



“VALORIZACIÓN DE LUZ DEL SUR S.A.A.”

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

Presentado por

Sr. Javier Jesús Alarcón Manrique

Srta. Edith Regina Anaya Cori

Sr. Fernando Cirilo Núñez

Asesor: Profesor Alfredo Aguilar Córdova

2017

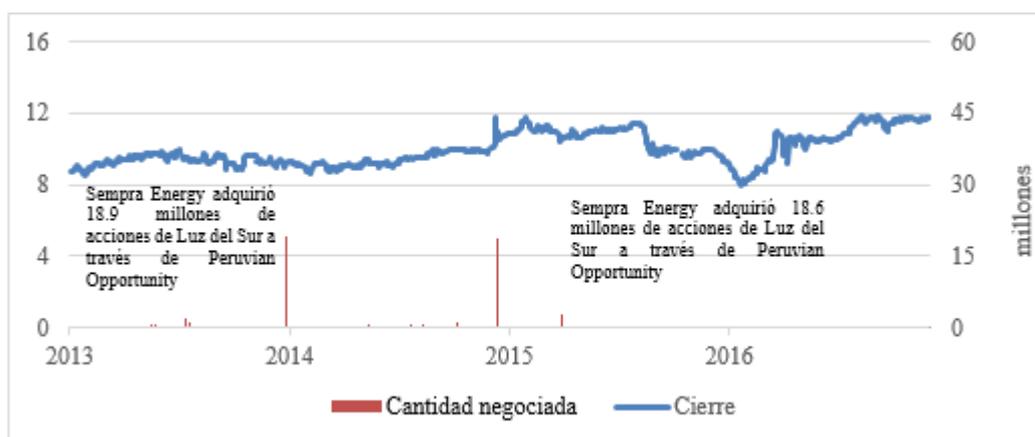
Dedicamos el presente trabajo a nuestros queridos padres por ser el pilar fundamental de todo lo que somos, tanto en nuestra educación como en la vida, y por su apoyo incondicional a través del tiempo.

Resumen ejecutivo

Luz del Sur S.A.A. (en adelante la compañía o Luz del Sur), se dedica principalmente a la distribución y comercialización de energía eléctrica en su zona¹ de concesión que abarca los distritos de Lima Sur y en las provincias de Cañete y Huarochirí, en menor proporción a la generación eléctrica. La compañía forma parte del Grupo Semptra, una compañía multinacional del sector de energía que opera también en países como México, Chile, Argentina y Estados Unidos. Luz del Sur desarrolla sus actividades de distribución en un mercado monopólico en el Perú.

Históricamente, la compañía ha tenido una cotización bursátil y creciente, tal como se muestra a continuación:

Gráfico 1. Cotización histórica LUSURC1 (2013-2016) (en S/)



Fuente: Bolsa de Valores de Lima (BVL), 2017.

Elaboración: Propia, 2017.

Actualmente, la compañía se encuentra en una fase madura², y el mercado en el que opera se encuentra en crecimiento vegetativo.

La compañía tiene como principales fortalezas³: una estratégica zona de concesión bajo un contrato de duración indefinida; diversificación del suministro de energía, asegurado por 56 contratos con 18 empresas generadoras; tendencia decreciente de las pérdidas de energía (en los últimos cinco años tuvo una disminución de 16.15%); y respaldo del grupo económico al que pertenece.

¹ La zona de concesión corresponde a los distritos de Lima, Cañete y Huarochirí descritos en el anexo 1.

² Los indicadores de que la compañía se encuentra en fase madura se desarrollaron en el capítulo I, punto 7 y en el anexo 6.

³ Las fortalezas de la compañía se desarrollaron en el capítulo II, punto 2.

Los principales riesgos⁴ de la compañía son la dependencia del recurso hidrológico por cambios climatológicos y los altos costos de inversión. El primer riesgo es mitigado a través de la diversificación de contratos que mantiene la compañía con generadoras de energía hidroeléctrica y termoeléctrica⁵; y el segundo riesgo es mitigado a través del acceso al financiamiento.

En el presente trabajo se realizó la valorización de la compañía a través de los siguientes métodos⁶: flujo de caja descontado (FCD), múltiplos comparables (MC), transacciones comparables (TC), dividendos descontados (DDM)⁷ y valor contable (VC), siendo el primero el principal y el más recomendable para la toma de decisiones debido a que parte del principio que el valor de la empresa depende de los beneficios económicos futuros que puede generar. Los resultados de los métodos de valorización mencionados se muestran en los gráficos 2 y 3.

La valorización bajo el método del FCD se realizó sobre proyecciones de flujos basadas en supuestos, los cuales se encuentran descritos en el capítulo VI. Cabe señalar que se tuvo ciertas limitaciones en el acceso a la información que no era pública de la compañía; así por ejemplo, los autores de la presente investigación no tuvieron acceso a los contratos de compra de energía entre la compañía y las generadoras de energía por ser información privada; al desagregado de los costos en variables y fijos del estado de resultados; a los presupuestos financieros; a la gerencia general y a la información financiera de la compañía⁸; al último estudio de costos del valor agregado de distribución (VAD) y cargos fijos⁹ del período 2017 al 2021, entre otros.

Así, los autores estimaron que las ventas de la compañía aumentarían a un CAGR¹⁰₂₀₁₇₋₂₀₂₆ de 8.55% en promedio en los próximos diez años, impulsadas -básicamente- por los ingresos por distribución de energía a sus clientes regulados, principalmente los residenciales de baja tensión, producto del mayor consumo e incremento de clientes originado principalmente por el consumo de energía en la zona de concesión.

⁴ Los riesgos significativos identificados para la compañía han sido descritos en el anexo 28.

⁵ Ver detalle de contratos con proveedores de energía en el anexo 26.

⁶ Los métodos de valoración han sido descritos en el anexo 21.

⁷ Esta metodología no es la más recomendable cuando no se cuenta con una política de distribución de dividendos fija o estable, como es el caso.

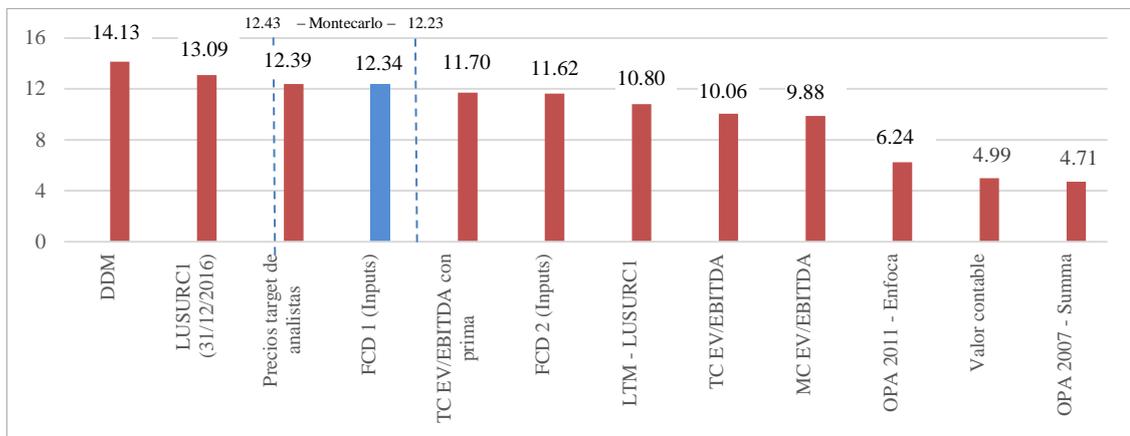
⁸ Sólo se tuvo acceso a una entrevista telefónica con un funcionario del área contable de la compañía, descrita en el anexo 24.

⁹ Al 11 de diciembre de 2017, no se encontraba disponible los documentos para la fijación tarifaria del VAD y cargos fijos por el periodo 2017-2021. La descripción del VAD se encuentra en el anexo 27.

¹⁰ Crecimiento anual compuesto o compound annual growth rate por sus siglas en inglés, CAGR.

Como resultado se obtuvo que el valor de la acción LUSURC1, al 31 de diciembre de 2016, calculado por el método de flujo de caja descontado (FCD 1) asciende a S/ 12.34, el cual se encuentra muy cercano a su cotización bursátil (6% de diferencia) y ligeramente por debajo del valor de la mediana (S/ 12.39) de los precios targets de los analistas, por lo cual se recomienda **mantener** la acción. A continuación, se presenta el valor base de la acción LUSURC1 calculado bajo las metodologías empleadas, así como el obtenido de fuentes públicas¹¹ al 31 de diciembre de 2016:

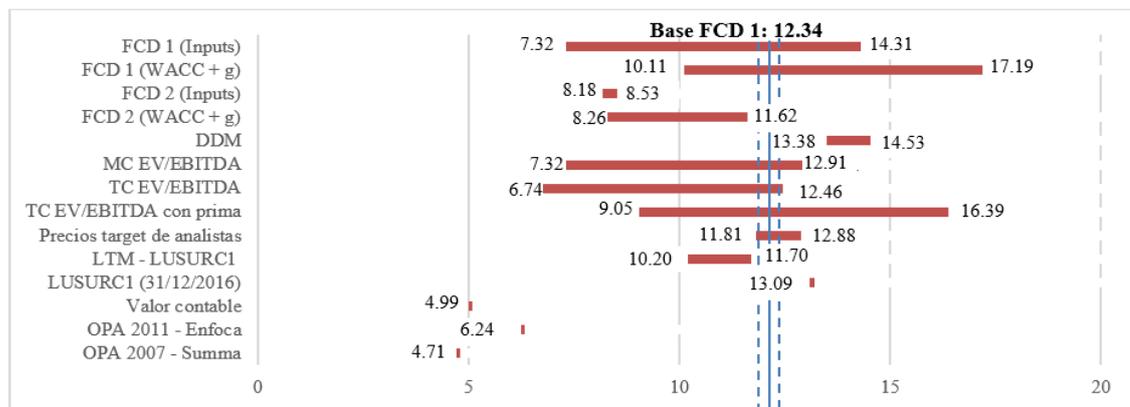
Gráfico 2. Valor base por método de valorización de LUSURC1 (en S/)¹²



Fuente: Elaboración propia, 2017.

Asimismo, se presenta un gráfico football field de la acción LUSURC1 desarrollado bajo las metodologías indicadas, así como el obtenido de fuentes públicas al 31 de diciembre de 2016:

Gráfico 3. Valor de LUSURC1 (en S/) – football field



Fuente: Elaboración propia, 2017.

¹¹ Los valores de fuentes públicas presentados fueron obtenidos de los informes de valorización de Ofertas Públicas de Adquisición (OPA) de 2011 y 2007 realizados por Enfoca S.A.C. (en adelante, Enfoca) y Summa Asesores Financieros S.A. (en adelante, Summa), respectivamente. Asimismo, el valor de los precios target de analistas fue obtenido de Bloomberg.

¹² Excepto para FCD 2 (Inputs) que corresponde valor superior sensibilizando la WACC y g.

Índice

Índice de tablas.....	ix
Índice de gráficos	x
Índice de anexos	xi
Resumen ejecutivo.....	iii
Capítulo I. Descripción del negocio	1
1. Antecedentes de Luz del Sur S.A.A.....	1
2. Líneas de negocio de Luz del Sur	1
2.1 Distribución de energía eléctrica	1
2.2 Generación de energía eléctrica.....	2
3. Tipo de cliente por línea de negocio de Luz del Sur.....	2
3.1 Línea de distribución de energía eléctrica.....	2
3.2 Línea de generación de energía eléctrica	3
4. Áreas geográficas.....	3
4.1 Distribución de energía eléctrica	3
4.2 Generación de energía eléctrica.....	3
5. Breves hechos de importancia de Luz del Sur	4
6. Accionistas y directorio de Luz del Sur.....	4
7. Ciclo de vida de la Compañía	5
8. Análisis de cadena de valor.....	5
Capítulo II. Análisis del macroambiente	6
1. Análisis Pestel.....	6
2. Análisis FODA	6
Capítulo III. Descripción y análisis de la industria.....	8
1. Análisis de Porter.....	8
2. Matriz de Boston Consulting Group (BCG)	9
3. Principales competidores	10
4. Evolución de la compañía en la industria	10

Capítulo IV. Posicionamiento competitivo y factores organizativos sociales	11
1. Propuesta de valor.....	11
2. Ventajas comparativas y ventajas competitivas.....	12
3. Posicionamiento competitivo.....	12
4. Revelamiento de la estrategia aplicada	12
5. Factores organizativos y sociales.....	12
Capítulo V. Análisis financiero y características de la inversión.....	13
1. Finanzas operativas de Luz del Sur.....	13
1.1 Análisis financiero de Luz del Sur.....	13
1.1.1 Ingresos.....	13
1.1.2 Margen bruto	13
1.1.3 Utilidad neta.....	14
2. Finanzas estructurales	15
2.1.Descripción de las políticas de la empresa.....	15
2.2.Diagnóstico	16
Capítulo VI. Valoración	17
1. Supuestos de proyecciones	17
1.1 Horizonte de la valorización	17
1.2 Ingresos.....	17
1.2.1 Distribución	17
1.2.2 Generación.....	19
1.3 Costos de venta	20
1.4 Gastos de comercialización y administrativos	20
1.5 Otros ingresos y otros gastos	20
1.6 Capex y depreciación.....	20
1.7 Variación del capital de trabajo	21
1.8 Tasa del impuesto a la renta.....	21
1.9 Perpetuidad	21
1.10Tasa de descuento	21
2. Determinación de los flujos de caja libre y/o del accionista.....	23
3. Métodos de valoración.....	23
4. Resultados de los métodos de valorización.....	23
4.1 Flujo de caja descontado.....	24

4.1.1 Sensibilización del flujo de caja descontado	24
4.1.2 Análisis de escenarios.....	25
4.2 Múltiplos comparables.....	26
4.3 Transacciones comparables	27
4.4 Modelo de descuento de dividendos	29
4.5 Valor contable.....	30
4.6 Precio o cotización bursátil.....	30
Conclusiones y recomendaciones	33
1. Conclusiones.....	33
2. Recomendaciones	33
Bibliografía	34
Anexos	44
Nota biográfica	85

Índice de tablas

Tabla 1.	Tipos de clientes de Luz del Sur.....	2
Tabla 2.	Principales hechos de importancia de Luz del Sur	4
Tabla 3.	Análisis FODA	7
Tabla 4.	Resumen de las cinco fuerzas de Porter	8
Tabla 5.	Principales ratios de Luz del Sur y Enel Distribución.....	15
Tabla 6.	Drivers utilizados en la proyección del número de clientes	18
Tabla 7.	Drivers utilizados en la proyección de la demanda de GWh de usuarios residenciales de baja tensión	18
Tabla 8.	Drivers utilizados en la proyección del VAD.....	19
Tabla 9.	Flujo de caja descontado de Luz del Sur (en millones de S/)... ..	24
Tabla 10.	Flujo de caja descontado de Luz del Sur	24
Tabla 11.	Criterios de análisis de sensibilidad del flujo de caja descontado	25
Tabla 12.	Análisis de escenarios del flujo de caja descontado	25
Tabla 13.	Múltiplos comparables EV/EBITDA de Luz del Sur – Rango intercuartil	26
Tabla 14.	Cuartiles del precio de la acción por múltiplos comparables	27
Tabla 15.	Transacciones comparables EV/EBITDA de Luz del Sur – Rango intercuartil	28
Tabla 16.	Cuartiles del precio de la acción por transacciones comparables	29
Tabla 17.	Cuartiles del precio de la acción por transacciones comparables con prima... ..	29
Tabla 18.	Dividendos descontados de Luz del Sur (en millones de S/)... ..	29
Tabla 19.	Cuartiles del precio de la acción por DDM	30
Tabla 20.	Valor contable de Luz del Sur	30
Tabla 21.	Precio bursátil de Luz del Sur	30
Tabla 22.	Criterios para la determinación del rango de valor de la acción de Luz del Sur (Football Field).....	31

Índice de gráficos

Gráfico 1.	Cotización histórica LUSURC1 (2013-2016) (en S/)	iii
Gráfico 2.	Valor base por método de valorización de LUSURC1 (en S/)	v
Gráfico 3.	Valor de LUSURC1 – Football Field	v
Gráfico 4.	Composición accionaria y directorio	4
Gráfico 5.	Directorio	4
Gráfico 6.	Cadena de valor	5
Gráfico 7.	Las cinco fuerzas de Porter de Luz del Sur	9
Gráfico 8.	Matriz BCG	9
Gráfico 9.	Misión, visión y valores	11
Gráfico 10.	Análisis de sensibilidad del valor de LUSURC1 - Tornado Chart	24
Gráfico 11.	Análisis de Montecarlo	26
Gráfico 12.	Resultados del valor de la acción de Luz del Sur (Football Field en S/)	31

Índice de anexos

Anexo 1.	Distritos de la zona de concesión de distribución.....	45
Anexo 2.	Tipos de clientes de Luz del Sur por distribución y generación de energía	46
Anexo 3.	Cantidad de clientes y GWh vendidos.....	47
Anexo 4.	Hechos de importancia de Luz del Sur.....	47
Anexo 5.	Gerencias de Luz del Sur.....	48
Anexo 6.	Etapas e indicadores del ciclo de vida de Luz del Sur.....	49
Anexo 7.	Análisis de cadena de valor	49
Anexo 8.	Análisis Pestel	50
Anexo 9.	Principales competidores de Luz del Sur	51
Anexo 10.	Evolución de las ventas de los años 2012 al 2016.....	52
Anexo 11.	Actividades para la propuesta de valor de la compañía.....	53
Anexo 12.	Matriz Canvas – Modelo de negocio.....	54
Anexo 13.	Ventajas comparativas y competitivas de mercado	55
Anexo 14.	Factores organizativos y sociales	55
Anexo 15.	Análisis vertical y horizontal de Luz del Sur y Enel Distribución S.A.A.	56
Anexo 16.	Ratios financieros de Luz del Sur y sus competidores	58
Anexo 17.	Evolución porcentual de las ventas y márgenes de la Compañía 2012 -2016. 59	
Anexo 18.	Políticas de la compañía y características de la inversión	61
Anexo 19.	Tasa de endeudamiento (Kd), CAPM (Ke) y WACC de Luz del Sur	64
Anexo 20.	Proyecciones de la compañía.....	66
Anexo 21.	Métodos de valoración	68
Anexo 22.	Cotización bursátil Luz del Sur S.A.A. y precios de analistas	69
Anexo 23.	Proceso de generación eléctrica de la Central Hidroeléctrica Santa Teresa	70
Anexo 24.	Cuestionario de preguntas y respuestas (Q&A) con funcionario del área contable de Luz del Sur	71
Anexo 25.	Matrices EFI y EFE	73
Anexo 26.	Proveedores de energía.....	75
Anexo 27.	Sector eléctrico	76
Anexo 28.	Análisis de riesgos asociados al negocio de Luz del Sur.....	78
Anexo 29.	Modelo econométrico.....	79

Capítulo I. Descripción del negocio

1. Antecedentes de Luz del Sur S.A.A.

Luz del Sur S.A.A. (en adelante, Luz del Sur o la compañía) es una empresa peruana, subsidiaria de Ontario Quinta S.R.L., empresa controlada por Sempra Energy¹³, que fue constituida el 24 de agosto de 1996¹⁴, y cuyo domicilio legal se encuentra en Av. Canaval y Moreyra 380, San Isidro, Lima.

Luz del Sur se dedica principalmente a brindar el servicio público de distribución de energía eléctrica en el área asignada en su contrato de concesión definitiva con el Estado Peruano, contrato que tiene una duración indefinida.

Asimismo, a partir del 01 de setiembre de 2015, la compañía amplió su giro de negocio a las actividades de generación eléctrica, iniciando operaciones de su Central Hidroeléctrica de Santa Teresa – Ccollpani Grande, ubicada en Cusco (en adelante, Central Hidroeléctrica Santa Teresa).

2. Líneas de negocio de Luz del Sur

2.1 Distribución de energía eléctrica

Como se mencionó anteriormente, la compañía desarrolla sus actividades de distribución en el área asignada de concesión, la cual abarca 3,500 km² e incluye 30 de los distritos más importantes de Lima Metropolitana y la provincia de Cañete¹⁵.

Al 31 de diciembre 2016, los ingresos por distribución de energía representaron el 96% del total de ingresos operativos de la compañía y provinieron de aproximadamente 1,077,861 clientes regulados y 100 clientes libres que representaron el 94% y 6 % de los ingresos por distribución al 31 de diciembre de 2016, respectivamente.

¹³ Empresa matriz de Luz del Sur domiciliada en California, Estados Unidos.

¹⁴ Luz del Sur, antes Edelsur, fue constituida como persona jurídica de derecho privado el 01 de enero de 1994. Posteriormente, Ontario Quinta S.R.L. adquirió en licitación internacional el 60% de las acciones de la compañía que se encontraban en manos del Estado Peruano.

¹⁵ Ver anexo 1 para mayor detalle del área de concesión.

2.2 Generación de energía eléctrica

A partir de setiembre de 2015, el Comité de Operaciones del Sistema Interconectado Nacional (en adelante, COES SINAC) aprobó a la compañía la operación comercial de la Central Hidroeléctrica Santa Teresa, dando inicio así a sus actividades de generación eléctrica.

Cabe resaltar, que la producción de energía de la Central Hidroeléctrica Santa Teresa, al 31 de diciembre de 2016, fue de 647,131 Megavatios por hora (MWh), y estuvo orientada al cumplimiento de contratos con clientes libres únicamente.

Al 31 de diciembre 2016, las ventas de energía generada de la compañía representaron el 4% de sus ingresos operativos.

3. Tipo de cliente por línea de negocio de Luz del Sur

3.1 Línea de distribución de energía eléctrica

La compañía en el negocio de distribución mantiene tres tipos de distribución por tensión alta, media y baja en los cuales mantiene dos tipos de clientes: libres y regulados, los que se clasifican en más sub-categorías por tipo de uso, lo que se detalla en el anexo 2. En los últimos años, la mayor participación en las ventas de energía eléctrica de la compañía, dentro de su área de concesión, se orientó a clientes regulados. A continuación, se describe las principales características de los clientes libres y regulados:

Tabla 1. Tipos de clientes de Luz del Sur

Variables	Clientes regulados	Clientes regulados o libres (por elección)	Clientes libres
Residente	En área de concesión	En área de concesión u otras	En área de concesión u otras
Demanda anual en KW	Menor a 200	De 200 a 2,500	Mayor a 2,500
Tarifa por KWh	Regulada por Osinergmin	Puede elegir la modalidad regulada o libre	Negociada entre el cliente y el distribuidor
Consideraciones adicionales	-	De ser más favorable pueden contratar directamente de un generador eléctrico u otro distribuidor.	
Participación en los ingresos de la compañía	94% de los ingresos de distribución	-	6% de los ingresos de distribución

Fuente: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin), 2017a, 2017b, 2017c.

Elaboración: Propia, 2017.

En el anexo 3 se presenta un cuadro con la cantidad de clientes y GWh vendidos durante los ejercicios 2015 y 2016 por tipo de cliente.

Cabe resaltar que en el año 2016 se incorporaron 51 suministros a la cartera de clientes libres de Luz del Sur, entre los cuales están América Móvil Perú S.A.C., Entel Perú S.A., Hotelera Costa del Pacífico, Hoteles Sheraton del Perú S.A., Corporación Primax S.A., Laboratorios AC Farma S.A., Quad / Graphics Perú S.A., AW Faber Castell S.A., Inversiones San Gabriel S.A., Artesco S.A., Textil San Ramón S.A.C., BBraun Medical Perú S.A., entre otros. Por otro lado, se venció el contrato suscrito con GyM Ferrovías S.A. y se resolvieron con Vidriería 28 de Julio S.A.C., Inversiones San Borja S.A. y Corporación Lindley S.A.

3.2 Línea de generación de energía eléctrica

La actividad de generación de energía presentó ingresos a partir de setiembre de 2015, con el inicio de operaciones de la Central Termoeléctrica Santa Teresa. A la fecha, la compañía despacha su energía a través del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (en adelante, SEIN). Asimismo, en el anexo 2 se detallan las características de los clientes de generación.

Durante el año 2016, los ingresos provenientes de las ventas de generación de energía eléctrica ascendieron a S/ 110,200,000 y se orientaron únicamente a clientes libres.

4. Áreas geográficas

4.1 Distribución de energía eléctrica

Como se explicó anteriormente, la compañía puede realizar sus operaciones de distribución de energía eléctrica en su área de concesión geográfica específica de Lima Sur y Cañete (ver anexo 1).

4.2 Generación de energía eléctrica

Las operaciones de generación de energía eléctrica de Luz del Sur se explican por la Central Hidroeléctrica Santa Teresa. La zona geográfica de influencia en esta actividad no solo se circunscribe a Cusco o a regiones del sur del país donde potenciales clientes industriales o mineros podrían solicitar servicios de energía eléctrica a la compañía a través de acuerdos de compra de energía, sino también se ve su influencia a nivel nacional dado que la Central Hidroeléctrica Santa Teresa está conectada al SEIN que cubre el sistema eléctrico a nivel nacional.

5. Breves hechos de importancia de Luz del Sur

A continuación, se muestra un cuadro con los principales hechos de importancia de la compañía durante el ejercicio 2016:

Tabla 2. Principales hechos de importancia de Luz del Sur

Fecha	Hecho de importancia	Consideraciones
12/12/2016	La Junta de Accionistas de la Compañía aprobó la propuesta de reorganización simple entre Luz del Sur e Inland Energy Perú S.A.C., el cual Luz del Sur escindirá un bloque patrimonial constituido por los proyectos de generación eléctrica Santa Teresa II, Majes y Garibaldi para aportarlo a Inland Energy Perú S.A.C., con lo cual la compañía seguirá enfocándose únicamente en la actividad de distribución eléctrica y operación de la planta de Santa Teresa e Inland en los proyectos de generación eléctrica, esperando así mayores eficiencias.	Este hecho se considera importante porque se realizó con la finalidad de cumplir la Ley de Antimonopolio y Antilogopolio que regula la integración vertical.
13/07/2016	Se llevó a cabo la colocación de la cuarta emisión del tercer programa de bonos corporativos de la compañía por el monto de S/ 164.10 millones a una tasa anual de 6.50% y con fecha de vencimiento de 14 de julio de 2025.	Hecho considerado importante porque dicho financiamiento fue usado principalmente en capex de la compañía.
Otros 2016	Otros hechos de importancia descritos en el anexo 4.	

Fuente: Superintendencia del Mercado de Valores (SMV), 2016.

Elaboración: Propia, 2017.

6. Accionistas y directorio de Luz del Sur

Gráfico 4. Composición accionaria

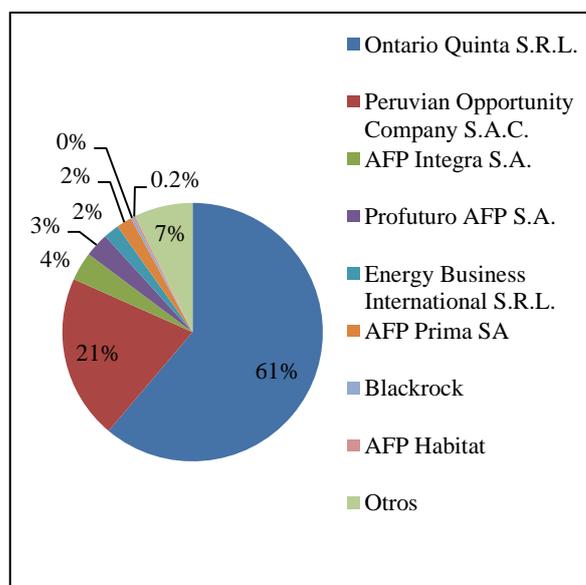


Gráfico 5. Directorio

<p>Directores titulares:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Trevor Mihalik - Presidente del directorio • Carlos Mauer Díaz Barriga – Vice presidente • Patricia Kay Wagner – Director • Eduardo Pawluszek – Director <p>Directores Suplentes:</p> <ul style="list-style-type: none"> • María Angélica Espinosa – Vice presidente suplente • Armando Infanzón - Director suplente • John Patrick Dill - Director suplente • Alberto Abreu – Presidente suplente <p>Secretario del Directorio:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Eduardo Benavides - Secretario del directorio

Fuente: SMV, 2016.

Elaboración: Propia, 2017.

Fuente: Bloomberg, 2017a.
 Elaboración: Propia, 2017.

La compañía cuenta con siete gerencias, las cuales se detallan en el anexo 5.

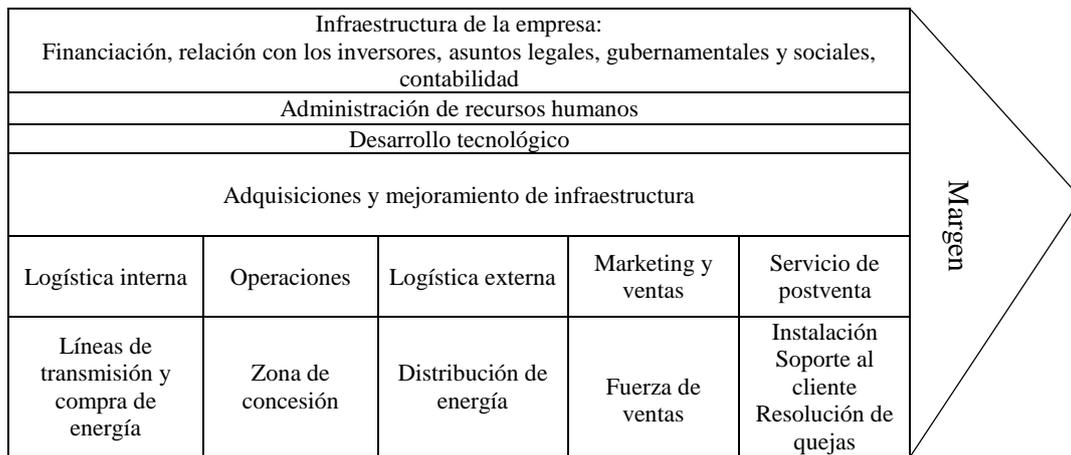
7. Ciclo de vida de la compañía

Como se describió en el punto 1, la compañía se constituyó el 24 de agosto de 1996, y tiene un contrato de concesión de distribución eléctrica con el Estado peruano de duración indefinida. La empresa se encuentra en una etapa de madurez, de acuerdo con lo descrito en el anexo 6.

8. Análisis de cadena de valor

De acuerdo con Porter (1997), las actividades de valor se dividen en primarias y de apoyo. Las primeras, en la zona inferior del gráfico, son las que están vinculadas a la creación del servicio. Las segundas, brindan soporte a las primeras al ofrecer insumos, tecnología, recursos y diversas funciones globales. La compañía cuenta con dos fuentes de ingresos por distribución y generación de energía, las cuales representan el 96% y 4%, respectivamente. A continuación, se presenta un gráfico con la cadena de valor de la compañía por su actividad principal correspondiente a la distribución de energía:

Gráfico 6. Cadena de valor



Fuente: Porter, 1997.
 Elaboración: Propia, 2017.

Cada punto de la cadena de valor ha sido analizado y descrito en el anexo 7.

Capítulo II. Análisis del macroambiente

1. Análisis Pestel

Se realizó el análisis Pestel, el cual se encuentra desarrollado en el anexo 8.

2. Análisis FODA¹⁶

Ver tabla 3.

Una vez elaborada la matriz FODA, que enlista los factores internos y externos que influyen en el desempeño de la compañía, se realizó el análisis de la situación interna y externa de la empresa mediante la matriz de evaluación de los factores internos (EFI) y la matriz de evaluación de los factores externos (EFE), tal como se muestra en el anexo 25.

¹⁶ De acuerdo con Thompson (1998), «[...] el Análisis SWOT. Es necesario buscar para medir los puntos fuertes, débiles, las oportunidades y las amenazas de una compañía. [...] la matriz FODA enlista cuales son los factores internos y externos que influyen en el desempeño de una organización».

Tabla 3. Análisis FODA

Fortalezas	Debilidades
<ul style="list-style-type: none"> • Estratégico ámbito de concesión. La compañía opera en una zona de concesión de más de 3,500 km² en Lima y la provincia de Cañete donde residen más de 4 millones de habitantes. Concentra importantes centros de actividades comerciales, de servicios y turísticas y, además, alberga un significativo número de empresas productivas y sectores con elevados ingresos per cápita. Al poseer la condición de único distribuidor del servicio público de electricidad en su zona de concesión, mantiene una barrera de entrada al ingreso de competidores en el segmento de clientes regulados. • Sector urbano de alta densidad. Luz del Sur S.A.A, opera en un área de concesión que principalmente pertenece al sector de distribución típico 1, urbano de alta densidad. • Experiencia y conocimiento del grupo económico al que pertenece. El Grupo Sempra Energy, que controla indirectamente el 83.64% del accionariado, es un grupo empresarial que desarrolla, construye y opera activos de infraestructura energética y distribuye electricidad y gas natural en países como Perú, México, Chile, Argentina y Estados Unidos. El respaldo brindado por este grupo ha beneficiado a la compañía con perspectivas favorables de expansión, entre ellas la incursión en el mercado de generación de energía eléctrica. • Expansión y modernización de la infraestructura. La compañía viene expandiendo y modernizando su red de distribución, con el propósito de respaldar la progresiva demanda en la zona de concesión. Es consciente de las inversiones necesarias para mantener y expandir sus operaciones. • Suministro de energía asegurada y reducciones en las pérdidas de energía. La compañía tiene firmados 56 contratos de suministros de energía con 18 empresas generadoras que le garantizan una potencia total contratada de 1,845 MW (ver anexo 26). La suscripción de dichos contratos de mediano y largo plazo le permite garantizar sus requerimientos de potencia y energía para atender la creciente demanda en su zona de concesión, los que cuentan con vencimientos a diciembre 2031. Por otro lado, la pérdida de energía ha mantenido una tendencia decreciente en los últimos cinco años. • Incursión en el rubro de generación de energía. La Central Hidroeléctrica de Santa Teresa es una reciente inversión de Luz del Sur que ya está generando rentabilidad para la compañía. • Traslado de costos. El incremento experimentado en la compra de energía y, por tanto, en el costo de la misma, es trasladado al público a través de las tarifas cobradas a los clientes finales, de manera que la utilidad bruta de la empresa distribuidora no se ve afectada significativamente respecto a su negocio de distribución de electricidad a clientes regulados. • Gestión de personal. Para garantizar el crecimiento sostenido en el tiempo de los proyectos empresariales, la compañía ha desarrollado un proceso de gestión del talento dirigido a seleccionar los profesionales más destacados del mercado. Asimismo, imparte más de 50,000 horas de capacitación al año. • Cuidado del impacto ambiental. Procesos de supervisión y control ambiental en todas las actividades con el fin de garantizar un manejo ambiental seguro para el entorno y sus colaboradores, de acuerdo con lo establecido por el Decreto Supremo N°029-94-EM, Reglamento de Protección Ambiental en las Actividades Eléctricas (Ministerio de Energía y Minas [EM] 1994), las cuales son supervisadas por el Osinergmin. La compañía, de acuerdo con sus controles establecidos, considera que no surgirán pasivos de importancia relacionados con el manejo del medio ambiente. 	<ul style="list-style-type: none"> • Resguardos financieros. La compañía mantiene un límite de endeudamiento por la emisión del segundo programa de bonos corporativos que tiene vencimiento en el año 2022. Dicho límite consiste en que el índice de endeudamiento no debe ser mayor a 1.7x ([deuda financiera – efectivo y equivalente de efectivo] / total patrimonio), calculado en base a los estados financieros consolidados auditados al cierre de cada año durante la vigencia de los valores. Dicho límite es monitoreado frecuentemente por la gerencia de la compañía. • Niveles crecientes de apalancamiento. Dado el incremento de inversiones efectuadas por la compañía en los últimos años, el apalancamiento financiero ha seguido una tendencia creciente; así el índice de endeudamiento neto pasó de 0.5x (diciembre 2011) a 0.8x (setiembre de 2016). • Excesiva demanda de energía en el mercado spot. En el mercado spot, el precio de energía y potencia en la actualidad es menor; esto afecta directamente los contratos con los clientes libres quienes pueden optar por rescindir el contrato y pactar directamente con el generador, pues les resultaría más beneficioso. • Ratios de cobro y pago de actividades de operación. Actualmente la compañía mantiene un periodo promedio de cobro de 52 días y un periodo promedio de pago de 48 días, lo cual podría afectar la gestión del capital de trabajo.
Oportunidades	Amenazas ¹⁷
<ul style="list-style-type: none"> • Crecimiento del sector. Sector poco vulnerable a variaciones en condiciones económicas, y con moderada probabilidad de crecimiento a corto plazo. También existe la puesta en operación de grandes proyectos mineros que impulsarán la demanda de energía. Así también el sector eléctrico es altamente impermeable ante variaciones en las condiciones económicas. • Integración del sector. Integración regional de la Comunidad Andina de generación eléctrica. Se espera que Perú se convierta en un hub energético y pueda, luego de abastecer la demanda interna, exportar energía a Ecuador, Brasil, Colombia y Bolivia. • Ley N°28749, Ley de Electrificación Rural (Congreso de la República 2006). Dada en el año 2006- tiene como fin ampliar la cobertura del servicio a las zonas pobres y brindar un mejor nivel de vida a la población, lo que favorecerá al incremento de clientes de las zonas rurales de Lima que se encuentran dentro del área de concesión de la compañía. 	<ul style="list-style-type: none"> • Dependencia del recurso hidrológico. Situación de riesgo por dependencia del sector eléctrico respecto a las condiciones hidrológicas del país por cambios climatológicos, desastres naturales, entre otros factores, en cuanto a la futura generación y/o abastecimiento de energía eléctrica. • Altos costos de inversión. Los altos costos de inversión en la construcción de redes y sub-estaciones, los cuales no necesariamente son compensados por las tarifas de energía. • Sector altamente regulado. Cambio inesperado en la regulación que pudiese afectar el desarrollo del sector, siempre que los ajustes de tarifas respondan más a criterios políticos que económicos en el segmento de distribución. • Congestionamiento en líneas de transmisión. La congestión casi permanente en las líneas de transmisión que, ante cualquier eventualidad, podría provocar cortes de energía. • Trámites burocráticos. Dificultad en la obtención de permisos y licencias; problemas para obtener los permisos ambientales; trámites burocráticos dificultan la construcción de las líneas de transmisión. Retraso en la construcción de las líneas de transmisión. • Integración vertical del sector eléctrico. De acuerdo con la Ley N°26876, Ley Antimonopolio y Antioligopolio del Sector Eléctrico (Congreso de la República 1997), los activos productivos de la línea de generación no deben exceder el 5% del total de los activos productivos de la empresa adquirente; caso contrario, la compañía tendría que solicitar una autorización a la Comisión de Libre Competencia del Indecopi.

Fuente: Reporte Maximixe, 2017; Pacific Credit Rating, 2016; Congreso de la República, 1997; Congreso de la República, 2006; Ministerio de Energía y Minas (MEM) 1994.
Elaboración: Propia, 2017.

¹⁷ Ver análisis de riesgos asociados al negocio de Luz del Sur en el anexo 28.

Capítulo III. Descripción y análisis de la industria

1. Análisis de Porter

De acuerdo con Porter (1997), la competencia en un sector depende de cinco fuerzas básicas. Los autores de la presente investigación realizaron el análisis de la compañía en el sector eléctrico¹⁸ en la siguiente tabla:

Tabla 4. Resumen de las cinco fuerzas de Porter

Fuerzas de Porter	Puntaje
Potenciales competidores	1
<p>Distribución. Luz del Sur posee una concesión única en el área comercial donde opera para clientes regulados (negocio principal), siendo una fuerte barrera a la entrada. Respecto a los clientes libres se desempeña en un mercado competitivo.</p> <p>Generación. Luz del Sur opera la Central Hidroeléctrica de Santa Teresa para proveer energía a clientes libres. La construcción y operación de una planta de generación eléctrica representa unos altos costos de inversión y puesta en marcha. Asimismo, la obtención de los permisos y licencias representan procesos bastante largos, esto representa una gran barrera a la entrada.</p>	
Productos sustitutos	0
<p>La energía eléctrica no cuenta con sustitutos. La energía eléctrica distribuida por las empresas peruanas no cuenta con productos sustitutos perfectos.</p>	
Clientes¹⁹	1
<p>Distribución Regulados: Es el negocio principal de Luz del Sur. La tarifa se encuentra regulada por la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (GART) de Osinergmin, por lo que los clientes no tienen la capacidad de negociar. Libres: Es el negocio secundario de Luz del Sur. La tarifa se negocia entre proveedor y cliente, por lo que los clientes tienen la capacidad de negociar.</p> <p>Generación. Clientes con capacidad de negociar las tarifas en los contratos de suministro debido a que aplican subasta.</p>	
Proveedores	1.5
<p>Distribución. El COES vela por el abastecimiento eficiente de energía eléctrica, y de registrarse una variación en la tarifa eléctrica establecida por el generador eléctrico, esta se traslada al usuario final. Los proveedores naturales son las generadoras eléctricas.</p> <p>Generación. Los insumos más importantes para la generación eléctrica son el agua, gas natural, carbón y petróleo. En el caso de Luz del Sur el agua es la fuente energética principal.</p>	
Competidores	2
<p>Distribución. En el caso del mercado regulado no hay competidores debido a la concesión (monopolio natural); en el caso de los clientes libres puede darse una rivalidad en los límites de cada concesión.</p> <p>Generación. Los principales actores en el sector son Engie Energía Perú S.A., Enel Generación S.A.A. y Kallpa Generación S.A.</p>	

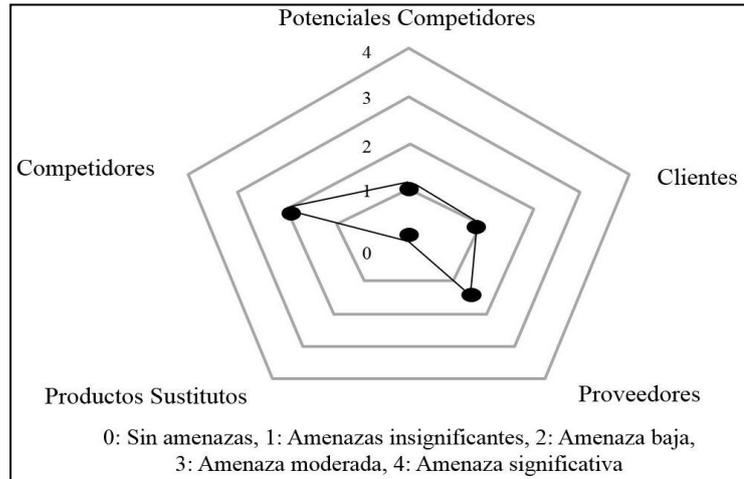
Fuente: Porter, 1997.

Elaboración: Propia, 2017.

¹⁸ Ver descripción del sector eléctrico en anexo 27.

¹⁹ Ver tipo de clientes de Luz del Sur en anexo 2.

Gráfico 7. Las cinco fuerzas de Porter de Luz del Sur

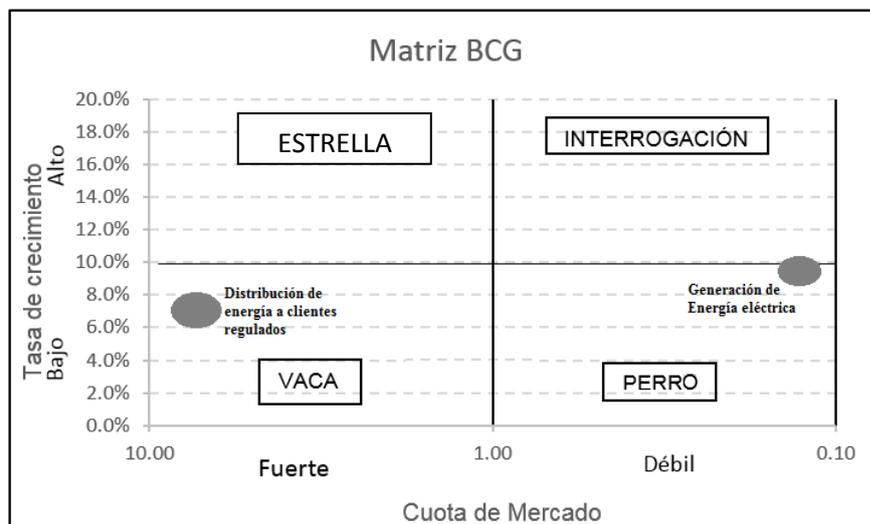


Fuente: Porter, 1997.
Elaboración: Propia, 2017.

2. Matriz de Boston Consulting Group (BCG)²⁰

Luz del Sur contó con una participación de mercado en sus líneas de distribución y generación eléctrica de 28.72% y 0.88%, respectivamente, durante el primer semestre de 2016 (Osinergmin 2016a). Por otra parte, el crecimiento del PBI de electricidad y agua asciende a 7.30% (Banco Central de Reserva del Perú [BCRP] 2017). A continuación, se muestra la matriz BCG:

Gráfico 8. Matriz BCG



Fuente: Andrade, 2016.
Elaboración: Propia, 2017.

²⁰ Andrade, 2016.

Se puede identificar que la línea de negocio de Luz del Sur de distribución eléctrica opera en un sector cuyo crecimiento se ha mantenido estable a través de los años con un crecimiento moderado. Por otra parte, la línea de negocio de generación eléctrica de Luz del Sur inició en 2015, siendo su cuota de mercado baja, así como la perspectiva de su tasa de crecimiento.

3. Principales competidores

De acuerdo con el informe de participación de mercado de las empresas del sector eléctrico del primer semestre de 2016 (Osinerghin 2016a), el principal competidor de Luz del Sur en el segmento de distribución de energía para clientes libres es Enel Distribución S.A.A., y para el segmento de generación, es Engie Energía Perú S.A. La descripción de estos y otros competidores se encuentra en el anexo 9.

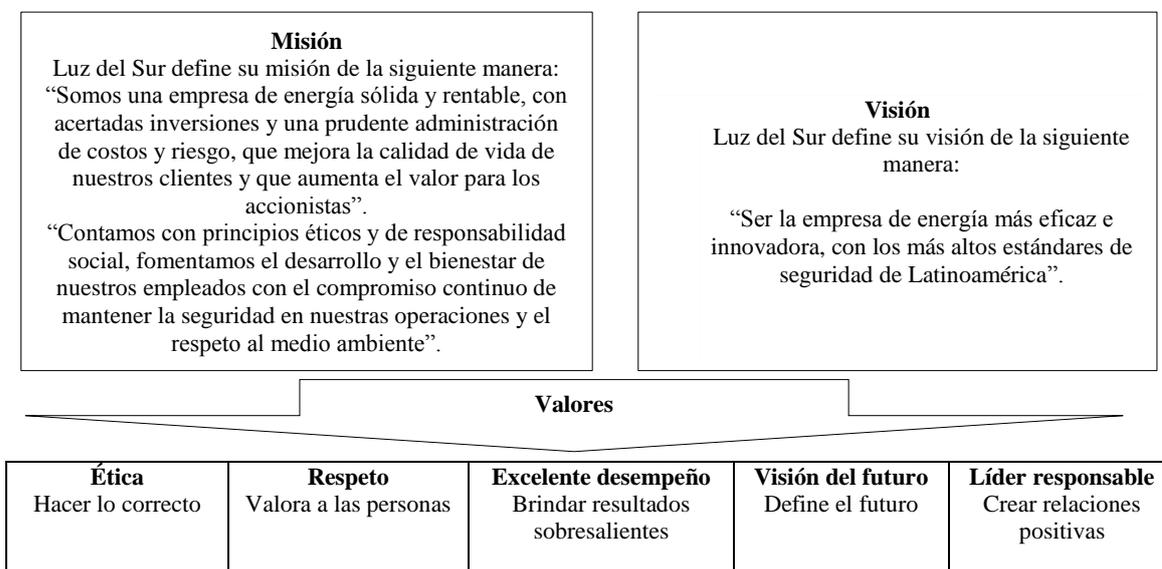
Cabe resaltar que cada empresa distribuidora eléctrica posee una concesión definitiva del Estado para operar en un sector del país y distribuir energía a los clientes regulados.

4. Evolución de la compañía en la industria

Las ventas de la compañía crecieron a un $CAGR_{2012-2016}$ de 11%, mientras que la inversión en un 7% en el mismo periodo. Se puede ver la evolución de las ventas e inversión con mayor detalle en el anexo 10.

Capítulo IV. Posicionamiento competitivo y factores organizativos sociales

Gráfico 9. Misión, visión y valores



Fuente: Luz del Sur, S.A.A.
Elaboración: Propia, 2017.

1. Propuesta de valor

Luz del Sur S.A.A. es una empresa privada cuya propuesta de valor es servir a millones de personas que buscan mejorar su calidad de vida, brindando apoyo y satisfacción a todos sus clientes a través de la prestación de servicios públicos de generación y distribución energía eléctrica de calidad.

La propuesta de valor de la compañía se resume en: “Cada día nos preocupamos por llevar a miles de familias y empresas, mucho más que luz”.

Para lograr ello, la compañía realiza actividades que se detalla en el anexo 11. Los autores de la presente investigación también han diseñado la matriz Canvas²¹ para construir la propuesta de valor (ver anexo 12).

²¹ De acuerdo con Minondo (2017), el modelo Canvas creado por Alexander Osterwalder y colaboradores, consiste en dividir el proyecto de negocio en nueve módulos que tratan de explicar cómo se genera ingresos y valor, a través de la siguiente lógica: (i) Parte de la existencia de la propuesta de valor, (ii) la cual es comunicada a los potenciales segmentos de clientes, (iii) a través de canales de distribución específicos. (iv) Estos permite establecer relaciones con los clientes, (v) con el fin de rentabilizar fuentes de ingresos. (vi) Todo ello requiere de la disponibilidad de recursos, y (vii) la realización de determinadas actividades claves. (viii) Asimismo, es necesario establecer relaciones con una red de contactos externos, así como (ix) controlar los costos del negocio.

2. Ventajas comparativas y ventajas competitivas

Las ventajas comparativas y competitivas de Luz del Sur están descritas en el anexo 13.

3. Posicionamiento competitivo

Con la integración vertical de sus actividades de distribución y generación, a través de su hidroeléctrica Santa Teresa, la compañía estaría mostrando un posicionamiento competitivo vinculado al liderazgo en costos respecto a su segmento de generación de energía.

Respecto a la línea de negocio de distribución de energía, Luz del Sur es una de las más eficientes del sector respecto a la pérdida de energía. En el año 2016 su pérdida de energía ascendió a 7.34%, incluso llegando a 7.01% en 2015, mientras que el sector estuvo alrededor de 8% en promedio. Asimismo, en los últimos cinco años obtuvo una disminución de 16.15%. Cabe resaltar que este indicador afecta a las compras de energía, con lo cual se puede afirmar que la compañía mantiene un posicionamiento competitivo vinculado al liderazgo en costos respecto a su segmento de distribución de energía.

4. Revelamiento de la estrategia aplicada

La estrategia aplicada por Luz del Sur sería la diversificación, entendiéndose como una diversificación relacionada hacia arriba; es decir, que la compañía busca desarrollar el servicio y mercado actual, pero siempre dentro de los límites de la industria que conoce (el mercado de energía eléctrica en el Perú) a fin de optimizar recursos y competencias, generar economías de escala, asegurar el abastecimiento, obtener mayores márgenes, entre otras razones. Asimismo, esta diversificación se traslada a una estrategia defensiva con la incursión en el segmento de generación, debido a la mayor competencia de la compañía respecto de los clientes libres, los cuales pueden ser captados por generadoras eléctricas.

5. Factores organizativos y sociales

El gobierno corporativo, cultura corporativa, el entorno y la responsabilidad social se ha descrito en el anexo 14.

Capítulo V. Análisis financiero y características de la inversión

1. Finanzas operativas de Luz del Sur

1.1 Análisis financiero de Luz del Sur

Los autores de la presente investigación han realizado el análisis vertical y horizontal de la compañía, el cual está detallado en el anexo 15, así como el análisis vertical y horizontal de su principal competidor, que es Enel Distribución S.A.A., el cual está detallado en el anexo 15. Para completar el análisis se ha detallado los ratios de los principales competidores que pueden ser revisados en el anexo 16.

1.1.1 Ingresos

En el año 2016, Luz del Sur percibió ingresos por actividades de distribución y generación. El consumo de energía eléctrica en los clientes regulados y libres registró 7,387.30 GWh, el cual representó una disminución de 1.2% respecto al año 2015. No obstante, el precio promedio por venta de energía (S/ por KWh) tuvo un aumento de 9.91%, lo que generó un impacto positivo en los ingresos operativos de la compañía de 6.69% (S/ 3,134,378 miles en 2016).

Las ventas de la compañía crecieron a un $CAGR_{2012-2016}$ de 11% alineado con la tendencia del crecimiento del PBI. En el anexo 10 se aprecia la evolución de las ventas de Luz del Sur en los últimos cinco años. Respecto al número de clientes, estos han tenido una tendencia creciente moderada para el ejercicio 2016. De la misma manera, se registró un incremento sostenido de los clientes no regulados (mercado libre), los cuales pasaron de 46 (setiembre de 2015) a 80 (setiembre de 2016). Esta variación fue impulsada por la suscripción de nuevos contratos con empresas como Algodonera Peruana S.A.C, Laive S.A., IBM del Perú S.A.C, Universidad de Ciencias Aplicadas, entre otras. En el anexo 17 se presenta la variación porcentual de las ventas de los últimos cinco años.

1.1.2 Margen bruto

Cabe precisar que en el ejercicio 2016, el margen bruto proveniente de la distribución de energía alcanzó el 23.92%, siendo menor al registrado por la actividad de generación (71.10%) debido a que en esta los costos variables son más bajos en línea con la fuente de energía renovable con la que cuenta la central hidroeléctrica. En ese sentido, los principales costos de generación de energía hidráulica provienen del mantenimiento de las máquinas (46.60%) y, contablemente, de

las provisiones por depreciación (33.70%), mientras que los costos de distribución de energía están concentrados básicamente en compras de energía eléctrica (76.08%). En el anexo 17 se aprecia los márgenes brutos de los últimos cinco años.

1.1.3 Utilidad neta

La utilidad neta en el 2016 ascendió a S/ 397,108 miles, registrando una disminución de S/ 29,000 (-6.84%) respecto al mismo periodo del año anterior, explicado por el incremento de los gastos financieros en S/ 14 millones, que corresponde principalmente a los intereses y comisiones de la nueva emisión de bonos realizada en el 2016 por S/ 164 millones.

Asimismo, los gastos administrativos se incrementaron principalmente por los gastos de personal por S/ 19 millones que corresponde al incremento del número de trabajadores. Como resultado del incremento de gastos financieros y gastos administrativos, se obtuvo un margen neto de 12.67%, tal como se observa en el anexo 17.

Cabe precisar que, de acuerdo con la información publicada por Osinergmin del primer semestre de 2016 (Osinergmin 2016a), Luz del Sur cuenta con la mayor participación de mercado seguido por Enel Distribución Perú S.A.A., antes Edelnor, como se muestra en el anexo 9. Por lo tanto, se ha elegido a Enel Distribución S.A.A. como la mejor comparable peruana de Luz del Sur por su participación de mercado similar y por brindar servicios de distribución de electricidad en un área de concesión colindante a la de Luz del Sur (ver tabla 5).

Tabla 1. Principales ratios de Luz del Sur y Enel Distribución

	2012	2013	2014	2015	2016
Ventas (en miles de S/)					
Luz del Sur	2,045,625	2,166,171	2,544,555	2,937,234	3,134,378
Enel Distribución	2,068,553	2,234,851	2,366,543	2,716,058	2,900,723
Margen Bruto					
Luz del Sur	28.38%	26.35%	25.60%	25.02%	25.58%
Enel Distribución	26.35%	28.05%	26.93%	26.31%	25.73%
Margen EBITDA					
Luz del Sur	26.69%	25.52%	24.46%	24.74%	24.07%
Enel Distribución	25.92%	24.48%	26.26%	24.93%	24.92%
Margen Operativo					
Luz del Sur	23.13%	22.04%	21.38%	21.79%	21.14%
Enel Distribución	18.32%	20.40%	19.35%	19.37%	19.10%
Margen Neto					
Luz del Sur	14.96%	14.58%	15.83%	14.51%	12.67%
Enel Distribución	4.86%	4.67%	4.25%	5.00%	5.65%
Return on Equity (ROE)					
Luz del Sur	21.60%	19.64%	22.97%	22.02%	16.34%
Enel Distribución	20.11%	21.59%	21.96%	20.66%	18.40%
Return on Assets (ROA)					
Luz del Sur	10.58%	9.16%	10.51%	9.88%	7.57%
Enel Distribución	7.73%	8.69%	8.57%	8.33%	7.43%
Necesidades Operativas de Fondos (NOF)					
Luz del Sur	50,810	79,437	65,983	42,220	67,654
Enel Distribución	-36,654	194,812	34,811	15,065	134,254
Fondo de Maniobra (FM)					
Luz del Sur	-142,893	-142,909	-137,049	-59,669	-330,216
Enel Distribución	-222,272	-302,268	-251,366	-484,090	-389,397
Rotación de cuentas por cobrar					
Luz del Sur	52.05	56.06	53.13	53.68	52.63
Enel Distribución	43.08	41.13	41.34	43.77	43.97
Rotación de Inventarios					
Luz del Sur	3.96	4.82	5.21	5.86	6.32
Enel Distribución	4.55	5.31	7.02	6.76	4.21
Rotación de cuentas por pagar					
Luz del Sur	42.66	41.42	41.90	46.58	47.85
Enel Distribución	44.23	60.58	60.14	54.24	56.71

Fuente: Luz del Sur, 2013a, 2014a, 2015a, 2016a, 2017a; y Enel Distribución Perú, 2013, 2014, 2015, 2016, 2017.

Elaboración: Propia, 2017.

2. Finanzas estructurales

2.1 Descripción de las políticas de la empresa

La descripción de la política comercial, de dividendos, inversión, financiamiento, capital, así como las características de inversión de la compañía, así como la coherencia de las políticas financieras y el análisis de financiamiento, se describe en el anexo 18.

2.2 Diagnóstico

Luz del Sur no tiene problemas económicos dado que la compañía no ha perdido dinero en los últimos años. Las cuentas por cobrar, las existencias y las cuentas por pagar han crecido de forma orgánica con el crecimiento de las ventas y con la ampliación de sus actividades. No han tenido problemas de baja rotación de inventarios o de cuentas por pagar. No obstante, se observa una rotación de cuentas por cobrar mayor a la de su competencia, reflejado por la mayor cartera de clientes residenciales, los cuales ejercerían sus pagos con cierto desfase. No obstante, Luz del Sur ejerce su posición de dominio en zona de concesión tanto con sus clientes como con sus proveedores.

No se observa problemas financieros estructurales dado que la compañía apalanca su crecimiento a través de deuda con terceros principalmente, pero todavía por debajo de sus límites de apalancamiento. Aún sus indicadores de cobertura y solvencia son lejanos a los límites de sus convenants y al benchmark del mercado. No obstante, debe monitorear esos indicadores con frecuencia para que no se apalanque más allá de su capacidad de pago.

Si bien Luz del Sur cuenta con un fondo de maniobra negativo en los últimos años, esta estructura es similar a la del benchmark local (Enel Distribución S.A.A.) dado que el negocio es intensivo en activos fijos, con lo cual no cabría calificarla como una empresa que tiene un problema estructural.

Capítulo VI. Valoración

1. Supuestos de proyecciones

1.1 Horizonte de proyección de la valorización

Se ha considerado un horizonte de proyección 10 años para efectos de la presente valorización, debido a que representa un ciclo económico en el Perú, el mismo que está alineado al ciclo del negocio de la compañía. Los autores de la presente investigación han elegido ese horizonte porque consideran que la recuperación del capital a largo plazo de la inversión en capex de la central hidroeléctrica de Santa Teresa no sería menor a 10 años.

1.2 Ingresos

Los ingresos de la compañía se encuentran segmentados en sus líneas de negocios de distribución y generación de energía, los cuales al 31 de diciembre de 2016 representaron un 96% y 4%, respectivamente, del total de ingresos. A continuación, se detallan los supuestos de proyección para ambas líneas de negocio:

1.2.1 Distribución

Para obtener los ingresos proyectados de la compañía en su segmento de distribución se aplicó un análisis top-down. Así, se sumó el producto de la demanda proyectada de energía eléctrica en GWh (Qd) con el valor agregado de distribución VAD (P) y el componente de energía y capacidad (CE&C)²². A continuación, se describe la proyección de las tres variables antes mencionadas:

- **Demanda de energía en GWh (Qd).** Para obtener la proyección de la demanda de energía en GWh de la línea de negocio de distribución, se multiplicó el número de clientes estimado y el consumo promedio estimado por cliente para los usuarios regulados por los niveles de tensión bajo residencial, bajo no residencial²³, medio, y libres. La estimación del número de clientes se describe a continuación:

²² De acuerdo con lo establecido por la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria de Osinergmin, la tarifa final de distribución está compuesta por los siguientes tres componentes: precio en barra de energía; valor agregado de distribución, y costos fijos. Para efectos del presente modelo, los últimos dos componentes se encuentran recogidos en el componente de energía y capacidad (CE&C).

²³ Incluye a clientes industriales, comerciales y alumbrado público.

Tabla 6. Drivers utilizados en la proyección del número de clientes

Cientes residenciales – baja tensión (regulados) (*)	Se utilizó como driver de proyección al promedio de las elasticidades del crecimiento de los clientes residenciales de baja tensión respecto al crecimiento de la población de la zona de concesión ²⁴ de los años 2013, 2014 y 2016 ²⁵ , multiplicado por las proyecciones de crecimiento poblacional de Lima Metropolitana para los años de 2017 a 2026 (Instituto Metropolitano de Planificación 2014), asumiendo que el crecimiento poblacional en la zona de concesión sería similar al de Lima Metropolitana. Cabe señalar los clientes residenciales de baja tensión explican la mayor cantidad de ingreso de la compañía.
Cientes no residenciales – baja tensión (regulados)	Se utilizó como factor de crecimiento el promedio del crecimiento de los últimos cuatro años. Esto debido a que no necesariamente el crecimiento de la población está relacionado con la cantidad de estos clientes.
Cientes – media tensión (regulados) (*)	
Cientes libres (**)	Se tomó como supuesto que el número de clientes de 2016 se mantendría constante en todo el horizonte de la valorización debido que al cierre de 2016 la compañía habría alcanzado su capacidad máxima.

(*) Los clientes regulados representan el 94% del total de ingresos por distribución.

(**) Los clientes libres representan el 6% del total de ingresos por distribución.

Fuente: Luz del Sur, 2014a, 2015a, 2016a, 2017a; Luz del Sur, 2014b, 2015b, 2016b, 2017b.

Elaboración: Propia, 2017.

La estimación del consumo promedio de energía eléctrica en GWh por clientes residenciales de baja tensión, no residenciales de baja tensión, media tensión y libres se describe a continuación:

Tabla 7. Drivers utilizados en la proyección de la demanda de GWh de usuarios residenciales de baja tensión

Cientes residenciales – baja tensión (regulados)	Se utilizó como driver de proyección al promedio de las elasticidades del crecimiento de la cantidad de energía vendida a usuarios residenciales de baja tensión respecto al crecimiento del PBI de Perú de los últimos cuatro años, multiplicado por el crecimiento del PBI de Perú estimado por el Fondo Monetario Internacional para los años de 2017 a 2026 (FMI 2016).
Cientes no residenciales – baja tensión (regulados)	Se utilizó como driver de proyección al promedio de las elasticidades del crecimiento de la cantidad de energía vendida a usuarios no residenciales de baja tensión respecto al crecimiento del PBI de Perú de los últimos cuatro años, multiplicado por el crecimiento del PBI de Perú estimado por el Fondo Monetario Internacional para los años de 2017 a 2026 (FMI 2016).
Cientes – media tensión (regulados)	Se utilizó como driver de proyección al promedio de las elasticidades del crecimiento de la cantidad de energía vendida a usuarios de media tensión y libres respecto al del crecimiento del PBI de Perú por los años 2013 a 2015, multiplicado por el crecimiento del PBI de Perú estimado por el Fondo Monetario Internacional para los años de 2017 a 2026 (FMI 2016).
Cientes libres	

Fuente: Luz del Sur, 2014a, 2015a, 2016a, 2017a; Luz del Sur, 2014b, 2015b, 2016b, 2017b.

Elaboración: Propia, 2017; FMI, 2016.

Elaboración: Propia, 2017.

Adicionalmente, y de forma complementaria, en el anexo 29 se aplica otra metodología para estimar la demanda de GWh de la Compañía, a través de modelos econométricos de data mensual, y que toma como variables endógenas el número de clientes y el consumo unitario

²⁴ Comprende a los distritos de Lima Sur, Cañete y 17 distritos de Huarochirí.

²⁵ No se consideró en el promedio el año 2015 porque la elasticidad fue muy alta respecto a los demás años, esto debido a la fusión de la compañía con su subsidiaria Edecañete en el año 2015.

de Kwh por tipo de tensión. Cabe resaltar que este cálculo adicional representa un modelo mucho más ácido, dado que se muestra un crecimiento moderado de la demanda de baja y mediana tensión, el cual se ve fuertemente influenciado por la disminución del consumo unitario de Kwh, principalmente en baja tensión, debido al incremento de las tarifas eléctricas y electrodomésticos de bajo consumo o iluminación LED.

- **Valor agregado de distribución (P).** La estimación del valor agregado de distribución (VAD) por tipo de cliente se describe a continuación:

Tabla 2. Drivers utilizados en la proyección del VAD

Clientes residenciales – baja tensión (regulados)	Para cada tipo de cliente se utilizó como factor de crecimiento del VAD al producto de la suma de tres componentes: i) ajuste del VAD de nominal a real de -1%, ii) ajuste del VAD por el recálculo de la tarifa que ocurre cada cuatro años, el cual fue estimado en base al crecimiento porcentual promedio de los recálculos de la tarifa del VAD (sector típico 1) de baja y media tensión en los años 2005 y 2009, y iii) cargo nominal del VAD, calculado como la suma ponderada del crecimiento del PBI, asumiendo un peso de dicho componente de 87%, y la variación del tipo de cambio, asumiendo un peso de dicho componente de 13% ²⁶ .
Clientes no residenciales – baja tensión (regulados)	
Clientes – media tensión (regulados)	
Clientes libres	

Fuente: Synex Ingenieros Consultores Ltda. *et al.*, 2012.

Elaboración: Propia, 2017.

- **Componente de energía y capacidad (CE&C).** Para efectos del modelo, el componente de energía y capacidad es la diferencia de la tarifa implícita de distribución (ingresos por distribución de energía / venta de energía física en GWh) y el VAD (margen de distribución / venta de energía física en GWh), y recoge los elementos de tarifa en barra y costos fijos de la tarifa final de distribución. Para la proyección del componente de energía y capacidad (CE&C) se tomó como factor de crecimiento la variación del PBI estimado por el Fondo Monetario Internacional para los años de 2017 a 2026 (FMI 2016).

1.2.2 Generación

Para obtener los ingresos proyectados de la línea de generación se multiplicó la demanda proyectada de energía eléctrica en GWh (Qd) y la tarifa implícita de generación (P). La demanda proyectada en GWh (Qd) se mantuvo constante en todo el horizonte de la valorización, debido a que la compañía se encuentra en la máxima capacidad instalada (360 GWh) de su central hidroeléctrica Santa Teresa. Por su parte, la tarifa implícita de generación tuvo como factor de crecimiento la variación del PBI estimado por el Fondo Monetario Internacional para los años de 2017 a 2026 (FMI 2016).

²⁶ Es el porcentaje de correlación del tipo de cambio con el sector electricidad de los últimos 20 años citado en el reporte de inflación del Banco Central de Reserva del Perú de marzo de 2016 (BCRP, 2016).

1.3 Costos de venta

Para proyectar los costos totales de energía, que representan alrededor del 85% de los costos de ventas totales (COGS), se asumió un precio promedio de compra de energía en soles por GWh que crecía alineado a la inflación de cada periodo. Asimismo, la cantidad de energía fue estimada considerando las pérdidas efectivas de energía de la compañía, las cuales se asumió que irían disminuyendo de 7.34% a 7% hasta el final del periodo de proyección²⁷. Así, los costos de energía totales se estimaron multiplicando los precios promedios de compra y las cantidades de energía proyectadas.

Finalmente, para estimar los COGS, se asumió que la estructura de compras de energía sobre el COGS se mantenía constante en 85.71% durante todo el periodo de proyección, lo cual está alineado al comportamiento histórico, llevándose así esta cuenta al 100%.

1.4 Gastos de comercialización y administrativos

Para proyectar los gastos de comercialización se aplicó un ratio de 2.02% sobre las ventas, mientras que para los gastos administrativos se aplicó un ratio de 3.41% sobre las ventas, siendo ambos consistentes con los ratios históricos de la compañía.

1.5 Otros ingresos y otros gastos

Para proyectar los otros ingresos se aplicó un ratio de 1.33% sobre las ventas, mientras que para los otros gastos se aplicó un ratio de 0.35% sobre las ventas, siendo ambos consistentes con los ratios históricos de la compañía.

1.6 Capex y depreciación

Se utilizó como factor de crecimiento del capex el ratio histórico de Capex / promedio de activos brutos del 2007 al 2011, debido a que en dichos años el capex no fue afectado por ningún incremento extraordinario, como sí lo fue en los años de 2012 a 2016 por la inversión en la construcción y operación de la central hidroeléctrica de Santa Teresa. Así, se proyectó un

²⁷ Cabe señalar que la compañía es una de las más eficientes en términos de pérdidas de energía, incluso ha llegado a tener niveles de pérdida efectiva de energía 7% en los últimos años, siendo menor al promedio de la industria.

capex de mantenimiento que recogiese principalmente el gasto de capital en renovación del tendido eléctrico, mas no en proyectos de inversión específicos.

Por su parte, la depreciación se estimó con base en las vidas útiles promedio de los activos fijos operativos al 31 de diciembre de 2016 y del capex proyectado, las cuales fueron obtenidas de las notas de los estados financieros auditados del año 2016 de la compañía.

1.7 Variación del capital de trabajo

La variación del capital de trabajo se calculó a partir de los periodos promedio en días de cobro de cuentas por cobrar, de pago de cuentas por pagar y de inventarios, entre otras cuentas relacionadas al giro del negocio. Cabe señalar que dichos periodos promedio estuvieron alienados y proyectados en base a la última información histórica disponible.

1.8 Tasa del impuesto a la renta

Para la proyección de la tasa del impuesto a la renta se consideró la tasa efectiva del impuesto a la renta de la compañía en el ejercicio 2016, ascendente a 32.47%, por todo el horizonte de la valorización.

1.9 Perpetuidad

Se consideró una tasa de crecimiento a perpetuidad del 2%, alineado al objetivo de largo plazo de la inflación en el Perú, y consistente con las proyecciones del PBI obtenidas del Marco Macroeconómico Multianual 2018-2021. Debido al sector en el que la compañía opera y a sus perspectivas, se considera razonable la determinación de dicha perpetuidad²⁸.

1.10 Tasa de descuento

En el anexo 19 se detalla el cálculo de la tasa de descuento, así como sus fuentes. La tasa de descuento aplicada corresponde al costo promedio ponderado del capital, o también conocida como la Weighted Average Cost of Capital (por sus siglas en inglés, WACC). Asimismo, para el cálculo del costo del accionista se aplicó el modelo Capital Asset Pricing Model (por sus

²⁸ Cabe señalar que en las Ofertas Públicas de Adquisición (OPA) de 2007 y 2011, cuyas valorizaciones fueron realizadas por Enfoca S.A.C. (en adelante, Enfoca) y Summa Asesores Financieros S.A. (en adelante, Summa), respectivamente, se consideró un $g = 1.5\%$.

siglas en inglés, CAPM). Cabe señalar que la tabla B de dicho anexo refleja la WACC aplicada en el modelo de valorización; no obstante, los cálculos de las tablas C y D apoyan la sustentación de la WACC aplicada.

Si bien este modelo es el más aplicado para calcular el retorno exigido por el accionista, tiene ciertas limitaciones y deficiencias que los autores de la presente investigación abordarán de forma muy breve²⁹.

Primero, según Sharpe (1964), el CAPM pretende responder a la pregunta: ¿cuál es portafolio óptimo para un inversionista con cierta aversión al riesgo?; es decir, un portafolio con el menor riesgo posible dado un **retorno esperado**. Esta premisa, propia del mercado de capitales, no necesariamente se puede aplicar de forma análoga y estricta a las finanzas corporativas debido a que en las valorizaciones prima el concepto de **retorno requerido** sobre el del retorno esperado. El retorno esperado responde más a una estimación de retorno en un próximo periodo, sea de un año, mes, día, u otro horizonte de tiempo, mientras que el retorno requerido es el exigido por el inversionista en el tiempo “0” para determinar si invierte o no.

Segundo, de acuerdo con Fernández (2015), el CAPM es un modelo absurdo puesto que sus supuestos y predicciones no tienen sustento en el mundo real³⁰, debido a que no explica hechos ni eventos del pasado, presente o futuro, siendo sus cinco supuestos básicos, su principal debilidad: expectativas homogéneas en retorno esperado y volatilidad; poder de endeudamiento ilimitados; divisibilidad de activos; igual periodo de inversión; y los inversionistas son adversos al riesgo y solo cuidan sus retorno esperado y la volatilidad de sus inversiones. Por su parte, en el mundo real los inversionistas tienen diferentes expectativas de retorno y de flujo de efectivo, y por ello existen las oportunidades de arbitraje.

Tercero, el modelo CAPM original, tal como lo enunciara Sharpe es el siguiente:

$$E(R_i) = R_F + \beta_i (E(R_M) - R_F)$$

Donde:

$E(R_i)$: Rentabilidad esperada de la cartera.

R_f = Tasa libre de riesgo.

β_i = Regresión de la rentabilidad histórica de la acción y la rentabilidad del mercado.

²⁹ De acuerdo con la encuesta “Prácticas de valorización y Costo del Capital” publicada por EY Perú en junio de 2017, el 74% de los encuestados aplica el modelo CAPM para definir el rendimiento exigido por el accionista (EY Perú 2017).

³⁰ Señala que los supuestos se refieren a expectativas homogéneas en los inversionistas y en las predicciones se refiere a que los todos los inversionistas tendrían el mismo portafolio de activos riesgosos.

$E(R_m)$ = Rentabilidad esperada del mercado de todos los inversionistas

Actualmente, otros elementos adicionales o modificaciones rompen su concepto primigenio. Así pues, se incorpora el riesgo país o Country Risk Premium (CRP, por sus siglas en inglés), primas o descuento por tamaño, liquidez, control, interés minoritario, marketability, entre otros, que desvirtúan el propósito de su aplicación.

Adicionalmente, en una entrevista a Meir Statman publicada por el CFA Society (2013) de la República Checa respecto a las finanzas del comportamiento, el mencionado profesor de la Universidad de Santa Clara señala que nunca se obtendrá un modelo idealizado como el CAPM, el cual fue directamente construido en base al modelo de pricing de activos. Agrega que todo fue una ilusión, y que se debe pensar en finanzas más como en física o biología. Añade que debe considerarse más como una ciencia, con hipótesis comprobables que puedan ser explicadas en palabras o pruebas de aceptación y rechazo, haciendo posible que un modelo de pricing de activos sea razonable y tenga sentido. Considera que aquello tomará tiempo y que será difícil para las personas dejar de lado las antiguas teorías, siendo los nuevos paradigmas las teorías relacionadas con las finanzas del comportamiento.

2. Determinación de los flujos de caja libre y/o del accionista

Ver en anexo 20, proyecciones de la compañía.

3. Métodos de valoración

Los métodos de valoración de flujo de caja descontado (FCD), múltiplos comparables (MC), transacciones comparables (TC), el descuento de dividendos (DDM) y el valor contable (VC), se describe en el anexo 21, siendo el flujo de caja descontado el método principal y el más recomendable para la toma de decisiones.

4. Resultados de los métodos de valorización

4.1 Flujo de caja descontado

Tabla 9. Flujo de caja descontado de Luz del Sur (en millones de S/)

Concepto	2017p	2018p	2019p	2020p	2021p	2022p	2023p	2024p	2025p	2026p	VT
EBIT	460	560	599	660	714	845	908	973	1,042	1,237	1,237
(-) Impuesto a la renta	-181	-219	-240	-258	-279	-329	-353	-378	-409	-475	-475
(+) D&A	169	167	178	172	179	187	193	201	210	219	219
(-) Capex	-271	-228	-219	-227	-234	-241	-249	-257	-266	-274	-274
(+/-) Δ Capital de trabajo	-1	4	-8	-4	-4	-3	-11	-6	-6	-4	-4
FCFF	176	283	310	343	375	458	488	533	571	703	703
Periodo de descuento	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	10
Factor de descuento	0.92	0.85	0.79	0.72	0.67	0.62	0.57	0.53	0.48	0.45	0.45
Valor presente de flujos	162	241	243	249	251	283	278	280	277	314	--

Fuente: Elaboración propia, 2017.

Tabla 10. Flujo de caja descontado de Luz del Sur

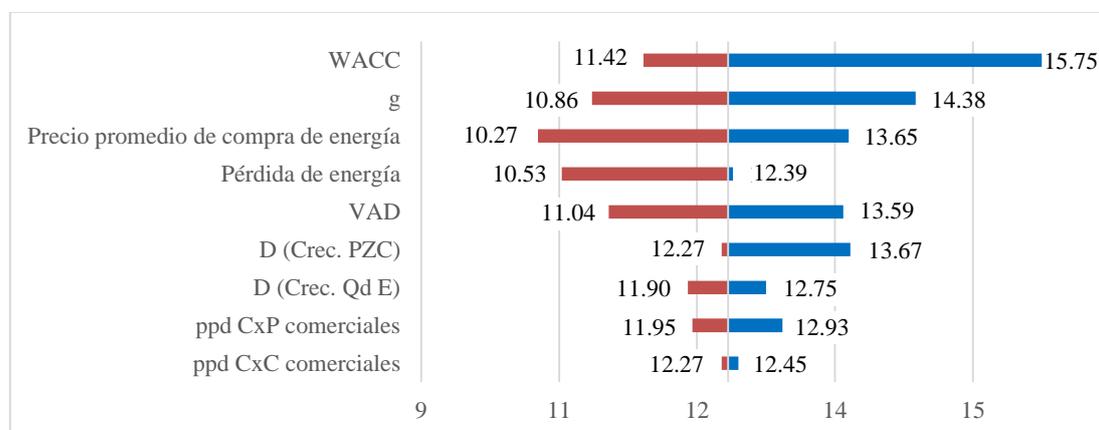
Concepto	Monto (en millones de S/)
Valor presente de los flujos	2,577
Valor a perpetuidad	5,023
Valor empresa	7,600
(+) Caja	8
(-) Deuda	-1,730
(+) Activos no operativos	132
(-) Contingencias	-
Valor patrimonio	6,011
Número de acciones en circulación (en millones)	487
Valor por acción (S/)	12.34

Fuente: Elaboración propia, 2017.

4.1.1 Sensibilización del flujo de caja descontado

A continuación, se presenta un análisis de sensibilización a través de un gráfico tornado chart:

Gráfico 10. Análisis de sensibilidad del valor de LUSURC1 (en S/) - Tornado Chart



Fuente: Elaboración propia, 2017.

Tabla 11. Criterios de análisis de sensibilidad del flujo de caja descontado

Factores de sensibilidad	Supuesto inferior	Supuesto superior	Valor inferior (en S/)	Valor superior (en S/)
WACC	7.38%	8.72%	11.42	15.75
g	1%	3%	10.86	14.38
Precio promedio de compra de energía (en S/ por GWh)	[0.27-0.33]	[0.26-0.32]	10.27	13.65
Pérdida de energía efectiva	8.67%	7.00%	10.53	12.39
VAD para clientes residenciales de baja tensión (recálculo de tarifa)	3.16%	5.52%	11.04	13.59
Crecimiento de la población de la zona de concesión D (Crec PZC)	[1.49%-1.40%]	[1.73%-1.49%]	12.27	13.67
Crecimiento de la cantidad de energía demandada para clientes residenciales de baja tensión D (Crec Qd E)	[1.91%-2.68%]	[2.54%-3.57%]	11.90	12.75
Periodo promedio en días de CxP comerciales	39.06	58.00	11.95	12.93
Periodo promedio en días de CxC comerciales	53.33	50.54	12.27	12.45

Fuente: Elaboración propia, 2017.

4.1.2 Análisis de escenarios

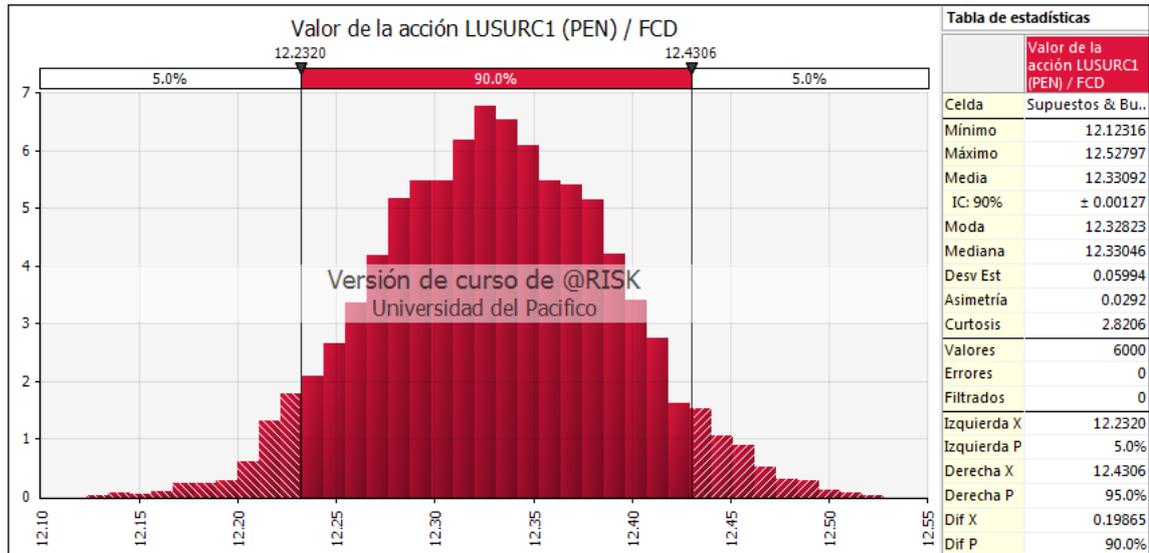
Tabla 12. Análisis de escenarios del flujo de caja descontado

Factores de análisis de escenarios	Escenarios	Valor por acción (en S/)
<ul style="list-style-type: none"> Precio de compra = f (Δinflación: 4.40%). Inflación más alta de los últimos cinco años. Pérdida de energía = 8.67% (más alta de los últimos cuatro años) Crecimiento de la zona de concesión = promedio de 2013 a 2015 ([1.49%-1.40%]) Crecimiento de la cantidad de energía demandada para clientes residenciales de baja tensión D (Crec Qd E): [1.91%-2.68%] 	Inferior	7.32
<ul style="list-style-type: none"> Precio de compra = f (Δinflación: 1.00%). Inflación objetivo más baja. Pérdida de energía = 7.00% (objetivo de pérdida efectiva eficiente) Crecimiento de la zona de concesión = promedio de 2013 a 2016 ([1.73%-1.49%]) Crecimiento de la cantidad de energía demandada para clientes residenciales de baja tensión D (Crec Qd E): [2.54%-3.57%] 	Superior	14.31

Fuente: Elaboración propia, 2017.

Asimismo, se presenta la simulación de Montecarlo donde se realizaron 6,000 iteraciones sensibilizando la variable del crecimiento poblacional en la zona de concesión de Luz del Sur durante el horizonte de la valorización, y que afecta principalmente a la cantidad de clientes residenciales de baja tensión.

Gráfico 11. Análisis de Montecarlo



Leyenda: Se utilizó el software: @risk 7.5.

Fuente: BVL, 2017; Luz del Sur, 2013, 2014, 2015, 2016, 2017a.

Elaboración: Propia, 2017.

De la gráfica precedente se puede concluir al 90% de confianza que el precio de la acción LUSURC1 estaría fluctuando entre S/ 12.23 y S/ 12.43.

4.2 Múltiplos comparables

La información financiera de los múltiplos comparables se tomó de la plataforma Bloomberg al 31 de diciembre de 2016, tal como se muestra a continuación:

Tabla 13. Múltiplos comparables EV/EBITDA de Luz del Sur – Rango intercuartil

Empresas comparables	País	EV/EBITDA 2016
Ampla Energia e Servicos SA (CBEE3 BZ)	Brasil	14.84x
Centrais Eletricas do Para SA (CELP5 BZ)	Brasil	8.51x
CGE Distribucion SA (CGEDISTR CI)	Chile	8.46x
Cia Electrica del Litoral SA (LITORAL CI)	Chile	11.02x
Cia Energetica do Ceara (COCE5 BZ)	Brasil	6.18x
Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de Sao Paulo SA (ELPL4 BZ)	Brasil	8.69x
Empresa Electrica de Iquique SA (ELIQSA CI)	Chile	12.76x
Empresa Electrica de Magallanes SA (EDEL MAG CI)	Chile	6.67x
Enel Distribucion Peru SAA (ENDISPC1 PE)	Perú	7.31x
Equatorial Energia SA (EQTL3 BZ)	Brasil	6.55x
	Cuartil inferior	6.38x
	Mediana	8.48x
	Cuartil superior	10.44x

Fuente: Bloomberg, 2017a

Elaboración: Propia, 2017.

Multiplicando los valores de los cuartiles inferior y superior de los EV/EBITDA de las empresas comparables con el EBITDA 2016 de Luz del Sur se obtiene los siguientes resultados:

Tabla 14. Cuartiles del precio de la acción por múltiplos comparables

Cuartil inferior	S/ 7.32
Cuartil superior	S/ 12.91

Fuente: Elaboración propia, 2017.

4.3 Transacciones comparables

La información financiera de los múltiplos comparables se tomó de la plataforma EMIS Dealwatch:

Tabla 15. Transacciones comparables EV/EBITDA de Luz del Sur – Rango intercuartil

Año	País del target	Target	Tipo de deal	Comprador	Vendedor	Valor del deal (US\$ miles)	Participación (%)	EV/EBITDA
2016	Hungría	EDF Demasz	Acquisition	NKM Nemzeti Kozmuvek Zrt	Electricite de France S.A. (EDF)	417.87	100.00	21.52x
2016	Rusia	Energy Sales Company of Bashkortostan	Acquisition	Inter RAO UES	RusHydro	64.07	100.00	4.96x
2016	Rumania	E.ON Distributie Romania S.A.	Minority stake	Allianz SE	Existing shareholders	229.48	30.00	4.96x
2015	Filipinas	Manila Electric Co.	Block trade	Metro Pacific Investments Corp. (MPIC)	Beacon Electric Asset Holdings Inc.	593.06	10.00	6.96x
2014	Brasil	Companhia Energetica do Estado do Rio Grande do Norte (Cosern)	Minority stake	Neoenergia S.A.	Iberdrola S.A.	36.82	7.01	7.68x
2014	Brasil	Companhia de Electricidade do Estado da Bahia (Coelba)	Minority stake	Neoenergia S.A.	Iberdrola S.A.	183.02	8.50	9.54x
2014	India	Calcutta Electric Supply Company (CESC) Ltd.	SPO	BlackRock Inc; INVESCO Asset Management; MFS Investment Management; Capital World Investors Inc; Qualified Institutional Investor(s)	n.d.	80.00	3.84	25.71x
2014	Filipinas	Manila Electric Co.	Minority stake	Metro Pacific Investments Corp. (MPIC)	Beacon Electric Asset Holdings Inc.	301.91	5.00	7.77x
2014	Brasil	Companhia Energetica do Ceara – Coelce	Minority stake	Enersis Americas	Private Investors	243.04	15.18	11.97x
2013	Filipinas	Manila Electric Co.	Minority stake	JG Summit Holdings Inc.	San Miguel Corp.	1,621.23	27.10	9.49x
2013	Filipinas	Manila Electric Co.	Block trade	Buyer(s) unknown	San Miguel Corp.	400.83	5.70	9.43x
2013	Perú	Electro Dunas S.A.A.	Acquisition	Blue Water Worldwide Inc.	n.d.	77.96	100.00	--
2013	Argentina	Empresa Distribuidora de Energia Norte S.A. (EDEN)	Acquisition	Power Infrastructure	Empresa Distribuidora y Comercializadora Norte S.A. (Edenor)	80.00	90.00	4.88x

Cuartil inferior	6.46x
Mediana	8.60x
Cuartil superior	10.15x

Fuente: EMIS, 2017.

Multiplicando los valores de los cuartiles inferior y superior de los EV/EBITDA de las transacciones comparables con el EBITDA 2016 de Luz del Sur se obtiene los siguientes resultados:

Tabla 16. Cuartiles del precio de la acción por transacciones comparables

Cuartil Inferior	S/ 6.74
Cuartil Superior	S/ 12.46

Fuente: Elaboración propia, 2017.

Tabla 17. Cuartiles del precio de la acción por transacciones comparables con prima³¹

Cuartil Inferior	S/ 9.05
Cuartil Superior	S/ 16.39

Fuente: Elaboración propia, 2017.

4.4 Modelo de descuento de dividendos

Tabla 18. Dividendos descontados de Luz del Sur (en millones de S/)

Concepto	2017p	2018p	2019p	2020p	2021p	2022p	2023p	2024p	2025p	2026p	VT
Utilidad neta	375	456	498	537	581	684	734	787	850	989	13,608
Payout ratio histórico (mediana)	74%	74%	74%	74%	74%	74%	74%	74%	74%	74%	74%
Flujo neto para accionistas	277	336	367	396	428	504	541	580	626	728	10,027

COK	9.41%
Crecimiento terminal	2.00%
Valor presente del flujo proyectado	2,803
Valor presente del valor terminal	4,080
Valor presente de flujos descontados	6,882
Número de acciones (en millones)	487
Valor por acción (S/)	14.13

Fuente: Elaboración propia, 2017.

Posteriormente, tomando el cuartil inferior (70%) y superior (76%) de los payout ratios históricos (2007-2016) de la distribución de dividendos de la compañía, se pudo sensibilizar el valor por acción que se muestra a continuación:

³¹ Se aplicó primas por interés minoritario para los casos en los que la participación adquirida fue menor al 100%. Así, para participaciones entre 1% y 24%, la prima fue de 25%; entre 25% y 49%, la prima fue de 15%, y mayor a 50% y menor a 100%, la prima fue de 5%. Esta información fue obtenida de la publicación "For all it's worth, KPMG Valuation Practices Survey 2017" (KPMG, 2017).

Tabla 19. Cuartiles del precio de la acción por DDM

Cuartil Inferior	S/ 13.38
Cuartil superior	S/ 14.53

Fuente: Elaboración propia, 2017.

Cabe señalar que el DDM no es una metodología adecuada cuando no se cuenta con un payout ratio estable, como es el caso.

4.5 Valor contable

Para obtener el valor contable se utilizó la información de los estados financieros de Luz del Sur al 31 de diciembre de 2016, tal como se muestra a continuación:

Tabla 20. Valor contable de Luz del Sur

Patrimonio (en miles de S/)	2,430,496
Número de acciones en circulación	486,951,371
VC -Valor por acción (S/)	S/ 4.99

Fuente: Luz del Sur, 2017a.

Elaboración: Propia, 2017.

4.6 Precio o cotización bursátil

El precio de la acción que se cotiza Luz del Sur en la Bolsa de Valores de Lima al 30 de diciembre de 2016 se presenta a continuación:

Tabla 21. Precio bursátil de Luz del Sur

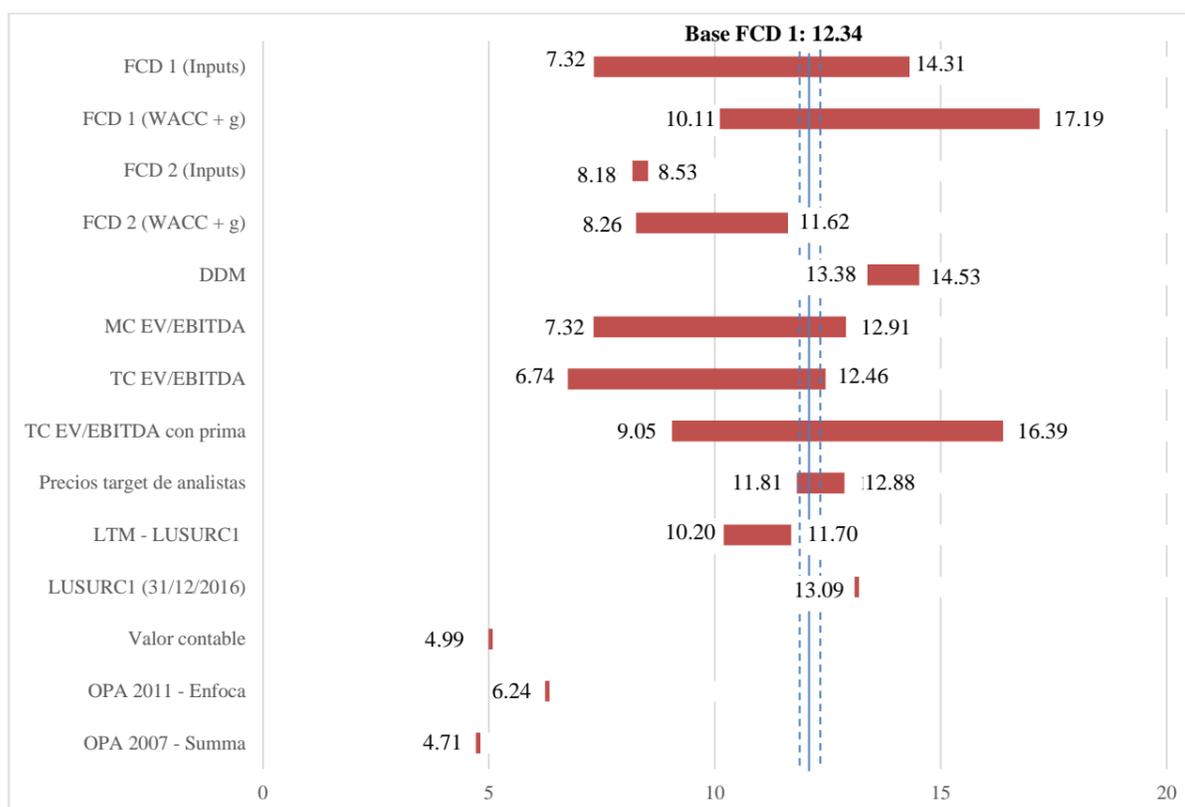
Número de acciones en circulación	486,951,371
Cotización al 30.12.16 (S/)	S/ 13.09

Fuente: BVL, 2017.

Elaboración: Propia, 2017.

A continuación, se presenta el resumen del precio de la acción utilizando los métodos citados anteriormente, así como información del valor de LUSURC1 obtenido de fuentes públicas:

Gráfico 12. Resultados del valor de la acción de Luz del Sur (Football Field en S/)³²



Fuente: Elaboración propia, 2017.

Tabla 22. Criterios para la determinación del rango de valor de la acción de Luz del Sur (Football Field)

Metodología o información pública	Escenarios	Criterios	Valor por acción (en S/)
FCD 1 (Inputs) Principal método	Inferior	<ul style="list-style-type: none"> Precio de compra de energía = f (Δinflación: 4.40%). Inflación más alta de los últimos cinco años. Pérdida de energía = 8.67% (más alta de los últimos cuatro años) Crecimiento de la zona de concesión = promedio de 2013 a 2015 ([1.49%-1.40%]) Crecimiento de la cantidad de energía demandada para clientes residenciales de baja tensión D (Crec Qd E): [1.91%-2.68%] 	7.32
	Superior	<ul style="list-style-type: none"> Precio de compra de energía = f (Δinflación: 1.00%). Inflación objetivo más baja. Pérdida de energía = 7.00% (objetivo de pérdida efectiva eficiente) Crecimiento de la zona de concesión = promedio de 2013 a 2016 ([2.46%-1.49%]) Crecimiento de la cantidad de energía demandada para clientes residenciales de baja tensión D (Crec Qd E): [2.54%-3.57%] 	14.31
FCD 1 (WACC+g)	Inferior	WACC = 8.72% y g =1%	10.11
	Superior	WACC = 7.38% y g =2.5%	17.19
FCD 2 (Inputs) Demanda a través de modelo econométrico	Inferior	Factor de recálculo de la tarifa del VAD: BT Residencial 2018, 2022 y 2026: 4.53% BT no residencial 2018, 2022 y 2026: 4.24% MT 2018, 2022 y 2026: 3.78% Libres 2018, 2022 y 2026: 3.78%	8.18
	Superior	Factor de recálculo de la tarifa del VAD: BT Residencial 2018, 2022 y 2026: 4.72% BT no residencial 2018, 2022 y 2026: 4.53% MT 2018, 2022 y 2026: 5.45% Libres 2018, 2022 y 2026: 5.11%	8.53
FCD 2 (WACC+g) Demanda a través de modelo econométrico	Inferior	WACC = 8.38% y g =2%	8.26
	Superior	WACC = 7.38% y g =2.5%	11.62
DDM	Inferior	Cuartil inferior de payout ratios (2007-2016) = 70%	13.38
	Superior	Cuartil superior de payout ratios (2007-2016) = 76%	14.53
MC EV/EBITDA	Inferior	Cuartil inferior de los EV/EBITDA comparables = 6.83x	7.32
	Superior	Cuartil superior de los EV/EBITDA comparables = 10.44x	12.91
TC EV /EBITDA	Inferior	Cuartil inferior de los EV/EBITDA comparables = 6.46x	6.74
	Superior	Cuartil superior de los EV/EBITDA comparables = 10.15x	12.46
TC EV/EBITDA con prima	Inferior	Cuartil inferior de los EV/EBITDA comparables = 7.95x	9.05
	Superior	Cuartil superior de los EV/EBITDA comparables = 12.68x	16.39
Precios target de analistas ³³	Inferior	Cuartil inferior de los precios target de analistas de Inteligo, Credicorp y BBVA	11.81
	Superior	Cuartil superior de los precios target de analistas de Inteligo, Credicorp y BBVA	12.88
LTM ³⁴ – LUSURC1	Inferior	Cuartil inferior de los precios de cierre o cotizaciones bursátiles diarias de LUSURC1 durante el 2016	10.20
	Superior	Cuartil superior de los precios de cierre o cotizaciones bursátiles diarias de LUSURC1 durante el 2016	11.70
LUSURC1 (31/12/2016)	Único	Precio o cotización bursátil de LUSURC1 al 31/12/2016 obtenido de la BVL.	13.09
Valor contable	Único	Valor del patrimonio de Luz del Sur al 31/12/2016 obtenido de los EEFF Auditados 2016 de Luz del Sur	4.99
OPA 2011 – Enfoca	Único	Precio de la Oferta Pública de Adquisición de Luz del Sur en 2011, cuyo valor fue calculado por Enfoca	6.24
OPA 2007 – Summa	Único	Precio de la Oferta Pública de Adquisición de Luz del Sur en 2011, cuyo valor fue calculado por Summa	4.71

Fuente: Elaboración propia, 2017.

³² Cabe resaltar que los resultados del FCD 2 (inputs) y FCD 2 (WACC + g) se obtuvieron proyectando los flujos de la compañía a través de una estimación econométrica de la demanda de energía en GWh de la compañía, la cual se presenta en el anexo 29. Cabe señalar que las líneas punteadas en el gráfico se refieren a los valores de la simulación Montecarlo que fluctúa entre S/ 12.23 y S/ 12.43.

³³ Los precios targets de los analistas fueron obtenidos de Bloomberg. Para este propósito se incluyó el precio anterior y posterior más reciente al 31 de diciembre de 2016, calculándose con esos valores un rango intercuartil. Los analistas fueron de Inteligo, Credicorp y BBVA. Mayor detalle se puede observar en el anexo 22, tabla 44.

³⁴ Últimos doce meses (last twelve months, por sus siglas en inglés, LTM).

Como resultado se obtuvo que el valor de la acción LUSURC1, al 31 de diciembre de 2016, calculado por el método de flujo de caja descontado (FCD 1) asciende a S/ 12.34, el cual se encuentra muy cercano a su cotización bursátil (6% de diferencia) y ligeramente por debajo del valor de la mediana (S/ 12.39) de los precios targets de los analistas, por lo cual se recomienda **mantener** la acción.

Conclusiones y recomendaciones

1. Conclusiones

- Luz del Sur es una empresa madura, con una antigüedad de 21 años en el país, que se encuentra en una fase de crecimiento vegetativo en el sector en el que opera. Es una de las empresas más importantes del Perú en el rubro de distribución de energía, opera en un mercado monopólico y mantiene el segundo lugar a nivel de ventas comparado con otras empresas distribuidoras que operan en el país. Sus principales fortalezas y riesgos fueron descritos en el resumen ejecutivo del presente documento.
- Luz del Sur es una empresa privada cuya propuesta de valor consiste en servir a millones de personas que buscan mejorar su calidad de vida, brindando apoyo y satisfacción a todos sus clientes a través de la prestación de servicios públicos de generación y distribución energía eléctrica de calidad.
- El sector presenta una regulación que fomenta la participación de la inversión privada en el que se viene registrando un crecimiento sostenido en las tarifas. En este contexto, Luz del Sur ejerce una posición de liderazgo a nivel nacional. Así también, la compañía presenta una rentabilidad mayor en comparación a empresas similares del sector de distribución de electricidad en el Perú. Se espera un crecimiento de los ingresos en los próximos años, lo que permitiría generar un mayor flujo de caja, el cual cubrirá las sus necesidades de operación.
- Luego del análisis estratégico y financiero de la compañía bajo los supuestos descritos en el capítulo VI, bajo el método del FCD se obtuvo un valor patrimonio de la compañía de S/ 6,122 millones, arrojando un precio de la acción estimado de S/ 12.34, el cual se encuentra dentro de los rangos calculados mediante otros métodos de valorización descritos en los gráficos 2 y 3 del resumen ejecutivo.

2. Recomendaciones

- Tal como se señaló anteriormente, como resultado se obtuvo que el valor de la acción LUSURC1, al 31 de diciembre de 2016, calculado por el método de flujo de caja descontado (FCD 1) asciende a S/ 12.34, el cual se encuentra muy cercano a su cotización bursátil (6% de diferencia) y ligeramente por debajo del valor de la mediana (S/ 12.39) de los precios targets de los analistas, por lo cual se recomienda mantener la acción.

- CFA Society. (2013). "Interview with Professor Meir Statman about behavioral finance". En: *Newsletter CFA Society*. En: *cfasociety.org*. [En línea]. Fecha de consulta: 05/08/2017. Disponible en: <https://www.cfasociety.org/czechrepublic/Linked%20Files/PR/Press%20release/Meir_Statman_Interview_Dec2013.pdf>.
- Congreso de la República. (1996). "Ley N°26734, "Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, Osinerg". En: *congreso.gob.pe*. [En línea]. Fecha de consulta: 12/08/2017. Disponible en: <<http://www4.congreso.gob.pe/comisiones/1996/ambiente/lib05/LEY26734.HTM>>.
- Congreso de la República. (1997). "Ley N°26876, Ley Antimonopolio y Antioligopolio del Sector Eléctrico". En: *indecopi.gob.pe*. [En línea]. Fecha de consulta: 12/08/2017. Disponible en: <<https://www.indecopi.gob.pe/documents/51771/196578/ley26876.pdf/a9a54be8-f497-4843-8ee0-2553b2600b42>>.
- Congreso de la República. (2006). "Ley N°28749, Ley de Electrificación Rural". [En línea]. Fecha de consulta: 12/08/2017. Disponible en: <<http://www2.osinerg.gob.pe/MarcoLegal/pdf/LEY.28749.pdf>>.
- Damodaran, A. (2016). "Detalle de cálculo del WACC – aplicando información de las notas de estudios NYU_Damodaran. Betas by sector" [En línea]. Fecha de consulta: 10/05/2017. Disponible en: <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/Betas.html>.
- David, F. (1997). *Conceptos de administración estratégica*. Quinta edición. México D.F.: Prentice Hall Hispano Americano.
- Electrocentro. (2014). *Memoria anual y EEFF 2013*. Huancayo: Electrocentro. [En línea]. Fecha de consulta: 08/05/2017. Disponible en: <http://www.distriluz.com.pe/electrocentro/02_financiero/memoria.asp>.
- Electrocentro. (2015). *Memoria anual y EEFF 2014*. Huancayo: Electrocentro. [En línea]. Fecha de consulta: 08/05/2017. Disponible en: <http://www.distriluz.com.pe/electrocentro/02_financiero/memoria.asp>.
- Electrocentro. (2016). *Memoria anual y EEFF 2015*. Huancayo: Electrocentro. [En línea]. Fecha de consulta: 08/05/2017. Disponible en: <http://www.distriluz.com.pe/electrocentro/02_financiero/memoria.asp>.

Electrocentro. (2017). *Memoria anual y EEFF 2016*. Huancayo: Electrocentro. [En línea]. Fecha de consulta: 08/05/2017. Disponible en: <http://www.distriluz.com.pe/electrocentro/02_financiero/memoria.asp>.

EMIS. (2017). “Transacciones comparables EV/EBITDA de Luz del Sur”. [Base de datos privada].

Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad Electronorte Medio S.A. (Hidrandina). (2014). “Estados financieros auditados de Hidrandina 2013”. En: *smv.gob.pe*. [En línea]. Fecha de consulta: 08/05/2017. Disponible en: <http://www.smv.gob.pe/Frm_InformacionFinanciera.aspx?data=202D3E90E2C3948EC3D46ADAF23CBD3FC34CEAAE9C>.

Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad Electronorte Medio S.A. (Hidrandina). (2013). “Estados financieros auditados de Hidrandina 2012”. En: *smv.gob.pe*. [En línea]. Fecha de consulta: 08/05/2017. Disponible en: <http://www.smv.gob.pe/Frm_InformacionFinanciera.aspx?data=202D3E90E2C3948EC3D46ADAF23CBD3FC34CEAAE9C>.

Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad Electronorte Medio S.A. (Hidrandina). (2015). “Estados financieros auditados de Hidrandina 2014”. En: *smv.gob.pe*. [En línea]. Fecha de consulta: 08/05/2017. Disponible en: <http://www.smv.gob.pe/Frm_InformacionFinanciera.aspx?data=202D3E90E2C3948EC3D46ADAF23CBD3FC34CEAAE9C>.

Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad Electronorte Medio S.A. (Hidrandina). (2016). “Estados financieros auditados de Hidrandina 2015”. En: *smv.gob.pe*. [En línea]. Fecha de consulta: 08/05/2017. Disponible en: <http://www.smv.gob.pe/Frm_InformacionFinanciera.aspx?data=202D3E90E2C3948EC3D46ADAF23CBD3FC34CEAAE9C>.

Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad Electronorte Medio S.A. (Hidrandina). (2017). “Estados financieros auditados de Hidrandina 2016”. En: *smv.gob.pe*. [En línea]. Fecha de consulta: 08/05/2017. Disponible en: <http://www.smv.gob.pe/Frm_InformacionFinanciera.aspx?data=202D3E90E2C3948EC3D46ADAF23CBD3FC34CEAAE9C>.

Enel Distribución Perú. (2013). “Estados Financieros 2012 auditados”. En: *smv.gob.pe*. [En línea]. Fecha de consulta: 08/05/2017. Disponible en:

<http://www.smv.gob.pe/Frm_InformacionFinanciera.aspx?data=202D3E90E2C3948EC3D46ADAF23CBD3FC34CEAAE9C>.

Enel Distribución Perú. (2014). “Estados Financieros 2013 auditados”. En: [smv.gob.pe](http://www.smv.gob.pe). [En línea]. Fecha de consulta: 08/05/2017. Disponible en: <http://www.smv.gob.pe/Frm_InformacionFinanciera.aspx?data=202D3E90E2C3948EC3D46ADAF23CBD3FC34CEAAE9C>.

Enel Distribución Perú. (2015). “Estados Financieros 2014 auditados”. En: [smv.gob.pe](http://www.smv.gob.pe). [En línea]. Fecha de consulta: 08/05/2017. Disponible en: <http://www.smv.gob.pe/Frm_InformacionFinanciera.aspx?data=202D3E90E2C3948EC3D46ADAF23CBD3FC34CEAAE9C>.

Enel Distribución Perú. (2016). “Estados Financieros 2015 auditados”. En: [smv.gob.pe](http://www.smv.gob.pe). [En línea]. Fecha de consulta: 08/05/2017. Disponible en: <http://www.smv.gob.pe/Frm_InformacionFinanciera.aspx?data=202D3E90E2C3948EC3D46ADAF23CBD3FC34CEAAE9C>.

Enel Distribución Perú. (2017). “Estados Financieros 2016 auditados”. En: [smv.gob.pe](http://www.smv.gob.pe). [En línea]. Fecha de consulta: 08/05/2017. Disponible en: <http://www.smv.gob.pe/Frm_InformacionFinanciera.aspx?data=202D3E90E2C3948EC3D46ADAF23CBD3FC34CEAAE9C>.

Enosa. (2014). *Memoria anual y EEFF 2013*. Piura: Enosa. [En línea]. Fecha de consulta: 08/05/2017. Disponible en: <http://www.distriluz.com.pe/enosa/02_financiero/memoria.asp>.

Enosa. (2015). *Memoria anual y EEFF 2014*. Piura: Enosa. [En línea]. Fecha de consulta: 08/05/2017. Disponible en: <http://www.distriluz.com.pe/enosa/02_financiero/memoria.asp>.

Enosa. (2016). *Memoria anual y EEFF 2015*. Piura: Enosa. [En línea]. Fecha de consulta: 08/05/2017. Disponible en: <http://www.distriluz.com.pe/enosa/02_financiero/memoria.asp>.

Enosa. (2017). *Memoria anual y EEFF 2016*. Piura: Enosa. [En línea]. Fecha de consulta: 08/05/2017. Disponible en: <http://www.distriluz.com.pe/enosa/02_financiero/memoria.asp>.

Ensa. (2014). *Memoria anual y EEFF 2013*. Chiclayo: Ensa. [En línea]. Fecha de consulta: 08/05/2017. Disponible en: <<http://www.distriluz.com.pe/transp/ftp/ensa/otros/memorias/memo-2016-Ensa.pdf>>.

Ensa. (2015). *Memoria anual y EEFF 2014*. Chiclayo: Ensa. [En línea]. Fecha de consulta: 08/05/2017. Disponible en: <<http://www.distriluz.com.pe/transp/ftp/ensa/otros/memorias/memo-2016-Ensa.pdf>>.

Ensa. (2016). *Memoria anual y EEFF 2015*. Chiclayo: Ensa. [En línea]. Fecha de consulta: 08/05/2017. Disponible en:

<<http://www.distriluz.com.pe/transp/ftp/ensa/otros/memorias/memo-2016-Ensa.pdf>>.

Ensa. (2017). *Memoria anual y EEFF 2016*. Chiclayo: Ensa. [En línea]. Fecha de consulta: 08/05/2017. Disponible en:

<<http://www.distriluz.com.pe/transp/ftp/ensa/otros/memorias/memo-2016-Ensa.pdf>>.

EY Perú. (2017). “Prácticas de valorización y Costo del Capital”. En: *¿Su empresa está al tanto de las prácticas de valorización en el mercado?* Junio 2017. Lima: EY. [En línea]. Fecha de consulta: 17/08/2017. Disponible en: <[http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/EY-ultimas-practicas-valorizacion-mercado/\\$File/EY-ultimas-practicas-valorizacion-mercado.pdf](http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/EY-ultimas-practicas-valorizacion-mercado/$File/EY-ultimas-practicas-valorizacion-mercado.pdf)>.

Fernández, P. (2015). “CAPM (capital asset pricing model): un modelo absurdo”. En: *SSRN*. Fecha de consulta: 18/08/2017. Disponible en:

<https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=2499455>.

Fondo Monetario Internacional (FMI). (2016). “Crecimiento del PBI de Perú para los años de 2017 a 2026”. En: *World Economic Outlook Database Octubre 2016 - IMF*. [En línea]. Fecha de consulta: 18/08/2017. Disponible en:

<<https://www.imf.org/external/pubs/ft/weo/2016/02/weodata/index.aspx>>.

Instituto Metropolitano de Planificación. (2014). “Proyecciones poblacionales para Lima Metropolitana a los años horizonte 2018 – 2021 – 2025 y 2035 a nivel distrital”. En: *imp.gob.pe*. [En línea]. Fecha de consulta: 20/08/2017. Disponible en:

<https://documentop.com/proyecciones-poblacionales-para-lima-metropolitana-a-los-aos-_598450331723ddb40462710a.html>.

KPMG. (2017). *For all it's worth, KPMG Valuation Practices Survey 2017*. Australia: KPMG. [En línea]. Julio 2017. Fecha de consulta: 18/08/2017. Disponible en:

<<https://assets.kpmg.com/content/dam/kpmg/au/pdf/2017/valuation-practices-survey-2017.pdf>>.

Luz del Sur. (2013a). “Estados Financieros 2012 auditados”. En: *smv.gob.pe*. [En línea]. Fecha de consulta: 15/05/2017. Disponible en:

<http://www.smv.gob.pe/Frm_InformacionFinanciera.aspx?data=202D3E90E2C3948EC3D46ADAF23CBD3FC34CEAAE9C>.

Luz del Sur. (2014a). “Estados Financieros 2013 auditados”. En: *smv.gob.pe*. [En línea]. Fecha de consulta: 15/05/2017. Disponible en:

<http://www.smv.gob.pe/Frm_InformacionFinanciera.aspx?data=202D3E90E2C3948EC3D46ADAF23CBD3FC34CEAAE9C>.

Luz del Sur. (2014b). *Memoria anual 2013*. Lima: Luz del Sur. [En línea]. Fecha de consulta: 15/05/2017. Disponible en:

<http://www.smv.gob.pe/Frm_InformacionFinanciera.aspx?data=202D3E90E2C3948EC3D46ADAF23CBD3FC34CEAAE9C>.

Luz del Sur. (2015a). “Estados Financieros 2014 auditados”. En: *smv.gob.pe*. [En línea]. Fecha de consulta: 15/05/2017. Disponible en:

<http://www.smv.gob.pe/Frm_InformacionFinanciera.aspx?data=202D3E90E2C3948EC3D46ADAF23CBD3FC34CEAAE9C>.

Luz del Sur. (2015b). *Memoria anual 2014*. Lima: Luz del Sur. [En línea]. Fecha de consulta: 15/05/2017. Disponible en:

<http://www.smv.gob.pe/Frm_InformacionFinanciera.aspx?data=202D3E90E2C3948EC3D46ADAF23CBD3FC34CEAAE9C>.

Luz del Sur. (2016a). “Estados Financieros 2015 auditados”. En: *smv.gob.pe*. [En línea]. Fecha de consulta: 15/05/2017. Disponible en:

<http://www.smv.gob.pe/Frm_InformacionFinanciera.aspx?data=202D3E90E2C3948EC3D46ADAF23CBD3FC34CEAAE9C>.

Luz del Sur. (2016b). *Memoria anual 2015*. Lima: Luz del Sur. [En línea]. Fecha de consulta: 15/05/2017. Disponible en:

<http://www.smv.gob.pe/Frm_InformacionFinanciera.aspx?data=202D3E90E2C3948EC3D46ADAF23CBD3FC34CEAAE9C>.

Luz del Sur. (2017a). “Estados Financieros 2016 auditados”. En: *smv.gob.pe*. [En línea]. Fecha de consulta: 15/05/2017. Disponible en:

<http://www.smv.gob.pe/Frm_InformacionFinanciera.aspx?data=202D3E90E2C3948EC3D46ADAF23CBD3FC34CEAAE9C>.

Luz del Sur. (2017b). *Memoria anual 2016*. Lima: Luz del Sur. [En línea]. Fecha de consulta: 15/05/2017. Disponible en:

<http://www.smv.gob.pe/Frm_InformacionFinanciera.aspx?data=202D3E90E2C3948EC3D46ADAF23CBD3FC34CEAAE9C>.

Luz del Sur. (s.f.a). “Misión, visión y valores”. En: *luzdelsur.com.pe*. [En línea]. Fecha de consulta: 15/05/2017. Disponible en: <<https://www.luzdelsur.com.pe/nosotros/mision-y-vision.html>>.

Luz del Sur. (s.f.b). “Zona de concesión”. En: *luzdelsur.com.pe*. [En línea]. Fecha de consulta: 15/05/2017. Disponible en: <<https://www.luzdelsur.com.pe/nosotros/zona-de-concesion.html>>.

Maximixe. (2017). “Riesgo de mercado – Electricidad”. [PDF]. Documento privado.

Ministerio de Energía y Minas (EM). (1994). “Decreto Supremo N°029-94-EM, Reglamento de Protección Ambiental en las Actividades Eléctricas”. En: *elor.com.pe*. [En línea]. Fecha de consulta: 20/05/2017. Disponible en: <<http://www.elor.com.pe/portal/wp-content/uploads/2014/04/ds29-94-em.pdf>>.

Ministerio de Energía y Minas (MEM). (1997). “Decreto Supremo N°020-97-EM, Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos”. En: *osinerg.gob.pe*. [En línea]. Fecha de consulta: 20/05/2017. Disponible en: <<http://www2.osinerg.gob.pe/MarcoLegal/docrev/DS-020-97-EM.pdf>>.

Minondo, A. (2017). “Modelo de negocio: Diseño mediante el lienzo CANVAS”. En: *google.com.pe*. España: Universidad Nacional de Educación a Distancia Tudela. [En línea]. Fecha de consulta: 08/05/2017. Disponible en: <[https://www.google.com.pe/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&ved=0ahUKEwiLwtzy8brYAhVDwiYKHSieBPUQFggkMAA&url=http%3A%2F%2Fsugestion.quned.es%2Fajax%2Fops.php%3Ffuncion%3Dpdf%26op%3Daccion%26clase%3DConocimientoFichas%26where%3D\(estado%253D3\)%2BAND%2B\(estado%253D3\)%2BAND%2B\(estado%253D3\)%2BAND%2B\(estado%253D3\)%26app%3Dexportacion%26idregistro%3D140%26var_funcion%3DmuestraFichaPDF&usg=AOvVaw0cLDqPXeq8kJBB0RVt0JFB](https://www.google.com.pe/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&ved=0ahUKEwiLwtzy8brYAhVDwiYKHSieBPUQFggkMAA&url=http%3A%2F%2Fsugestion.quned.es%2Fajax%2Fops.php%3Ffuncion%3Dpdf%26op%3Daccion%26clase%3DConocimientoFichas%26where%3D(estado%253D3)%2BAND%2B(estado%253D3)%2BAND%2B(estado%253D3)%2BAND%2B(estado%253D3)%26app%3Dexportacion%26idregistro%3D140%26var_funcion%3DmuestraFichaPDF&usg=AOvVaw0cLDqPXeq8kJBB0RVt0JFB)>.

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin). (2017a). “Contratos de usuarios libres - Luz del Sur S.A.A”. En: *osinergmin.gob.pe*. [En línea]. Fecha de consulta: 20/05/2017. Disponible en: <<http://www.OSINERGMIN.gob.pe/empresas/electricidad/generacion/contratos-de-usuarios-libres>>.

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin). (2017b). “Regulación tarifaria – pliegos tarifarios aplicables al cliente final”. En: *osinergmin.gob.pe*. [En línea]. Fecha de consulta: 20/05/2017. Disponible en: <<http://www.OSINERGMIN.gob.pe/seccion/institucional/regulacion-tarifaria/pliegos-tarifarios/electricidad/pliegos-tarifarios-cliente-final>>.

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin). (2017c). “Clientes libres y regulados”. En: *osinergmin.gob.pe*. [En línea]. Fecha de consulta: 20/05/2017. Disponible en: <<https://prie.OSINERGMIN.gob.pe/mercado-libre-de-electricidad>>.

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinermin). (2016a). “Participación de empresas del mercado eléctrico primer semestre 2016”. En: *osinermin.gob.pe*. [En línea]. Fecha de consulta: 12/08/2017. Disponible en: <http://www.osinermin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Reportes_de_Mercado/RSMME-I-2016.pdf>.

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinermin). (2016b). *La Industria de la Electricidad en el Perú. 25 años de aportes al crecimiento económico del país*. Lima: Osinermin. [En línea]. Fecha de consulta: 07/05/2017. Disponible en: <http://www.OSINERGMIN.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Libros/OSINERGMIN-Industria-Electricidad-Peru-25años.pdf>.

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinermin). (2016c). En: “*Publicaciones Gerencia de Regulación Tarifaria (GART) – Osinermin*”. [En línea]. Fecha de consulta: 12/08/2017. Disponible en: <<http://srvgart07.osinerg.gob.pe/Publicaciones/PanelPublicaciones.aspx?Tema=GART&Despliegue=T>>.

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinermin). (2011a). “Esquema de generación hidráulica de embalse”. En: *Fundamentos Técnicos y Económicos del Sector Eléctrico Peruano*. Lima: Osinermin. [En línea]. Fecha de consulta: 12/08/2017. Disponible en: <http://www.osinermin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Libros/Libro_Fundamentos_Tecnicos_Economicos_Sector_Electrico_Peruano.pdf>.

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinermin). (2011b). “Marco regulatorio del sector electricidad En: *Fundamentos Técnicos y Económicos del Sector Eléctrico Peruano*. Lima: Osinermin. [En línea]. Fecha de consulta: 12/08/2017. Disponible en: <http://www.osinermin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Libros/Libro_Fundamentos_Tecnicos_Economicos_Sector_Electrico_Peruano.pdf>.

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinermin). (2011c). “Transmisión de electricidad”. En: *Fundamentos Técnicos y Económicos del Sector Eléctrico Peruano*. Lima: Osinermin. [En línea]. Fecha de consulta: 12/08/2017. Disponible en: <http://www.osinermin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Libros/Libro_Fundamentos_Tecnicos_Economicos_Sector_Electrico_Peruano.pdf>.

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinermin). (2011d). “Segmentos del sector eléctrico”. En: *Fundamentos Técnicos y Económicos del Sector Eléctrico Peruano*.

Lima: Osinergmin. [En línea]. Fecha de consulta: 12/08/2017. Disponible en: <http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Libros/Libro_Fundamentos_Tecnicos_Economicos_Sector_Electrico_Peruano.pdf>.

Pacific Credit Rating. (2016). “Luz del Sur S.A.A.”. En: *ratingspcr.com*. [En línea]. Fecha de consulta: 10/06/2017. Disponible en: <http://www.ratingspcr.com/uploads/2/5/8/5/25856651/lds-201609-fin-bcaccoidcp_v01.pdf>.

Porter, M. (1997). *Estrategia Competitiva*. México D.F.: Editorial Continental, S.A. de C.V.

Presidencia de la República. (1992). “Decreto Ley N°25844, Ley de Concesiones Eléctricas”. En: *osinerg.gob.pe*. [En línea]. Fecha de consulta: 12/08/2017. Disponible en: <<http://www2.osinerg.gob.pe/MarcoLegal/docrev/D-LEY%2025844-CONCORDADO.pdf>>.

Presidencia de la República. (2006). “Ley N°28832, Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica”. En: *osinerg.gob.pe*. [En línea]. Fecha de consulta: 12/08/2017. Disponible en: <<http://www2.osinerg.gob.pe/MarcoLegal/pdf/LEY%2028832.pdf>>.

Presidencia de la República. (2008). “Decreto de Urgencia N°049-2008, Decreto de urgencia que asegura la continuidad en la prestación del servicio eléctrico”. En: *osinerg.gob.pe*. [En línea]. Fecha de consulta: 12/08/2017. Disponible en: <<http://www2.osinerg.gob.pe/MarcoLegal/docrev/DU%20049-2008-CONCORDADO.pdf>>.

Sharpe, W. (1964). “Capital Asset Prices: a theory of market equilibrium under conditions of risk”. En: *The Journal of Finance, Vol. 19, N° 3 (Sep. 1964)*. [En línea]. Fecha de consulta: 15/08/2017. Disponible en: <<http://efinance.org.cn/cn/fm/Capital%20Asset%20Prices%20A%20Theory%20of%20Market%20Equilibrium%20under%20Conditions%20of%20Risk.pdf>>.

Superintendencia de Banca, Seguros y AFP (SBS). (2016). “Detalle de cálculo de la tasa de endeudamiento (Kd)”. En: *Tasas de interés promedio del sistema bancario*. [En línea]. Fecha de consulta: 12/08/2017. Disponible en: <<http://www.sbs.gob.pe/app/pp/EstadisticasSAEEPPortal/Paginas/TIActivaTipoCreditoEmpresa.aspx?tip=B>>.

Superintendencia de Mercado de Valores (SMV). (2016). “Hechos de importancia de Luz del Sur”. En: <http://www.smv.gob.pe>. [En línea]. Fecha de consulta: 12/08/2017. Disponible en: <http://www.smv.gob.pe/Frm_HechosDeImportancia.aspx?data=57005F8B993A897114B99B61415580A09C55C2EAED>.

Synex Ingenieros Consultores Ltda.; Mercados Energéticos Consultores y Zolezzi, E. (2012). “Estudio de costos de valor agregado de distribución (VAD) sector típico 1 periodo 2013-2017”. [Documento interno].

Thompson, A. (1998). *Dirección y administración estratégicas, conceptos, casos y lecturas*. México D.F.: Editorial McGraw Hill.

Anexos

Anexo 1. Distritos de la zona de concesión de distribución

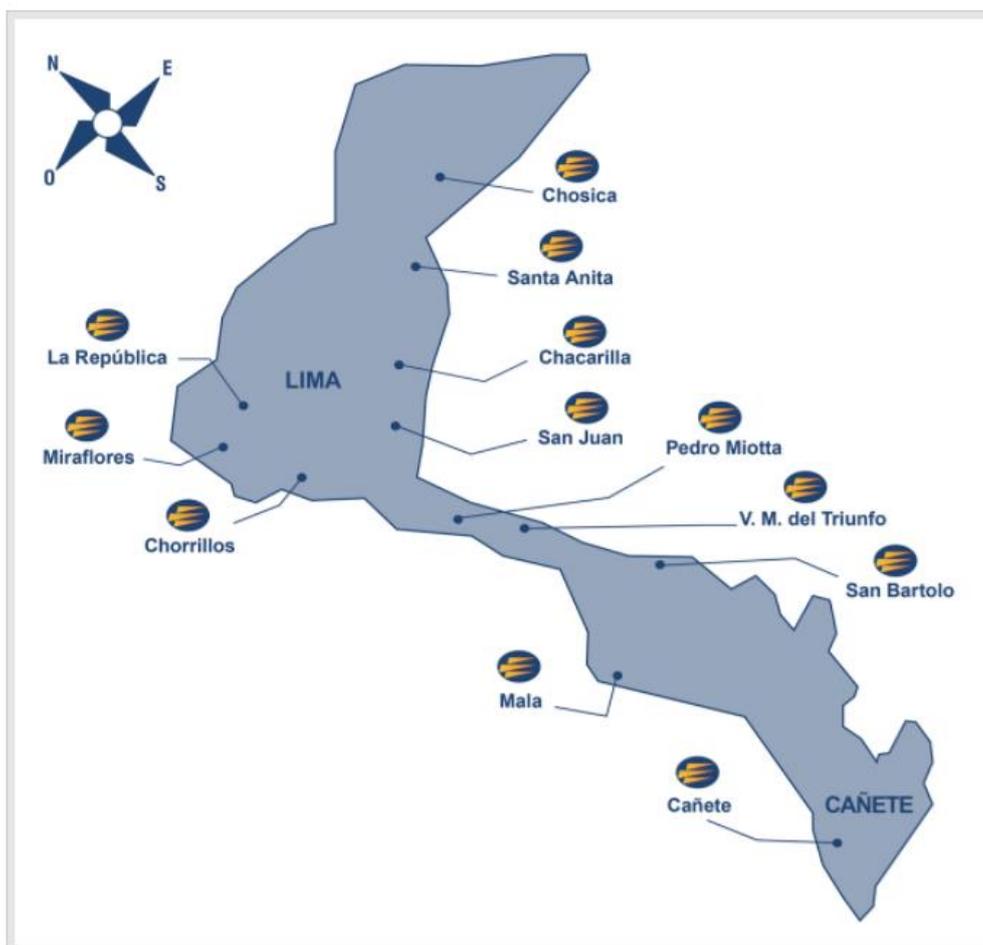
La compañía cuenta con los siguientes distritos en su zona de concesión:

Región	Provincia	Distrito
Lima	Lima	1) Ate, 2) Barranco, 3) Chaclacayo, 4) Chorrillos, 5) Cieneguilla, 6) El Agustino, 7) Jesús María, 8) La Molina, 9) La Victoria, 10) Lima, 11) Lince, 12) Lurigancho, 13) Lurín, 14) Miraflores, 15) Pachacamac, 16) Pucusana, 17) Punta Hermosa, 18) Punta Negra, 19) San Bartolo, 20) San Borja, 21) San Isidro, 22) San Juan de Miraflores, 23) San Luis, 24) Santa Anita, 25) Santa María del Mar, 26) Santiago de Surco, 27) Surquillo, 28) Villa El Salvador y 29) Villa María del Triunfo.
Lima	Cañete	1) Asia, 2) Calando, 3) Chilca, 4) Mala, 5) San Antonio y 6) Santa Cruz de Flores.
Lima	Huarocharí	1) Callahuanpa, 2) Carapoma, 3) Huachupampa, 4) Huanza, 5) Laraos, 6) Matucana, 7) Ricardo Palma, 8) San Antonio, 9) San Bartolomé, 10) San Juan de Iris, 11) San Mateo, 12) San Mateo de Otao, 13) San Pedro de Casta, 14) Santa Cruz de Cocachacra, 15) Santa Eulalia, 16) Santiago de Tuna y 17) Surco.

Fuente: Osinergmin, 2016b.

Elaboración: Propia, 2017.

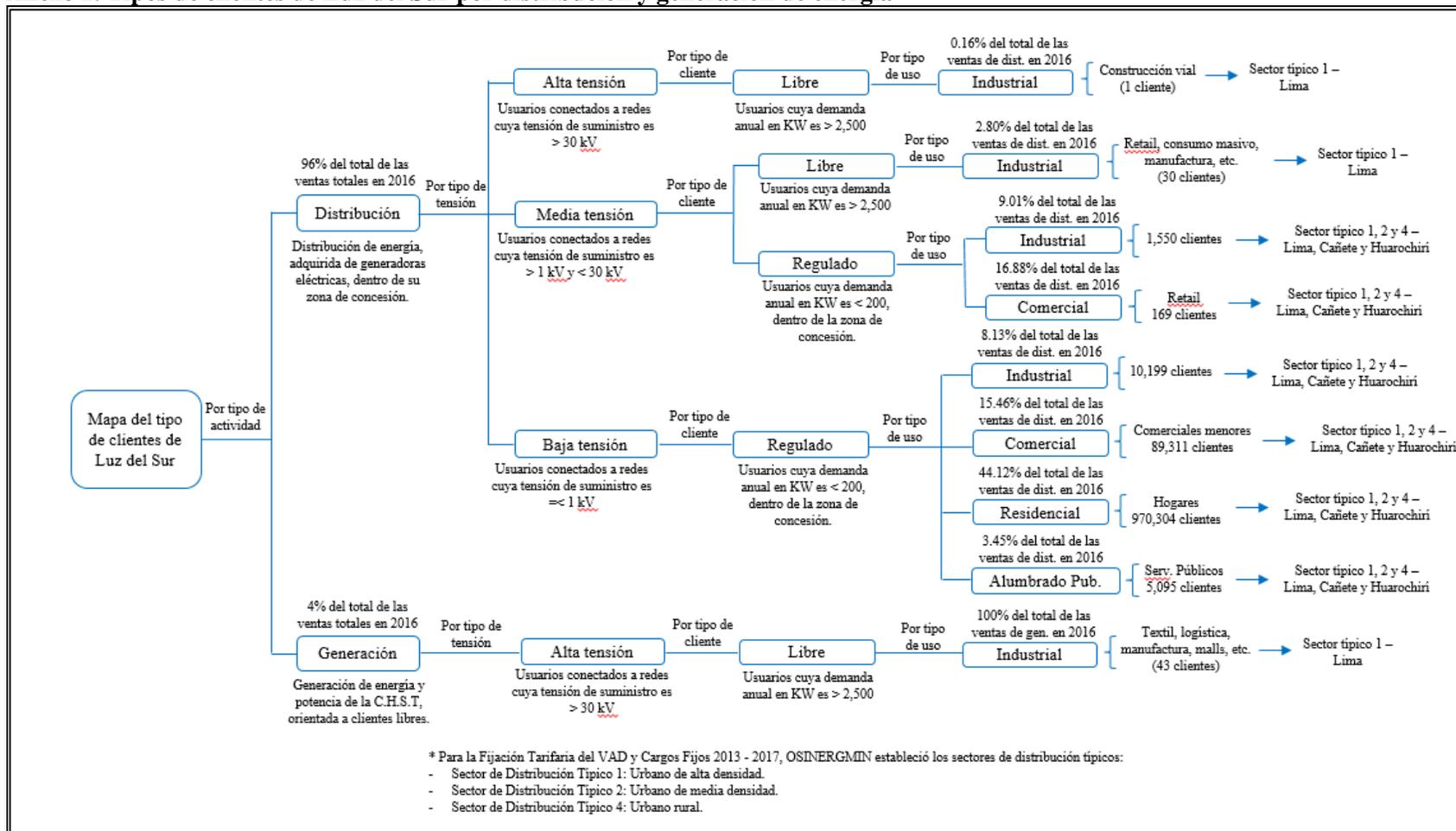
Mapa de distritos de la zona de concesión de Luz del Sur



Fuente: Luz del Sur, s.f.b.

Elaboración: Propia, 2017.

Anexo 2. Tipos de clientes de Luz del Sur por distribución y generación de energía



Fuente: Osinergmin, 2016c.
Elaboración: Propia, 2017.

Anexo 3. Cantidad de clientes y GWh vendidos

Ventas por grupo de consumo

Tipo de clientes	2015		2016	
	Clientes	GWh	Clientes	GWh
Residencial	951,657	2,812.1	972,552	2,896.1
Comercial	55,888	1,264.5	56,629	1,244.3
Industrial	4,008	1,678.6	4,147	1,432.2
Otros	41,165	1,724.4	44,532	1,814.7
Total	1,052,718	7,479.6	1,077,861	7,387.3

Fuente: Luz del Sur, 2017b.

Elaboración: Propia, 2017.

Al cierre de 2016, el mercado libre mantuvo el dinamismo del año anterior debido a la disminución en los precios de generación, causada por un exceso de oferta y un crecimiento menor de la demanda proyectada. En este año, la demanda del mercado regulado fue cubierta íntegramente con los contratos de suministro de electricidad y la demanda del mercado libre fue cubierta en parte por dichos contratos (42%) y por la producción de la Central Hidroeléctrica Santa Teresa – Collpani Grande (58%), sobre la base de la potencia y energía firme de la central aprobada por el COES.

Por otro lado, en 2016 la compra anual de electricidad fue de S/ 1,972 millones, valor 6.8% mayor respecto del año anterior, originado principalmente por el incremento del 30% en el pago por el cargo del peaje del Sistema Principal de Transmisión.

Respecto a la gestión comercial, a partir del mes de noviembre de 2016, entraron en operación mejoras sustanciales en los canales de contacto virtuales con los clientes de Luz del Sur, con el lanzamiento de la nueva versión de la oficina virtual, así como la opción de descargar una aplicación para smartphones o tablets, tanto en Android como en IOS. Ambos medios de contacto operan bajo una misma cuenta de usuario, la navegación es ágil y se adaptan a los dispositivos más usados por los clientes, aprovechando además las tecnologías de georreferenciación para ubicar lugares de pago o reportar averías.

Anexo 4. Hechos de importancia de Luz del Sur

Fecha	Hecho de importancia
07/12/2016	La Compañía recibió el permiso del Ministerio de Energía y Minas para ampliar la capacidad de potencia de la Central Hidroeléctrica Santa Teresa (Cusco) en 40.4 MW extra (capacidad a la fecha: 98 MW).
16/11/2016	El directorio aprobó el pago de dividendos por un monto de S/ 82.78 millones, con cargo a resultado acumulados, siendo el dividendo por acción de S/ 0.17.
11/10/2016	El directorio discutió la revaluación voluntaria de activos fijos, en el cual se reconoció un excedente de revaluación sin efecto tributario por S/ 572.41 millones.
17/08/2016	El directorio aprobó el pago de dividendos por un monto de S/ 82.78 millones, con cargo a resultado acumulados, siendo el dividendo por acción de S/ 0.17.
31/05/2016	El directorio aprobó el pago de dividendos por un monto de S/ 73.04 millones, con cargo a resultado acumulados de ejercicios anteriores, siendo el dividendo por acción de S/ 0.15.
12/04/2016	La Compañía presentó ante el Centro de Arbitraje de la Cámara de Comercio de Lima una solicitud de arbitraje contra Rímac Seguros y Reaseguros por US\$ 26.85 millones más intereses moratorios y otros, por incumplimiento de indemnización del siniestro ocurrido en la Central Hidroeléctrica de Santa Teresa (Cusco), el cual se encuentra cubierta por su póliza de seguro.
29/03/2016	Se designó como presidente y vicepresidente del Directorio a los señores Trevor Mihalik y Carlos Mauer Díaz Barriga.

Fuente: SMV, 2016.

Elaboración: Propia, 2017.

Anexo 5. Gerencias de Luz del Sur

Nombre	Cargo	Periodo
Mile Cacic Enríquez	Gerente General	1999 - Actualidad
Luis Fernando de las Casas Riccardi	Gerente Central de Administración y Finanzas	2010 - Actualidad
	Gerente de Finanzas y Contraloría	1999 - 2010
Eric Díaz Huamán	Gerente de Operaciones	2008 - Actualidad
	Gerente de Transmisión	2002 - 2008
	Gerente de Centro de Servicios Vitarte	1999 - 2002
José Luis Eráusquin Eyzaguirre	Gerente de Ingeniería y Planeamiento	2008 - Actualidad
	Gerente de Operaciones	2003 - 2008
	Gerente de Centro de Servicios Chacarilla	1999 - 2003
Mario Gonzáles del Carpio	Gerente de Desarrollo de Proyectos	2012 - Actualidad
Amparo González Díaz	Gerente de Recursos Humanos	2015
Victor Scarsi Hurtado	Gerente Comercial	1999- Actualidad

Fuente: Luz del Sur, 2017b.

Elaboración: Propia, 2017.

Anexo 6. Etapas e indicadores del ciclo de vida de Luz del Sur

	Tasa de crecimiento del mercado	Potencial de crecimiento	Amplitud de la línea de productos	Número de competidores	Estabilidad en la participación del mercado	Lealtad de los clientes
Madura	Superior al PBI, tiene una tasa de crecimiento de 12% y el PBI del sector electricidad asciende a 6%.	Excede sustancialmente el volumen del sector. Se espera que en los próximos años la compañía continúe creciendo en mayor proporción que el sector debido a que el incremento de demanda corresponde, principalmente, a la expansión demográfica de Lima para los clientes regulados, y a mayor demanda, por parte de los clientes libres.	Rápida proliferación. Luz del Sur tiene una zona de concesión de más de 3.500 km ² , que abarca 30 de los más importantes distritos de Lima Metropolitana y la provincia de Cañete, los mismos que, en conjunto, incluyen más de 4 millones de habitantes.	Creciente en clientes libres y no existentes en clientes regulados. Para clientes regulados, las empresas de distribución de energía actúan como un monopolio en su zona de concesión por las barreras de entrada; para clientes libres, se compite con generadoras eléctricas	Pocas empresas con participación elevada. Monopolio en su zona de concesión en Lima. Participación de mercado mínima para clientes libres donde compiten con generadoras.	El número de clientes se incrementó en 25,000 con respecto al año pasado. La lealtad de los clientes regulados es irrestricta; la lealtad de los clientes libres está en función de cada contrato y sus términos comerciales.

Fuente: Luz del Sur, 2017b.
Elaboración: Propia, 2017.

Anexo 7. Análisis de cadena de valor

A continuación, se presenta la cadena de valor de Luz del Sur para el ejercicio 2016:

Actividades de apoyo	Infraestructura de la empresa: Financiación, relación con los inversores, Asuntos legales, gubernamentales, sociales y contabilidad					
	Administración de recursos humanos		<ul style="list-style-type: none"> ✓ Luz del Sur cuenta con 723 empleados. ✓ Reclutamiento y capacitación: la compañía impartió 53,611 horas de formación en cursos externos e internos para la mejora de las competencias y habilidades del personal, en los puestos asignados. 			
	Desarrollo tecnológico		<ul style="list-style-type: none"> ✓ Mejoramiento de la Plataforma de Almacenamiento de la Información Corporativa adquiriendo discos de estado sólido lo cual ha permitido un mejor desempeño en la recuperación y grabación de la información almacenada permitiendo de esta manera reducir considerablemente los tiempos de duración de los procesos informáticos. ✓ Mejoramiento de las torres de telecomunicaciones de la Estación Repetidora Cerro Ihuanco, SET Canteras, SET Villa María, SET Chilca, sede Chacarilla, sede San Juan y sede Cañete, de acuerdo a lo estipulado en las normas ISO y de acuerdo a las normas de Seguridad, Salud Ocupacional y Medio Ambiente. ✓ Mejoramiento de la experiencia de nuestros usuarios con el uso de los sistemas informáticos corporativos, implementando una plataforma de monitoreo del desempeño de aplicaciones (APM) la cual nos permite detectar, de manera predictiva y reactiva, posibles problemas que se estén presentando con el uso de nuestros sistemas informáticos. ✓ Implementación de una aplicación móvil para los clientes de la empresa para su uso en <i>smartphones</i>. 			
	Adquisición		<ul style="list-style-type: none"> ✓ Durante el 2016 la Compañía invirtió más de US\$ 137 millones, principalmente en el mejoramiento y expansión del sistema eléctrico y en la modernización y repotenciación del alumbrado público, así como también en la implementación de nuevas herramientas de informática y telecomunicaciones. ✓ Cuenta con la Central Hidroeléctrica Santa Teresa – Ccollpani Grande. 			
Actividades primarias	Logística de entrada	Operaciones	Logística de salida	Mercadotecnia y ventas	Mantenimiento	
	En este subsector se desempeña Luz del Sur, llevando energía eléctrica al cliente final. Técnicamente, las líneas de distribución operan en media y baja tensión. La distribución se caracteriza por presentar economías de alcance y de densidad; consecuentemente, se realiza en un marco monopólico por lo que resulta necesario que el Estado participe regulando el sector.	Luz del Sur opera en una zona de concesión de 3.500 km ² , que incluye 30 de los más importantes distritos de Lima, los que en conjunto superan los 4 millones de habitantes.	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Distribución de energía a clientes libres y regulados. ✓ Generación de energía para atender a clientes libres. 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Por los clientes del mercado regulado, la compañía no mantiene una estrategia de ventas. ✓ Fuerza de ventas para negociación de los contratos con clientes libres. Participación en subastas. 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Aviso de corte por mantenimiento. ✓ Aviso de anulación de corte. ✓ Luz del Sur le ofrece una atención personal, altamente especializada para los clientes que superan los 2,500 Kw. Entre los principales servicios tienen: soluciones integrales a necesidades de suministro eléctrico (financiamiento, asesoría, proyectos, construcción, operación, mantenimiento, etcétera); respuesta ágil y efectiva para atención de nuevos clientes; rápida respuesta frente a emergencias en sus instalaciones; y servicios de mantenimiento con redes energizadas para instalaciones de alta, media y baja tensión. 	

Fuente: Luz del Sur, 2014a, 2015a, 2016a, 2017a; Luz del Sur, 2014b, 2015b, 2016b, 2017b.
Elaboración: Propia, 2017.

Anexo 8. Análisis Pestel

	Políticos	Económicos	Sociales	Tecnológicos	Ecológicos	Legales
Macroambiente doméstico	<p>El Perú lleva más de 20 años de vida democrática ininterrumpida y con las puertas abiertas a la inversión. Asimismo, tiene uno de los mejores sistemas eléctricos de la región: Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), que se gestiona de forma independiente de cualquier decisión política.</p> <p>La Dirección General de Electricidad (DGE), dependiente del Ministerio de Energía y Minas (MEM), está a cargo del establecimiento de políticas y regulaciones de electricidad y de otorgar concesiones. También es la responsable de elaborar los planes de expansión de la generación y la transmisión y tiene que aprobar los procedimientos pertinentes para el funcionamiento del sistema eléctrico.</p>	<p>Crecimiento económico</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ El sector energía peruano registró un crecimiento debido al incremento de la demanda interna ligada al desarrollo económico de productos y servicios. ✓ En el primer semestre de 2016, la producción de energía eléctrica aumentó 10.1%. ✓ Lima fue el departamento con mayor producción de energía eléctrica en el 2016. <p>PBI</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Se estima un crecimiento de 4.0% y 4.6% para el año 2017, respectivamente; proyección fundamentada en el incremento de las exportaciones, principalmente de la minería con la expansión de las mineras. <p>Políticas de crecimiento</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ El Plan Estratégico Nacional 2014-2025 (PEN) elaborado por el Ministerio de Energía y Minas (MEM), donde se propone incrementar la eficiencia energética: mayor competitividad del sector, menores impactos ambientales y mejor acceso a la energía, así como la reducción de costos y gastos operativos uso de tecnologías más eficientes. ✓ Se espera que Perú se convierta en un hub energético y pueda, luego de abastecer la demanda interna, exportar energía a Ecuador, Brasil, Colombia y Bolivia. 	<p>Subsidios</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ El Estado peruano realiza la promoción de la inversión, la ejecución de proyectos, y mecanismos de subsidio para el desarrollo de estos (FOSE) y (FISE). ✓ La Ley N°28749, Ley de Electrificación Rural dada en el año 2006, tiene como fin ampliar la cobertura del servicio a las zonas pobres y brindar un mejor nivel de vida a la población. <p>Población</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Dentro de los factores sociales se encuentran las protestas de la población debido a la construcción de centrales de generación que podrían afectar el ambiente. <p>Empleo</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Según estadísticas del MEM, el empleo directo del sector eléctrico acumuló un crecimiento de 66% entre 2001 y 2016. 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Prioridad otorgada por la industria a los avances tecnológicos. ✓ Energías renovables, energía hidroeléctrica, energía eólica y la energía solar. El marco regulador de energías renovables incentiva estas tecnologías, pero en volúmenes muy limitados ya que una mayor oferta implicaría un aumento en el costo de la energía del país. 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Insumos. los recursos hídricos, la energía del sol o del viento, combustibles y fósiles. ✓ Los factores climáticos y geológicos afectan la disponibilidad de insumos para la generación eléctrica, así como a la infraestructura de la industria eléctrica. ✓ En el caso de eventos climáticos, la industria eléctrica del país es particularmente sensible a la ocurrencia del Fenómeno El Niño que causa fuertes lluvias. ✓ El incremento de la temperatura genera el aumento de la demanda de energía eléctrica a nivel residencial, aumentando la probabilidad de ocurrencia de una falla en el sistema de transmisión. ✓ El Fondo Nacional del Ambiente (Fonam) recibió el mandato del congreso peruano de identificar y promover proyectos que exploten las fuentes de energía renovable, introduzcan tecnologías limpias y promuevan la eficiencia de la energía. 	<p>Organismos Reguladores</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin). ✓ Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional gestionados por el COES-SINAC. ✓ Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental (OEFA). ✓ Ministerio del Ambiente (Minam). ✓ Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Protección de la Propiedad Intelectual (Indecopi). ✓ Defensoría del Pueblo. <p>Normativa</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Decreto Ley N°25844, Ley de Concesiones Eléctricas (Presidencia de la República, 1992). ✓ Ley N°28832, Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica (Presidencia de la República, 2006). ✓ Decreto de Urgencia N°049-2008, Decreto de urgencia que asegura la continuidad en la prestación del servicio eléctrico (Presidencia de la República, 2008). ✓ Ley N°26734, Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Congreso de la República, 1996). ✓ Decreto Supremo N°020-97-EM, Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (Ministerio de Energía y Minas [MEM], 1997). ✓ Ley N°26876, Ley Antimonopolio y Antioligopolio en el Sector Eléctrico (Congreso de la República, 1997). <p>Promotores</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Ministerio de Energía y Minas. ✓ Agencia de Promoción de la Inversión Privada (ProInversión).
Macroambiente regional e internacional	<p>Existe un clima de incertidumbre a nivel mundial por las elecciones en países como Estados Unidos, donde fue elegido el republicano de Donald Trump, así como en las elecciones en Francia y Alemania. Asimismo, existe los casos de corrupción regionales impacto debido al escándalo de Lava Jato.</p> <p>Respecto a los sistemas eléctricos a nivel regional e internacional tienen estas características:</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Reguladas en su mayoría por el gobierno de cada país. ✓ Word Energy Council. El Consejo Mundial de la Energía (CME) sirve de guía para las ideas y acciones en todo el mundo para conseguir que todos puedan acceder a una energía sostenible y asequible. 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Recuperación de Estados Unidos a nivel macroeconómico y leve recuperación a nivel del crecimiento del PBI de algunas economías latinoamericanas, a excepción de Venezuela. Se esperan mejoras en 2017 y 2018. ✓ En el 2015 la generación eléctrica a nivel mundial registró 2,4% de crecimiento anual de TWh, en la cual se destaca el continente Asia Pacífico. 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Estados Unidos ha llegado a niveles de pleno empleo al cierre de 2016. ✓ Recuperación del empleo formal en países europeos, como España. ✓ El consumo de energía de parte de la población es subsidiado por el Estado de cada país. 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Impulso de nuevas tecnologías sustitutas a la energía eléctrica. 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ A la fecha, de acuerdo con la International Energy Agency (IEA, 2016), más de 60% de la energía mundial que se utiliza procede de combustibles fósiles, cuya combustión produce grandes cantidades de gases de efecto invernadero (GEI), el adelgazamiento de la capa de ozono y la lluvia ácida, entre otros. ✓ En la zona norte de Sudamérica, países como Colombia, Venezuela y el noroeste de Brasil son afectados por fuertes sequías debido al déficit de lluvias, viéndose reducida la capacidad de generación de electricidad a base de recursos hídricos. 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Organismos reguladores de cada país.

Fuente: Osinergmin, 2016; BCRP, 2017; MEM, 1997; Presidencia de la República, 1992, 2006, 2008; Congreso de la República, 1996, 1997.
Elaboración: Propia, 2017.

Anexo 9. Principales competidores de Luz del Sur

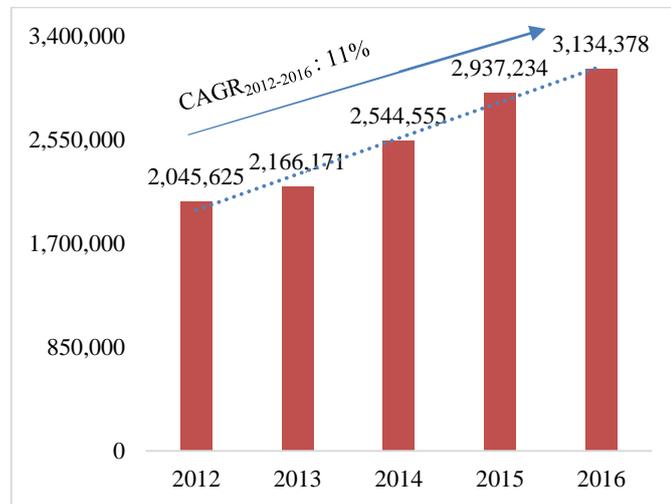
Distribución eléctrica	Generación eléctrica
<ul style="list-style-type: none"> ➤ Enel Distribución S.A.A. (27.30% de participación de mercado) ➤ Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad Electronortemedio S.A - Hidrandina S.A. (8.74% de participación de mercado) ➤ Electronoroeste S.A – Enosa (6.10% de participación de mercado) ➤ Electrocentro S.A (4.84% de participación de mercado) 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Engie Energía Perú S.A (Ex Enersur S.A.) (21.25% de participación de mercado) ➤ Enel Generación S.A.A. (16.02% de participación de mercado) ➤ Electricidad del Perú S.A. - Electroperú S.A. (11.42% de participación de mercado) ➤ Kallpa Generación S.A (9.77% de participación de mercado)

Fuente: Osinergmin, 2016a; y Maximixe, 2017.

Elaboración: Propia, 2017.

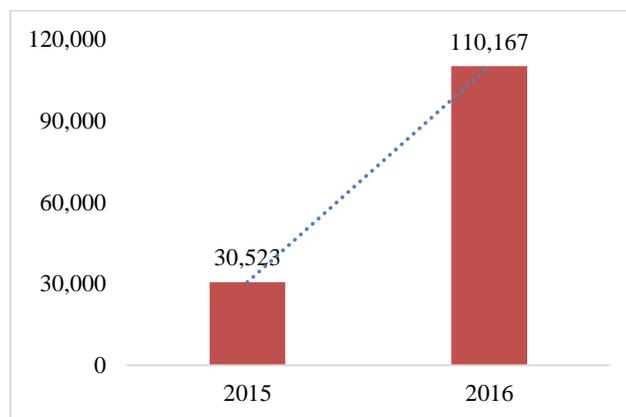
Anexo 10. Evolución de las ventas de los años 2012 al 2016

Gráfico A. Evolución de las ventas de Luz del Sur en distribución 2012 –2016 (en miles de S/)



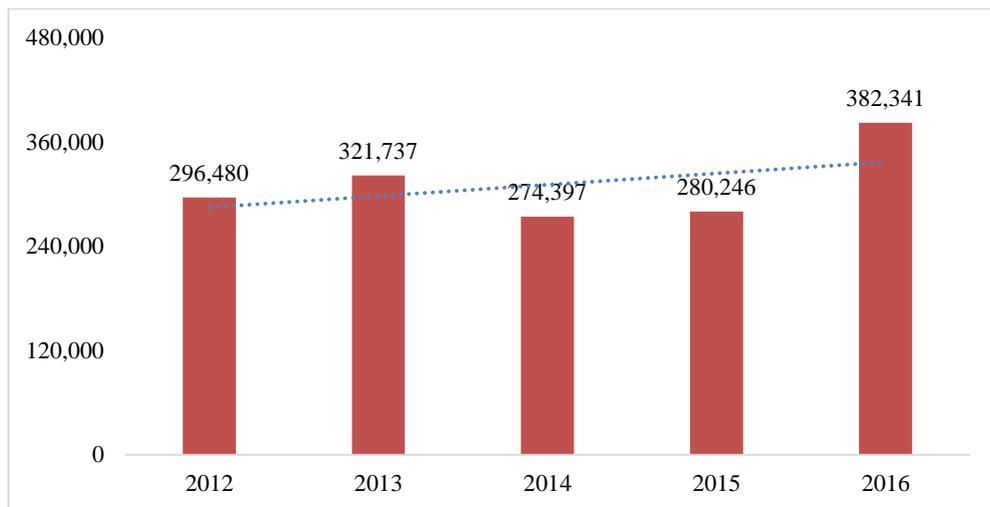
Fuente: Luz del Sur, 2013; 2014; 2015; 2016, 2017a.
Elaboración: Propia, 2017.

Gráfico B. Evolución de las ventas de Luz del Sur en generación 2015 -2016 (en miles de S/)



Fuente: Luz del Sur, 2015; 2016, 2017a.
Elaboración: Propia, 2017.

Gráfico C. Evolución de la inversión de Luz del Sur 2012-2016 (en miles de S/)



Fuente: Luz del Sur, 2013; 2014; 2015; 2016, 2017a.
Elaboración: Propia, 2017.

Anexo 11. Actividades para la propuesta de valor de la compañía

- Construye infraestructura que apoya el crecimiento y la transformación de la ciudad.
- Cuenta con personal altamente calificado y preparado para atender las necesidades y exigencias de sus clientes.
- Administra de forma prudente sus costos y riesgos e invierte acertadamente para mantenerse como una empresa sólida y rentable para sus accionistas.
- Opera con el mejor equipamiento de seguridad porque se preocupa por sus empleados y sus familias.
- Promueve el desarrollo de la comunidad a través de la educación, en específico, implementado su programa “Apoyando la Educación”.
- Construye fuentes de energía renovable y cuida el medio ambiente, haciendo uso de tecnología de última generación, tal como se aplicó en la Central Hidroeléctrica Santa Teresa.

Anexo 12. Matriz Canvas – Modelo de negocio

<p>Socios clave Regulación: Ministerio de Energía y Minas, COES – SINAC (SEIN) y Osinergmin. Proveedores: - Construcción e instalación de activo fijo: la Compañía mantiene como proveedores a Tecsur S.A. y Los Andes Servicios Corporativos S.A. - Energía eléctrica: Cuenta con 56 contratos con 18 empresas generadoras entre las que se encuentran: Fenix Power Perú S.A., Enel Generación Perú S.A.A., Engie Energía Perú S.A., Kallpa Generación S.A., Egasa, Termoselva S.R.L., Duke Energy Egenor, Electroperú S.A., Termochilca S.A., Chinango S.A.C., Enel Generación Piura S.A. (Piura), Empresa de Generación, Eléctrica del Sur S.A. , entre otros. Ver mayor detalle en Anexo 26.</p>	<p>Actividades clave Generación: Medición del caudal, embalse, captación, tratamiento previo a caída de agua, operación y funcionamiento de turbinas y despacho. Ver Anexo 23 para mayor detalle. Distribución: - Suscripción de contratos PPA con generadoras. -Conexión al SEIN para compra Spot. - Administración de la estación transformadora de distribución. - Despacho por red de distribución en media tensión para clientes industriales. -Despacho por red de baja tensión previo paso por centro de transformación. -Administración de las pérdidas de energía y potencia. -Operación, mantenimiento y ampliación de redes de distribución.</p>	<p>Propuesta de valor Servir a millones de personas que buscan mejorar su calidad de vida, brindando apoyo y satisfacción a todos sus clientes a través de la prestación de servicios públicos de generación y distribución energía eléctrica de calidad en las áreas de influencia que la ley le otorga; aumentando el valor de sus accionistas a través de un adecuada rentabilidad; fomentando el desarrollo y bienestar de sus empleados a través del compromiso con la seguridad; promoviendo el desarrollo de la comunidad; y cuidando el medio ambiente.</p>	<p>Relaciones con clientes -11 sucursales y una oficina de recaudación exclusivas para el pago de servicios. -Diversas modalidades de pago (ventanilla, pago en cuenta, Internet, teléfono y cajero automático) en ocho bancos locales y cinco centros de cobros. - Sistema de pago automático en cuenta en siete bancos locales. - Facilidades de pago (Transacción extrajudicial) si se tiene una deuda acumulada de tres o más meses. -Guía práctica de lectura de recibo y medidor. - Avisos de corte por mantenimiento a través de encartes o publicidad en medios. -Plataforma oficina virtual (localización de centros de pago y reporte de averías). -Plataforma oficina virtual grandes clientes. -Fonoluz (teléfono 617-5000) -Página web (www.luzdelsur.com.pe)</p>	<p>Segmentos de clientes Generación: - Clientes libres.: Clientes con contratos PPA. - Clientes regulados: Clientes en el mercado Spot. Distribución Al 31 de diciembre de 2016: -Clientes regulados: 1,077,861 (clientes residenciales) que representan el 94% de los ingresos. -Clientes libres: 100 (clientes industriales) que representan el 6% de los ingresos.</p>
	<p>Recursos clave físicos. Para generación: embalse y caudal suficiente, central hidroeléctrica (turbinas, represa, etcétera). Para distribución. Tendido eléctrico, estaciones, subestaciones y transformadores. Intelectuales o contractuales. Contrato de concesión y licencia de operación para la distribución de energía eléctrica en Lima. Humanos. Personal especializado en control y monitoreo de central hidroeléctrica, operación y mantenimiento de central hidroeléctrica y tendido de redes, así como personal dedicado a la lectura de medidores y a la recaudación. Financieros. Programa de bonos emitidos y fuentes para administración de capital de trabajo en el corto plazo.</p>	<p>Productos: Energía y potencia.</p>	<p>Canales Canales de distribución: -SEIN. - Contratos de suministro (PPA) -Tendido eléctrico de tensión media y baja. Canales de comunicación: -Página web, plataformas virtuales y correo Contáctenos. - Representantes en agencias propias. - Fonoluz. - Publicidad. - Recibos de luz con información de consumo y otros.</p>	
<p>Estructura de costos Generación: -Compra de energía eléctrica - peaje -Servicios prestados por terceros. -Gastos de personal. -Provisiones. (Principalmente, depreciación) -Cargas diversas de gestión. -Consumo de inventarios. -Tributos. Distribución: -Compra de energía eléctrica (principal, 86% del total en 2016) -Servicios prestados por terceros. -Gastos de personal. -Provisiones. -Cargas diversas de gestión. -Consumo de inventarios. -Tributos. - SG&A: Principalmente gastos de personal y servicios prestados por terceros.</p>		<p>Fuente de ingresos Ingresos por distribución de energía: S/ 3,024,211,000 (96% de los ingresos), al 31 de diciembre de 2016. Ingresos por generación de energía: S/ 110,167 (4% de los ingresos), al 31 de diciembre de 2016.</p>		

Fuente: Minondo, 2017.

Elaboración: Propia, 2017.

Anexo 13. Ventajas comparativas y competitivas de mercado

Ventajas comparativas	Ventajas competitivas
<p>-Ubicación estratégica. La compañía se encuentra cerca a sus clientes (Lima este y sur) para realizar sus actividades de distribución, donde además se encuentran parques industriales con potencial de crecimiento.</p> <p>Asimismo, Luz del Sur se encuentra cerca de su principal materia prima (agua del río Vilcanota) en el caso de las actividades de generación vinculadas a la hidroeléctrica.</p> <p>-Contratos de concesión. Cuenta con zona de concesión exclusiva en la distribución de energía descritos en el anexo 1. Asimismo, tiene un contrato de concesión con ProInversión para la explotación de la Central Hidroeléctrica Santa Elena para generar energía eléctrica.</p>	<p>-Generación de energía. El costo marginal de producir energía eléctrica es menor para una hidroeléctrica que para una termoeléctrica.</p> <p>-Logística de entrada. Aseguramiento de energía y potencia. La distribuidora estaría asegurando parte de su energía para la venta a través de las actividades de generación que ella misma desarrolla.</p> <p>-Infraestructura de última generación. Centro de control de la Central Hidroeléctrica de Santa Elena de última generación que permite llevar las operaciones de forma eficiente.</p> <p>-Personal altamente capacitado. Personal altamente capacitado en las actividades de distribución y generación, y que cuentan con altos estándares de seguridad.</p> <p>-Servicio al cliente. Página web, teléfono, plataformas virtuales y agencias para que el cliente pueda hacer sus reclamos o pagos. Comunica con antelación a través de encartes o publicidad sobre cortes del servicio.</p>

Fuentes: Maximixe, 2016; Luz del Sur, 2017b.

Elaboración: Propia, 2017.

Anexo 14. Factores organizativos y sociales

Gobierno corporativo

La Compañía cumple con la presentación anual ante la Superintendencia del Mercado de Valores (SMV) del Reporte sobre el Cumplimiento del Código de Buen Gobierno Corporativo para las Sociedades Peruanas. Informe sobre los 31 Principios que solicita esa norma.

- **Cultura corporativa.** Durante el año 2016, Luz del Sur ha continuado realizando actividades dirigidas hacia sus trabajadores y familias, con la finalidad de contribuir con su bienestar e identificación con la empresa, transmitir la cultura preventiva dentro y fuera del entorno laboral. Luz del Sur desarrolla y sostiene una cultura preventiva a través de conferencias semanales, jornadas, simulacros, paneles publicitarios, afiches, mensajes de seguridad, boletines, charlas de seguridad a empresas contratistas.
- **Entorno y responsabilidad social.** Conscientes de su compromiso social con el país y en especial con su zona de concesión, y manteniendo su vocación de buen ciudadano corporativo, durante el 2016, Luz del Sur continuó con acciones de Responsabilidad Social destinadas a potenciar la asociación con importantes entidades y programas sociales, tales como: “Fe y Alegría”, “Aldeas Infantiles SOS”, “Teletón” y “Misión Pax”, entre otras. Asimismo, ha continuado realizando una importante labor social en la zona de influencia de la Central Hidroeléctrica Santa Teresa – Collpani Grande.

Anexo 15. Análisis vertical y horizontal de Luz del Sur y Enel Distribución S.A.A.

Tabla A. Análisis vertical y horizontal de Luz del Sur

Resultados						
En miles de S/	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Ventas	1,813,673	2,045,625	2,166,171	2,544,555	2,937,234	3,134,378
Análisis Horizontal		12.79%	5.89%	17.47%	15.43%	6.71%
Costo de ventas	1,252,112	1,465,148	1,595,442	1,893,160	2,202,265	2,332,693
Análisis Horizontal		17.01%	8.89%	18.66%	16.33%	5.92%
Análisis Vertical		71.62%	73.65%	74.40%	74.98%	74.42%
Utilidad bruta	561,561	580,477	570,729	651,395	734,969	801,685
Análisis Horizontal		3.37%	-1.68%	14.13%	12.83%	9.08%
Análisis Vertical (MB)	30.96%	28.38%	26.35%	25.60%	25.02%	25.58%
Gastos de comercialización	36,232	38,616	40,758	46,686	50,052	63,233
Análisis Horizontal		6.58%	5.55%	14.54%	7.21%	26.33%
Análisis Vertical		1.89%	1.88%	1.83%	1.70%	2.02%
Gastos de administración	78,191	62,660	66,336	74,003	79,865	106,916
Análisis Horizontal		-19.86%	5.87%	11.56%	7.92%	33.87%
Análisis Vertical		3.06%	3.06%	2.91%	2.72%	3.41%
Otros ingresos o gastos operativos	4,038	-5,954	13,763	13,275	35,043	30,977
Análisis Horizontal		-247.45%	-331.16%	-3.55%	163.98%	-11.60%
Análisis Vertical		-0.29%	0.64%	0.52%	1.19%	0.99%
Utilidad operativa	451,176	473,247	477,398	543,981	640,095	662,513
Análisis Horizontal		4.89%	0.88%	13.95%	17.67%	3.50%
Análisis Vertical		23.13%	22.04%	21.38%	21.79%	21.14%
Gastos financieros	37,520	39,127	38,671	44,406	62,995	96,927
Análisis Horizontal		4.28%	-1.17%	14.83%	41.86%	53.86%
Análisis Vertical		1.91%	1.79%	1.75%	2.14%	3.09%
Ingresos financieros	12,815	13,963	15,287	15,116	17,459	22,491
Análisis Horizontal		8.96%	9.48%	-1.12%	15.50%	28.82%
Análisis Vertical		0.68%	0.71%	0.59%	0.59%	0.72%
Ganancias antes de impuesto a las ganancias	426,471	448,083	454,014	514,691	594,559	588,077
Análisis Horizontal		5.07%	1.32%	13.36%	15.52%	-1.09%
Análisis Vertical		21.90%	20.96%	20.23%	20.24%	18.76%
Gasto por impuesto a las ganancias	129,660	142,087	138,159	111,822	168,311	190,969
Análisis Horizontal		9.58%	-2.76%	-19.06%	50.52%	13.46%
Análisis Vertical		6.95%	6.38%	4.39%	5.73%	6.09%
Ganancia neta del año	296,811	305,996	315,855	402,869	426,248	397,108
Análisis Horizontal		3.09%	3.22%	27.55%	5.80%	-6.84%
Análisis Vertical	16.37%	14.96%	14.58%	15.83%	14.51%	12.67%

Fuente: Luz del Sur, 2013; 2014; 2015; 2016; 2017a.
Elaboración: Propia, 2017.

Tabla B. Análisis vertical y horizontal de Enel Distribución S.A.A.

Resultados						
En miles de S/	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Ventas	1,879,762	2,068,553	2,234,851	2,366,543	2,716,058	2,900,723
Análisis Horizontal		10.04%	8.04%	5.89%	14.77%	6.80%
Costo de ventas	1,369,458	1,523,540	1,608,083	1,729,245	2,001,517	2,154,333
Análisis Horizontal		11.25%	5.55%	7.53%	15.75%	7.64%
Análisis Vertical		73.65%	71.95%	73.07%	73.69%	74.27%
Utilidad bruta	510,304	545,013	626,768	637,298	714,541	746,390
Análisis Horizontal		6.80%	15.00%	1.68%	12.12%	4.46%
Análisis Vertical		26.35%	28.05%	26.93%	26.31%	25.73%
Gastos de comercialización	72,751	79,844	84,080	89,506	97,108	89,278
Análisis Horizontal		9.75%	5.31%	6.45%	8.49%	-8.06%
Análisis Vertical		3.86%	3.76%	3.78%	3.58%	3.08%
Gastos de administración	84,864	98,580	109,633	104,267	112,815	117,545
Análisis Horizontal		16.16%	11.21%	-4.89%	8.20%	4.19%
Análisis Vertical		4.77%	4.91%	4.41%	4.15%	4.05%
Otros ingresos o gastos operativos	16,054	12,303	22,853	14,416	21,441	14,568
Análisis Horizontal		-23.36%	85.75%	-36.92%	48.73%	-32.06%
Análisis Vertical		0.59%	1.02%	0.61%	0.79%	0.50%
Utilidad operativa	368,743	378,892	455,908	457,941	526,059	554,135
Análisis Horizontal		2.75%	20.33%	0.45%	14.87%	5.34%
Análisis Vertical (MO)		18.32%	20.40%	19.35%	19.37%	19.10%
Gastos financieros	80,388	84,320	92,562	68,781	93,824	98,572
Análisis Horizontal		4.89%	9.77%	-25.69%	36.41%	5.06%
Análisis Vertical		4.08%	4.14%	2.91%	3.45%	3.40%
Ingresos financieros	11,669	21,505	13,670	14,981	16,286	15,832
Análisis Horizontal		84.29%	-36.43%	9.59%	8.71%	-2.79%
Análisis Vertical		1.04%	0.61%	0.63%	0.60%	0.55%
Diferencia en cambio neta	1,068	1258	-1,915	-1,292	-3,403	1,205
Análisis Horizontal		17.79%	-252.23%	-32.53%	163.39%	-135.41%
Análisis Vertical		0.06%	-0.09%	-0.05%	-0.13%	0.04%
Ganancias antes de impuesto a las ganancias	301,092	317,335	375,101	402,849	445,118	472,600
Análisis Horizontal		5.39%	18.20%	7.40%	10.49%	6.17%
Análisis Vertical		15.34%	16.78%	17.02%	16.39%	16.29%
Gasto por impuesto a las ganancias	94,415	100,631	104,403	100,611	135,793	163,795
Análisis Horizontal		6.58%	3.75%	-3.63%	34.97%	20.62%
Análisis Vertical		4.86%	4.67%	4.25%	5.00%	5.65%
Ganancia neta del año	206,677	216,704	270,698	302,238	309,325	308,805
Análisis Horizontal		4.85%	24.92%	11.65%	2.34%	-0.17%
Análisis Vertical		10.99%	10.48%	12.11%	11.39%	10.65%

Fuente: Enel Distribución Perú, 2013; 2014; 2015; 2016; 2017.
Elaboración: Propia, 2017.

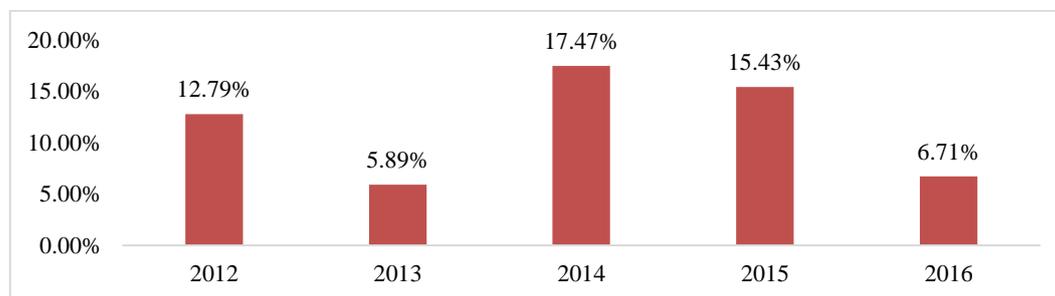
Anexo 16. Ratios financieros de Luz del Sur y sus competidores

	2012	2013	2014	2015	2016
Ventas (en miles de S/)					
Luz del Sur	2,045,625	2,166,171	2,544,555	2,937,234	3,134,378
Enel Distribución	2,068,553	2,234,851	2,366,543	2,716,058	2,900,723
Hidrandina	528,166	601,800	712,851	822,191	888,378
Electrocentro	311,523	353,863	429,598	501,874	552,636
Enosa	342,833	377,017	483,835	568,662	587,482
Ensa	259,175	281,729	315,370	331,319	348,330
Margen Bruto (%)					
Luz del Sur	28.38%	26.35%	25.60%	25.02%	25.58%
Enel Distribución	26.35%	28.05%	26.93%	26.31%	25.73%
Hidrandina	20.71%	17.29%	19.35%	23.85%	24.00%
Electrocentro	27.90%	24.70%	30.12%	30.72%	29.69%
Enosa	23.02%	23.50%	26.46%	30.78%	25.83%
Ensa	26.12%	26.00%	28.11%	28.56%	26.32%
Margen Operativo (%)					
Luz del Sur	23.13%	22.04%	21.38%	21.79%	21.14%
Enel Distribución	18.32%	20.40%	19.35%	19.37%	19.10%
Hidrandina	11.61%	9.55%	12.35%	16.29%	17.26%
Electrocentro	19.14%	13.85%	21.69%	23.08%	22.47%
Enosa	6.97%	6.47%	7.44%	12.90%	10.54%
Ensa	13.45%	10.28%	13.35%	16.34%	12.20%
Margen Neto (%)					
Luz del Sur	14.96%	14.58%	15.83%	14.51%	12.67%
Enel Distribución	4.86%	4.67%	4.25%	5.00%	5.65%
Hidrandina	6.65%	5.77%	9.23%	11.17%	11.61%
Electrocentro	12.95%	9.64%	14.51%	16.49%	15.86%
Enosa	6.97%	6.47%	7.44%	12.90%	10.54%
Ensa	9.25%	7.34%	8.99%	11.15%	8.95%
Return on Equity (ROE) (%)					
Luz del Sur	21.60%	19.64%	22.97%	22.02%	16.34%
Enel Distribución	20.11%	21.59%	21.96%	20.66%	18.40%
Hidrandina	3.99%	3.74%	6.63%	8.84%	9.65%
Electrocentro	6.13%	4.44%	7.54%	8.94%	9.44%
Enosa	6.98%	6.95%	8.04%	13.79%	11.73%
Ensa	8.79%	5.95%	8.90%	9.24%	6.50%
Return on Assets (ROA) (%)					
Luz del Sur	10.58%	9.16%	10.51%	9.88%	7.57%
Enel Distribución	7.73%	8.69%	8.57%	8.33%	7.43%
Hidrandina	2.86%	2.65%	4.79%	6.30%	6.84%
Electrocentro	4.79%	3.43%	6.06%	6.92%	6.96%
Enosa	4.60%	4.26%	5.03%	9.15%	7.24%
Ensa	5.60%	3.78%	5.08%	5.66%	4.34%
Necesidades Operativas de Fondos (NOF) (en miles de S/)					
Luz del Sur	21,592	148,875	178,093		67,654
Enel Distribución	215,417	153,267	205,293	295,050	123,921
Hidrandina	-11,783	-3,462	-15,001	-24,364	-16,980
Electrocentro	13,841	34,007	6,728	32,240	948
Enosa	22,709	19,424	-2,031	42,722	42,811
Ensa	19,473	38,786	34,866	68,973	20,810
Fondo de Maniobra (FM) (en miles de S/)					
Luz del Sur	-142,893	-142,909	-137,049	-59,669	-330,216
Enel Distribución	-222,272	-302,268	-251,366	-484,090	-389,397
Hidrandina	-156,749	-145,092	-145,801	-149,828	-158,609
Electrocentro	-93,989	-68,616	-89,571	-77,528	-178,587
Enosa	6,246	6,990	-19,322	23,502	23,285
Ensa	-21,470	3,671	12,996	44,118	-4,801
Rotación de cuentas por cobrar (días)					
Luz del Sur	52.05	56.06	53.13	53.68	52.63
Enel Distribución	43.08	41.13	41.34	43.77	43.97
Hidrandina	48.04	51.77	46.14	45.19	46.04
Electrocentro	45.31	50.71	39.95	42.54	38.18
Enosa	49.57	54.58	54.28	52.68	55.90
Ensa	47.00	51.15	41.33	47.00	48.62
Rotación de Inventarios (días)					
Luz del Sur	3.96	4.82	5.21	5.86	6.32
Enel Distribución	4.55	5.31	7.02	6.76	4.21
Hidrandina	7.04	7.00	7.10	10.41	5.89
Electrocentro	25.24	22.65	17.66	18.83	13.10
Enosa	11.82	14.06	11.30	11.72	10.42
Ensa	8.36	15.48	12.84	14.64	15.01
Rotación de cuentas por pagar (días)					
Luz del Sur	42.66	41.42	41.90	46.58	47.85
Enel Distribución	44.23	60.58	60.14	54.24	56.71
Hidrandina	57.28	75.60	54.35	58.12	66.00
Electrocentro	56.94	70.17	72.90	68.10	86.91
Enosa	40.25	51.65	60.56	61.22	65.71
Ensa	33.40	41.03	42.59	59.73	62.66

Fuente: Luz del Sur, 2013; 2014; 2015; 2016, 2017a; Enel Distribución Perú, 2013; 2014; 2015; 2016; 2017; Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad Electronorte Medio S.A. (Hidrandina), 2013; 2014; 2015; 2016, 2017; Enosa, 2014; 2015; 2016, 2017; Electrocentro, 2014; 2015; 2016, 2017; Ensa, 2014; 2015; 2016, 2017.
Elaboración: Propia, 2017.

Anexo 17. Evolución porcentual de las ventas y márgenes de la compañía 2012 -2016

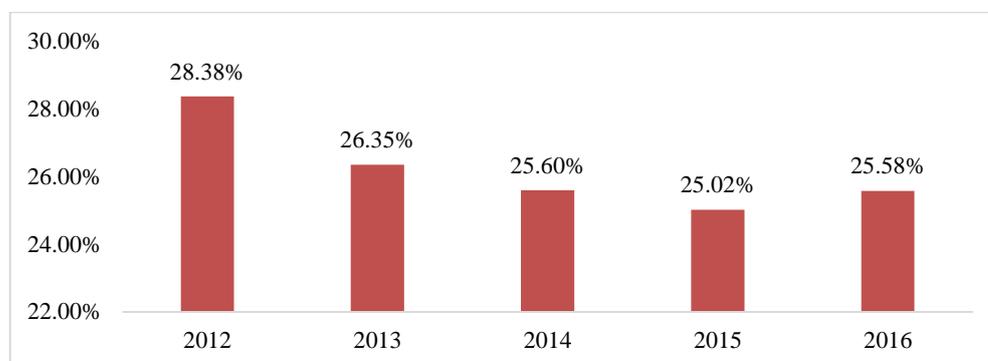
Gráfico A. Variación porcentual de las ventas de Luz del Sur 2012-2016



Fuente: Luz del Sur, 2013; 2014; 2015; 2016, 2017a.

Elaboración: Propia, 2017.

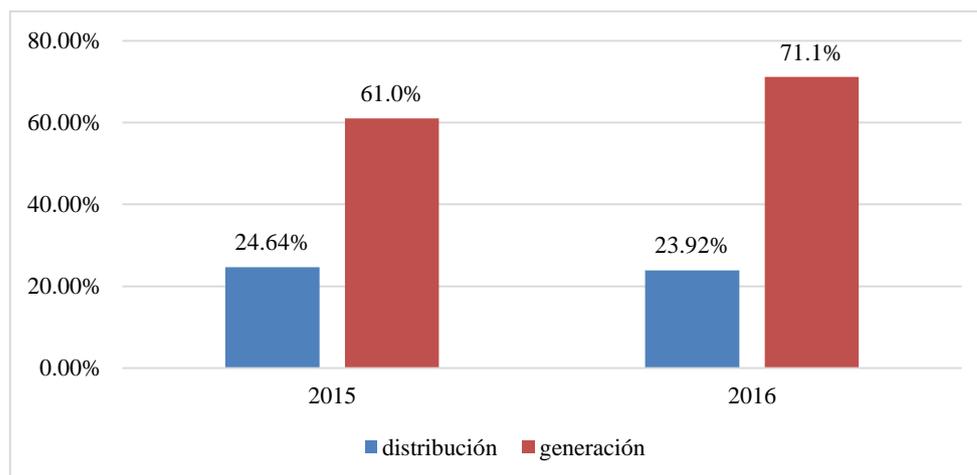
Gráfico B. Márgenes brutos de Luz del Sur 2012-2016



Fuente: Luz del Sur, 2013; 2014; 2015; 2016, 2017a.

Elaboración: Propia, 2017.

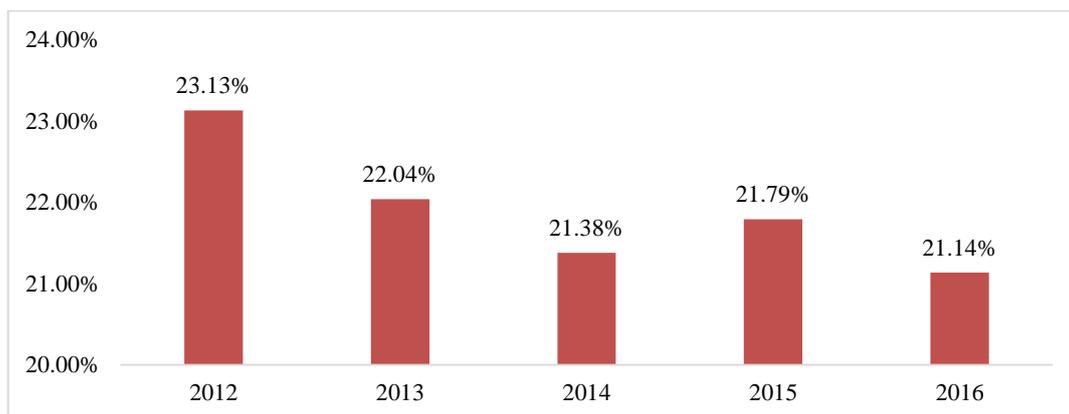
Gráfico C. Margen Bruto de distribución y generación de Luz del Sur 2015-2016



Fuente: Luz del Sur, 2013; 2014; 2015; 2016, 2017a.

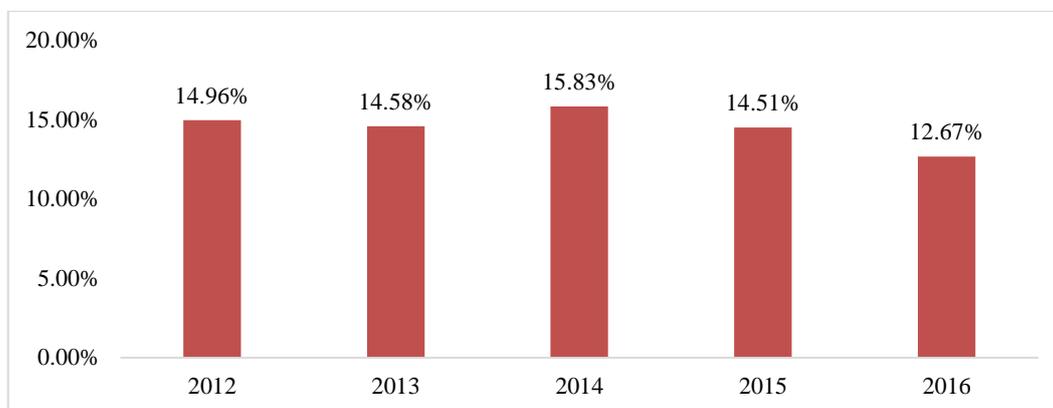
Elaboración: Propia, 2017.

Gráfico D. Márgenes operativos de Luz del Sur 2012-2016



Fuente: Luz del Sur, 2013; 2014; 2015; 2016, 2017a.
Elaboración: Propia, 2017.

Gráfico E. Márgenes netos de Luz del Sur 2012-2016



Fuente: Luz del Sur, 2013; 2014; 2015; 2016, 2017a.
Elaboración: Propia, 2017.

Anexo 18. Políticas de la compañía y características de la inversión

I. Políticas de la compañía

- **Política comercial.** La política comercial de la compañía se ha mantenido estable en los últimos años. La rotación en días de las cuentas por cobrar ha estado en promedio alrededor de 54 días, las de inventarios en promedio alrededor de cinco días, y las de cuentas por pagar alrededor de 44 días, siendo el ciclo de conversión del efectivo, tal como se muestra en la siguiente tabla:

Tabla A. Ciclo de conversión del efectivo 2012-2016 (periodo promedio en días)

Ciclo de conversión del efectivo	2012	2013	2014	2015	2016
Cuentas por cobrar	52	56	53	54	53
Existencias	4	5	5	6	6
Cuentas por pagar	43	41	42	47	48
Ciclo de conversión del efectivo	13	20	16	13	11

Fuente: Luz del Sur, 2013; 2014; 2015; 2016, 2017a.

Elaboración: Propia, 2017.

- **Política de dividendos.** La actual política de dividendos de Luz del Sur contempla el pago total o parcial de las utilidades de libre disposición y/o reservas de libre disposición que tenga registradas la sociedad, así como de aquellas que se generen durante el ejercicio y hasta por el 100% de las mismas, pudiendo efectuar uno o varios pagos a cuenta de las utilidades del ejercicio.
- **Política de inversión.** Luz del Sur es consciente que el sector eléctrico tiene que acompañar el crecimiento del país por lo que en 2016 realizó inversiones por US\$ 137 millones dirigidas principalmente al mejoramiento y expansión del sistema eléctrico y en la modernización y repotenciación del alumbrado público, así como también en la implementación de nuevas herramientas de informática y telecomunicaciones.
- **Política de financiamiento.** La política de financiamiento de la compañía está dirigida al apalancamiento a través de la emisión de bonos corporativos. Así, los recursos de largo plazo obtenidos por Luz del Sur responden al plan de inversiones de la compañía, relacionados a las ampliaciones de la capacidad y mejoras de la red de energía eléctrica, destacando el proyecto Central hidroeléctrica Santa Teresa. Cabe mencionar que, al ser los ingresos generados en moneda nacional, el fondeo es pactado preferentemente en la misma moneda para reducir su exposición al riesgo cambiario.
- **Política de capital.** La compañía registra una adecuada cobertura del servicio de deuda, con una estructura de capital sesgándose al financiamiento con terceros, pero con adecuada capacidad de pago para cumplir con sus obligaciones en el corto y largo plazo. Como segunda fuente de fondeo, el patrimonio alcanzó la suma de más de S/ 2,000 millones (diciembre 2015: S/ 1,935.5 millones), favorecido por el aumento de los resultados acumulados (+S/ 115.6 millones, +11.5%).

II. Características de la inversión

- **Tipo de inversión.** La compañía viene expandiendo y modernizando su red de distribución, con el propósito de respaldar la progresiva demanda en la zona de concesión. En ese sentido, a diciembre de 2016 ejecutó inversiones por S/ 276.3 millones. Asimismo, se destaca su reciente incursión al segmento de generación eléctrica con el funcionamiento de su primera Central Hidroeléctrica Santa Teresa – Ccollpani Grande, ubicada en Cusco en setiembre de 2015.

El sistema eléctrico de la compañía cuenta con los siguientes medios en su infraestructura:

- Líneas de 301 km de transmisión aérea y 22,008 km de distribución subterráneas.
- Transformadores de potencia: 95 unidades con una potencia total de 3,792 MVA.
- Transformadores de distribución: 8,138 unidades con una potencia total de 1,464 MVA.

De acuerdo con el tipo de operaciones de la compañía, la estructura de sus activos se concentra en activos físicos, que representaron más del 80% del total de activos. Los activos fijos se encuentran financiados principalmente por obligaciones financieras, que incluyen préstamos bancarios y bonos corporativos.

- **Análisis de las inversiones históricas.** Desde sus inicios, y tal como señaló anteriormente, la compañía viene expandiendo y modernizando su red de distribución, con el propósito de respaldar la progresiva demanda en la zona de concesión. Periódicamente, Luz del Sur realiza inversiones destinadas principalmente al mejoramiento y expansión del sistema eléctrico, y estas están alineadas al desempeño de la economía peruana. Adicionalmente, la compañía mantiene inversiones financieras en compañías como Inmobiliaria Luz del Sur S.A.A., la cual inició actividades 1997 con la construcción de Torre Siglo XXI, edificio para oficinas, con 21 pisos de altura y 30,000 m². La ocupación del edificio a la fecha es del 100%. Adicionalmente en setiembre de 2015, la compañía constituyó las compañías Inland Energy S.A.C, Andes Power S.A.C y Blue River Corp S.A.C. Todas las inversiones anteriormente mencionadas, incluyendo Inmobiliaria Luz del Sur S.A.A. son propiedad de la compañía con un 99.99% de participación sobre su capital.
- **Cómo retorna la inversión.** La inversión en activo fijo de la compañía retorna en función al tamaño de la inversión y al tipo de cliente. Respecto a sus actividades de distribución, estimamos que la inversión para atender nuevos clientes residenciales será menor que para los clientes comerciales e industriales, los cuales demandan mayor cantidad de energía, haciéndose la recuperación de la inversión más rápida. Respecto a las actividades de generación, se estima que la recuperación de la inversión, al tratarse de una hidroeléctrica, estaría entre los 15 y 25 años, debido a la alta inversión en infraestructura y equipos que demanda una generadora de electricidad de ese tipo. Los factores críticos para el retorno de la inversión son:
 - Crecimiento económico que arrastra el crecimiento de la demanda de la energía eléctrica.
 - Expansión de zonas comerciales, residenciales e industriales en la zona de concesión.
 - Impulso del cambio de matriz energética promovida por el Estado peruano.
- **Coherencia de las políticas financieras (Dupont del ROE)**

$$ROE = \frac{Utilidad\ Neta}{EBT} * \frac{EBT}{EBIT} * \frac{EBIT}{Ventas} * \frac{Ventas}{Activos} * \frac{Activos}{Patrimonio}$$

Tabla B. Dupont del ROE de Luz del Sur (2012-2016)

Años	Utilidad Neta / EBT	EBT/ EBIT	EBIT / Ventas	Ventas / Activos	Activos / Patrimonio	ROE
2012	68.3%	0.82	26.7%	0.71	2.04	21.60%
2013	69.6%	0.82	25.5%	0.68	2.11	20.88%
2014	78.3%	0.83	24.5%	0.70	2.17	23.96%
2015	71.7%	0.82	24.7%	0.72	2.21	23.11%
2016	67.5%	0.78	24.1%	0.66	2.19	18.19%

Fuente: Luz del Sur, 2013; 2014; 2015; 2016, 2017a.

Elaboración: Propia, 2017.

Tal como se puede apreciar existe una coherencia de las políticas financieras de la compañía, explicada a través del Análisis Dupont, durante los últimos cinco años. No obstante, se observa un ligero deterioro del ROE en el 2016 debido al incremento de la

deuda para las inversiones realizadas en las operaciones de distribución y en la puesta en marcha de la central hidroeléctrica. Se estima que esto sea solo un efecto coyuntural debido a la entrada en el segmento de generación de energía eléctrica. En caso se realicen más inversiones similares, los ROE tenderían más al de 2016 en el corto y mediano plazo.

- **Análisis del financiamiento.** A diciembre de 2016, el pasivo total de la Compañía ascendió a más de S/ 2,400 millones, siendo mayor en 4.9% frente al cierre del 2015, como consecuencia -principalmente- del incremento de financiamiento de largo plazo. De acuerdo con la distribución de pasivos, la porción de largo está compuesta por préstamos bancarios y la obligación adquirida por la emisión de bonos corporativos.

Dado el incremento de inversiones efectuadas por la compañía para los últimos años, el apalancamiento financiero ha seguido una tendencia creciente; así el índice de endeudamiento neto pasó de 0.5x (diciembre 2011) a 0.8x (diciembre 2016). Por otro lado, el EBITDA permite cubrir de manera adecuada los gastos financieros y la porción corriente de la deuda financiera, indicando la buena capacidad de pago.

Por su parte los resguardos financieros asumidos por la compañía en el segundo programa de emisión de bonos corporativos e I.C.P. son cumplidos a cabalidad y de lejos. El índice de endeudamiento máximo es de 1.7x, y Luz del Sur recién alcanza los 0.8x.

Anexo 19. Tasa de endeudamiento (Kd), CAPM (Ke) y WACC de Luz del Sur

Tabla A. Detalle de cálculo de la tasa de endeudamiento (Kd)

Resumen de endeudamiento de Luz del Sur al 31 de diciembre de 2016							
Tipo de Deuda	Moneda	Principal (millones)	Fecha de colocación	Fecha de redención	Plazo	Cupón	Yield to maturity (31/12/2016)
Emisiones de bonos vigentes - Segundo Programa de Emisión de Bonos Corporativos e I.C.P.							
1ra emisión	Soles	54.42	26/10/2011	26/10/2018	7 años	6.66%	6.67%
2da emisión	Soles	27.21	26/10/2011	26/10/2021	10 años	7.09%	7.09%
3ra emisión	Soles	55.94	08/02/2012	08/02/2017	5 años	5.97%	5.97%
4ta emisión	Soles	24.74	08/02/2012	08/02/2019	7 años	6.34%	6.35%
5ta emisión	Soles	66.15	06/07/2012	06/07/2019	7 años	5.44%	5.45%
6ta emisión	Soles	77.58	29/10/2012	29/10/2022	10 años	5.25%	5.24%
7ma emisión	Soles	77.10	14/12/2012	14/12/2020	8 años	4.75%	4.74%
8va emisión	Soles	82.83	30/10/2013	30/10/2017	4 años	5.81%	5.88%
9na emisión	Soles	83.46	20/12/2013	20/12/2021	8 años	7.03%	7.05%
10ma emisión	Soles	84.57	12/02/2014	12/02/2022	8 años	7.41%	7.43%
Emisiones de bonos vigentes - Tercer Programa de Emisión de Bonos Corporativos e I.C.P.							
1ra emisión	Soles	138.95	05/06/2014	05/06/2024	10 años	6.69%	6.70%
2da emisión	Soles	143.15	22/09/2014	22/09/2029	15 años	6.88%	6.77%
3ra emisión	Soles	81.18	03/09/2015	03/09/2026	11 años	8.75%	8.80%
4ta emisión	Soles	164.10	14/07/2016	14/07/2025	9 años	6.50%	6.51%
Préstamos Bancarios vigentes al 31 de diciembre de 2016							
Banco Continental	Soles	30.00	29/11/2016	27/02/2017	90 días	4.48%	4.75%
Banco Continental	Soles	40.00	27/12/2016	27/03/2017	90 días	4.38%	4.71%
Banco Scotiabank	Soles	40.00	27/12/2016	27/03/2017	90 días	4.40%	5.30%
Banco Citibank	Soles	30.00	27/06/2016	22/06/2017	360 días	5.70%	5.70%
Banco de Crédito	Soles	30.00	27/06/2016	22/06/2017	360 días	5.70%	6.23%
Banco Scotiabank	Soles	50.00	25/11/2015	14/11/2017	720 días	6.55%	5.93%
Banco de Crédito	Soles	105.00	27/12/2016	22/12/2017	360 días	5.30%	7.75%
Banbif	Soles	30.00	27/08/2015	27/02/2018	915 días	6.70%	6.70%
Banco Continental	Soles	42.10	18/05/2015	18/05/2018	1096 días	5.18%	6.41%
Banco Continental	Soles	70.80	01/06/2015	01/06/2018	1096 días	5.18%	5.74%
Banco de Crédito	Soles	40.00	23/12/2013	20/12/2018	1823 días	6.41%	6.50%
Banco de Crédito	Soles	20.00	23/12/2013	20/12/2018	1823 días	6.41%	6.50%
Tasa promedio ponderada de deuda							6.42%

Fuente: Bloomberg, 2017b, 2017c, 2017d; Superintendencia de Banca, Seguros y AFP (SBS), 2016. Elaboración: Propia, 2017.

Tabla B. Detalle de cálculo del WACC – Aplicando regresión de Bloomberg

Utilizando Beta de Regresión de Bloomberg - SPBLPGPT Index									
Cálculo del WACC		2017 en adelante	Beta Ajustado LDS - Bloomberg (SPBLPGPT Index)				Balance General LDS 31.12.16		
Estructura de Capital			Beta ajustado	Beta	D/P	Tasa IR	PEN (000)		
Deuda/Capital		20.95%	Beta LDS - 2Y Weekly	0.81	26.50%	32.47%	Deuda Corriente	463,765	
Patrimonio/Capital		79.05%	Beta LDS - 3Y Weekly	0.76	26.50%	32.47%	Deuda No corriente	1,225,500	
Costo de la deuda			Beta LDS - 5Y Weekly	0.68	26.50%	32.47%	Patrimonio	2,430,496	
Costo de la deuda		6.42%	Beta LDS - 7Y Weekly	0.70	26.50%	32.47%	Market Cap	6,374,193	
Tasa impositiva		33.03%	Beta LDS - 10Y Weekly	0.57	26.50%	32.47%	Impuesto a la renta	190,969	
Costo de la deuda después de impuestos		4.30%	Blume (1971) - Weekly	0.78	26.50%	32.47%	Base imponible	588,077	
Costo del patrimonio			Beta LDS - 2Y Monthly	0.73	26.50%	32.47%	Tasa efectiva del impuesto a la renta	32.47%	
Tasa libre de riesgo (1)		2.49%	Beta LDS - 3Y Monthly	0.68	26.50%	32.47%			
Prima de riesgo de mercado (2)		6.24%	Beta LDS - 5Y Monthly	0.61	26.50%	32.47%	Número de acciones en circulación	486,951,371	
Beta apalancado		0.57	Beta LDS - 7Y Monthly	0.70	26.50%	32.47%	Cotización al 30.12.16 (PEN)	13.09	
Prima de riesgo país		3.13%	Beta LDS - 10Y Monthly	0.54	26.50%	32.47%			
Costo del patrimonio		9.20%	Blume (1971) - Monthly	0.74	26.50%	32.47%	Deuda/Patrimonio - Contable (1)	69.50%	
WACC (nominal en PEN)		8.17%	Prima Riesgo País				Deuda/Patrimonio - Mercado (2)		
Peru - Inflación largo plazo (5)		2.20%	Embi+ Spread Peru (3)		164.81	Relative Equity Market Volatility (4)	1.90	Prima Riesgo País	3.13%
EEUU - Inflación a largo plazo (6)		2.00%	Tasa Impositiva Compuesta						
WACC (nominal en PEN)		8.38%	Tasa		29.50%	Participación	5%	Compuesta	33.03%
(1) BCRP Tabla 37: Bono del tesoro americano a 10 años (Diciembre 31, 2016) aritmético (1928-2016) menos el retorno promedio T-Bond de 10 años.									
(2) BCRP Tabla 37: EMBI Perú (Diciembre 31, 2016)									
(3) Relative equity market volatility - Damodaran									
(4) IMF: Outlook Database October 2016									
(5) IMF: Outlook Database October 2016									
(6) IMF: Outlook Database October 2016									
Nominal PEN WACC - Análisis de Sensibilidad									
		Beta							
		0.50	0.52	0.54	0.57	0.61	0.70	0.74	
Deuda/ Patrimonio	82.4%	6.94%	7.01%	7.07%	7.19%	7.31%	7.61%	7.76%	
	77.4%	7.01%	7.08%	7.14%	7.27%	7.39%	7.70%	7.85%	
	26.5%	8.02%	8.12%	8.20%	8.38%	8.55%	8.98%	9.20%	
	21.5%	8.16%	8.27%	8.35%	8.54%	8.72%	9.17%	9.39%	
	20.0%	8.21%	8.31%	8.40%	8.59%	8.77%	9.22%	9.45%	

Fuente: Bloomberg, 2017b, 2017c, 2017d. Elaboración: Propia, 2017.

Tabla C. Detalle de cálculo del WACC – Aplicando información de empresas comparables

Utilizando Beta de Comparables		Beta Desapalancado de compañías comparables					
Cálculo del WACC		Beta Desapalancado de compañías comparables					
Estructura de Capital		Compañía					
Deuda/Capital	34.03%	Beta Apalancado	Deuda/Patrimonio	Tasa de impuestos marginal	Beta Desapalancado		
Patrimonio/Capital	65.97%	Enel Distribucion Chile SA	0.1	0%	20%	0.14	
Costo de la deuda		Companhia Energetica do Ceara	0.5	49%	19%	0.36	
Costo de la deuda	6.21%	Empresa Regional de Servicio Publico de Electricidad Electro Norte Med	0.6	3%	32%	0.54	
Tasa impositiva	33.03%	Equatorial Energia SA	0.6	120%	17%	0.28	
Costo de la deuda después de impuestos	4.16%	Enel Distribucion Peru SAA	0.6	86%	35%	0.35	
Costo del patrimonio		Media	0.46	0.52	0.24	0.33	
Tasa libre de riesgo (1)	2.49%	Median	0.55	0.49	0.20	0.35	
Prima de riesgo de mercado (2)	6.24%	Beta Reapalancado					
Beta apalancado	0.45						
Prima de riesgo país	3.13%						
Costo del patrimonio	8.45%						
WACC (nominal en US\$)							
Peru - Inflación largo plazo (5)	2.20%	Beta	Beta Desapalancado Promedio	Deuda/Patrimonio	Tasa Impositiva	Beta Reapalancado	
EEUU - Inflación a largo plazo (6)	2.00%		0.33	51.6%	29.5%	0.45	
WACC (nominal en PEN)	7.20%						
Prima Riesgo País							
(1) BCRP Tabla 37: Bono del tesoro americano a 10 años (Diciembre 31, 2016)		Embi+ Spread		Relative Equity Market	Prima Riesgo		
(2) Damodaran: Diferencia entre el retorno anual promedio aritmético (1928-2016) menos el retorno promedio T-Bond de 10 años.		Peru (3)		Volatility (4)	Pais		
(3) BCRP Tabla 37: EMBI Perú (Diciembre 31, 2016)		164.81		1.90	3.13%		
(4) Relative equity market volatility - Damodaran							
(5) IMF: Outlook Database October 2016							
(6) IMF: Outlook Database October 2016							
Tasa Impositiva Compuesta							
		Tasa		Participación	Compuesta		
		29.50%		5%	33.03%		
Nominal PEN WACC - Análisis de sensibilidad							
		Beta					
		0.20 0.25 0.33 0.57 0.61					
Deuda/Patrimonio		56.58%	6.41%	6.69%	7.16%	8.48%	8.70%
		54.08%	6.43%	6.71%	7.18%	8.51%	8.73%
		51.58%	6.45%	6.73%	7.20%	8.53%	8.76%
		45.38%	6.50%	6.79%	7.26%	8.60%	8.83%
		0.68%	7.06%	7.37%	7.89%	9.37%	9.62%

Fuente: Bloomberg, 2017b, 2017c, 2017d.

Elaboración: Propia, 2017.

Tabla D. Detalle de cálculo del WACC aplicando información de las notas de estudios NYU_Damodaran

Utilizando Beta de Damodaran		LUZ DEL SUR S.A.A. SERVICIOS PUBLICOS									
Reapalancar betas		Resumen Histórico de cotizaciones Hechos de importancia Información corporativa Información financiera									
Deuda (000) PEN	1,689,265	Valor: LUSURC1									
MKT cap (000) PEN	6,374,193	LUSURC1									
D/E	26.50%	Desde: Diciembre 2016 Hasta: Enero 2017 Buscar									
Tasa imponible	33.03%	Precio fecha actual									
Beta desapalancada	0.32	Precios fecha anterior									
Beta reapalancada	0.38	Fecha cotización	Apertura	Cierre	Máxima	Mínima	Promedio	Cantidad Negociada	Monto Negociado (S/)	Fecha anterior	Cierre anterior
Costo de capital		30/12/2016	13.09	13.09	13.09	13.09	13.09	79,770.00	1,044,187.43	29/12/2016	13.09
Tasa libre de riesgo	2.49%	29/12/2016	13.10	13.09	13.10	13.08	13.09	38,420.00	503,094.26	28/12/2016	13.10
Beta re apalancado	0.38	28/12/2016	13.08	13.10	13.10	13.08	13.09	269,975.00	3,535,269.88	27/12/2016	13.08
Prima por riesgo	6.24%	27/12/2016	13.08	13.08	13.08	13.08	13.06	1,487.00	19,159.02	26/12/2016	13.08
Riesgo país	3.13%	Número de acciones en circulación 486,951,371									
Costo de capital (Nominal USD)	7.97%	Cotización al 30.12.16 (en S/) 13.09									
WACC											
Deuda/Deuda+Capital	20.95%										
Capital/Deuda+Capital	79.05%										
Tasa imponible	33.03%										
Costo de la deuda (nominal USD)	6.42%										
Costo de capital (nominal USD)	7.97%										
WACC (nominal USD)	7.20%										
Inflacion Perú (1)	2.20%										
Inflacion EEUU (2)	2.00%										
WACC (nominal PEN)	7.41%										
(1) IMF: Outlook Database October 2016											
(2) IMF: Outlook Database October 2016											

Fuente: Damodaran, 2016.

Elaboración: Propia, 2017.

Anexo 20. Proyecciones de la compañía

Tabla A. Proyección del flujo de caja de Luz del Sur (en millones de S/)

Concepto	2017p	2018p	2019p	2020p	2021p	2022p	2023p	2024p	2025p	2026p	VT
EBIT	460	560	599	660	714	845	908	973	1,042	1,237	1,237
(-) Impuesto a la renta	-181	-219	-240	-258	-279	-329	-353	-378	-409	-475	-475
(+) D&A	169	167	178	172	179	187	193	201	210	219	219
(-) Capex	-271	-228	-219	-227	-234	-241	-249	-257	-266	-274	-274
(+/-) Δ Capital de trabajo	-1	4	-8	-4	-4	-3	-11	-6	-6	-4	-4
FCFF	176	283	310	343	375	458	488	533	571	703	703
Periodo de descuento	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	10
Factor de descuento	0.92	0.85	0.79	0.72	0.67	0.62	0.57	0.53	0.48	0.45	0.45
Valor presente de flujos	162	241	243	249	251	283	278	280	277	314	--

Fuente: Elaboración propia, 2017.

Tabla B. Estados de situación financiera histórico (en millones de S/)

Balance General	Real					Proyectado									
	12 2012	12 2013	12 2014	12 2015	12 2016	12 2017p	12 2018p	12 2019p	12 2020p	12 2021p	12 2022p	12 2023p	12 2024p	12 2025p	12 2026p
ACTIVOS															
ACTIVOS CORRIENTES															
Efectivo	21	9	16	13	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Cuentas por cobrar comerciales (neto)	296	337	376	438	458	463	507	564	623	687	763	848	936	1,034	1,153
Otras cuentas por cobrar (neto)	10	12	14	29	24	27	30	33	37	40	45	50	55	61	68
Activo por impuesto a las ganancias	-	-	-	16	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	3	2	3	9	7	9	9	10	11	13	14	16	17	19	21
Inventarios (neto)	16	21	27	36	41	40	45	50	55	61	68	76	84	94	105
Gastos pagados por anticipado	6	6	7	20	13	14	16	17	19	21	24	26	29	32	36
Total activos corrientes	351	388	442	560	551	561	614	682	754	831	922	1,023	1,129	1,248	1,391
ACTIVOS NO CORRIENTES:															
Otras cuentas por cobrar (neto)	1	17	58	74	70	74	81	90	100	110	122	136	150	166	185
Inversiones financieras	117	116	51	97	106	106	106	106	106	106	106	106	106	106	106
Propiedades de inversión	19	20	22	25	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26
Propiedades, planta y equipo (n)	2,404	2,908	3,258	3,546	4,480	4,583	4,645	4,688	4,743	4,799	4,855	4,912	4,969	5,026	5,082
Activos intangibles (neto)	1	0	4	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11
Total activos no corrientes	2,542	3,062	3,392	3,752	4,692	4,800	4,869	4,921	4,986	5,052	5,120	5,191	5,262	5,334	5,410
Total Activos	2,893	3,450	3,835	4,312	5,244	5,361	5,483	5,603	5,740	5,883	6,043	6,214	6,392	6,582	6,801

Fuente: Luz del Sur, 2013; 2014; 2015; 2016, 2017a.

Elaboración: Propia, 2017.

Tabla C. Estados de situación financiera proyectado (en millones de S/)

Balance General	Real					Proyectado									
	12 2012	12 2013	12 2014	12 2015	12 2016	12 2017p	12 2018p	12 2019p	12 2020p	12 2021p	12 2022p	12 2023p	12 2024p	12 2025p	12 2026p
PASIVOS Y PATRIMONIO															
PASIVOS CORRIENTES															
Obligaciones financieras	147	300	185	311	504	273	218	198	182	158	123	123	93	57	40
Cuentas por pagar comerciales	173	184	221	286	311	313	346	386	430	477	530	588	655	729	813
Otras cuentas por pagar	66	66	83	112	105	114	126	140	156	174	193	214	238	265	296
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	0	0	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pasivo para beneficios a los empleados	42	44	49	50	67	64	74	79	85	91	105	112	119	127	148
Provisiones	9	8	11	7	7	7	8	9	10	11	12	13	15	16	18
Pasivo por impuesto a las ganancias	10	6	14	-	5	6	7	7	8	9	10	11	12	13	15
Total pasivos corrientes	447	609	563	766	1,000	778	779	819	870	919	972	1,061	1,132	1,209	1,330
PASIVOS NO CORRIENTES:															
Obligaciones financieras	699	857	1,186	1,250	1,226	993	791	720	659	572	445	445	336	208	144
Pasivos por impuestos diferidos	290	339	295	318	545	706	719	727	735	744	752	761	770	779	788
Otras cuentas por pagar	40	35	35	40	40	42	46	52	58	64	71	79	88	98	109
Provisiones	1	2	2	3	3	3	3	4	4	5	5	6	6	7	8
Total pasivos no corrientes	1,029	1,233	1,518	1,611	1,813	1,744	1,560	1,502	1,456	1,385	1,274	1,291	1,200	1,091	1,048
Total pasivos	1,477	1,842	2,081	2,377	2,813	2,522	2,339	2,322	2,326	2,304	2,246	2,352	2,332	2,300	2,378
PATRIMONIO															
Capital social emitido	331	331	331	331	331	331	331	331	331	331	331	331	331	331	331
Reserva legal	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66
Otras reservas de patrimonio	388	514	519	532	910	910	910	910	910	910	910	910	910	910	910
Resultados acumulados	632	697	837	1,006	1,123	1,531	1,836	1,974	2,107	2,272	2,490	2,554	2,752	2,975	3,115
Total patrimonio	1,417	1,608	1,754	1,936	2,430	2,839	3,144	3,281	3,414	3,579	3,797	3,862	4,060	4,283	4,422
Total Pasivo y Patrimonio	2,893	3,450	3,835	4,312	5,244	5,361	5,483	5,603	5,740	5,883	6,043	6,214	6,392	6,583	6,801

Fuente: Luz del Sur, 2013; 2014; 2015; 2016, 2017a.

Elaboración: Propia, 2017.

Tabla D. Estado de resultados histórico y proyectado (en millones de S/)

Estado de Resultados	Real					Proyectado									
	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
	2012	2013	2014	2015	2016	2017p	2018p	2019p	2020p	2021p	2022p	2023p	2024p	2025p	2026p
Ingresos por distribución de energía	2,046	2,166	2,545	2,907	3,024	3,229	3,628	4,021	4,450	4,920	5,509	6,091	6,739	7,463	8,399
Ingresos por generación de energía	0	0	0	31	110	113	116	119	122	124	127	130	133	136	139
(-) Costos de distribución de energía	-1,465	-1,595	-1,893	-2,190	-2,301	-2,533	-2,818	-3,145	-3,501	-3,891	-4,317	-4,806	-5,354	-5,970	-6,662
(-) Costos de generación de energía	0	0	0	-12	-32	-33	-33	-34	-35	-36	-37	-37	-38	-39	-40
Utilidad Bruta	580	571	651	735	802	777	893	960	1,035	1,117	1,282	1,377	1,480	1,589	1,836
Margen Bruto	28.38%	26.35%	25.60%	25.02%	25.58%	23.24%	23.85%	23.20%	22.64%	22.14%	22.75%	22.14%	21.53%	20.92%	21.50%
(-) Gastos de comercialización	-39	-41	-47	-50	-63	-67	-76	-84	-92	-102	-114	-125	-139	-153	-172
(-) Gastos administrativos	-63	-66	-74	-80	-107	-114	-128	-141	-156	-172	-192	-212	-234	-259	-291
(+) Otros ingresos	17	23	23	45	42	45	50	55	61	67	75	83	92	101	114
(-) Otros gastos	-23	-9	-9	-10	-11	-12	-13	-14	-16	-17	-19	-22	-24	-26	-30
EBIT	473	477	544	640	663	628	727	777	832	893	1,032	1,101	1,174	1,252	1,457
Margen EBIT	23.13%	22.04%	21.38%	21.79%	21.14%	18.80%	19.41%	18.76%	18.20%	17.70%	18.31%	17.70%	17.09%	16.48%	17.06%
(+) Depreciación	72	71	78	86	91	168	166	177	171	178	186	192	200	209	218
(+) Amortización	1	5	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
EBITDA	546	553	622	727	754	797	894	954	1,004	1,072	1,219	1,294	1,376	1,462	1,676
Margen EBITDA	26.69%	25.52%	24.46%	24.74%	24.07%	23.85%	23.87%	23.05%	21.95%	21.26%	21.62%	20.80%	20.02%	19.24%	19.63%
(+) Ingresos financieros	14	15	15	17	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22
(-) Egresos financieros	-39	-39	-44	-63	-97	-95	-74	-61	-59	-55	-42	-37	-32	-16	-15
EBT	448	454	515	595	588	556	675	738	795	860	1,013	1,086	1,165	1,258	1,464
Margen EBT	21.90%	20.96%	20.23%	20.24%	18.76%	16.64%	18.04%	17.82%	17.40%	17.06%	17.97%	17.47%	16.96%	16.56%	17.15%
(-) Impuesto a la renta	-142	-138	-112	-168	-191	-181	-219	-240	-258	-279	-329	-353	-378	-409	-475
Utilidad neta	306	316	403	426	397	375	456	498	537	581	684	734	787	850	989
Margen neto	14.96%	14.58%	15.83%	14.51%	12.67%	11.23%	12.18%	12.03%	11.75%	11.52%	12.14%	11.79%	11.45%	11.18%	11.58%

Fuente: Luz del Sur, 2013; 2014; 2015; 2016, 2017a.

Elaboración: Propia, 2017.

Tabla E. Estado de flujo de efectivo proyectado (en millones de S/)

Flujo de Efectivo	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
	2017p	2018p	2019p	2020p	2021p	2022p	2023p	2024p	2025p	2026p
Actividades de operación										
Utilidad neta	375	456	498	537	581	684	734	787	850	989
Ajustes a la utilidad neta que no afectan los flujos de efectivo de las actividades de operación										
Depreciación	168	166	177	171	178	186	192	200	209	218
Amortización	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Cargos y abonos por cambios netos en el activo y pasivo										
(+/-) Δ Capital de trabajo	-1	4	-8	-4	-4	-3	-11	-6	-6	-4
(+/-) Δ Otras cuentas	254	85	66	63	60	46	41	36	20	17
Pago de intereses	-72	-67	-61	-59	-55	-42	-37	-32	-16	-15
Efectivo y equivalente de efectivo proveniente de la actividad de operación	724	644	672	709	761	871	919	987	1,057	1,205
Actividad de inversión										
Adquisición de propiedad, mobiliario y equipo	-271	-228	-219	-227	-234	-241	-249	-257	-266	-274
Efectivo neto utilizado en las actividades de inversión	-271	-228	-219	-227	-234	-241	-249	-257	-266	-274
Actividad de financiamiento										
Pago de préstamos	-139	-54	-91	-77	-111	-162	-	-139	-164	-81
Pago de dividendos	-315	-362	-362	-405	-417	-467	-670	-590	-628	-849
Efectivo neto utilizado en las actividades de financiamiento	-454	-416	-453	-482	-528	-629	-670	-729	-792	-930
Aumento (disminución) neto de efectivo	-0	-0	0	1	-1	1	-1	0	-0	1
Saldo del efectivo al inicio del año	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Saldo del efectivo al final del año	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8

Fuente: Luz del Sur, 2013; 2014; 2015; 2016, 2017a.

Elaboración: Propia, 2017.

Anexo 21. Métodos de valoración

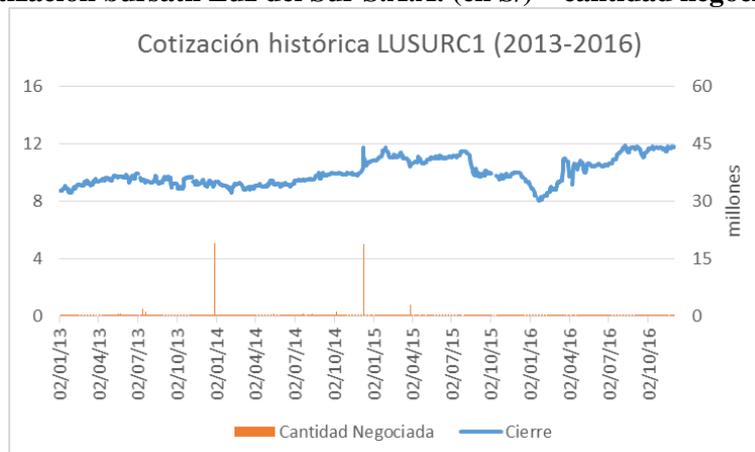
- **Flujo de caja descontado (FCD).** Metodología proveniente del enfoque de ingresos. Esta metodología indica que el valor de mercado de una empresa de negocios esté basado en el valor presente de sus flujos de caja que el negocio espera generar en el futuro. Esos flujos de caja son descontados a una tasa de descuento (costo ponderado del capital, WACC) que refleja el valor del dinero en el tiempo y los riesgos asociados a esos flujos de caja. El método del FCD incluye cuatro pasos clave:
 - Estimación de los flujos de caja futuros para un periodo de proyección discreto.
 - Descuento de esos flujos de caja al valor presente aplicando una tasa de retorno que considere el riesgo relativo de obtener esos flujos de efectivo y el valor del dinero en el tiempo.
 - Estimación del valor residual de los flujos de caja posteriores al periodo de proyección discreto; y
 - Combinación del valor de los flujos de caja residuales con el flujo de caja del periodo de proyección discreto para calcular el valor de mercado.

De forma complementaria, se aplican las siguientes metodologías:

- **Múltiplos comparables (MC).** Metodología proveniente del enfoque de mercado. La metodología MC indica el valor de mercado de las acciones ordinarias de un negocio comparado con empresas que cotizan en bolsa y con líneas de negocio similares. Las condiciones y perspectivas de compañías en similares líneas de negocio dependen de factores comunes como la demanda global de productos y servicios. Un análisis de los múltiplos de empresas que se dedican a negocios similares brinda una idea a la percepción del inversionista y, por lo tanto, al valor de la compañía sujeta a análisis. Después de identificar y seleccionar las compañías comparables, sus perfiles financieros y empresariales son analizados sobre la base de su similitud relativa, se calcula los múltiplos de valorización de precios o de empresa de compañías que cotizan en bolsa y luego se ajustan por factores como el tamaño relativo, el crecimiento, la rentabilidad, el riesgo y el retorno de la inversión. Los múltiplos ajustados se aplican a los resultados operativos de la empresa objeto de análisis para estimar un valor del negocio. Una prima por control se aplica si el valor de mercado corresponde si se obtiene un interés controlante en el negocio.
- **Transacciones comparables (TC).** Metodología proveniente del enfoque de mercado. Esta metodología indica que el valor de mercado está basado en precios de intercambio de transacciones actuales de compañías ofrecidas a la venta. El proceso esencialmente incluye la comparación y correlación de la compañía analizada con empresas similares. Asimismo, se realizan ajustes similares a los explicados en el MC.
- **Descuento de dividendos (DDM).** Metodología proveniente del enfoque de ingresos, bajo el cual el valor calculado se basa en los retornos prospectivos de inversión en un activo. El DDM considera los dividendos como flujo de caja. Supone que el flujo de caja para un accionista está constituido por los dividendos que recibe. El modelo es poco útil cuando una empresa no tiene política de dividendos clara o no los paga. Por su parte, Luz del Sur no ha tenido un pay out ratio fijo.
- **Valor contable (VC).** Para la determinación del valor contable se toma el valor del patrimonio contable a la fecha de análisis y se divide por el número de acciones de inversión y acciones comunes ajustadas. Esta metodología es sencilla de aplicar, pero presenta implicaciones limitaciones; entre ellas, no considera la capacidad de producción activos para generar ingresos.

Anexo 22. Cotización bursátil Luz del Sur S.A.A. y precios de analistas

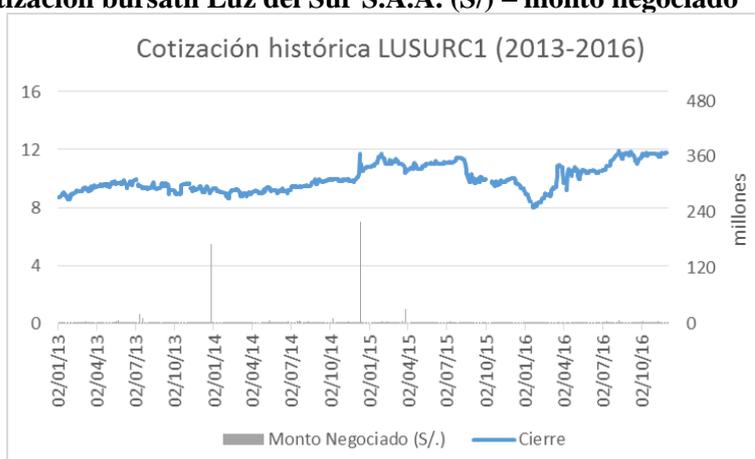
Gráfico A. Cotización bursátil Luz del Sur S.A.A. (en S/) – cantidad negociada



Fuente: BVL, 2017.

Elaboración: Propia, 2017.

Gráfico B. Cotización bursátil Luz del Sur S.A.A. (S/) – monto negociado



Fuente: BVL, 2017.

Elaboración: Propia, 2017.

Tabla A. Precios targets de los analistas

Empresa de analista	Fecha	Recomendación	Precio target (en S/)
Inteligo	17/01/17	hold	12.27
Inteligo	07/11/16	hold	12.50
Credicorp	27/01/17	hold	13.00
Credicorp	15/12/16	hold	13.00
BBVA	05/09/17	underperform	11.61
BBVA	11/04/16	underperform	11.66

Cuartil inferior	11.81
Mediana	12.39
Cuartil superior	12.88

Fuente: Bloomberg, s.f.b.

Elaboración: Propia, 2017.

Anexo 23. Proceso de generación eléctrica de la Central Hidroeléctrica Santa Teresa

La Central Hidroeléctrica Santa Teresa - Ccollpani Grande que inició operación comercial el 01 de setiembre de 2015 se encuentra ubicada en el distrito de Machu Picchu, provincia de Urubamba, departamento del Cusco. El agua es captada después de la galería o túnel de descarga de la primera y segunda fase de la Central Hidroeléctrica Machu Picchu. Se utiliza las aguas turbinadas de dicha planta, que pasaron por un tratamiento previo de limpieza en las instalaciones desarenadoras de la presa ubicada en el kilómetro 107 de la localidad de Aguas Calientes.

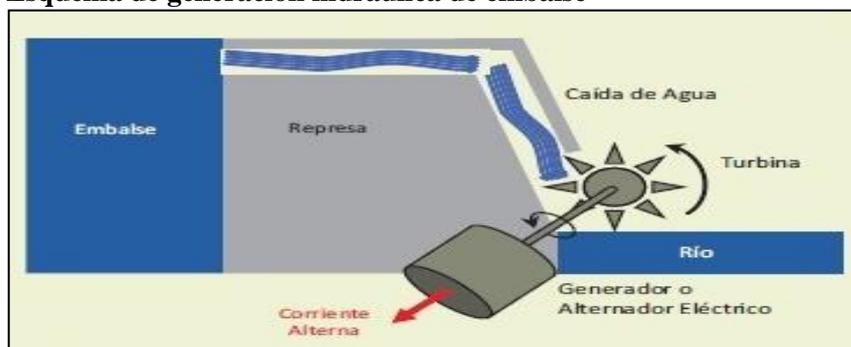
El caudal requerido para la operación de los dos Grupos de la Central Hidroeléctrica Santa Teresa - Ccollpani Grande, es proporcionado por EGEMSA, a través de la operación de la Central Hidroeléctrica Machupicchu, y la disponibilidad de agua del río Vilcanota en la captación, en su represa del kilómetro 107 de la línea férrea Cusco-Machupicchu, dejando el caudal ecológico. El resto es enviado por su túnel de aducción. El caudal requerido para la operación a carga nominal es 61 m³ por segundo.

La Central Hidroeléctrica Santa Teresa - Ccollpani Grande cuenta con una barra simple en 220 kV tipo GIS, para lo cual tiene un banco de transformadores monofásicos (lado de alta), donde se conecta los cables de energía provenientes de los dos Grupos Francis. El despacho de la energía al SEIN se realiza mediante una línea de transmisión en 220 kV, línea L-2049 que se conecta a la Subestación Suriray. Asimismo, se tiene una SE 60/10 kV para suministro de energía al Campamento de Luz del Sur en las zonas aledañas a la planta, y para el abastecimiento de energía a través de una línea en 22.9 kV para el poblado de Santa Teresa.

La explotación de la Central Hidroeléctrica Santa Teresa - Ccollpani Grande se realizará en forma remota desde el Centro de Control de Luz del Sur ubicado en la ciudad de Lima. El personal asignado a la Central Hidroeléctrica Santa Teresa - Ccollpani Grande se dedica exclusivamente a labores de mantenimiento y operación local de apoyo en la Casa de Máquinas y Cámara de Carga. Por el momento, el control de la producción se realiza desde la Sala de Mando de la Central Hidroeléctrica Santa Teresa - Ccollpani Grande.

La producción de la planta es a plena carga durante los meses de avenidas, y de acuerdo con la disponibilidad de agua en el río Vilcanota en los meses de estiaje. Cabe aclarar que el despacho del COES está coordinado con el programa de despacho de la Central Hidroeléctrica Santa Teresa - Ccollpani Grande y la Central Hidroeléctrica Machupicchu. La producción de energía de la Central Hidroeléctrica Santa Teresa - Ccollpani Grande, al IV trimestre del año 2015, ha sido en total de 244.76 GWh.

Gráfico A. Esquema de generación hidráulica de embalse



Fuente: Osinergmin, 2011a.
Elaboración: Propia, 2017.

Anexo 24. Cuestionario de preguntas y respuestas (Q&A) con funcionario del área de Contabilidad de Luz del Sur

Fecha: 21 de octubre de 2017

Entrevistador: Javier Jesús Alarcón Manrique

Llamada telefónica de aproximadamente 45 minutos

1. Al cierre de 2016, los ingresos por distribución y generación representaron el 94% y 6%, respectivamente, ¿cómo avizora esta estructura de ventas en los próximos años y en el largo plazo?

Respuesta: En los próximos siete años, esperamos que los porcentajes de distribución y generación sobre el total de las ventas se mantengan entre los porcentajes que tienen a la fecha, no esperamos cambios significativos.

2. ¿Por qué la compañía incursionó en el mercado de generación (Central Hidroeléctrica Santa Teresa ("CHST")), ¿Para autoabastecerse o aprovechar una oportunidad de mercado?, ¿Actualmente en que capacidad instalada se encuentra la CHST y cuando se planea estar al 100%?

Respuesta: Principalmente para satisfacer la demanda de los clientes libres que actualmente mantiene. La CHST actualmente se encuentra al 100% de la capacidad instalada.

3. La Ley Antimonopolio y Antiligopolio³⁵ regula la integración vertical en energía respecto a generación y distribución, de acuerdo a lo mencionado en la página 12 de los estados financieros auditados al 31 de diciembre de 2016 de Luz del Sur ("LDS"), ¿se realiza un seguimiento trimestral a este ratio?:

Respuesta: La compañía actualmente no incumple con esta regulación, la gerencia hace un seguimiento mensual del mismo. Asimismo, el proyecto Santa Teresa II se transfirió a la compañía Island Energy S.A.C., por un importe ascendente a S/ 3,561,000.

¿En el caso de que las compras de energía y potencia a CHST se encuentren cerca de sobrepasar el 5% de total de activos de la compañía, ¿planea escindir el negocio de generación a una empresa subsidiaria?

Respuesta: Actualmente nos encontramos en el seguimiento del mismo, no nos es posible brindar esta información a la fecha por ser altamente confidencial.

4. De acuerdo con el siguiente artículo del diario Gestión de fecha 27 de marzo del 2016?: "El 21 de marzo de 2016, se aprobó el Estudio de Impacto Ambiental de la termoeléctrica "Central Térmica Pacífico Sur", que se construirá en el kilómetro 65 de la Panamericana con una inversión de US\$ 205 millones con capacidad de generar 460 megavatios (Mw) de electricidad con el uso de gas natural proveniente del gasoducto de Camisea".

Respuesta: A la fecha no podemos brindar esta información, es confidencial.

¿Cuál es el estatus de dicha obra, cuando comenzará la etapa de construcción? Asimismo, ¿la compañía está considerando invertir en proyectos similares de generación?

Respuesta: A la fecha no podemos brindar esta información, es confidencial.

³⁵ La Ley N°26876 Ley Antimonopolio y Antiligopolio en el Sector Eléctrico, establece que las concentraciones verticales iguales o mayores al 5%, u horizontales iguales o mayores al 15%, que se produzcan en las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, se sujetarán a un procedimiento de autorización previa a fin de evitar concentraciones que afecten la libre competencia (Congreso de la República, 1997).

5. De acuerdo con el siguiente artículo del diario El Comercio de fecha 19 de agosto de 2017, ¿cómo afectaría esto a la compañía?

Artículo de El Comercio: “El exceso de generación eléctrica ha puesto en aprietos a las empresas del sector (..) en ese sentido, los bajos precios que hoy prevalecen en la industria por la sobreoferta de energía (..) ‘La presión de precios ha gatillado varias operaciones’, dijo el especialista. Según el gremio mineroenergético, la potencia instalada total en el sector eléctrico alcanza los 12.775 megavatios (MW); sin embargo, la demanda máxima mensual solo llega a los 6,401 MW”.

Respuesta: Confirmamos que en el mercado spot el precio de energía y potencia es menor actualmente, esto afecta directamente nuestras ventas con los clientes libres, quienes podrían optar por realizar los contratos directos con las empresas generadoras; sin embargo, consideramos que esta coyuntura no afectará de forma significativa nuestros ingresos en el futuro debido a lo siguiente: los ingresos por distribución de energía a clientes libres representan el 6% del ingreso por distribución; y nuestro principal ingreso por distribución es con los clientes regulados, quienes representan el 94% del ingreso por distribución, con quienes nos encontramos cumpliendo con la demanda que exigen.

¿Planea la compañía tomar alguna medida respecto a su posición en sus contratos PPA firmados, dado que actualmente el precio spot aparentemente sería más bajo?

Respuesta: No nos es posible brindar esta información.

6. Respecto a la actividad de distribución, ¿la compañía considera un crecimiento importante en cantidad de energía distribuida en los próximos años por algún motivo?, por ejemplo, por crecimiento de parques industriales, nuevas urbanizaciones, entre otros; o más un crecimiento vegetativo?

Respuesta: A la fecha, con la información que disponemos, nosotros consideramos que nuestras proyecciones se regirán por un crecimiento vegetativo.

8. ¿La compañía espera optimizar los costos en gastos administrativos y de ventas respecto a los años anteriores?, de ser afirmativa la respuesta detalle brevemente cuál sería su estrategia para los próximos años.

Respuesta: No, no es posible brindar esta información.

9. ¿El pasivo diferido que tiene la compañía en los estados financieros auditados al 31 de diciembre de 2016 es principalmente por diferencia temporales por revaluación de activos?

Respuesta: El pasivo diferido principalmente se encuentra compuesto por la revaluación de propiedades, planta y equipo que se han realizado hasta la fecha y asciende a S/ 322,753,000 los cuales serán recuperados si estos se venden; y por la diferencia de tasas financieras y tributarias principalmente en los rubros “Edificios y otras construcciones” y “Maquinarias y equipos”, dicho pasivo diferido asciende a S/ 229,753,000 y se extinguirá cuando los activos se deprecien en su totalidad.

Anexo 25. Matrices EFI³⁶ y EFE

Tabla A. Matriz de evaluación de factores internos (EFI)

Factor a analizar	Peso	Calificación	Peso ponderado
Fortalezas			
Estratégico ámbito de concesión	0.30	4	1.20
Sector urbano de alta densidad	0.15	3	0.30
Experiencia y conocimiento del grupo económico al que pertenece	0.05	3	0.15
Expansión y modernización de la infraestructura	0.10	3	0.30
Suministro de energía asegurada y reducciones en las pérdidas de energía	0.05	2	0.10
Incurción en el rubro de generación de energía	0.01	1	0.01
Traslado de costos	0.10	3	0.30
Gestión de personal	0.03	2	0.06
Cuidado del impacto ambiental	0.05	2	0.10
Total fortalezas	0.84		2.52
Debilidades			
Resguardos Financieros	0.07	2	0.14
Niveles crecientes de apalancamiento	0.04	2	0.08
Excesiva demanda de energía en el mercado spot	0.01	1	0.01
Integración vertical del sector eléctrico	0.02	1	0.02
Ratios de cobro y pago de actividades de operación	0.02	2	0.04
Total debilidades	0.16		0.29
Total	1.00		2.81

Fuente: Elaboración propia, 2017.

La suma total de la matriz anterior suma 2.81, arriba del promedio 2.50 de una empresa teórica. Asimismo, también se observa que el ponderado de las fortalezas es superior al ponderado de las debilidades 0.29, por lo que se puede determinar que las fuerzas internas de la compañía en su conjunto son favorables.

Tabla B. Matriz de evaluación de factores externos (EFE)

Factor a analizar	Peso	Calificación	Peso
Oportunidades			
Regulación de precios	0.20	3	0.60
Crecimiento del sector	0.10	3	0.30
Integración del sector	0.10	1	0.10
Ley N°28749, Ley de Electrificación Rural	0.20	2	0.40
Total oportunidades	0.60		1.40
Amenazas			
Dependencia del recurso hidrológico	0.23	4	0.80
Altos costos de inversión	0.10	3	0.30
Sector altamente regulado	0.05	3	0.15
Congestionamiento en líneas de transmisión	0.02	2	0.04
Trámites burocráticos	0.02	2	0.10
Total amenazas	0.40		1.35
Total	1.00		2.75

Fuente: Elaboración propia, 2017.

³⁶ De acuerdo con lo indicado por el autor Fred R. David (1997), el procedimiento para la elaboración de una matriz EFI se constituye por cinco etapas: hacer un análisis interno y externo con las que cuenta la empresa; asignar un peso de 0 a 1 a cada factor por el peso de importancia; asignar una calificación del 1 al 4 por nivel de importancia de menos a más; efectuar una calificación ponderada por cada factor; y sumar las calificaciones ponderadas.

La suma total de la matriz anterior suma 2.75, superior al promedio 2.50 de una empresa teórica en cuanto al esfuerzo por seguir estrategias que permitan aprovechar las oportunidades externas y evitar las amenazas externas. Asimismo, también se puede observar que el ponderado de las oportunidades es superior a las amenazas 1.35, por lo que se puede determinar que las oportunidades externas para la compañía en su conjunto son favorables.

Anexo 26. Proveedores de energía

	Proveedores de energía	Compra %	Tipo de generación	Ubicación
1	Fénix Power Perú S.A.	18.19%	Gas natural	Chilca
2	Enel Generación Perú S.A.A.	15.57%	Hidroeléctrica (11)	Lima y Piura
3	Engie Energía Perú S.A.	14.79%	Hidroeléctrica, termoeléctrica y central solar	Lima, Pasco, Moquegua y Chilca
4	Kallpa Generación S.A.	13.66%	Termoeléctrica y gas	Chilca y Huancavelica
5	Empresa de Generación Arequipa S.A.	7.10%	Hidroeléctrica	Arequipa
6	Termoselva S.R.L.	6.88%	Gas natural	Ucayali
7	Electroperú S.A.	5.22%	Hidroeléctrica y termoeléctrica	Huancavelica y Tumbes
8	Duke Energy Egenor S. en C por A. (*)	5.72%	Hidroeléctrica	Ancash
9	Termochilca S.A.	4.56%	Termoeléctrica	Chilca
10	Chinango S.A. (**)	3.16%	Hidroeléctricas	Junín
11	Enel Generación Piura S.A.	1.97%	Termoeléctrica	Piura
12	Empresa de Generación Eléctrica del Sur S.A.	1.02%	Hidroeléctrica	Tacna
13	Empresa de Generación Eléctrica San Gabán S.A.	0.56%	Hidroeléctrica	Puno
14	Hidroeléctrica Huanchor S.A.C.	0.25%	Hidroeléctrica	Chosica
15	Empresa de Generación Eléctrica Machu Picchu S.A. (Egamsa)	0.13%	Hidroeléctrica	Cusco
16	Otros	1.22%		
	Total	100.00%		

Notas: (*) vendida a Orazul en marzo de 2017; (**) vendida a Conelsur en julio de 2016. Nota 22 de los estados financieros de la compañía al 31 de diciembre de 2016.

Fuente: Luz del Sur, 2016.

Elaboración propia, 2017.

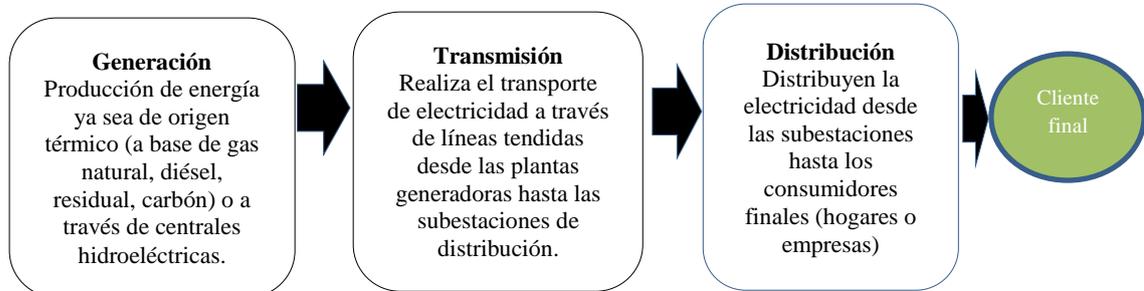
Los contratos mencionados anteriormente, proveen a la compañía de 1,845 MW como potencia total contratada.

Anexo 27. Sector eléctrico

Segmentos del sector electricidad

El mercado de electricidad se encuentra dividido en tres segmentos:

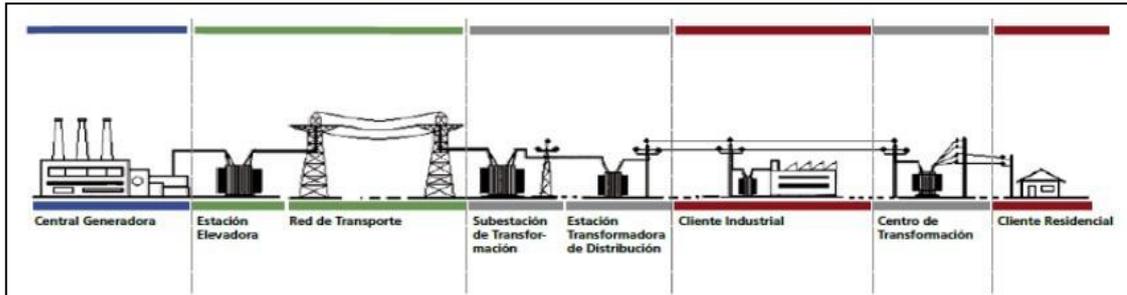
Gráfico A. Segmentos del sector eléctrico



Fuente: Osinermin, 2011d.
Elaboración: Propia, 2017.

¿Cómo funciona el sector electricidad?

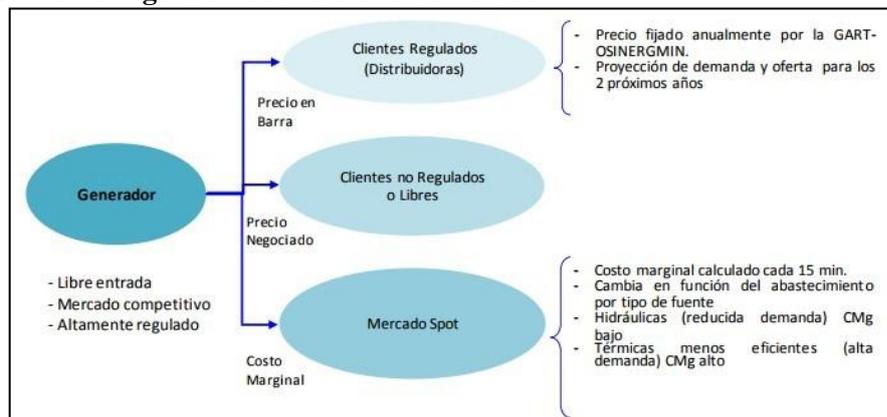
Gráfico B. Transmisión de electricidad



Fuente: Osinermin, 2011c.
Elaboración: Osinermin, 2016.

Marco regulatorio del sector electricidad

Gráfico C. Marco regulatorio del sector electricidad



Fuente: Osinermin, 2011b.
Elaboración: Osinermin, 2016.

Tarifas

Las tarifas a usuarios finales del servicio público de electricidad comprenden las tarifas a nivel de generación y el valor agregado de distribución. Las tarifas a nivel de generación son calculadas como el promedio ponderado de los precios de todos los contratos de suministro de electricidad de las empresas generadoras a las empresas distribuidoras dentro del SEIN, conformadas en su mayoría por los contratos de licitación y por contratos bilaterales, los cuales son regulados por Osinergmin. Las tarifas buscan proporcionar una rentabilidad sobre las inversiones y cubrir los costos que se incurren para el desarrollo de las actividades de generación, transmisión y distribución.

Valor agregado de distribución (VAD)

El valor agregado de distribución se basa en una empresa modelo eficiente y considera los costos asociados al usuario, las pérdidas estándares de distribución y los costos estándares de distribución. El VAD es calculado por el Osinergmin y actualizado cada cuatro años.

Anexo 28. Análisis de riesgos asociados al negocio de Luz del Sur

Riesgo	Intensidad	Mitigante	Intensidad
Dependencia del recurso hidrológico		Este riesgo es mitigado a través de la diversificación de contratos que mantiene la compañía con generadoras de energía con fuentes hidroeléctricas, termoeléctricas y a gas.	
Altos costos de inversión		Este riesgo es mitigado a través del financiamiento mediante emisión de bonos que realiza la compañía. Así también cuenta con el respaldo económico del Grupo Semptra.	
Sector altamente regulado		Si bien el sector de electricidad se encuentra regulado, el Estado regula que la competencia sea efectiva y no se base en decisiones políticas. La Ley N°28832, Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica, establece como uno de sus objetivos principales asegurar la generación de energía suficiente y eficiente que reduzca la exposición del sistema eléctrico peruano a la volatilidad de los precios, reducir los riesgos por falta de energía, y asegurar al consumidor final una tarifa más competitiva; reducir la intervención administrativa en la determinación de los precios de generación mediante soluciones de mercado; y propiciar una competencia efectiva en el mercado de generación.	
Congestionamiento en líneas de transmisión		El COES se encarga de preservar la seguridad del sistema. Mediante el desarrollo de sus funciones, el COES vela por la seguridad del abastecimiento de energía eléctrica, permitiendo que la población goce del suministro de electricidad en condiciones de calidad y posibilitando las condiciones adecuadas para el desarrollo de la industria y otras actividades económicas.	
Integración vertical del sector eléctrico (La Ley Antimonopolio y Antilogopolio)		La gerencia de la compañía hace un seguimiento mensual para no incumplir con esta regulación respecto a la inversión de Santa Teresa I (generadora). Asimismo, el proyecto Santa Teresa II se transfirió a la compañía Island Energy S.A.C.	
Riesgo de tipo de cambio. Fluctuaciones del tipo de cambio de la posición financiera de la compañía en moneda extranjera.		La compañía presenta una posición monetaria pasiva neta, ascendente a US\$ 11,555,000. Los efectos de una variación razonable del tipo de cambio en moneda extranjera en los resultados antes de impuestos de la compañía no serían significativos, considerando la posición monetaria que mantiene la compañía sobre su pasivo total.	
Riesgo de tasa de interés. Que las tasas de interés fluctúen.		La compañía mantiene una política de endeudamiento conservador, a través de la obtención de endeudamiento a tasas de interés fijas.	
Riesgo de precios. Que los precios fluctúen.		La compañía no está expuesta al riesgo de precios debido a que se encuentra en un sector regulado, donde Osinergmin fija los precios de compra y venta para los clientes regulados, salvo alguna regulación estatal que pueda cambiar el marco regulatorio. Si hubiera alguna variación en el precio de la energía comprada este es trasladada a través de las tarifas a los clientes.	
Riesgo de crédito. Que la contraparte incumpla con sus obligaciones contractuales, resultando en una pérdida financiera para la compañía. Los instrumentos financieros afectos a este riesgo son efectivo y equivalente de efectivo, y cuentas por cobrar comerciales.		Efectivo y equivalente de efectivo: Política de la compañía para efectuar sus operaciones con entidades financieras de reconocida solvencia a nivel nacional e internacional. Cuentas por cobrar comerciales: Son limitadas debido a la diversificación de la cartera de clientes. La compañía no mantiene concentración de crédito con un cliente superior al 5%, y tiene la política de evaluar continuamente la historia de crédito de sus clientes y su condición financiera para el cumplimiento de sus obligaciones.	
Riesgo de liquidez. No poder cubrir sus obligaciones de corto, mediano y largo plazo.		La compañía administra este riesgo a través del financiamiento y el monitoreo del flujo efectivo y los vencimientos de activos y pasivos financieros. Asimismo, la compañía tiene facilidades de financiamiento por S /1,122,700.	
Riesgo de que la demanda de la compañía no tenga el crecimiento esperado en los próximos años.		La compañía está expuesta al riesgo de demanda, el cual está vinculado al crecimiento de clientes y de cantidad demanda de electricidad, los mismos que están correlacionados al desempeño del PBI. La compañía no puede administrar este riesgo dado que es exógeno a ella.	

Fuente: Elaboración propia, 2017.

Anexo 29. Modelo econométrico

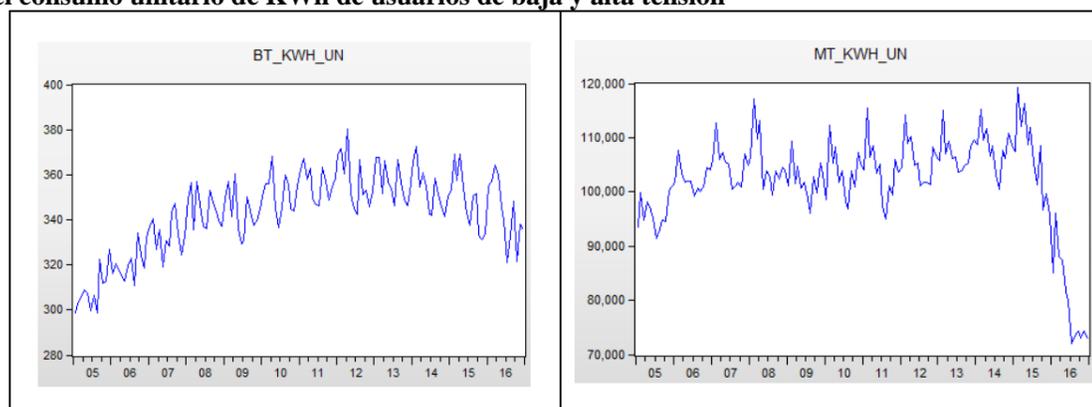
Supuestos de proyección

La proyección de la demanda de energía de los usuarios (clientes) por nivel de tensión de Luz del Sur se desarrolló bajo un modelo autorregresivo (AR)³⁷. En este tipo de modelos, la explicación de la variable endógena o independiente se da en función de sus rezagos o valores pasados y por los términos de error estocásticos.

Proyección de la demanda de energía de Luz del Sur

- **Modelo del consumo unitario de energía (KWh) por nivel de tensión.** Los consumos unitarios (KWh/usuario) de los clientes por tensión se modelaron usando data mensual, las series históricas comprenden de enero de 2005 a diciembre de 2016. Asimismo, se incluyó como variable exógena la serie mensual histórica del Producto Bruto Interno (PBI) del Perú comprendida en el mismo periodo. A continuación, se presenta la evolución del consumo unitario de KWh por tipo de tensión:

Gráfico A. Evolución del consumo unitario de KWh de usuarios de baja y alta tensión



Nota: BT_KWH_UN: Consumo unitario de KWh de usuarios de baja tensión; MT_KWH_UN: Consumo unitario de KWh de usuarios de media tensión. Software utilizado: E-views 8. Fuente: Osinergmin, 2016c. Elaboración: Propia, 2017.

En los gráficos precedentes se puede apreciar un comportamiento estacional mensual en ambos niveles de tensión. Por otra parte, podemos notar que para el caso del consumo unitario de KWh de usuarios de mediana tensión, el año 2016 fue un año con un comportamiento atípico (decrecimiento), debido al alza de las tarifas finales de distribución eléctrica.

Para verificar la estacionalidad en las variables endógenas antes mencionadas procedimos a realizar el test de raíz unitaria de Dickey-Fuller, el cual se muestra a continuación:

Gráfico A. Test de raíz unitaria de las variables de consumo unitario por tensión

Augmented Dickey-Fuller Unit Root Test on D(BT_KWH_UN)					Augmented Dickey-Fuller Unit Root Test on D(MT_KWH_UN)				
Null Hypothesis: D(BT_KWH_UN) has a unit root Exogenous: Constant Lag Length: 1 (Fixed)					Null Hypothesis: D(MT_KWH_UN) has a unit root Exogenous: Constant Lag Length: 1 (Fixed)				
			t-Statistic	Prob.*			t-Statistic	Prob.*	
Augmented Dickey-Fuller test statistic					Augmented Dickey-Fuller test statistic				
Test critical values:					Test critical values:				
1% level					1% level				
5% level					5% level				
10% level					10% level				
*Mackinnon (1996) one-sided p-values.					*Mackinnon (1996) one-sided p-values.				
Augmented Dickey-Fuller Test Equation Dependent Variable: D(BT_KWH_UN,2) Method: Least Squares Date: 12/09/17 Time: 16:01 Sample (adjusted): 2005M04 2016M12 Included observations: 141 after adjustments					Augmented Dickey-Fuller Test Equation Dependent Variable: D(MT_KWH_UN,2) Method: Least Squares Date: 12/09/17 Time: 16:02 Sample (adjusted): 2005M04 2016M12 Included observations: 141 after adjustments				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.	Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
D(BT_KWH_UN(-1))	-1.573662	0.134554	-11.69536	0.0000	D(MT_KWH_UN(-1))	-1.474846	0.147552	-9.995459	0.0000
D(BT_KWH_UN(-1),2)	0.211651	0.083792	2.525902	0.0127	D(MT_KWH_UN(-1),2)	-0.021318	0.084585	-0.252032	0.8014
C	0.335843	0.911188	0.368577	0.7130	C	-242.0407	361.2418	-0.670024	0.5040
R-squared	0.665099	Mean dependent var	-0.035828		R-squared	0.755319	Mean dependent var	25.39526	
Adjusted R-squared	0.660245	S.D. dependent var	18.55381		Adjusted R-squared	0.751773	S.D. dependent var	8590.363	
S.E. of regression	10.81474	Akaike info criterion	7.620743		S.E. of regression	4279.925	Akaike info criterion	19.58231	
Sum squared resid	16140.28	Schwarz criterion	7.683483		Sum squared resid	2.53E+09	Schwarz criterion	19.64504	
Log likelihood	-534.2624	Hannan-Quinn criter.	7.646239		Log likelihood	-1377.553	Hannan-Quinn criter.	19.60780	
F-statistic	137.0310	Durbin-Watson stat	2.118520		F-statistic	212.9998	Durbin-Watson stat	2.009143	
Prob(F-statistic)	0.000000				Prob(F-statistic)	0.000000			

Software utilizado: E-views 8. Fuente: Osinergmin, 2016c. Elaboración: Propia, 2017.

Como se aprecia en los gráficos precedentes, los coeficientes de Durbin-Watson se encuentran entre 1.85 y 2.15 (2.12 y 2.01), por lo tanto, no habría presencia de autocorrelación³⁸. Por otra parte, el p-value en ambos casos es menor a 0.05, por lo tanto se rechaza la hipótesis nula de raíz unitaria en primeras diferencias, con lo cual se concluye que las series son estacionarias y existiría una cointegración.

Para estimar el consumo unitario de los usuarios de baja tensión utilizamos el siguiente modelo³⁹:

$$\ln(BT_{KWh}) = c + \beta_1@seas(1) + \beta_2@seas(2) + \beta_3@seas(3) + \beta_4@seas(4) + \beta_5@seas(5) + \beta_6@seas(6) + \beta_7@seas(7) + \beta_8@seas(8) + \beta_9@seas(9) + \beta_{10}@seas(10) + \beta_{11}@seas(11) + AR(1) + AR(2) + \ln(PBI)$$

³⁷ Para la elaboración de esta proyección los autores de la presente investigación se basaron en los modelos de proyección de cantidad demandada de GWh por nivel de tensión de Luz del Sur del "Estudio de costos de valor agregado de distribución (VAD) sector típico 1 periodo 2013-2017" elaborado por SYNEX Ingenieros Consultores Ltda., con la colaboración de Mercados Energéticos Consultores y Eduardo Zolezzi. Dicho informe es de conocimiento público y se encuentra publicado en la página web de Osinergmin - Gerencia de Regulación Tarifaria, en la bibliografía se cita las rutas web (Synex Ingenieros Consultores Ltda. *et al.*, 2012).

³⁸ La autocorrelación es la correlación o dependencia de los datos de una serie histórica, con lo cual no se estaría cumpliendo el supuesto de independencia en las variables a fin de realizar estimaciones, en el caso del modelo autorregresivo.

³⁹ Se utilizó la función @SEAS para capturar el efecto estacional mensual, a fin de no reducir el coeficiente de ajuste de la regresión y mejorar la capacidad predictiva del modelo.

Gráfico B. Modelo AR - Consumo de KWh de baja tensión

Dependent Variable: LN_BT_KWH_UN Method: Least Squares Date: 11/26/17 Time: 23:39 Sample (adjusted): 2005M03 2016M12 Included observations: 142 after adjustments Convergence achieved after 8 iterations				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	5.214765	0.678897	7.681236	0.0000
@SEAS(1)	0.035632	0.011866	3.002783	0.0032
@SEAS(2)	0.049415	0.012052	4.100343	0.0001
@SEAS(3)	0.018287	0.010074	1.815179	0.0719
@SEAS(4)	0.042972	0.009751	4.407080	0.0000
@SEAS(5)	0.000964	0.009298	0.103666	0.9176
@SEAS(6)	-0.012654	0.009780	-1.293832	0.1981
@SEAS(7)	-0.017869	0.009778	-1.827336	0.0700
@SEAS(8)	0.017320	0.010200	1.698014	0.0920
@SEAS(9)	0.020695	0.009833	2.104687	0.0373
@SEAS(10)	-0.010413	0.008260	-1.260653	0.2097
@SEAS(11)	-0.013453	0.008700	-1.546303	0.1245
LNPBI	0.059677	0.064531	0.924790	0.3568
AR(1)	0.407441	0.080671	5.050674	0.0000
AR(2)	0.428989	0.078221	5.484331	0.0000
R-squared	0.840266	Mean dependent var	5.838760	
Adjusted R-squared	0.822658	S.D. dependent var	0.049964	
S.E. of regression	0.021041	Akaike info criterion	-4.785061	
Sum squared resid	0.056226	Schwarz criterion	-4.472825	
Log likelihood	354.7393	Hannan-Quinn criter.	-4.658181	
F-statistic	47.71942	Durbin-Watson stat	2.203776	
Prob(F-statistic)	0.000000			
Inverted AR Roots	.89	-48		

Software utilizado: E-views 8.
Fuente: Osinermin, 2016c.
Elaboración: Propia, 2017.

En el cuadro precedente se puede apreciar que el coeficiente R² explica un 84.03% el consumo unitario de KWh de los usuarios de baja tensión, asimismo la probabilidad (F-statistic) de 0.00 indica que el modelo es significativo.

Por su parte, en el gráfico a continuación se puede ver que en la prueba de Breusch-Pagan-Godfrey no se rechaza la hipótesis nula Ho de ausencia de heterocedasticidad; el P value 0.0597 es mayor a 0.05. Asimismo, de acuerdo con la prueba Breusch – Godfrey, se rechaza la hipótesis de nula de ausencia de autocorrelación, dado que el P value 0.01 es menor que 0.05.

Gráfico C. Pruebas de heterocedasticidad y autocorrelación. Consumo de KWh de baja tensión

Heteroskedasticity Test: Breusch-Pagan-Godfrey				Breusch-Godfrey Serial Correlation LM Test					
F-statistic	1.804347	Prob. F(12,129)	0.0538	F-statistic	4.481025	Prob. F(2,125)	0.0132		
Obs*R-squared	20.40865	Prob. Chi-Square(12)	0.0597	Obs*R-squared	9.499789	Prob. Chi-Square(2)	0.0087		
Scaled explained SS	23.13249	Prob. Chi-Square(12)	0.0266						
Test Equation: Dependent Variable: RESID^2 Method: Least Squares Date: 12/04/17 Time: 17:17 Sample: 2005M03 2016M12 Included observations: 142				Test Equation: Dependent Variable: RESID Method: Least Squares Date: 12/04/17 Time: 17:16 Sample: 2005M03 2016M12 Included observations: 142 Presample missing value lagged residuals set to zero.					
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.	Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	0.007076	0.003012	2.349608	0.0203	C	0.702272	0.706872	0.993492	0.3224
@SEAS(1)	0.000181	0.000274	0.659930	0.5105	@SEAS(1)	-0.010312	0.012091	-0.852832	0.3954
@SEAS(2)	-1.42E-06	0.000274	-0.005179	0.9959	@SEAS(2)	-0.010425	0.012333	-0.845320	0.3995
@SEAS(3)	0.000133	0.000267	0.498869	0.6187	@SEAS(3)	-0.005943	0.010047	-0.591546	0.5552
@SEAS(4)	0.000157	0.000266	0.591643	0.5551	@SEAS(4)	-0.004853	0.009650	-0.502872	0.6159
@SEAS(5)	5.91E-05	0.000265	0.222897	0.8240	@SEAS(5)	-0.002722	0.009109	-0.298812	0.7656
@SEAS(6)	0.000162	0.000265	0.609655	0.5432	@SEAS(6)	-0.004005	0.009628	-0.416005	0.6781
@SEAS(7)	0.000242	0.000265	0.913137	0.3629	@SEAS(7)	-0.004000	0.009629	-0.415360	0.6786
@SEAS(8)	0.000822	0.000266	3.091047	0.0024	@SEAS(8)	-0.005574	0.010128	-0.550353	0.5831
@SEAS(9)	9.03E-05	0.000266	0.340060	0.7344	@SEAS(9)	-0.005261	0.009756	-0.539190	0.5907
@SEAS(10)	3.87E-05	0.000265	0.145818	0.8843	@SEAS(10)	-0.004319	0.008188	-0.527461	0.5988
@SEAS(11)	3.75E-05	0.000265	0.141515	0.8877	@SEAS(11)	-0.004886	0.008648	-0.565011	0.5731
LNPBI	-0.000659	0.000287	-2.296836	0.0232	LNPBI	-0.066491	0.067155	-0.990110	0.3240
R-squared	0.143723	Mean dependent var	0.000396		AR(1)	0.115212	0.337723	0.341143	0.7336
Adjusted R-squared	0.064069	S.D. dependent var	0.000669		AR(2)	-0.006328	0.315669	-0.020048	0.9840
S.E. of regression	0.000647	Akaike info criterion	-11.76089		RESID(-1)	-0.238957	0.331257	-0.721363	0.4720
Sum squared resid	5.40E-05	Schwarz criterion	-11.49029		RESID(-2)	-0.236734	0.203146	-1.165338	0.2461
Log likelihood	848.0232	Hannan-Quinn criter.	-11.65093		R-squared	0.066900	Mean dependent var	-1.86E-12	
F-statistic	1.804347	Durbin-Watson stat	1.780422		Adjusted R-squared	-0.052537	S.D. dependent var	0.019969	
Prob(F-statistic)	0.053777				S.E. of regression	0.020487	Akaike info criterion	-4.826134	
					Sum squared resid	0.052464	Schwarz criterion	-4.472268	
					Log likelihood	359.6555	Hannan-Quinn criter.	-4.682337	
					F-statistic	0.560128	Durbin-Watson stat	1.968593	
					Prob(F-statistic)	0.907889			

Software utilizado: E-views 8.
Fuente: Osinermin, 2016c.
Elaboración: Propia, 2017.

Para estimar el consumo unitario de los usuarios de mediana tensión utilizamos el siguiente modelo⁴⁰:

$$Ln(MT_{KWh}) = c + \beta_1@seas(1) + \beta_2@seas(2) + \beta_3@seas(3) + \beta_4@seas(4) + \beta_5@seas(5) + \beta_6@seas(6) + \beta_7@seas(7) + \beta_8@seas(8) + \beta_9@seas(9) + \beta_{10}@seas(10) + \beta_{11}@seas(11) + dummy(2016)^{41} + AR(1) + AR(2) + AR(4) + Ln(PBI)$$

⁴⁰ Se utilizó la función @SEAS para capturar el efecto estacional mensual, a fin de no reducir el coeficiente de ajuste de la regresión y mejorar la capacidad predictiva del modelo.

⁴¹ Se agregó una variable dicotómica al modelo del consumo unitario de KWh de media tensión en todos los meses de 2016, dado que en el periodo se presentó una atípica variación negativa atípica debido al alza de las tarifas de distribución eléctrica, la cual se ha considerado como un quiebre estructural.

Gráfico D. Modelo AR - Consumo de KWh de media tensión

Dependent Variable: LN_MT_KWH_UN Method: Least Squares Date: 11/29/17 Time: 12:31 Sample (adjusted): 2005M05 2016M12 Included observations: 140 after adjustments Convergence achieved after 85 iterations				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-178.9443	605278.4	-0.000296	0.9998
@SEAS(1)	0.013806	0.017957	0.768869	0.4434
@SEAS(2)	0.105212	0.018817	5.591241	0.0000
@SEAS(3)	0.032487	0.013171	2.466487	0.0150
@SEAS(4)	0.048908	0.012742	3.838487	0.0002
@SEAS(5)	-0.000221	0.010997	-0.020102	0.9840
@SEAS(6)	0.011216	0.012424	0.902807	0.3684
@SEAS(7)	-0.034807	0.012266	-2.837705	0.0053
@SEAS(8)	-0.037653	0.013881	-2.712585	0.0076
@SEAS(9)	-0.002355	0.012807	-0.183918	0.8544
@SEAS(10)	-0.022970	0.010675	-2.151726	0.0334
@SEAS(11)	0.024241	0.011012	2.201364	0.0296
LNPBI	0.159453	0.120830	1.319647	0.1894
DUMMY	-0.078599	0.024615	-3.193069	0.0018
AR(1)	0.731167	0.089452	8.173835	0.0000
AR(2)	0.419428	0.104393	4.017763	0.0001
AR(4)	-0.150606	0.094534	-1.593141	0.1137
R-squared	0.951597	Mean dependent var	11.53198	
Adjusted R-squared	0.945300	S.D. dependent var	0.093630	
S.E. of regression	0.021898	Akaike info criterion	-4.691426	
Sum squared resid	0.058982	Schwarz criterion	-4.334226	
Log likelihood	345.3998	Hannan-Quinn criter.	-4.546271	
F-statistic	151.1338	Durbin-Watson stat	2.021260	
Prob(F-statistic)	0.000000			
Inverted AR Roots	1.00	.54	-.40+.34i	-.40-.34i

Software utilizado: E-views 8.
Fuente: Osinermin, 2016c.
Elaboración: Propia, 2017.

En el cuadro precedente se puede apreciar que el coeficiente R^2 explica un 95.16% el consumo unitario de KWh de los usuarios de media tensión, asimismo la probabilidad (F-statistic) de 0.00 indica que el modelo es significativo.

Por su parte, en el gráfico a continuación se puede ver que en la prueba de Breusch-Pagan-Godfrey se rechaza la hipótesis nula H_0 de ausencia de heterocedasticidad; el P value 0.1481 es mayor a 0.05. Asimismo, de acuerdo con la prueba Breusch – Godfrey, no se rechaza la Hipotesis de nula de ausencia de autocorrelación, dado que el P value 0.51 es mayor que 0.05.

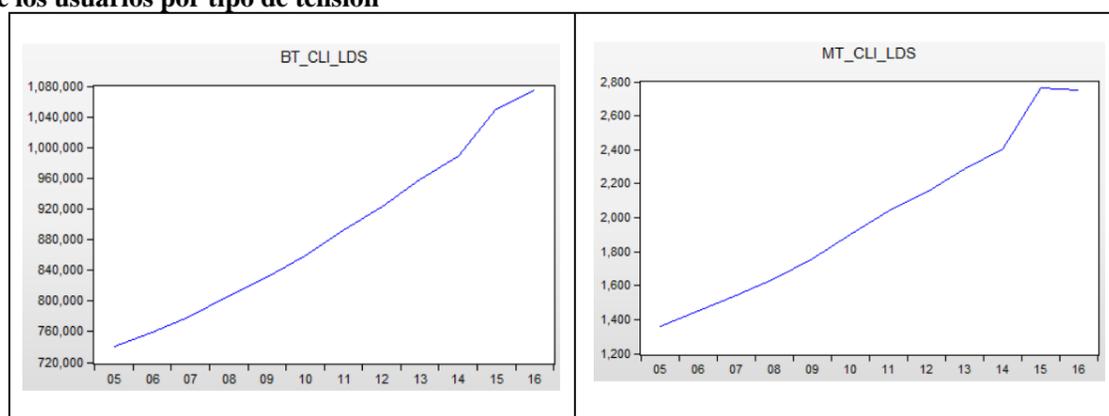
Gráfico E. Pruebas de Heterocedasticidad y Autocorrelación - Consumo de KWh de media tensión

Breusch-Godfrey Serial Correlation LM Test					Heteroskedasticity Test: Breusch-Pagan-Godfrey				
F-statistic	1.696748	Prob. F(2,121)	0.1876		F-statistic	0.943519	Prob. F(13,126)	0.5108	
Obs*R-squared	3.819246	Prob. Chi-Square(2)	0.1481		Obs*R-squared	12.41960	Prob. Chi-Square(13)	0.4936	
					Scaled explained SS	18.44358	Prob. Chi-Square(13)	0.1414	
Test Equation: Dependent Variable: RESID Method: Least Squares Date: 12/04/17 Time: 17:03 Sample: 2005M05 2016M12 Included observations: 140 Presample missing value lagged residuals set to zero.					Test Equation: Dependent Variable: RESID^2 Method: Least Squares Date: 12/04/17 Time: 17:05 Sample: 2005M05 2016M12 Included observations: 140				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.	Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-827396.2	603627.9	-1.370706	0.1730	C	-0.000633	0.004343	-0.145655	0.8844
@SEAS(1)	-0.002110	0.017960	-0.117472	0.9067	@SEAS(1)	6.01E-05	0.000354	0.169910	0.8654
@SEAS(2)	-0.002516	0.018834	-0.133566	0.8940	@SEAS(2)	0.000250	0.000354	0.707440	0.4806
@SEAS(3)	-0.001889	0.013151	-0.143674	0.8860	@SEAS(3)	-0.000115	0.000349	-0.329384	0.7424
@SEAS(4)	-0.002164	0.012708	-0.170300	0.8651	@SEAS(4)	-1.59E-05	0.000349	-0.045478	0.9638
@SEAS(5)	-0.001345	0.010976	-0.122516	0.9027	@SEAS(5)	0.000641	0.000341	1.881296	0.0622
@SEAS(6)	-0.002343	0.012392	-0.189102	0.8503	@SEAS(6)	-5.54E-05	0.000341	-0.162242	0.8714
@SEAS(7)	-0.002115	0.012236	-0.172891	0.8630	@SEAS(7)	0.000520	0.000341	1.522675	0.1303
@SEAS(8)	-0.002506	0.013860	-0.180825	0.8568	@SEAS(8)	0.000211	0.000342	0.616999	0.5383
@SEAS(9)	-0.002345	0.012795	-0.183297	0.8549	@SEAS(9)	0.000341	0.000342	0.998493	0.3200
@SEAS(10)	-0.001795	0.010659	-0.168440	0.8665	@SEAS(10)	0.000421	0.000341	1.234315	0.2194
@SEAS(11)	-0.001625	0.011005	-0.147705	0.8828	@SEAS(11)	0.000158	0.000341	0.463797	0.6436
LNPBI	-0.015667	0.121037	-0.129441	0.8972	LNPBI	7.94E-05	0.000415	0.191333	0.8486
DUMMY	-0.003494	0.024656	-0.141698	0.8876	DUMMY	0.000276	0.000276	1.001620	0.3184
AR(1)	-0.283496	0.581416	-0.487595	0.6267	R-squared	0.088711	Mean dependent var	0.000421	
AR(2)	0.419411	0.727961	0.576145	0.5656	Adjusted R-squared	-0.005310	S.D. dependent var	0.000829	
AR(4)	-0.088853	0.192132	-0.462459	0.6446	S.E. of regression	0.000832	Akaike info criterion	-11.25183	
RESID(-1)	0.239827	0.586609	0.408835	0.6834	Sum squared resid	8.71E-05	Schwarz criterion	-10.95767	
RESID(-2)	-0.289085	0.336558	-0.858946	0.3921	Log likelihood	801.6284	Hannan-Quinn criter.	-11.13230	
R-squared	0.027280	Mean dependent var	-7.52E-07		F-statistic	0.943519	Durbin-Watson stat	1.847798	
Adjusted R-squared	-0.117422	S.D. dependent var	0.020599		Prob(F-statistic)	0.510750			
S.E. of regression	0.021775	Akaike info criterion	-4.690514						
Sum squared resid	0.057373	Schwarz criterion	-4.291291						
Log likelihood	347.3360	Hannan-Quinn criter.	-4.528282						
F-statistic	0.188528	Durbin-Watson stat	1.969049						
Prob(F-statistic)	0.999898								

Software utilizado: E-views 8.
Fuente: Osinermin, 2016c.
Elaboración: Propia, 2017.

- **Modelo de los usuarios por nivel de tensión.** Los usuarios por nivel de tensión se modelaron usando data anual, las series históricas comprenden de 2005 a 2016. Asimismo, se incluyó como variable exógena la serie anual histórica de la población de su zona de concesión, comprendidos por la población de 29 distritos de Lima Sur, seis distritos de Cañete y 17 distritos de Huarochirí, tomando el mismo periodo. A continuación, se presenta la evolución de los usuarios de Luz del Sur por tipo de tensión:

Gráfico F. Evolución de los usuarios por tipo de tensión



Nota: BT_CLI_LDS: Clientes de Luz del Sur de baja tensión; MT_CLI_LDS: Clientes de Luz del Sur de media tensión.
 Software utilizado: E-views 8.
 Fuente: Osinergmin, 2016c.
 Elaboración: Propia, 2017.

De acuerdo a las gráficas precedentes no se aprecia la presencia de fenómenos estacionales que puedan afectar la estimación de las variables; asimismo, se puede observar que las dos gráficas son de tendencia determinista. Para estimar el número de clientes de baja tensión se utiliza el siguiente modelo:

$$\ln(BT_CLI) = c + \beta_1 @trend^{42} + \ln(Pob_zc)$$

Gráfico G. Modelo - Clientes de baja tensión

Dependent Variable: LNBT_CLI_LDS				
Method: Least Squares				
Date: 11/27/17 Time: 22:04				
Sample: 2005 2016				
Included observations: 12				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-8.797110	13.32511	-0.660190	0.5257
@TREND	0.013357	0.012735	1.048879	0.3216
LN_POBH_ZC	1.461212	0.873255	1.673293	0.1286
R-squared	0.995916	Mean dependent var	13.69017	
Adjusted R-squared	0.995009	S.D. dependent var	0.125194	
S.E. of regression	0.008845	Akaike info criterion	-6.405618	
Sum squared resid	0.000704	Schwarz criterion	-6.284391	
Log likelihood	41.43371	Hannan-Quinn criter.	-6.450500	
F-statistic	1097.390	Durbin-Watson stat	1.978589	
Prob(F-statistic)	0.000000			

Software utilizado: E-views 8.
 Fuente: Osinergmin, 2016c.
 Elaboración: Propia, 2017.

En el cuadro precedente se puede apreciar que el coeficiente R² explica un 99.59% el número de usuarios de baja tensión; asimismo, la probabilidad (F-statistic) de 0.00 indica que el modelo es significativo. Por su parte, en el gráfico a continuación se puede ver que en la prueba de Breusch-Pagan-Godfrey se rechaza la hipótesis nula Ho de ausencia de heterocedasticidad; el P value 0.6427 es mayor a 0.05. Asimismo, de acuerdo con la prueba Breusch – Godfrey, no se rechaza la hipótesis de nula de ausencia de autocorrelación, dado que el P value 0.69 es mayor que 0.05.

Gráfico H. Pruebas de Heterocedasticidad y Autocorrelación – Clientes de baja tensión

Breusch-Godfrey Serial Correlation LM Test				
F-statistic	0.278438	Prob. F(2,7)	0.7650	
Obs*R-squared	0.884296	Prob. Chi-Square(2)	0.6427	
Test Equation:				
Dependent Variable: RESID				
Method: Least Squares				
Date: 12/04/17 Time: 17:43				
Sample: 2005 2016				
Included observations: 12				
Presample missing value lagged residuals set to zero.				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-25.45358	39.49760	-0.644434	0.5398
@TREND	-0.024068	0.037600	-0.640102	0.5425
LN_POBH_ZC	1.668038	2.588434	0.644420	0.5398
RESID(-1)	-0.713964	0.997845	-0.715506	0.4975
RESID(-2)	0.089797	0.756807	0.118653	0.9089
R-squared	0.073691	Mean dependent var	4.44E-15	
Adjusted R-squared	-0.455628	S.D. dependent var	0.008001	
S.E. of regression	0.009653	Akaike info criterion	-6.148832	
Sum squared resid	0.000652	Schwarz criterion	-5.946788	
Log likelihood	41.89299	Hannan-Quinn criter.	-6.223636	
F-statistic	0.139219	Durbin-Watson stat	1.893510	
Prob(F-statistic)	0.962272			

Heteroskedasticity Test: Breusch-Pagan-Godfrey				
F-statistic	0.371327	Prob. F(2,9)	0.6999	
Obs*R-squared	0.914724	Prob. Chi-Square(2)	0.6330	
Scaled explained SS	0.974057	Prob. Chi-Square(2)	0.6144	
Test Equation:				
Dependent Variable: RESID^2				
Method: Least Squares				
Date: 12/04/17 Time: 17:44				
Sample: 2005 2016				
Included observations: 12				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	0.054299	0.190889	0.284452	0.7825
@TREND	6.04E-05	0.000182	0.331163	0.7481
LN_POBH_ZC	-0.003558	0.012510	-0.284393	0.7825
R-squared	0.076227	Mean dependent var	5.87E-05	
Adjusted R-squared	-0.129056	S.D. dependent var	0.000119	
S.E. of regression	0.000127	Akaike info criterion	-14.89704	
Sum squared resid	1.44E-07	Schwarz criterion	-14.77582	
Log likelihood	92.38226	Hannan-Quinn criter.	-14.94193	
F-statistic	0.371327	Durbin-Watson stat	2.197501	
Prob(F-statistic)	0.699912			

Software utilizado: E-views 8.
 Fuente: Osinergmin, 2016c.
 Elaboración: Propia, 2017.

⁴² Se utilizó la función @trend para evitar el problema de regresión espuria.

Para estimar el número de clientes de media tensión se utiliza el siguiente modelo:

$$\ln(MT_CLI) = c + \beta_1 @trend^{43} + \ln(Pob_zc)$$

Gráfico I. Modelo - Clientes de media tensión

Dependent Variable: LNMT_CLI_LDS				
Method: Least Squares				
Date: 11/27/17 Time: 21:57				
Sample: 2005 2016				
Included observations: 12				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	39.53049	28.53141	1.385508	0.1993
@TREND	0.097252	0.027267	3.566697	0.0061
LN_POBH_ZC	-2.118043	1.869793	-1.132769	0.2866
R-squared	0.994912	Mean dependent var	7.576305	
Adjusted R-squared	0.993782	S.D. dependent var	0.240171	
S.E. of regression	0.018939	Akaike info criterion	-4.882907	
Sum squared resid	0.003228	Schwarz criterion	-4.761680	
Log likelihood	32.29744	Hannan-Quinn criter.	-4.927789	
F-statistic	880.0190	Durbin-Watson stat	2.552531	
Prob(F-statistic)	0.000000			

Software utilizado: E-views 8.
Fuente: Osinergmin, 2016c.
Elaboración: Propia, 2017.

En el cuadro precedente se puede apreciar que el coeficiente R² explica en un 99.49% el número de usuarios de baja tensión, asimismo la probabilidad (F-statistic) de 0.00 indica que el modelo es significativo.

Por su parte, en el gráfico a continuación se puede ver que en la prueba de Breusch-Pagan-Godfrey se rechaza la hipótesis nula Ho de ausencia de heterocedasticidad; el P value 0.1079 es mayor a 0.05. Asimismo, de acuerdo con la prueba Breusch – Godfrey, no se rechaza la hipótesis de nula de ausencia de autocorrelación, dado que el P value 0.22 es mayor que 0.05.

Gráfico J. Pruebas de heterocedasticidad y autocorrelación – Clientes de media tensión

Breusch-Godfrey Serial Correlation LM Test:				Heteroskedasticity Test: Breusch-Pagan-Godfrey					
F-statistic	2.065330	Prob. F(2,7)	0.1973	F-statistic	1.767947	Prob. F(2,9)	0.2251		
Obs*R-squared	4.453277	Prob. Chi-Square(2)	0.1079	Obs*R-squared	3.384739	Prob. Chi-Square(2)	0.1841		
				Scaled explained SS	4.049574	Prob. Chi-Square(2)	0.1320		
Test Equation:				Test Equation:					
Dependent Variable: RESID				Dependent Variable: RESID^2					
Method: Least Squares				Method: Least Squares					
Date: 12/04/17 Time: 17:28				Date: 12/04/17 Time: 17:29					
Sample: 2005 2016				Sample: 2005 2016					
Included observations: 12				Included observations: 12					
Presample missing value lagged residuals set to zero.									
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.	Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-44.63802	53.45832	-0.835006	0.4313	C	0.654723	0.817791	0.800599	0.4440
@TREND	-0.043856	0.050190	-0.873813	0.4112	@TREND	0.000702	0.000782	0.898258	0.3924
LN_POBH_ZC	2.925633	3.503165	0.835140	0.4312	LN_POBH_ZC	-0.042917	0.053594	-0.800790	0.4439
RESID(-1)	-0.898500	0.556583	-1.614314	0.1505	R-squared	0.282062	Mean dependent var	0.000269	
RESID(-2)	-0.846707	0.870109	-0.973105	0.3629	Adjusted R-squared	0.122520	S.D. dependent var	0.000579	
R-squared	0.371106	Mean dependent var	-1.24E-14		S.E. of regression	0.000543	Akaike info criterion	-11.98722	
Adjusted R-squared	0.011739	S.D. dependent var	0.017131		Sum squared resid	2.65E-06	Schwarz criterion	-11.86599	
S.E. of regression	0.017030	Akaike info criterion	-5.013367		Log likelihood	74.92330	Hannan-Quinn criter.	-12.03210	
Sum squared resid	0.002030	Schwarz criterion	-4.811322		F-statistic	1.767947	Durbin-Watson stat	1.728537	
Log likelihood	35.08020	Hannan-Quinn criter.	-5.088171		Prob(F-statistic)	0.225109			
F-statistic	1.032665	Durbin-Watson stat	2.540901						
Prob(F-statistic)	0.453456								

Software utilizado: E-views 8.
Fuente: Osinergmin, 2016c.
Elaboración: Propia, 2017.

- **Proyecciones.** Para realizar la proyección de los consumos unitarios de KWh en los dos niveles de tensión, se proyectó el PBI en los porcentajes de crecimiento anual, prorrateo mensual, estimados por el Fondo Monetario Internacional. En el siguiente cuadro se presentan las proyecciones consumos unitarios anuales por niveles de tensión:

Tabla A. Demanda de KWh unitario por nivel de tensión

Año	KWh unitario – Baja Tensión	KWh unitario – Media Tensión
2017	4,154.94	923,919.39
2018	4,211.96	905,322.92
2019	4,233.97	888,406.34
2020	4,246.58	871,648.77
2021	4,256.76	855,105.09
2022	4,266.31	838,826.65
2023	4,275.74	822,860.85
2024	4,285.15	807,201.63
2025	4,294.58	791,843.06
2026	4,304.02	776,779.30

Software utilizado: E-views 8.
Fuente: Osinergmin, 2016c.
Elaboración: Propia, 2017.

Para realizar la proyección del número de clientes en los dos niveles de tensión, se proyectó la población de la zona de concesión antes citada en el porcentaje de crecimiento del promedio de las variaciones de los últimos cinco años, prorrateo mensual. En la siguiente tabla se presentan las proyecciones consumos unitarios anuales por niveles de tensión:

⁴³ Se utilizó la función @trend para evitar el problema de regresión espuria.

Tabla B. Número de clientes por nivel de tensión

Año	Cientes – Baja tensión	Cientes – Media tensión
2017	1,119,240	2,949
2018	1,160,372	3,145
2019	1,203,015	3,354
2020	1,247,226	3,577
2021	1,293,062	3,814
2022	1,340,583	4,068
2023	1,389,851	4,338
2024	1,440,930	4,626
2025	1,493,887	4,933
2026	1,548,791	5,261

Software utilizado: E-views 8.
Fuente: Osinergmin, 2016c.
Elaboración: Propia, 2017.

Finalmente, en el siguiente cuadro se presentan las proyecciones de los consumos demandados expresadas en GWh anual:

Tabla C. Demanda de GWh por nivel de tensión

Año	GWh – Baja tensión	GWh – Media tensión
2017	4,650.37	2,724.91
2018	4,887.44	2,847.39
2019	5,093.53	2,979.75
2020	5,296.45	3,117.70
2021	5,504.26	3,261.65
2022	5,719.34	3,412.04
2023	5,942.64	3,569.38
2024	6,174.60	3,733.98
2025	6,415.62	3,906.19
2026	6,666.04	4,086.34

Software utilizado: E-views 8.
Fuente: Osinergmin, 2016c.
Elaboración: Propia, 2017.

Nota biográfica

Javier Jesús Alarcón Manrique

Es titulado en Economía por la Universidad Nacional Mayor de San Marcos. Tiene siete años de experiencia en precios de transferencia. Actualmente desempeña el cargo de senior de Precios de Transferencia en PricewaterhouseCoopers principalmente de compañías relacionadas al rubro de minería.

Edith Regina Anaya Cori

Es titulada en Contabilidad por la Universidad Nacional Mayor de San Marcos. Cuenta con un Diplomado en Finanzas Corporativas por la Universidad ESAN. Tiene ocho años de experiencia en auditoría financiera de empresas del rubro financiero y de electricidad. Actualmente, desempeña el cargo de gerente de Auditoría Financiera en Ernst & Young.

Fernando Cirilo Núñez

Es titulado en Economía por la Universidad Nacional Mayor de San Marcos. Cuenta con estudios en el Diplomado de Finanzas Corporativas por la Universidad Peruana de Ciencias Aplicadas. Tiene seis años de experiencia en precios de transferencia y cuatro años en finanzas corporativas. Actualmente desempeña el cargo de consultor senior de Deals & Corporate Finance en PricewaterhouseCoopers.