



«VALORIZACIÓN DE LUZ DEL SUR S. A. A.»

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

Presentado por

Sr. David Ricardo Díaz Ruiz

Sr. José Demetrio Marcos Clímaco

Sra. Sandra Elizabeth Merino Medina

Asesor: Profesor Jorge Eduardo Lladó Márquez

2018

Dedicamos el trabajo de investigación a nuestras familias por habernos apoyado durante la maestría.

Agradecemos a los profesores de la maestría, y
en especial a nuestro asesor.

Resumen ejecutivo

En el presente trabajo de investigación se realiza la valorización de Luz del Sur S. A. A. y subsidiarias al cierre de setiembre del 2017; la empresa se dedica principalmente a la distribución de energía eléctrica. Para obtener el valor fundamental de la empresa y sus proyecciones de crecimiento, el análisis consideró el planteamiento de supuestos basados en su gestión corporativa, su situación operativa y financiera, el contexto actual y perspectivas de la industria, la actividad de distribución de energía a través de concesiones indefinidas en zonas específicas, la regulación respecto a las tarifas de distribución y su actualización por factores macroeconómicos, así como la evolución del mercado de clientes regulados y libres.

La valorización se realizó mediante el método de flujo de caja descontado, considerando la proyección de flujos por un período de diez años con una tasa de descuento de 7,89%, y para el período de madurez se utilizó una tasa de descuento de largo plazo de 9.17% y una tasa de crecimiento a perpetuidad de 4,05%. Como resultado se obtuvo un valor fundamental del patrimonio de S/ 6.389 millones y un precio por acción de S/ 13,12. La cotización de su acción a setiembre del 2017 era de S/12 (valor de mercado de S/ 5.843 millones), lo que indica un *upside* de 9,34%. Adicionalmente, el resultado obtenido se alinea al precio estimado mediante el método de múltiplos comparables (S/ 12,71) y al precio consenso promedio de analistas de mercado (S/ 12,36), valores que se ubican por encima del precio de mercado, por lo que se recomienda comprar la acción.

El valor obtenido es resultado de las características de la empresa y del sector regulado al que pertenece, por el cual el margen de rentabilidad se encuentra garantizado en la tarifa eléctrica de distribución. Asimismo, las perspectivas de la empresa son positivas dada su zona de concesión que se encuentra en constante expansión y donde residen habitantes de nivel socioeconómico medio-alto. Adicionalmente, se resalta el respaldo del Grupo Sempra Energy, el buen gobierno corporativo, la fortaleza y estabilidad financiera y el alineamiento respecto al cumplimiento de objetivos, que se traduce en generar valor agregado para los accionistas en el tiempo. Por ello, se recomienda comprar la acción con un horizonte de mediano y largo plazo, pues su nivel de volatilidad no es alto y su grado de aversión al riesgo es menor.

A fin de obtener una proyección con base técnica se ha utilizado modelos econométricos en las estimaciones de los ingresos, así como las metodologías de CAPM y la valorización de deuda a precios de mercado, que permitieron determinar el cálculo de la tasa de descuento WACC.

Índice

Índice de tablas	viii
Índice de gráficos	x
Índice de anexos	xi
Introducción	1
Capítulo I. Análisis de la empresa	2
1. Constitución y actividad económica	2
2. Descripción del negocio.....	3
2.1 Proceso productivo.....	4
2.2 Proveedores	5
2.3 Central Hidroeléctrica Santa Teresa - Collpani Grande.....	5
2.4 Clientes	6
3. Precio de las acciones (LUSURC1).....	7
4. Gobierno corporativo	8
5. Responsabilidad social.....	9
Capítulo II. Análisis de la industria.....	10
1. Macroambiente nacional	10
1.1 Demanda	11
1.2 Oferta	11
1.3 Tarifas	12
1.3.1 Esquema tarifario a clientes mayoristas.....	12
1.3.2 Esquema tarifario a clientes minoristas.....	13
1.3.3 Precios a nivel distribución	13
2. Fuerzas competitivas de Porter	14

3. Análisis FODA y estrategia	15
-------------------------------------	----

Capítulo III. Análisis financiero17

1. Evolución del precio	17
2. Evolución del volumen	17
3. Evolución de costos	18
4. Financiamiento.....	18
5. CAPEX.....	19
6. Políticas de dividendos.....	19
7. Análisis de ratios	20
7.1 Ratios de liquidez.....	20
7.2 Ratios de eficiencia	20
7.3 Ratios de endeudamiento y solvencia	21
7.4 Ratios de rentabilidad.....	21

Capítulo IV. Valorización.....22

1. Supuestos de la valorización	22
2. Costo promedio ponderado de capital (WACC)	22
3. Principales cuentas	23
4. Flujo de caja libre para la firma	25
5. Valorización por múltiplos de empresas comparables	26
6. Análisis de sensibilidad.....	27

Conclusiones y recomendaciones	28
1. Conclusiones	28
2. Recomendaciones.....	28
Bibliografía	29
Anexos	31
Nota biográfica	67

Índice de tablas

Tabla 1. Participación en el accionariado	2
Tabla 2. Distribución de clientes por tipo de consumo de energía (en unidades).....	6
Tabla 3. Participación de energía facturada por tipo de cliente (GWh).....	7
Tabla 4. Ratios bursátiles	8
Tabla 5. Análisis FODA.....	16
Tabla 6. Ratios de liquidez.....	20
Tabla 7. Ratios de eficiencia	21
Tabla 8. Ratios de endeudamiento y solvencia	21
Tabla 9. Ratios de rentabilidad.....	21
Tabla 10. Supuestos de principales cuentas	23
Tabla 11. Proyección de FCLF (En miles de soles).....	25
Tabla 12. Cálculo del valor de la acción	26
Tabla 13. Valor de la acción mediante múltiplos de empresas comparables	26
Tabla 14. Sensibilidad del valor de la acción.....	27
Tabla 15. Riesgos externos	38
Tabla 16. Riesgos internos	39
Tabla 17. Bonos corporativos y estimación del costo de la deuda (Kd)	40
Tabla 18. Préstamos bancarios.....	40
Tabla 19. Supuestos y fuentes de información para el costo de capital (Ke).....	42
Tabla 20. Estimación del costo de capital (Ke).....	43
Tabla 21. Estimación del costo promedio ponderado de capital (WACC)	44
Tabla 22. Beta mediante empresas comparables.....	45
Tabla 23. Datos para apalancamiento de beta.....	45
Tabla 24. Estimaciones del beta.....	46
Tabla 25. Proyección de consumo de energía.....	47
Tabla 26. Consumo anual proyectado.....	48

Tabla 27. Tarifa por cliente.....	48
Tabla 28. Coeficientes del factor de actualización.....	49
Tabla 29. Tarifa para clientes residenciales (Lima Sur) de baja tensión.....	50
Tabla 30. Tarifa para clientes comerciales (Lima Sur) de baja tensión	50
Tabla 31. Tarifa para clientes comerciales (Lima Sur) de media tensión	51
Tabla 32. Volumen y precio de venta para clientes libres	52
Tabla 33. Volumen de venta de clientes libres (GWh)	52
Tabla 34. Precio de venta para clientes libres (soles por kWh)	53
Tabla 35. Otros ingresos	57
Tabla 36. Otros costos de ventas.....	58
Tabla 37. Valor de la acción por recomendaciones de analistas.....	59
Tabla 38. Estado de situación financiera, histórico (en miles de soles).....	60
Tabla 39. Estado de resultados, histórico (en miles de soles).....	61
Tabla 40. Estado de situación financiera, proyecciones (en miles de soles).....	62
Tabla 41. Estado de resultados, proyecciones (en miles de soles).....	64
Tabla 42. Estado de flujo de efectivo, proyecciones (en miles de soles).....	65

Índice de gráficos

Gráfico 1. Esquema de la infraestructura eléctrica	4
Gráfico 2. Principales proveedores de energía eléctrica (% por monto de compras)	5
Gráfico 3. Valor de Luz del Sur versus el índice de mercado (base diciembre del 2012)	7
Gráfico 4. Cumplimiento de pilares de buen gobierno corporativo	8
Gráfico 5. Evolución del consumo del mercado eléctrico según tipo de cliente.....	10
Gráfico 6. Proyección de demanda y oferta (2017-2025)	12
Gráfico 7. Precio promedio por venta de energía (soles por kWh).....	17
Gráfico 8. Volumen de ventas.....	17
Gráfico 9. Costo promedio de electricidad comprada (soles por kWh)	18
Gráfico 10. Compras	18
Gráfico 11. Obligaciones financieras (en miles de soles)	19
Gráfico 12. Total de inversiones (en miles de soles)	19
Gráfico 13. Utilidad neta, reparto de dividendos y <i>payout ratio</i>	20
Gráfico 14. Componentes del costo promedio ponderado de capital (WACC)	23
Gráfico 15. Valorización de la acción de Luz de Sur a setiembre de 2017.....	28
Gráfico 16. Matriz de riesgos externos e internos.....	39
Gráfico 17. Regresión lineal entre los rendimientos de Luz de Sur y el mercado	46

Índice de anexos

Anexo 1. Antecedentes históricos	32
Anexo 2. Empresas relacionadas.....	33
Anexo 3. Estructura corporativa del grupo económico.....	34
Anexo 4. Conformación de Directorio y plana gerencial a setiembre del 2017	35
Anexo 5. Zona de concesión	36
Anexo 6. Entorno regulatorio.....	37
Anexo 7. Análisis de los principales riesgos.....	38
Anexo 8. Estimación del valor de mercado de deuda y del costo de la deuda (Kd)	40
Anexo 9. Estimación del costo de capital (Ke).....	42
Anexo 10. Costo promedio ponderado de capital (WACC).....	44
Anexo 11. Estimación del beta.....	45
Anexo 12. Proyección de ingresos de distribución para clientes regulados.....	47
Anexo 13. Proyección de ingresos por venta de energía a clientes libres.....	52
Anexo 14. Estimaciones de la tasa g.....	54
Anexo 15. Resultados de proyecciones de principales cuentas.....	55
Anexo 16. Supuestos de otras cuentas	57
Anexo 17. Recomendaciones de analistas.....	59
Anexo 18. Estados financieros de Luz de Sur S. A. A. y subsidiarias (histórico)	60
Anexo 19. Estados financieros de Luz de Sur S. A. A. y subsidiarias (proyecciones)	62
Anexo 20. Principales ratios financieros de las proyecciones	66

Introducción

Luz del Sur es una empresa privada que pertenece al Grupo Sempra Energy, tiene como principal actividad económica el servicio público de distribución de energía eléctrica en treinta de los más importantes distritos del sur de Lima Metropolitana y la provincia de Cañete. Adicionalmente, la empresa cuenta con líneas de negocio secundarias como las actividades mobiliarias e inmobiliarias y de generación de energía eléctrica, desarrolladas a través de empresas subsidiarias.

Las compañías de distribución operan bajo un régimen de monopolio en una zona de concesión determinada a plazo indefinido. En el país existen veintitrés compañías distribuidoras. Luz del Sur es la principal empresa distribuidora respecto a la facturación anual y sus clientes consumen alrededor de 29,8% del total de la energía entregada a nivel nacional; esto se explica porque brinda suministro de energía en la zona sur de Lima. Asimismo, la empresa es distinguida en cuanto a sus prácticas de buen gobierno corporativo y se le reconoce una posición activa frente a la responsabilidad social.

Al 30 de setiembre del 2017 la empresa obtuvo S/ 2.265,71 millones de ingresos totales y registró una disminución de 4% en comparación del mismo período del año anterior; sin embargo, la utilidad operativa se incrementó en 7,2% (alcanzó los S/ 538,93 millones) y registró un margen operativo de 24% que se mantuvo en rangos similares de años previos. El 95% de los ingresos por venta de energía provienen de clientes regulados, que tienen un permanente crecimiento, lo cual permite una importante estabilidad para la generación de ingresos. La empresa registró una utilidad de S/ 336,68 millones al cierre del tercer trimestre, mayor en 4,9% respecto al año anterior en el mismo período.

Las acciones de Luz del Sur se transan en la Bolsa de Valores de Lima (LUSURC1). Al cierre de setiembre del 2017 su valor de mercado fue S/ 12 por acción, observándose un crecimiento importante en los últimos años (S/ 8,60 al 31 de diciembre del 2012); asimismo, en los doce meses previos la cotización se ha ubicado entre S/ 11,15 y S/13,15.

El presente trabajo tiene como objetivo obtener el valor fundamental de la acción de Luz del Sur; para ello se han desarrollado supuestos y perspectivas de su operativa, con base en el análisis de la empresa y de la industria, así como a partir del análisis de su situación financiera.

Capítulo I. Análisis de la empresa

1. Constitución y actividad económica

La principal actividad económica de Luz del Sur es el servicio público de distribución y comercialización de energía eléctrica, fue constituida en enero de 1994, a raíz de la privatización de las operaciones de Electrolima S. A. (antigua empresa a cargo de la distribución de energía eléctrica en la ciudad de Lima). Asimismo, a través de empresas subsidiarias, que son propiedad de la empresa con un 99,99% de participación sobre su capital, desarrolla actividades de generación y producción de energía eléctrica mediante el aprovechamiento de la energía hídrica y venta de energía eléctrica y potencia, a partir de setiembre del 2015; también desarrolla actividades inmobiliarias desde mayo de 1996.

Accionariado

A través de Ontario Quinta S. R. L., Peruvian Opportunity Company S. A. C. y Energy Business International S. R. L., el Grupo Sempra Energy International controla indirectamente el 83,64%. Las otras fuentes de participación de capital están formadas por AFP e inversionistas diversos minoritarios.

Tabla 1. Participación en el accionariado

Grupo o compañía	Participación del Capital (en millones de soles)	Participación del Capital (porcentaje)
Ontario Quinta S.R.L.	202,52	61,16
Peruvian Opportunity Company S.A.C.	68,08	20,56
Energy Business International S.R.L.	6,39	1,93
Fondos (AFP)	25,79	7,79
Otros	28,34	8,56
Total	331,13	100,00

Fuente: Elaboración propia sobre la base del *Informe de Clasificadora Set-17* de Class & Asociados¹, 2018.

Directorio y plana gerencial

El Directorio está presidido por el Sr. Dennis Víctor Arriola, quien ocupa el cargo desde marzo del 2017 y actualmente es vicepresidente ejecutivo de Estrategia Corporativa y Asuntos Externos de Sempra Energy además de contar con una amplia trayectoria a nivel internacional en el sector

¹ Córdova, Pilar (2017), Informe con información financiera a Set-17, Class & Asociados de fecha 28 de diciembre 2017.

energético y del mercado de capitales. La Gerencia General se encuentra liderada por el Sr. Mile Cacic Enríquez, quien ejerce dicho cargo desde hace más de quince años.

2. Descripción del negocio

Luz del Sur desarrolla su principal actividad económica dentro de un mercado denominado monopolio natural² por suministrar energía eléctrica en el área asignada, según contrato de concesión por tiempo indefinido. La empresa tiene una zona de concesión de más de 3.500 km², que abarca treinta de los más importantes distritos del sur de Lima Metropolitana y la provincia de Cañete, según se detalla en el Anexo 5. Estos en conjunto incluyen más de cuatro millones de habitantes.

Dicha distribución de energía se realiza tanto a los usuarios regulados como libres. Estos últimos generan una competencia en el suministro de energía eléctrica al elegir a su proveedor según la Ley N° 28832 (Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica) y posteriormente el Decreto Supremo N° 022-2009-EM³. Asimismo, dependiendo del tipo de uso, nivel de tensión y consumo, los usuarios pueden ser clasificados como:

- Residenciales: hogares con nivel de baja tensión; y hasta 1.000 kWh de consumo mensual.
- Comerciales: negocios con nivel de baja o media tensión y hasta 30.000 kWh de consumo mensual.
- Industriales: grandes empresas con nivel de baja, media, o alta tensión y hasta 500.000 kWh de consumo mensual.

De acuerdo con el informe de clasificadora a setiembre del 2017 de Pacific Credit Rating (Informe PCR)⁴, el sistema eléctrico para la distribución cuenta con los siguientes medios en su infraestructura:

- Líneas de 313 km de transmisión aérea y 22.326 km de distribución subterráneas.
- Transformadores de potencia: 103 unidades con una potencia total de 4.257 MVA.
- Transformadores de distribución: 8.193 unidades con una potencia total de 1.504 MVA.

² Parkin: monopolio natural hace referencia al mercado que es abastecido de una manera más barata por una sola empresa (ejemplo: agua potable, electricidad), esto es debido a que la curva de costo medio de la empresa es decreciente para todos los niveles de producción significativos del mercado, y en dicho tramo el costo marginal es inferior al costo medio.

³ Según Decreto Supremo N° 022-2009-EM, los usuarios cuya máxima demanda anual sea igual o menor a 200 kW tienen la condición de usuario regulado, los usuarios cuya máxima demanda anual sea mayor de 200 kW hasta 2.500 kW tienen derecho a elegir entre la condición de usuario regulado o usuario libre, así como los usuarios cuya máxima demanda anual sea mayor a 2.500 kW tienen condición de usuario libre.

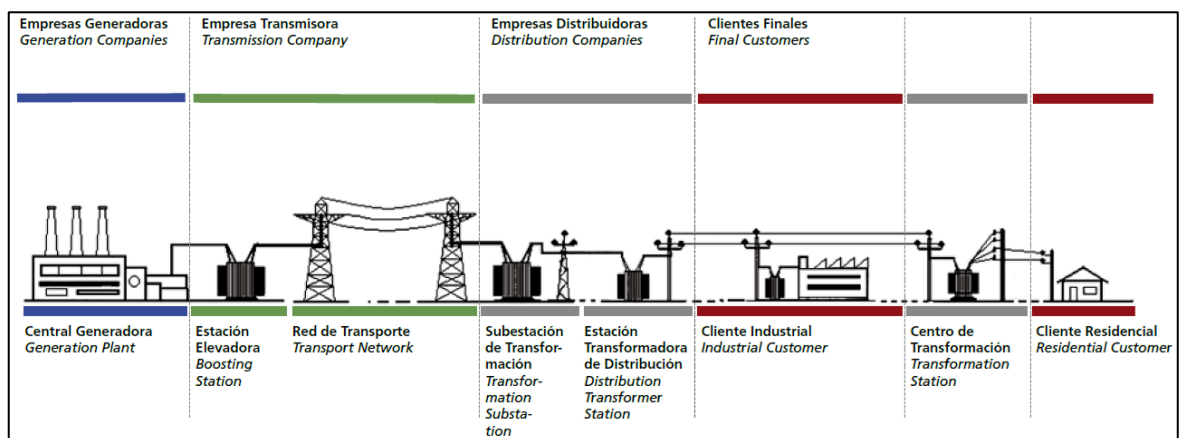
⁴ Según el *Informe con información financiera* (a setiembre del 2017) de Páucar y Peña.

2.1 Proceso productivo

De acuerdo con la Ley de Concesiones Eléctricas (Ley N° 25844), el sector eléctrico peruano está dividido en tres segmentos:

- **Generación:** encargada de producir y planificar la capacidad de abastecimiento de energía a través de diferentes fuentes de generación, entre las que destacan el agua (energía hidroeléctrica), el gas natural, el carbón y el petróleo (energía termoeléctrica).
- **Transmisión:** quienes transfieren la energía en niveles de muy alta, alta y media tensión desde las generadoras hacia los distribuidores. El sistema de transmisión está conformado por un conjunto de líneas que elevan o reducen la tensión para permitir las interconexiones.
- **Distribución:** que reciben la energía de las generadoras o transmisoras y las llevan hacia el usuario final. Las líneas de distribución operan a menor voltaje que la línea de transmisión, a través de redes de media y baja tensión.

Gráfico 1. Esquema de la infraestructura eléctrica



Fuente: Documento promotor del Subsector Eléctrico del Minem, 2012.

Proceso de distribución de energía

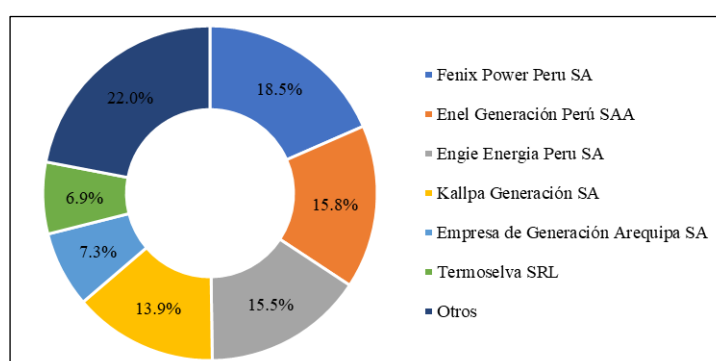
La distribución consiste en llevar la energía eléctrica hasta los puntos de consumo. Las empresas de transmisión transportan energía eléctrica a altos niveles de tensión y a largas distancias a la red de distribución directamente desde las centrales de generación, mientras que las empresas de distribución trasladan electricidad hacia los consumidores finales mediante redes eléctricas de media y baja tensión. Las líneas y redes primarias transportan energía eléctrica en media tensión hasta las redes de distribución secundaria y/o conexiones para usuarios mayores. Asimismo, las redes de distribución secundaria transportan energía eléctrica en baja tensión a los usuarios finales.

La comercialización eléctrica se divide en comercialización mayorista (entre generadores y distribuidores o clientes libres), donde los consumidores tienen la posibilidad de escoger a sus proveedores del servicio eléctrico y en comercialización minorista (con los usuarios regulados del servicio), que se encuentra integrada al segmento de distribución eléctrica.

2.2 Proveedores

Al cierre de setiembre del 2017, Luz del Sur mantiene 56 contratos de suministro de energía con dieciocho empresas generadoras que le garantizan una potencia total contratada de 1.819 MW. Los 56 contratos incluyen 42 contratos vigentes (en operación) con una potencia total contratada de 1.431 MW y catorce contratos suscritos con una potencia total contratada de 388 MW, con entrega de energía a partir del 1 de enero del 2018, con vencimientos al 31 de diciembre del 2031. Es importante mencionar que la empresa registró una reducción de 7,73% en el volumen de compras de energía respecto a setiembre del 2016 como consecuencia del vencimiento de contratos de suministro de energía de clientes libres.⁵

Gráfico 2. Principales proveedores de energía eléctrica (% por monto de compras)



Fuente: Elaboración propia sobre la base de los estados financieros a setiembre del 2017 de Luz del Sur, 2018.

2.3 Central Hidroeléctrica Santa Teresa - Collpani Grande

De acuerdo con la *Memoria Anual 2010* de Luz del Sur, ProInversión otorgó a la compañía la buena pro para el desarrollo de la C.H. Santa Teresa - Ccollpani Grande, ubicada en el río Urubamba, región Cuzco el 13 de julio del 2010. El objetivo es generar una potencia máxima de 100 MW y 722 GWh de energía anual. La central utiliza las aguas turbinadas que descarga la

⁵ Luz del Sur cumple con el Artículo 34°, inciso b) de la Ley de Concesiones Eléctricas, que obliga a las empresas distribuidoras a tener contratos vigentes con empresas generadoras que le garanticen su requerimiento total de potencia y energía por los siguientes veinticuatro meses como mínimo.

C.H. Machupicchu perteneciente a EGEMSA⁶, y cuenta con una potencia efectiva de 99,71 MW (capacidad en condiciones ideales) y potencia instalada de 91 MW (capacidad real). A partir de setiembre del 2015 inició operación comercial y al cierre del período, la producción ascendió a 244,76 GWh. Para el 2016, la producción se incrementó a 647.131 GWh.

2.4 Clientes

El volumen de venta de energía de Luz del Sur está determinado principalmente por clientes regulados (90,6%), seguido de los clientes libres (9,4%). Como consecuencia de un mayor consumo per cápita de las zonas en San Isidro, La Molina, Miraflores, San Luis, Lince, en donde además se ubican grandes centros comerciales, los clientes residenciales y comerciales representan un 82,8% del total, mientras que los clientes industriales ubicados en Lurigancho-Chosica, Lurín, Villa María del Triunfo, Ate-Vitarte, Villa El Salvador, tienen una participación en la venta de energía de 17,2%, según se explicó en el Informe PCR.

En los últimos años, Luz del Sur registró un crecimiento promedio en número de clientes totales de 3,56% anual⁷. Así, para setiembre del 2017, se ha registrado un crecimiento del 2,09% en comparación al mismo período del año anterior. Este mismo comportamiento de crecimiento, también se registró en los clientes no regulados (mercado libre), a setiembre del 2017 se registró 126 y en ese mismo período del año anterior se registró 80. En referencia a los tipos de clientes de distribución que tiene Luz del Sur, el tipo de cliente residencial es quien tiene una mayor participación de al menos 90%, seguido del tipo comercial que participa con el 5% sobre el total. Sin embargo, en cuanto a consumo de energía eléctrica, el cliente residencial solo ha consumido al menos un 38% en promedio de los últimos años, mientras que el comercial e industrial ha consumido el 17% y 21%, respectivamente.

Tabla 2. Distribución de clientes por tipo de consumo de energía (en unidades)

Tipo de cliente	2012	2013	2014	2015	2016	Set-17
Residencial	836.638	869.127	897.002	951.657	972.553	985.658
Comercial	53.604	53.144	53.615	55.888	56.629	56.604
Industrial	3.555	3.673	3.791	4.008	4.147	4.206
Otros	31.691	33.965	37.411	41.165	44.532	46.526
Total	925.488	959.909	991.819	1.052.718	1.077.861	1.092.994

Fuente: Elaboración propia sobre la base de la *Memoria Anual 2012-2016* de Luz del Sur y el *Informe de Clasificadora Set-17* de Class & Asociados, 2018.

⁶ Empresa de Generación Eléctrica Machupicchu S. A. opera la central hidroeléctrica de Machupicchu, de 90MW, en la provincia de Urubamba y la central térmica de Dolorespata, de 15,6 MW, en la ciudad del Cusco.

⁷ Se considera el período de diciembre del 2012 a setiembre del 2017.

Tabla 3. Participación de energía facturada por tipo de cliente (GWh)

Tipo de cliente	2012	2013	2014	2015	2016	Set-17
Residencial	38,8%	38,8%	38,3%	37,6%	39,2%	41,5%
Comercial	17,4%	17,3%	17,0%	16,9%	16,8%	15,9%
Industrial	22,0%	22,1%	22,4%	22,4%	19,4%	17,2%
Otros	21,8%	21,8%	22,3%	23,1%	24,6%	25,4%
Total	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

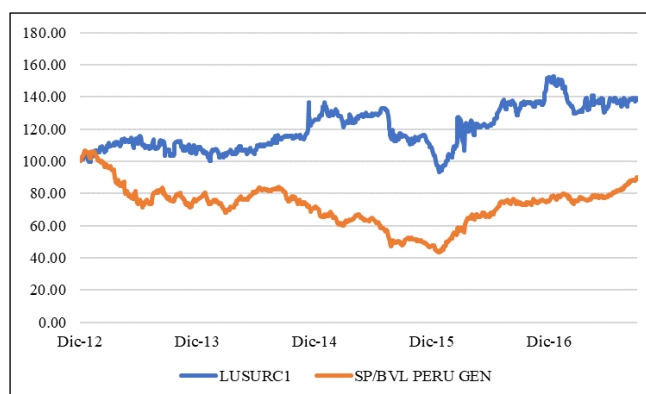
Fuente: Elaboración propia sobre la base de la *Memoria Anual 2012-2016* de Luz del Sur y el *Informe de Clasificadora Set-17* de Class & Asociados, 2018.

3. Precio de las acciones (LUSURC1)

El capital social emitido está representado por 486.951.371 acciones comunes, de S/ 0,68 de valor nominal cada una, autorizadas, emitidas y pagadas. Las acciones comunes están inscritas en la Bolsa de Valores de Lima. A setiembre del 2017 su valor de mercado fue de S/ 12 por acción. Las clasificadoras Pacific Credit Rating y Class & Asociados otorgan su máxima clasificación de riesgos a las acciones de Luz del Sur. Las acciones comunes de la empresa forman parte del Índice SP/BVL Perú General con un peso de 1,5% dentro de la cartera de dicho índice y dado su alto nivel de negociación se sitúa en la posición 15 (índice de liquidez: 6,799476)⁸.

La evolución del precio de las acciones de Luz del Sur no tiene mucha correlación con la evolución del índice general de la bolsa de valores (SP/BVL Perú General), en vista de una baja volatilidad ante variaciones del mercado; por ello se trata de una acción defensiva, alineada con el servicio brindado por la empresa.

Gráfico 3. Valor de Luz del Sur versus el índice de mercado (base diciembre del 2012)



Fuente: Elaboración propia sobre la base de los datos 2012-set 2017 de la Bolsa de Valores de Lima, 2018.

⁸ Bolsa de Valores de Lima (2017). “Metodología para el cálculo de índice de liquidez de los valores de renta variable listados en BVL”. En: *Bolsa de Valores de Lima*. Fecha de consulta: 22/12/2017. <<http://www.bvl.com.pe/estadist/IndLiq.html>>.

Respecto a sus ratios bursátiles, los resultados y dividendos por el número de acciones (EPS y DPS) muestran una tendencia creciente en los años más recientes, y se proyecta similar situación para el año 2017, ello se relaciona con los mayores valores de la acción y su ratio P/E a partir del año 2016. Es así como se observa un atractivo rendimiento obtenido por los accionistas a partir de los importantes dividendos obtenidos y la revalorización del precio.

Tabla 4. Ratios bursátiles

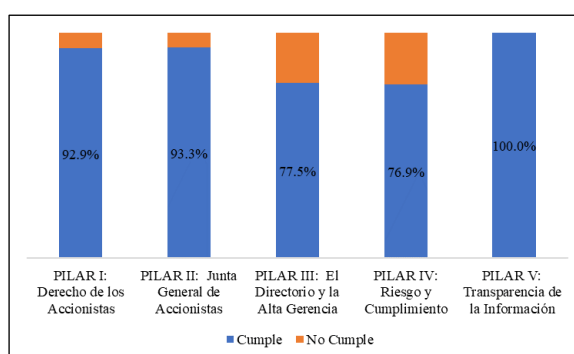
Ratios bursátiles	2012	2013	2014	2015	2016	Sep-17
EPS (S/)	0,640	0,659	0,837	0,890	0,821	0,691
DPS (S/)	0,480	0,527	0,533	0,545	0,600	0,450
Precio de Acción (S/)	8,60	9,35	10,83	9,15	13,09	12,00
Var. Precio de Acción (%)	31,5%	8,7%	15,8%	-15,5%	43,1%	-8,3%
P/E (veces)	13,44	14,18	12,93	10,28	15,94	14,06
Rentabilidad por Dividendo (%)	5,6%	5,6%	4,9%	6,0%	4,6%	3,7%

Fuente: Elaboración propia sobre la base de los estados financieros 2012-setiembre 2017 de Luz del Sur, 2018.

4. Gobierno corporativo

De acuerdo con el análisis del *Reporte de Cumplimiento del Código de Buen Gobierno Corporativo*⁹ de Luz del Sur, correspondiente al ejercicio 2016, la empresa cumple en promedio con 87% de los 31 principios de BGC, cuyo nivel de cumplimiento por los cinco pilares, se muestra en el siguiente gráfico:

Gráfico 4. Cumplimiento de pilares de buen gobierno corporativo



Fuente: Elaboración propia sobre la base del *Reporte Anual de Gobierno Corporativo 2016* y el *Reporte sobre Cumplimiento del Código de Buen Gobierno Corporativo para las Sociedades Peruanas de Luz del Sur S. A. A.* de la Superintendencia de Mercado de Valores, 2018.

Adicionalmente, la empresa pertenece al Grupo Sempra Energy, que fue incluido en el *ranking* anual 2017 «Los 100 mejores ciudadanos corporativos», de la revista *Corporate Responsibility*

⁹ Mediante Resolución SMV N° 012-2014-SMV/01, Superintendencia de Mercado de Valores (SMV) exige a los emisores de valores inscritos en el Registro Público del Mercado de Valores el *Reporte sobre el Cumplimiento del Código de Buen Gobierno Corporativo para las Sociedades Peruanas*.

Magazine - CR, que evalúa el buen manejo en: medio ambiente, cambio climático, derechos humanos, gobierno corporativo, rendimiento financiero y filantropía y apoyo a la comunidad.

5. Responsabilidad social

De la evaluación realizada en el *Informe PCR*, califican a Luz del Sur con un nivel de desempeño óptimo (categoría RSE2)¹⁰ respecto a sus prácticas de responsabilidad social empresarial. Para su análisis consideraron que la empresa cuenta con una política de seguridad, salud y medio ambiente y mantiene la certificación de la Norma ISO 14000. Además, toman en cuenta que la empresa desarrolla diversos programas orientados a promover el manejo de residuos, monitoreo de calidad ambiental y biológica, así como el desarrollo de un programa de destrucción química de aceites contaminados.

Con relación al aspecto social, resaltan la implementación del *Código de Ética Corporativo*, que incluye guías, políticas, estructura de gobierno y canales de reporte. Asimismo, indican que Luz del Sur desarrolla diferentes programas de apoyo social orientados básicamente a la alimentación y educación. Finalmente, señalan el Plan de Relaciones Comunitarias de C.H. Santa Teresa, el cual está conformado por diferentes programas como el de monitoreo y vigilancia, adquisición de productos locales, contratación de mano de obra local, apoyo al desarrollo comunal y de comunicación y consulta.

¹⁰ Donde RSE1 es la categoría máxima y RSE6 es la mínima.

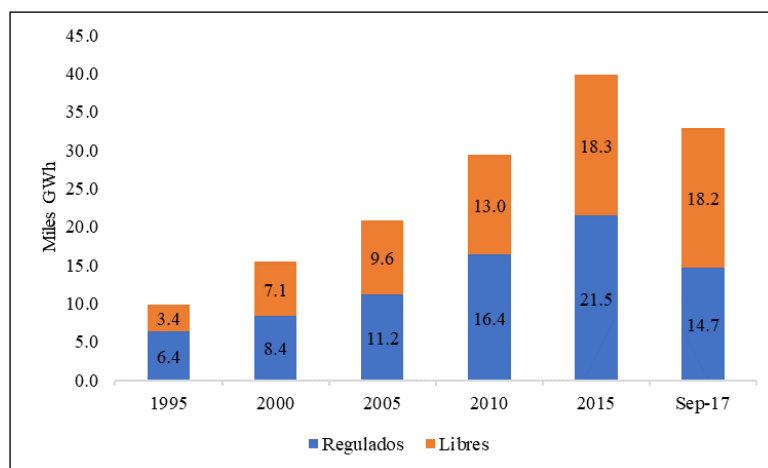
Capítulo II. Análisis de la industria

1. Macroambiente nacional

El sector eléctrico es un factor clave para el desarrollo económico en los diversos sectores productivos y sociales de un país. En el Perú tuvo su origen a finales del siglo XIX con la instalación en Huaraz de la primera central hidroeléctrica y el alumbrado público en el mercado de Lima. Desde esa fecha, este sector se ha ido modificando a lo largo de los años y con el Decreto Ley N° 25844 (Ley de Concesiones Eléctricas) se creó Osinergmin, como organismo regulador e independiente para vigilar los monopolios naturales y fallas en el mercado.

El consumo del mercado eléctrico¹¹ se ha incrementado significativamente, al pasar de 9.849 GWh en 1995 a 32.943 GWh a setiembre del 2017. Asimismo, el consumo de los usuarios libres representó el 55% (18.250 GWh) del consumo total del mercado eléctrico, mientras que los usuarios regulados representaron el 45% (14.693 GWh). Esta participación en 1995 era de 35% (3.419 GWh) y 65% (6.430 GWh) para los usuarios libres y regulados, respectivamente.

Gráfico 5. Evolución del consumo del mercado eléctrico según tipo de cliente



Fuente: Elaboración propia sobre la base de *La industria de la electricidad en el Perú* (Osinergmin 2016), 2018.

Como se ha mencionado anteriormente, el sector eléctrico se divide en tres actividades: generación, transmisión y distribución, lo cual permite proveer energía eléctrica a los usuarios finales. En relación con la actividad de generación (fuente de energía secundaria), se concentra

¹¹ Conformado por: i) el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), que es el conjunto de líneas de transmisión y subestaciones eléctricas conectadas entre sí, así como sus respectivos centros de despacho de carga, el cual permite la transferencia de energía eléctrica entre los diversos sistemas de generación eléctrica del Perú y ii) los Sistemas Aislados (SSAA), que corresponden a los sistemas eléctricos no enlazados al SEIN.

en la producción a través del consumo de fuentes de energía primaria como el carbón, el petróleo, la energía nuclear, el gas y el potencial gravitatorio del agua. La actividad de transmisión traslada la energía producida en las centrales de generación hasta las subestaciones mediante líneas de transmisión para luego mediante la actividad de distribución se entregue al usuario final.

Es importante mencionar que el Estado viene promoviendo la utilización de recursos renovables (RER) para la generación de energía eléctrica, dado que tiene un menor impacto ambiental y a su vez permite la diversificación de las fuentes de producción.

1.1 Demanda

La electricidad se utiliza como uno de los principales insumos en los procesos productivos de las actividades económicas del país, así como para el desarrollo urbano. En ese sentido, el desempeño del sector eléctrico presenta una alta correlación directa con el crecimiento y dinamismo de la economía; sin embargo, en períodos de bajo crecimiento económico, la demanda de energía se sustenta por el mayor consumo originado por el crecimiento de la población.

La zona de concesión de Luz del Sur abarca los treinta los distritos más importantes de Lima Metropolitana. De acuerdo con la estadística poblacional realizada por CPI en el 2017, Luz del Sur tiene presencia en cinco de los diez distritos más poblados de Lima Metropolitana (Ate-Vitarte, Villa El Salvador, Villa María del Triunfo, San Juan de Miraflores y Santiago de Surco). Estos distritos cuentan con población concentrada mayoritariamente en nivel socioeconómico C, que se caracterizan por su rol emprendedor, lo cual le garantiza un mayor consumo de energía a mediano plazo. Adicionalmente, la empresa está presente en la mayoría de distritos con altos niveles socioeconómicos (San Isidro, Miraflores, San Borja, La Molina y Santiago de Surco); estos distritos cuentan con un gasto promedio (alquiler de vivienda, combustible, electricidad y conservación de vivienda) de aproximadamente S/ 998¹², lo cual le garantiza un mayor ingreso por consumo de GWh.

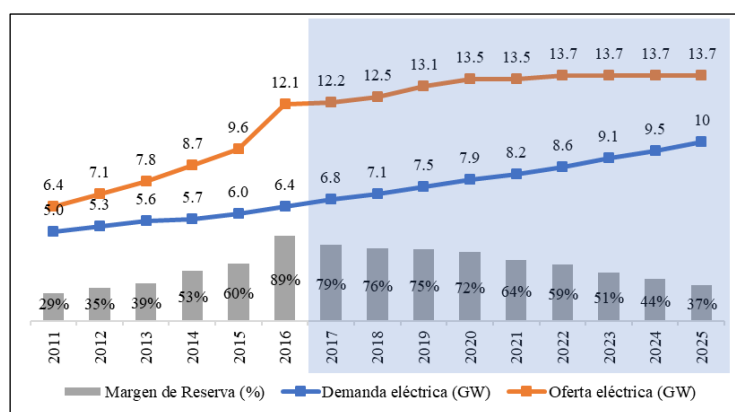
1.2 Oferta

Actualmente, en el Perú existe una sobreoferta de potencia de energía lo que ha llevado a generar una guerra de precios entre las generadoras y las distribuidoras de energía a fin de captar a los clientes llamados libres. A continuación, se muestra una proyección sobre lo referido realizada

¹² Asociación Peruana de Empresas de Investigación de Mercados – Apeim (2017).

por la empresa Engie, donde se observa que el margen de reserva de potencia efectiva de generación (exceso de oferta sobre la demanda) se ha incrementado en los últimos años debido básicamente a la paralización o demora en ejecución de grandes proyectos de inversión. Así, en la medida que se reactive la economía nacional se estimó un crecimiento de la demanda de 5%, con lo cual este margen hacia el 2025 se reduciría progresivamente pero aún se mantendría por encima del nivel de 35%.

Gráfico 6. Proyección de demanda y oferta (2017-2025)



Fuente: Elaboración propia sobre la base de *Perú Energía* (Engie 2017), 2018.

1.3 Tarifas

El proceso de formación de tarifas es diferente, según se trate de clientes mayoristas o minoristas. La primera, se refiere a la comercialización que existe entre generadores, distribuidores y clientes libres; mientras que la segunda, a la comercialización con los usuarios regulados. Dependiendo del tipo de mercado, los mecanismos de asignación de precios pueden basarse en contratos bilaterales, licitaciones y tarifas reguladas.

1.3.1 Esquema tarifario a clientes mayoristas

Una característica principal del sistema centralizado de suministro de energía eléctrica es que las transacciones físicas de energía no corresponden exactamente con las transacciones financieras; por tanto, puede haber diferencias entre los contratos (por tanto, los precios pactados) y la cantidad de energía suministrada, que se remuneran según la diferencia provenga de un generador o una distribuidora. Según el tipo de contrato, los precios pueden ser de dos tipos: precios libres, si los contratos son bilaterales, o precios firmes, si los compromisos se han llevado a cabo a través de una subasta. Los precios libres pueden ser cobrados tanto por distribuidoras como por generadoras, en tanto los precios firmes solo son cobrados por las generadoras y únicamente a las

distribuidoras. Adicionalmente, si el generador no produce toda la energía contratada (o produce de más), deberá comprar (vender) la energía faltante (sobrante) al precio *spot*, que corresponde al costo del último generador que abasteció de energía según las instrucciones del COES. Si la distribuidora suministra mayor energía de la estimada, pagará por el adicional los precios en barra, regulados por Osinergmin y calculados con base en los precios básicos de energía y potencia y los peajes de transmisión.

1.3.2 Esquema tarifario a clientes minoristas

De acuerdo con Osinergmin, los usuarios regulados son aquellos que tienen una máxima demanda anual de hasta 200 KW y aquellos medianos consumidores que eligen ser regulados con un consumo anual máximo entre 200 y 2.500 KW. Hay que notar que aquellos usuarios que registran un consumo superior de los 2.500 KW al año, son llamados consumidores libres y, por lo tanto, pueden negociar las condiciones del suministro eléctrico: precios de electricidad en hora punta y fuera de ella, cantidades a suministrar, potencia requerida, etc., con las empresas de generación o de distribución. De acuerdo con la Ley de Concesiones Eléctricas, las tarifas máximas que pagan los usuarios regulados de electricidad están conformadas por tres componentes: los precios a nivel generación, los peajes unitarios de los sistemas de transmisión correspondientes y el valor agregado de distribución.

1.3.3 Precios a nivel distribución

Las tarifas de la actividad de distribución reciben el nombre de valor agregado de distribución (VAD) y es el resultado de agregar los costos asociados al usuario, las pérdidas estándar de energía o potencia y los costos estándares de inversión, operación y mantenimiento, los cuales se calculan por separado dependiendo de las inversiones en líneas de media tensión y baja tensión, de los que resultan los VAD en media tensión (VADMT) y los VAD en baja tensión (VADBT).

El VAD se calcula como un costo total anual, el cual equivale a la anualidad del valor nuevo de reemplazo (aVNR) de la empresa eficiente o adaptada más los costos de explotación (CE), los cuales incluyen los costos estándares de operación y mantenimiento, los costos de administración y los costos de comercialización. Del VAD anual se procede a calcular el VAD unitario, el cual considera la proyección de la máxima demanda del sistema eléctrico para los próximos cinco años (DM) y se valida en función a la tasa interna de retorno (TIR) por grupos de distribuidoras, las cuales deberían encontrarse entre 8% y 16%.

Así, de acuerdo con el Artículo 66° de la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE), el VAD se calculará para cada empresa de distribución eléctrica considerando determinados sectores de distribución¹³ típicos establecidos por el Ministerio de Energía y Minas, a propuesta del Osinergmin. Los mismos que son calculados por empresas consultoras y precalificadas por Osinergmin.

Asimismo, de acuerdo con la Ley de Concesiones de Electricidad, las tarifas deben conservar su valor real, por lo cual se deben establecer las fórmulas de actualización de estas para los períodos comprendidos entre fijaciones. Las fórmulas consideran la incidencia del IPM, tipo de cambio, precio del cobre y precio del aluminio en los costos de la prestación del servicio de distribución eléctrica.

2. Fuerzas competitivas de Porter

Se realiza el análisis del sector enfocado principalmente a distribuidoras eléctricas, a través de las Cinco Fuerzas de Porter, que se resume en lo siguiente:

- **Amenaza de nuevos entrantes [BAJO]:** existiría una amenaza baja de nuevos entrantes considerando la exclusividad en el área de concesión para las distribuidoras de energía, cuyos mayores ingresos provienen de los clientes regulados. Sin embargo, en el sector de generación eléctrica no se identifican barreras de entrada significativas; por el contrario, es política del gobierno incentivar el desarrollo de nuevas generadoras RER (menores costos).
- **Poder de negociación de los proveedores [BAJO]:** los proveedores de insumos (energía eléctrica) y servicios (construcción, operación, mantenimiento) presentarían un bajo poder de negociación por el amplio mercado de generadoras eléctricas, aunque para ello se suscriben contratos de largo plazo para cubrir la demanda. Por el contrario, para el sector de generación eléctrica el poder de negociación de los proveedores es alto si consideramos que insumos como el gas está concentrado en empresas como Pluspetrol y TGP.
- **Poder de los compradores [MEDIO]:** respecto a los compradores de las distribuidoras de energía, el poder es bajo para los clientes regulados toda vez que la tarifa se establece de acuerdo con la normativa, asimismo por la zona de concesión exclusiva. Sin embargo, se debe

¹³Son instalaciones de distribución eléctrica con características técnicas similares en la disposición geográfica de la carga, características técnicas, así como en los costos de inversión, operación y mantenimiento

considerar la opcionalidad que permite la regulación para clientes con una demanda máxima anual entre 200 kw y 2.500 kw, que tienen derecho a escoger entre la condición de usuario regulado o libre, en busca del mejor precio. Por otro lado, el poder es alto para los clientes libres cuyo precio de distribución es fijado mediante negociación directa con cada uno, donde también participan las generadoras de energía. Asimismo, en dicho mercado se presenta un poder alto de parte de los compradores, dado que el producto de energía eléctrica no tiene diferenciación y no se incurren en costos adicionales al cambiar de proveedor.

- **Amenaza de productos o servicios sustitutos [BAJO]:** actualmente no se tiene un servicio sustituto para la energía eléctrica; sin embargo, es importante mencionar la evolución de la tecnología para energía solar, así como a los proyectos de sistemas de paneles solares que se vienen desarrollando en zonas no conectadas al sistema eléctrico nacional. En cuanto a la generación de energía, un sustituto que va cobrando relevancia son los recursos energéticos renovables (RER), que resultan más eficientes y cuentan con el apoyo del gobierno.
- **Rivalidad entre los competidores existentes [BAJO]:** los competidores existentes presentan una baja rivalidad considerando la exclusividad en el área de concesión para las distribuidoras de energía y la diversificación de sus proveedores, se hace referencia a las empresas generadoras donde la rivalidad existente es alta y se considera especialmente la actual sobreoferta de energía eléctrica.

3. Análisis FODA y estrategia

La empresa cuenta con el respaldo importante del grupo empresarial al que pertenece (Sempra Energy), lo cual implica no solo apoyo patrimonial, sino también el conocimiento actualizado en el negocio de la distribución eléctrica.

El monopolio natural que posee Luz del Sur como distribuidora del servicio público de electricidad en su zona de concesión constituye una barrera de entrada al ingreso de competidores en el segmento de clientes regulados. La alta concentración en su zona de concesión y el consumo de energía eléctrica (principalmente en baja tensión) contribuye a generar mayores márgenes de ganancia. Además, para atender esta demanda, la empresa mantiene una sólida relación comercial con sus distintos proveedores de energía.

Respecto a su situación financiera, la empresa mantiene políticas de endeudamiento adecuado con ratios que históricamente no han superado 2,25x (deuda financiera/EBITDA anual), lo cual sustenta su buena capacidad de pago para atender las obligaciones financieras, que a su vez explica su bajo costo financiero. Asimismo, resaltan sus ratios de rentabilidad que en promedio los últimos años alcanza un ROE de 20,25% y ROA de 9,35%. Adicionalmente, Luz del Sur mantiene un atractivo reparto de dividendos para retribuir a sus accionistas.

Tabla 5. Análisis FODA

Fortalezas	Amenazas
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Zona de concesión estratégica (mayor riqueza y atractivo para negocios) ▪ Respaldo del grupo empresarial al que pertenece ▪ Amplia experiencia en el desarrollo de la actividad de distribución ▪ Ingresos y márgenes futuros predecibles por estabilidad de la demanda <ul style="list-style-type: none"> ▪ Niveles de endeudamiento razonables y fuerte solvencia ▪ Cartera diversificada de proveedores de energía <ul style="list-style-type: none"> ▪ Barreras altas de ingreso a los competidores 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Cambios en la normativa que afecten las tarifas eléctricas de distribución. ▪ Mayores exigencias municipales para apertura de comercios. ▪ Avance tecnológico y cultura que implica reducción de consumo eléctrico. <ul style="list-style-type: none"> ▪ Sobreoferta de energía aumenta competencia en mercado libre (precios bajos). ▪ Contexto internacional (EE. UU. o China) adverso para la economía nacional y el sector eléctrico. ▪ Impulso de proyectos RER, al tener ventaja respecto a otras generadoras.
Debilidades	Oportunidades
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Limitación de clientes regulados solo en zona de concesión. ▪ Clientes actuales con opción de ser cliente regulado o libre en busca de menor tarifa. <ul style="list-style-type: none"> ▪ Altas inversiones en infraestructura para mantener eficiencia operativa. ▪ Prohibición de integración vertical, genera dependencia de generadoras. <ul style="list-style-type: none"> ▪ Contratos de compra de energía de largo plazo requieren una demanda mínima (clientes libres). 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Incremento proyectos mineros, construcción, grandes industrias, entre otros. ▪ Crecimiento de sector eléctrico por encima de la economía nacional. ▪ Centralización que aumenta población en Lima Metropolitana. ▪ Incentivos para construcción de nuevas viviendas o grandes proyectos inmobiliarios.

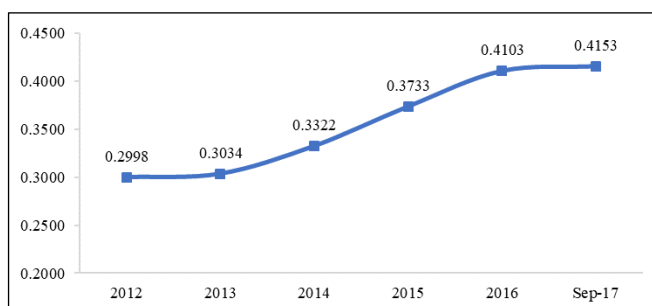
Fuente: Elaboración propia, 2018.

Capítulo III. Análisis financiero

1. Evolución del precio

Al tercer trimestre de 2017, la tarifa aumentó en promedio 3,2% respecto al cierre del 2016 para los clientes regulados. Por otro lado, desde el 2015 el mercado de clientes libres mantiene un alto dinamismo debido a la disminución en los precios de generación, causado por un exceso de oferta y un crecimiento menor de la demanda proyectada. Es así como se observó un aumento de 1,2% en el precio promedio para los usuarios finales, continuando la tendencia creciente, donde el promedio de crecimiento de los últimos años (2012 al 2016) ha sido 7,9%.

Gráfico 7. Precio promedio por venta de energía (soles por kWh)

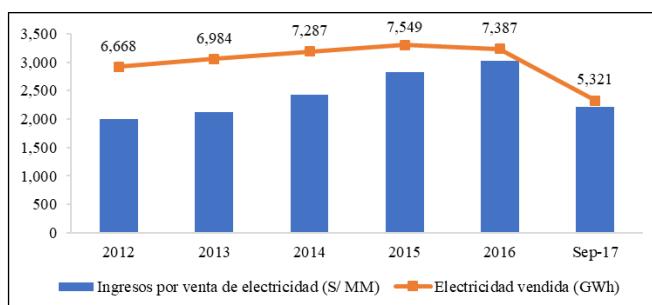


Fuente: Elaboración propia sobre la base de la *Memoria Anual 2012-2016* de Luz del Sur y el *Informe de Clasificadora Set-17* de PCR, 2018.

2. Evolución del volumen

A setiembre del 2017, el volumen físico de energía vendida ascendió a 5.321 GWh, que se concentran en clientes regulados con 90.6%, con lo que se ha logrado una facturación de S/ 2.210 millones (solo 5,4% provienen de clientes libres), equivalente a 73% respecto al 2016. Asimismo, el número de clientes se incrementó en 1,4% alcanzando un total de 1.092.994.

Gráfico 8. Volumen de ventas

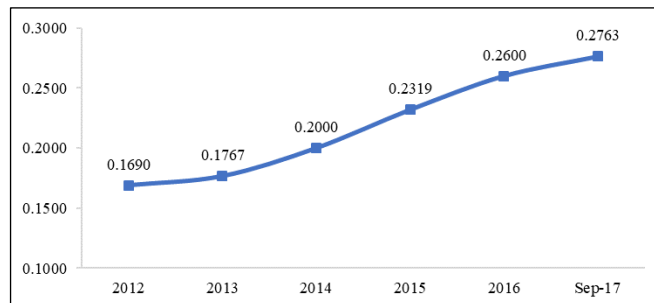


Fuente: Elaboración propia sobre la base de la *Memoria Anual 2012-2016* de Luz del Sur y el *Informe de Clasificadora Set-17* de PCR, 2018.

3. Evolución de costos

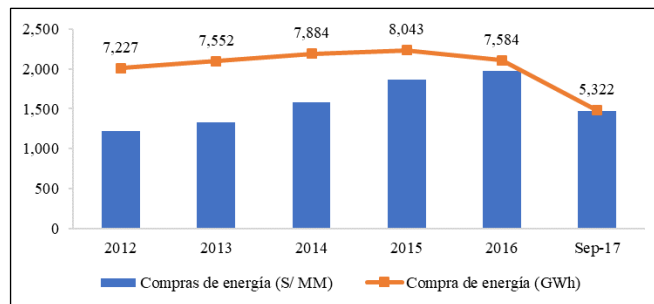
La compra de electricidad a setiembre de 2017 fue de S/ 1.470 millones, valor que representa 74,6% respecto del año anterior, explicado por el mayor costo promedio de la electricidad comprada en 6,3%, originado principalmente por el incremento en el pago por el cargo del peaje del sistema principal de transmisión, que incluye los costos asociados a peajes y transferencias en el mercado SPOT por el mercado libre abastecido por C.H. Santa Teresa. Es importante indicar que el costo de la electricidad comprada es trasladado a los clientes a través de las tarifas cobradas, por lo que tales cambios normalmente no afectan los márgenes operativos.

Gráfico 9. Costo promedio de electricidad comprada (soles por kWh)



Fuente: Elaboración propia sobre la base de la *Memoria Anual 2012-2016* de Luz del Sur y el *Informe de Clasificadora Set-17* de PCR, 2018.

Gráfico 10. Compras



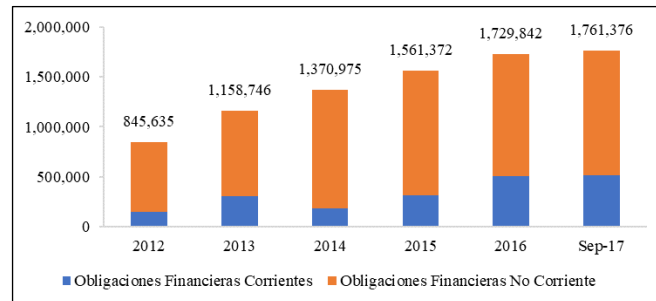
Fuente: Elaboración propia sobre la base de la *Memoria Anual 2012-2016* de Luz del Sur y el *Informe de Clasificadora Set-17* de PCR, 2018.

4. Financiamiento

Las deudas financieras aumentaron de S/ 1.730 millones al cierre del 2016 a S/ 1.761 millones a setiembre del 2017, lo cual representa un aumento de 1,8%. El saldo correspondiente a las obligaciones financieras de largo plazo al tercer trimestre de 2017 fue de S/ 1.245 millones, monto mayor en 1,6% a los S/ 1.226 millones registrados al cierre del ejercicio 2016. El saldo del total de la deuda está compuesto principalmente por las obligaciones financieras con el sector bancario

(27%) y por los bonos corporativos (73%) emitidos bajo el marco del segundo y tercer Programa de Bonos Corporativos e Instrumentos de Corto Plazo.

Gráfico 11. Obligaciones financieras (en miles de soles)

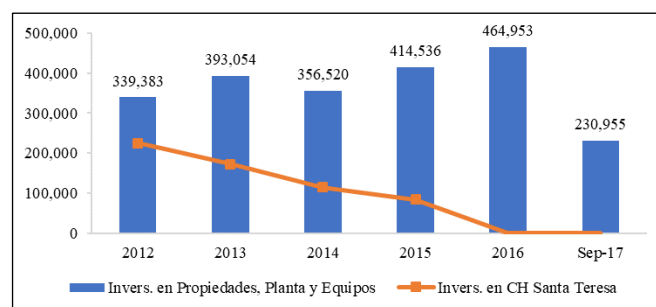


Fuente: Elaboración propia sobre la base de los estados financieros 2012-setiembre 2017 de Luz del Sur, 2018.

5. CAPEX

Al tercer trimestre del 2017 el valor neto del activo fijo fue de S/ 4.631 millones, en el presente año las inversiones ascendieron a S/ 231 millones, los cuales se destinaron a la ampliación de la capacidad y mejoras de la red de energía eléctrica con el fin atender la expansión de la infraestructura de distribución y transmisión, así como para el mejoramiento y repotenciación del sistema eléctrico mediante la compra de maquinaria y equipo de acuerdo con el plan integral de la empresa con el objeto de mantener un nivel operativo acorde con las últimas tecnologías y elevar la productividad y eficiencia en el uso de sus activos. Asimismo, entre el 2012 y 2015 se registró la inversión en el proyecto de la C.H. Santa Teresa por un total de S/ 596 millones.

Gráfico 12. Total de inversiones (en miles de soles)



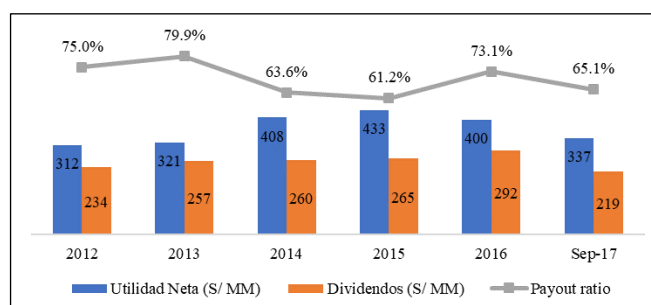
Fuente: Elaboración propia sobre la base de los estados financieros 2012-setiembre 2017 de Luz del Sur, 2018.

6. Política de dividendos

Desde hace más de cinco años la empresa mantiene una política de dividendos que contempla el pago de hasta el 100% de utilidades acumuladas de libre disposición; no obstante, toma en cuenta

los requerimientos de inversión de la empresa, así como las condiciones y disponibilidad de recursos financieros. Es así como se observa en los últimos años un *payout ratio* ubicado entre 61,2% y 79,9%. Con los resultados al tercer trimestre del 2017 y las utilidades acumuladas, a la fecha la empresa ha acordado distribuir dividendos por S/ 219 millones.

Gráfico 13: Utilidad neta, reparto de dividendos y *payout ratio*



Fuente: Elaboración propia sobre la base de los estados financieros 2012-setiembre 2017 de Luz del Sur, 2018.

7. Análisis de ratios

7.1 Ratios de liquidez

La liquidez corriente se mantiene por debajo de la unidad, debido al mayor nivel de cuentas por pagar comerciales y obligaciones financieras corrientes respecto de las cuentas por cobrar comerciales. El déficit en capital de trabajo de los últimos años se explica por el financiamiento de corto plazo que viene destinándose a las inversiones en infraestructura (activo no corriente).

Tabla 6. Ratios de liquidez

Liquidez	2012	2013	2014	2015	2016	Sep-17
Liquidez Corriente (veces)	0,81	0,66	0,81	0,75	0,59	0,58
Prueba Ácida (veces)	0,76	0,61	0,74	0,66	0,54	0,50
Capital de Trabajo (Miles S/)	-87.238	-211.213	-109.499	-196.274	-407.247	-403.534

Fuente: Elaboración propia sobre la base de los estados financieros 2012-setiembre 2017 de Luz del Sur, 2018.

7.2 Ratios de eficiencia

Se observa un período de cobro mayor respecto al período de pago, situación en que la empresa primero paga a sus proveedores y luego realiza las cobranzas. En promedio de los últimos años, los gastos totales (administrativos, ventas, financieros y otros) representan 7,5% respecto de las ventas, registrando un incremento importante en el 2016, debido principalmente a los mayores gastos financieros (+61% respecto al año anterior).

Tabla 7. Ratios de eficiencia

Eficiencia	2012	2013	2014	2015	2016	Sep-17
Gastos Totales/Ventas (%)	-7,9%	-7,1%	-6,8%	-6,8%	-8,6%	-8,0%
Gastos Financieros/Ventas (%)	-1,8%	-1,6%	-1,7%	-2,0%	-2,9%	-3,2%
Periodo promedio de cobro (días)	50	53	51	50	51	51
Periodo promedio de pago (días)	41	41	39	41	46	44
Periodo promedio de inventario (días)	4	5	5	5	6	12

Fuente: Elaboración propia sobre la base de los estados financieros 2012-setiembre 2017 de Luz del Sur, 2018.

7.3 Ratios de endeudamiento y solvencia

La empresa mantiene adecuados y estables niveles de endeudamiento, se observa que el ratio pasivos totales respecto del patrimonio se ubica por debajo de 1,2x y respecto del ebitda se ubica por debajo de 4x. Asimismo, en promedio solo el 54% del total de activos ha sido financiado por terceros (pasivos totales). En el 2016 el nivel de cobertura ha disminuido significativamente debido básicamente al mayor gasto financiero.

Tabla 8. Ratios de endeudamiento y solvencia

Endeudamiento y Solvencia	2012	2013	2014	2015	2016	Sep-17
Pasivos Totales/Patrimonio (veces)	1,07	1,17	1,20	1,26	1,17	1,12
Deuda Financiera/Patrimonio (veces)	0,61	0,73	0,79	0,82	0,72	0,70
Pasivos Totales/EBITDA (años)	2,66	3,28	3,26	3,23	3,65	3,49
Deuda Financiera/EBITDA (años)	1,50	2,03	2,14	2,09	2,24	2,18
Pasivos Totales/Activos Totales (%)	51,8%	53,9%	54,5%	55,8%	53,9%	52,8%
EBITDA/Gastos Financieros (veces)	15,36	16,29	15,14	12,49	8,61	8,58

Fuente: Elaboración propia sobre la base de los estados financieros 2012-setiembre 2017 de Luz del Sur, 2018.

7.4 Ratios de rentabilidad

En general los márgenes de rentabilidad se han mantenido en altos niveles en los últimos años. La disminución de los ratios ROE y ROA a partir del 2016 se explica por la revaluación de activos fijos que incrementó el patrimonio neto y el total de activos. En términos generales, la empresa presenta márgenes estables principalmente por encontrarse garantizados por la regulación del sector, y así también por sus inversiones para mantener la eficiencia operativa.

Tabla 9. Ratios de rentabilidad

Rentabilidad	2012	2013	2014	2015	2016	Sep-17
Margen Bruto (%)	28,4%	26,4%	25,7%	25,2%	25,7%	27,6%
Margen Operativo (%)	23,2%	22,0%	21,6%	22,1%	21,3%	23,8%
Margen EBITDA (%)	27,1%	25,9%	25,1%	25,4%	24,6%	26,5%
Margen Neto (%)	15,0%	14,6%	16,0%	14,7%	12,7%	14,9%
ROE (%)	22,3%	20,1%	23,4%	22,7%	16,6%	16,5%
ROA (%)	10,8%	9,3%	10,6%	10,0%	7,7%	7,8%

Fuente: Elaboración propia sobre la base de los estados financieros 2012-setiembre 2017 de Luz del Sur, 2018.

Capítulo IV. Valorización

1. Supuestos de la valorización

La valorización se realiza al cierre del mes de setiembre del 2017, se cuenta con información financiera auditada de Luz del Sur S. A. A. y subsidiarias (Información Consolidada) del 2012 al 2016, así como con información financiera consolidada a setiembre del 2017. Esta información ha sido reportada en moneda nacional (soles).

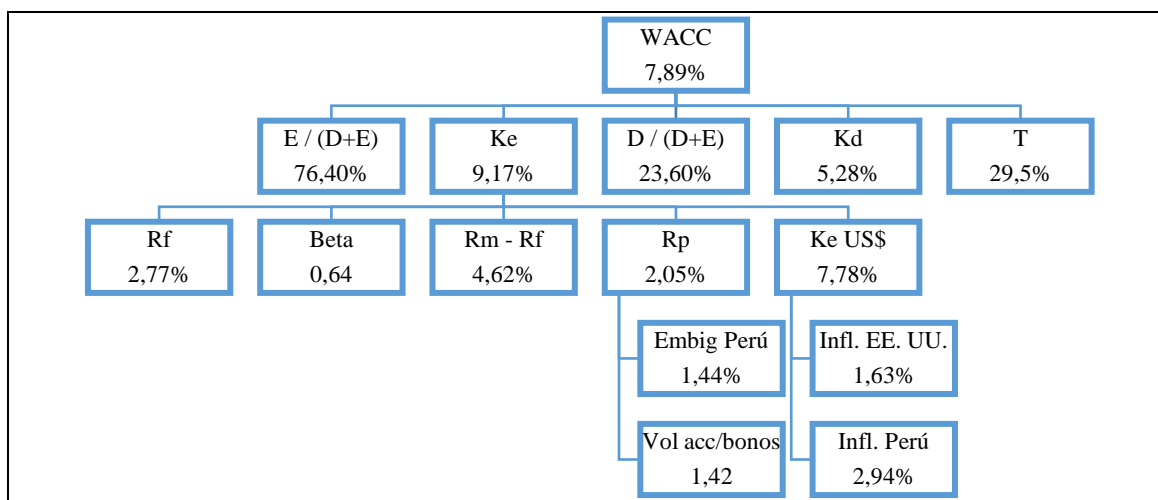
Se ha aplicado el método de flujo de caja descontado (FCD), para ello se consideró realizar la proyección del flujo de caja libre para la firma (FCLF) para un período de diez años (2017-2026), toda vez que recoge en promedio un ciclo económico completo y, posteriormente, para los flujos a perpetuidad de la empresa, se estimó un crecimiento constante (tasa g) en el período de madurez a partir del 2027. Dichos flujos fueron descontados utilizando el costo promedio ponderado de capital (WACC) para el período de proyección, en tanto que para el período de madurez se utilizó un WACC de largo plazo.

Adicionalmente, para el análisis del resultado obtenido mediante el método de FCD, se realizó la estimación del valor de la empresa mediante el método de múltiplos de empresas comparables; asimismo, se revisaron las recomendaciones de los analistas respecto al precio de la acción de Luz del Sur. Finalmente, se incluye un análisis de sensibilidad que considera variaciones en el WACC y la tasa g .

2. Costo promedio ponderado de capital (WACC)

Para el periodo de proyección se obtuvo como WACC una tasa en soles equivalente a 7,89%, a partir de la estimación del costo de la deuda (K_d) y del costo de capital (K_e), y se tomó en cuenta la estructura deuda/capital de la empresa al cierre de setiembre del 2017, cuyo cálculo de manera resumida se muestra en el Gráfico 14. Asimismo, para el periodo de madurez se estimó una tasa WACC de largo plazo de 9.17%. El detalle de los supuestos de los componentes empleados para el cálculo del WACC se presenta en los anexos 8, 9 y 10.

Gráfico 14. Componentes del costo promedio ponderado de capital (WACC)



Fuente: Elaboración propia, 2018.

3. Principales cuentas

A continuación se describe un resumen de los supuestos para las principales cuentas de la información financiera a considerar en la valorización, cuyos resultados proyectados se presentan en el Anexo 15. Adicionalmente, en el Anexo 16 se detallan los supuestos de otras cuentas.

Tabla 10. Supuestos de principales cuentas

Cuenta	Fundamento	Supuestos
Ingresos por distribución de energía para clientes regulados	Corresponde a la principal fuente de ingresos de la empresa, en promedio representa el 94,5% respecto del total de ingresos por venta de energía. En los últimos 5 años ha mostrado un crecimiento importante (10,8% anual), explicado por el mayor número de clientes dentro de su zona de concesión (Distritos del sur de Lima, Cañete y Lunahuaná), al estable crecimiento del consumo de energía, y así como a la actualización de la tarifa de distribución de acuerdo con la regulación que le garantiza márgenes de rentabilidad.	Utilizando la información comercial reportada por Osinermin desde el año 2012 a marzo de 2017, se observó que en promedio el 79% de los ingresos por distribución para clientes regulados se explican por clientes residenciales de baja tensión y comerciales de baja y media tensión de la zona sur de Lima. Para proyectar estos ingresos se ha considerado: i) consumo de energía (kWh) en base a la evolución del PBI nacional, y ii) tarifa promedio por energía (S/ por kWh) en base a los indicadores macroeconómicos de actualización del VAD. El detalle de los supuestos para estas variables se muestra en el anexo 12. Para los ingresos correspondientes a los otros clientes regulados se estableció mantener la proporción promedio respecto al total de ingresos por distribución para clientes regulados observada que equivale a 21%.
Ingresos por venta de energía para clientes libres	Representan el 5,5% del total de ingresos por venta de energía, los cuales son atendidos mediante el negocio de distribución, y a partir del 2015 también a través del segmento de generación con la C.H. Santa Teresa que cuenta con una capacidad máxima anual de 722 GWh (en condiciones ideales), que en el 2016 atendió el 58% del volumen de ventas de	En el mercado de clientes libres, la participación promedio histórica de Luz del Sur (2012 a marzo de 2017 con información disponible de Osinermin) respecto al volumen de venta de energía equivale a 2,8%, la cual se estimó continuará estable para los próximos años. Para la proyección de la venta total de energía a clientes libres en el mercado se utilizó las proyecciones de demanda elaboradas por COES SINAC ¹⁴ . Asimismo, se debe

¹⁴ COES SINAC (2017), “Informe de Diagnóstico de las Condiciones Operativas del SEIN 2019 – 2028” de fecha 27 de febrero de 2017.

Cuenta	Fundamento	Supuestos
	energía para clientes libres. Por otro lado, se debe señalar que a la fecha existe una alta competencia en el mercado de clientes libres dada la sobreoferta de energía, lo cual ha reducido el precio en los últimos 2 años.	considerar un incremento del volumen de ventas de energía atendido por la C.H. Santa Teresa hasta su capacidad máxima. Respecto al precio, en base a las proyecciones del margen de reserva ¹⁵ , se estimó que el efecto de la sobreoferta de energía se atenuará en el mediano plazo, por lo cual se fija el precio de septiembre de 2017 (S/ 0,2391 por kWh) hasta el 2021, a partir del siguiente año se asume un incremento anual del precio de 8,4%, que equivale al promedio del crecimiento observado antes de generarse la sobreoferta de energía entre el 2012 y 2015. El detalle de los supuestos para esta cuenta se muestra en el anexo 13.
Compra de energía eléctrica para distribución	Es el principal componente del costo ventas de la empresa, corresponde a las compras realizadas bajo los diversos contratos de largo plazo pactados con generadoras para asegurar el suministro de energía.	Se estimó como el promedio histórico (2012 a setiembre de 2017) de la proporción de este componente respecto de los ingresos por distribución de energía (regulados y libres) equivalente a 64,7%, la misma refleja el comportamiento estable de estas compras que ha variado entre 61% y 67% en los últimos 5 años, lo cual permite asegurar la atención adecuada de su demanda, considerando además que este costo es traslado a los usuarios finales de acuerdo con la regulación de la tarifa, situación que se espera mantener para los próximos años.
Margen Operativo	El sector eléctrico se encuentra altamente regulado, por ello los márgenes de distribución de Luz del Sur se encuentran garantizados a través de la fijación del Valor Agregado de Distribución (VAD) que se revisa cada 4 años y cuenta con factores de actualización mensual. Dicho VAD considera un margen de rentabilidad sobre los costos de inversión, de operación y de mantenimiento de las empresas distribuidoras, de tal manera que cualquier cambio o nuevos cargos en el sector eléctrico que impacten de manera directa en las tarifas son trasladadas al usuario final. Por otra parte, se observa que la empresa cuenta un plan de mejoramiento de su infraestructura con el fin de mantener su eficiencia operativa acorde el crecimiento del negocio.	Para determinar este margen operativo se consideró sobre el margen bruto (Ingresos menos Costo de Ventas) los gastos de comercialización, gastos de administración y otros ingresos operativos. En los últimos 5 años, el margen operativo se ha mantenido estable, ubicándose entre 21% y 24%. Siendo así, se consideró que los gastos de comercialización, gastos de administración y otros ingresos operativos se comportarán estables en la proyección, de acuerdo con lo observado en los últimos años (2012 a setiembre de 2017), por lo cual se tomó los porcentajes promedio respecto de los ingresos totales: 1,8%, 3,0% y 0,7%, respectivamente.
CAPEX	Está conformada principalmente por inversiones: i) en expansión de la red de energía y ampliación de capacidad de la infraestructura de distribución y transmisión (CAPEX de inversión), que representó cerca del 60% de las inversiones del último año, y ii) en mantenimiento en las instalaciones del sistema eléctrico y mejoras en herramientas de gestión operativa (CAPEX de mantenimiento), que representó aproximadamente 40% de las inversiones del último año. No se han considerado nuevas inversiones como la realizada entre el 2012 y 2015 para la C.H. Santa Teresa. Si bien Luz del Sur mantiene en cartera diferentes proyectos de generación eléctrica, con la información pública no se ha identificado sustento suficiente sobre la puesta en marcha de dichos proyectos; asimismo, de acuerdo con informes de clasificadoras, entre del 2016 y setiembre de 2017 no se registraron inversiones significativas en actividades de generación eléctrica.	Dada la práctica continua de la empresa para destinar recursos para mantenimiento e inversión en su infraestructura, se tomó en consideración las adiciones anuales sobre la cuenta propiedades, planta y equipo (PPE) como un porcentaje de crecimiento, es importante señalar que se realizaron ajustes a fin no incluir las inversiones realizadas en la C.H. Santa Teresa, ni el efecto de las revaluaciones, que acumulan a setiembre de 2017 un monto total de S/ 1.615 millones. Siendo así, se consideró el promedio histórico (2012 a setiembre de 2017) obteniendo una tasa de crecimiento equivalente a 7,1%, dado que refleja la situación que se espera para los próximos años, ante la ausencia de planes de nuevos proyectos de inversión. De la misma manera, se estimaron los saldos de retiros o venta o transferencia y el nivel de depreciación, los mismos que equivalen a 0,5% y 2,0% respecto del valor de PPE, respectivamente.

¹⁵ Proyección de demanda y oferta elaborada por Engie en la exposición nacional “Perú Energía 2017”

Cuenta	Fundamento	Supuestos
Financiamiento	El financiamiento se obtiene con el fin de atender los requerimientos operativos y principalmente para las necesidades de CAPEX de inversión y de mantenimiento, por ello se consideró la evolución del financiamiento en línea con el crecimiento en propiedades, planta y equipo (PPE), y se continua con las políticas donde una proporción se mantiene financiado principalmente mediante préstamos bancarios y bonos corporativos.	Se estimó que el incremento neto de las obligaciones financieras se mantiene para los próximos años como el 47,2% de las adiciones en PPE, de acuerdo con lo registrado como promedio entre los periodos anuales 2014 y 2016, debido a que en dichos ejercicios había concluido el principal financiamiento para la C.H. Santa Teresa (donde esta proporción había alcanzado en promedio 72,1%). Asimismo, esta condición permite mantener el nivel de apalancamiento entre 1,10 y 1,50, de tal manera que se cumple con el resguardo financiero establecido en el 2do Programa de Emisión de Bonos Corporativos (1,70), cuya vigencia se mantiene hasta el año 2022.
Política de Dividendos	La política vigente de dividendos que permite repartir hasta 100% de las ganancias de libre disponibilidad.	Para los próximos años se estableció el payout ratio a partir del mayor valor alcanzado en los ejercicios anuales entre el 2012 y setiembre de 2017, que equivale a 79,9% de las ganancias netas, debido que se espera retomar dichos niveles observados, tomando en cuenta los requerimientos de inversión y disponibilidad de recursos financieros.
Capital de Trabajo	Se determina a partir de los saldos de las cuentas comerciales e inventarios.	Se tomó en cuenta promedio histórico (2012 a setiembre de 2017) para el calcular el periodo promedio de cobro, de pago y de inventario (en días), a fin de obtener el comportamiento medio de la gestión de la empresa que se espera continuará para los futuros años. Dichos datos corresponden a 50, 42 y 6 días, para el estimar las cuentas por cobrar comerciales, cuentas por pagar comerciales e inventarios respectivamente.
Tasa de impuesto	De acuerdo con el reglamento vigente de impuesto a la renta promulgado en el 2016.	Se tiene que para el 2015-2016 la tasa impositiva fue 28% y del 2017 en adelante será 29,5%.
Tasa de crecimiento a perpetuidad (g)	Aplicado para el crecimiento sostenible de los FCLF en el periodo de madurez para la empresa.	Se consideró un crecimiento de 4.05% en base al desempeño operativo y financiero de la empresa, estimado con la fórmula: $ROE \times (1 - Pay Out)$. En el anexo 14 se detallan las estimaciones analizadas para determinar la tasa g de la empresa.

Fuente: Elaboración propia, 2018.

4. Flujo de caja libre para la firma

Como resultado de la aplicación de los supuestos de las cuentas, según se detalla en la información financiera proyectada del Anexo 19, se calcularon los flujos de caja libre para la firma (FCLF) para el período de proyección de diez años (2017-2026).

Tabla 11. Proyección de FCLF (En miles de soles)

CUENTA	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
EBIT * (1 - T)	503.226	545.598	588.940	630.889	669.039	715.212	763.772	813.972	867.218	923.890
+ Provisiones del ejercicio	14.931	16.203	17.494	18.745	19.880	21.267	22.725	24.232	25.832	27.534
+ Amortización y Depreciación	102.345	108.272	114.590	121.325	128.505	136.157	144.315	153.011	162.281	172.162
- CAPEX	-328.518	-349.987	-372.872	-397.267	-423.272	-450.991	-480.540	-512.037	-545.613	-581.403
- Incremento de Capital de Trabajo	-8.667	-4.426	-5.858	-5.810	-5.324	-6.099	-6.443	-6.657	-7.038	-7.481
Flujo de Caja Libre para la Firma	283.316	315.660	342.294	367.881	388.828	415.547	443.829	472.522	502.679	534.702
Variación del FCLF		11,4%	8,4%	7,5%	5,7%	6,9%	6,8%	6,5%	6,4%	6,4%

Fuente: Elaboración propia, 2018.

A partir del 2027 y para los años siguientes se considera el crecimiento de los flujos a razón de la tasa de crecimiento a perpetuidad (g) equivalente a 4,05%, asimismo se consideró el WACC de largo plazo de 9,17% para obtener un valor terminal. Posteriormente, utilizando el WACC para el periodo de proyección (7,89%) como tasa de descuento para los FCLF se ha determinado el valor de la empresa, que resultó ser explicado en un 66%¹⁶ por el valor terminal actualizado. De esta manera se calculó que el precio de la acción de la empresa es S/ 13,12 a setiembre del 2017. Dicho precio se ubica por encima del valor de mercado en 9,34% respecto al registrado para el mismo período (S/ 12), con lo cual se concluye que las acciones de Luz de Sur se encontrarían subvaluadas; por tanto, la recomendación es comprar estas acciones.

Tabla 12. Cálculo del valor de la acción

Valor terminal (en miles de soles)	10.852.171	Valor patrimonial (en miles de soles)	6.389.167
FCFF (año 10)	534.702	Valor Presente de FCFF	2.783.774
WACC de LP	9,17%	Valor Terminal Actualizado	5.376.438
g	4,05%	Cash	33.979
		Deuda	-1.805.025
Nro. acciones (miles)	486.951	Valor por acción (soles)	13,12
Valor nominal (soles)	0,68	Valor de mercado (soles)	12,00

Fuente: Elaboración propia, 2018.

5. Valorización por múltiplos de empresas comparables

Para este método se seleccionaron empresas de acuerdo con su tamaño (alrededor de S/ 5.843 millones del valor de mercado de Luz del Sur), su zona geográfica (Latinoamérica) y su actividad empresarial concentrada en distribución de energía. Con el promedio de los ratios PER y EV/EBITDA se obtuvieron los precios por acción de S/ 16,61 y de S/ 8,82, respectivamente; a partir de ello, obtenemos un promedio de S/ 12,71 para establecer como precio por acción de Luz del Sur. Como se puede apreciar, ambos valores obtenidos mediante el método de FCD (S/ 13,12) y mediante valorización de múltiplos comparables se ubican por encima del precio de mercado.

¹⁶ Según Alfonso A. Rojo Ramírez, Juana Alonso Cañadas, Pilar Casado Belmonte, “El papel del Valor Residual en el Valor de la Empresa”. Revista Española de Capital Riesgo, N° 1/2012. Para el caso español, la media de valor residual respecto del valor de la empresa está entre 60% y 80%.

Tabla 13. Valor de la acción mediante múltiplos de empresas comparables

Empresa de Distribución	País	Valor de Mercado (millones de soles)	PER	EV/EBITDA
Energias do Brasil	Brasil	9.464	20,29	7,07
Rede Energia SA	Brasil	5.949	27,36	7,82
Centrais Electricas Matogrossenses	Brasil	3.737	22,37	9,03
ENEL Distribucion Peru	Peru	3.627	12,26	6,75
CGE Distribucion SA	Chile	2.002	15,00	10,89
Promedio			19,46	8,31

Fuente: Elaboración propia sobre la base de Bloomberg, 2018.

Asimismo, de acuerdo con las recomendaciones de analistas publicadas en Bloomberg según se detalla en el Anexo 17, el precio consenso promedio obtenido es S/ 12,36 por acción, un valor por encima del precio de mercado como el obtenido mediante el método de FCD (S/ 13,12).

6. Análisis de sensibilidad

Se realizó el análisis de sensibilidad al precio de la acción tomando en consideración las variables WACC y tasa de crecimiento a perpetuidad (g), como se presenta a continuación:

Tabla 14. Sensibilidad del valor de la acción

WACC en base al rango de los beta analizados			Variaciones del precio de la acción			
	Valor Mínimo (0,58)	Valor Máximo (0,73)	WACC			
			7,67%	7,89%	8,22%	
Ke	8,89%	9,61%				
WACC	7,67%	8,22%				
			3,70%	12,64	12,39	12,02
			4,05%	13,38	13,12	12,73
			4,37%	14,19	13,92	13,50
Tasa g en base a variaciones de ingresos por distribución para clientes regulados						
	Disminución de 10%	Incremento de 10%				
ROE	18,43%	21,78%				
g	3,70%	4,37%				

Fuente: Elaboración propia, 2018.

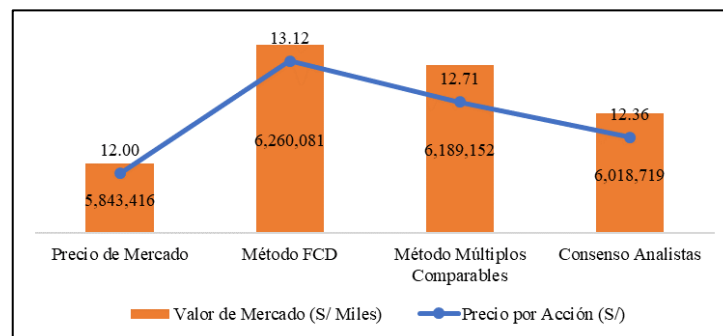
Estos resultados muestran que el precio de la acción fluctúa entre un mínimo de S/ 12,02 (+0,2% del valor de mercado) y un máximo de S/ 14,19 (+18,3% del valor de mercado). El escenario más probable es que el precio de la acción se ubique por encima del precio de mercado (S/ 12), a partir de lo cual la recomendación es comprar estas acciones.

Conclusiones y recomendaciones

1. Conclusiones

- Luz del Sur es una empresa que presenta solidez patrimonial en vista de su adecuado desempeño operativo y saludables ratios financieros. Su principal actividad de distribución de energía se desarrolla en un mercado de zona exclusiva de manera indefinida; sus ingresos no representan una alta volatilidad, es así como los inversionistas pueden considerarla como un activo de refugio. La empresa presenta un margen de rentabilidad garantizado, dado el sector regulado en que se desempeña, su *payout* en los últimos cinco años es entre 61% y 80%. Lo anterior se refleja en el comportamiento de la acción en la BVL, tanto en términos de liquidez como de revalorización del precio.
- El precio de la acción estimada mediante el método de flujos descontados resultó en S/ 13,12, en tanto que el precio estimado por el método de ratios de comparables resultó en S/ 12,71, y de acuerdo con el promedio de consenso de analistas encuestados por Bloomberg, el precio de la acción resultó en S/ 12,36. Cabe señalar que, a setiembre del 2017, el precio de la acción de Luz del Sur cerró en S/ 12.

Gráfico 15. Valorización de la acción de Luz de Sur a setiembre de 2017



Fuente: Elaboración propia, 2018.

2. Recomendaciones

- Para los inversionistas, dado el análisis de las variables de la industria y análisis fundamental de la empresa, de acuerdo con los resultados obtenidos en el trabajo de investigación en la fecha de valoración, se recomienda tomar una posición de compra sobre la acción de la Luz del Sur, dado que consideramos que mantendrá su cotización en niveles superiores al precio de mercado de S/ 12.

Bibliografía

- Banco Central de Reserva del Perú (2017). *Proyecciones de economía del Perú. Reporte de Inflación a setiembre de 2017. Encuesta de expectativas macroeconómicas*. Lima: Banco Central de Reserva del Perú.
- Bloomberg (2017). *Betas y múltiplos de empresas comparables*. Nueva York. Bloomberg.
- Bolsa de Valores de Lima (2017). “Metodología para el cálculo de índice de liquidez de los valores de renta variable listados en BVL”. En: *Bolsa de Valores de Lima*. Fecha de consulta: 22/12/2017. <<http://www.bvl.com.pe/estadist/IndLiq.html>>.
- Bolsa de Valores de Lima (2017): *Cotizaciones de Luz del Sur S. A. A.* Lima: Bolsa de Valores de Lima.
- Consejo Mundial de Energía (2016). *Información*. Londres: Consejo Mundial de Energía
- Javier Muro Rosado (exdirector general de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas) (2017). *Reuniones*. Lima.
- Luz del Sur. *Estados financieros auditados* (período 2008 -2017). Lima: Luz del Sur.
- Luz del Sur. *Memoria Anual* (período 2008-2017). Lima: Luz del Sur.
- Ministerio de Energía y Minas (2017): *Información del sector eléctrico*. Lima: Ministerio de Energía y Minas.
- Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería. En: *Osinergmin*. Fecha de consulta: 15/8/2017. <http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Libros/Osinergmin-Industria-Electricidad-Peru-25anos.pdf>.
- Ministerio de Energía y Minas (2012): *Subsector Eléctrico Documento Promotor 2012*. En: *Ministerio de energía y Minas*. Fecha de consulta: 20/08/2017. <http://www.minem.gob.pe/archivos/Documento_Promotor_2012.pdf>

- Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (2017). *II Foro de Energía Perú*. Lima: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería.
- Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria – Osinergmin (2017). *Información técnica comercial (Base de datos)*. Fecha de consulta: 25/11/2017. <<http://svrgart07.osinerg.gob.pe/Publicaciones/PanelPublicaciones.aspx?Tema=GART&Despliegue=T>>
- COES SINAC (2017). “*Actualización Plan de Transmisión 2019 – 2028*”. <<http://www.coes.org.pe/Portal/Planificacion/PlanTransmision/ActualizacionPTF>>
- Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería. *Tarifaria del VAD y Cargos Fijos. Periodo 2013 – 2017*. Fecha de consulta: 25/11/2017. <<http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/institucional/regulacion-tarifaria/procesos-regulatorios/electricidad/vad/fijacion-tarifaria-noviembre-2013> >
- Páucar, Andrea & Peña Dayci (2017). “Informe con EEFF de 30 de setiembre 2017”. En: *Bolsa de Valores de Lima*. 13 de diciembre del 2017. Fecha de consulta: 20/12/17. <<http://www.bvl.com.pe/hhii/B0008/20171213172101/PCR32SET322017.PDF>>.
- Córdova, Pilar (2017). “Informe con EEFF de 30 de setiembre 2017”. En: *Bolsa de Valores de Lima*. 28 de diciembre del 2017. Fecha de consulta: 06/03/18. <<http://www.bvl.com.pe/hhii/B40008/20171228153801/CLASS.09.2017.PDF>>.
- Asociación Peruana de Empresas de Investigación de Mercados – Apeim (2017). *Información*. Lima
- Parkin Michael & Loria Eduardo (2010). *Microeconomía. versión para Latinoamérica*. 9 ed. México. Pearson Educación.
- Compañía peruana de estudios de mercados y opinión pública (Agosto 2017). *Market report*. Información, Lima
- Pinto, Jerald; Henry, Elaine; Robinson, Thomas y Stowe, John (2015). *Equity Asset Valuation*. 3ª ed. Vancouver: CFA Institute.

Anexos

Anexo 1. Antecedentes históricos

- Enero 1994: durante el proceso de privatización de las empresas del sector eléctrico del Perú, se crea Edelsur S. A., tras la división de empresas estatales derivadas de Electrolima.
- Mayo 1996: la compañía constituyó una subsidiaria, a la que denominó Inmobiliaria Luz del Sur S. A.
- Agosto 1996: Ontario Quinta A. V. V. (actualmente Ontario Quinta S. R. L.) adquiere el 60% de las acciones de la compañía.
- 1996: la compañía adquiere del Estado peruano el total de las acciones de la Empresa de Distribución Eléctrica de Cañete (EDECAÑETE S. A.)
- Junio 1998: la compañía establece la denominación social como Luz del Sur S. A. A.
- Setiembre 1999: la empresa Peruvian Opportunity Company S. A. C., adquiere 22,46% de las acciones de la compañía.
- 2010: la compañía amplió su objeto social a efectos de incluir las actividades de generación y transmisión de electricidad.
- Diciembre 2014: la empresa Sempra Energy International Holding N. V, dueña de Ontario Quinta A. V. V. y Peruvian Opportunity Company S. A. C. incrementa su participación a 83,64%.
- Setiembre 2015: el COES aprobó la operación comercial de la Central Hidroeléctrica Santa Teresa - Ccollpani Grande (Cusco) y de este modo incursiona en la generación de energía eléctrica.
- Octubre 2015: la compañía absorbe a su subsidiaria EDECAÑETE S. A. y asume de esta forma el manejo de la distribución de energía en la provincia de Cañete.
- Diciembre 2016: la JGA aprobó segregar de Luz del Sur un bloque patrimonial constituido por los proyectos de generación eléctrica Santa Teresa 2, Majes y Garibaldi para aportarlos a Inland Energy.

Fuente: Elaboración propia sobre la base de la *Memoria Anual 2012-2016* de Luz del Sur, 2018.

Anexo 2. Empresas relacionadas

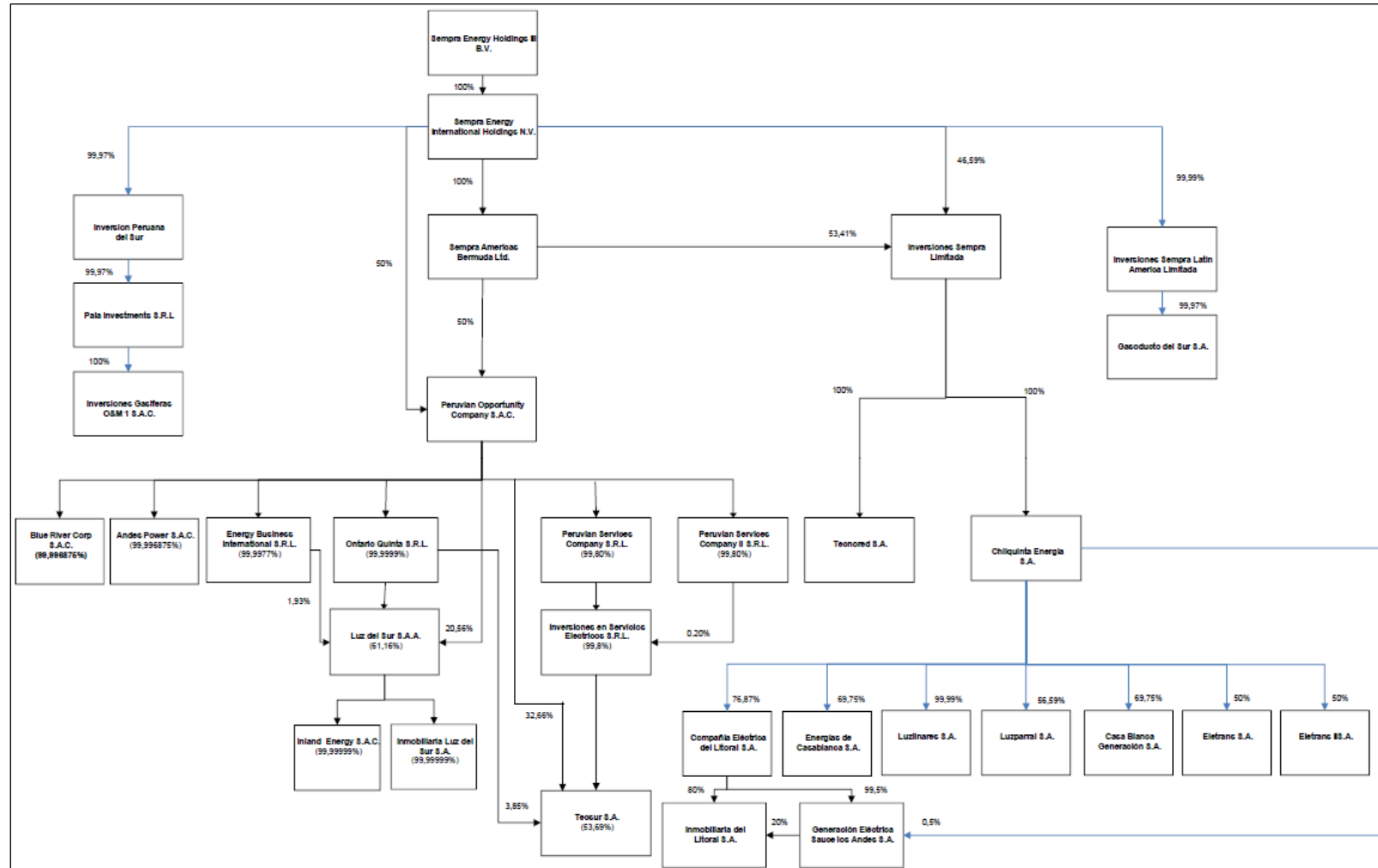
Luz del Sur pertenece al Grupo Sempra Energy, que controla indirectamente el 83,64% del accionariado. Es un grupo empresarial con amplia experiencia en el desarrollo, construcción y operación de activos de infraestructura energética y distribución de electricidad y gas natural en países como Perú, México, Chile, Argentina, EE. UU., México y Hawái.

Por otro lado, la empresa cuenta con las siguientes subsidiarias:

- **Inmobiliaria Luz del Sur S. A.:** empresa constituida en 1996, dedicada al desarrollo de actividades mobiliarias e inmobiliarias en general, incluyendo compra-venta, arrendamiento y construcción de inmuebles en la cual Luz del Sur tiene una participación de 99,99%. El saldo de esta inversión a setiembre del 2017 ascendió a S/ 77,05 millones.
- **Inland Energy S. A. C.:** empresa constituida en el 2015, dedicada a la generación, transmisión y distribución de energía, en la cual la participación de Luz del Sur es de 99,99%. El saldo de esta inversión a setiembre del 2017 ascendió a S/ 29,30 millones.

Fuente: Elaboración propia sobre la base del *Informe de Clasificadora Set-17* de Class & Asociados, 2018.

Anexo 3. Estructura corporativa del grupo económico



Fuente: Superintendencia del Mercado de Valores y grupo económico, 2017.

Anexo 4. Conformación de Directorio y plana gerencial a setiembre del 2017

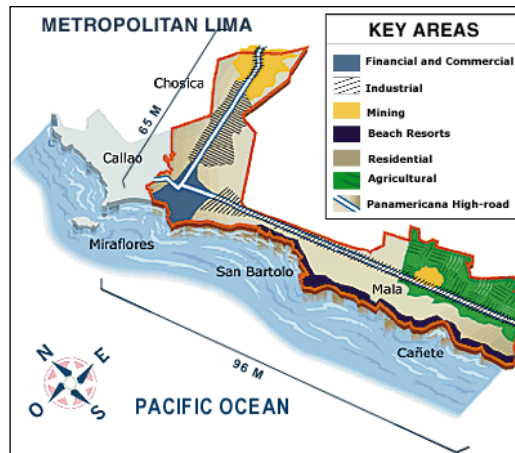
Directorio	
Dennis Víctor Arriola	Presidente
Raúl Alberto Farías Reyes	Presidente suplente
Carlos Mauer Díaz Barriga	Vicepresidente
José Antonio Lau Dan	Vicepresidente suplente
Kathryn Joy Collier	Director
Armando Infanzón Favela	Director Suplente
Luis Eduardo Pawluszek	Director
John Patrick Dill	Director Suplente
Eduardo Armando Benavides Torres	Secretario

Plana Gerencial	
Mile Cacic Enriquez	Gerente General
Luis Fernando de las Casas R.	Gerente de Finanzas
Luis Miguel Quirós Velásquez	Gerente Comercial
Amparito González Díaz	Gerente de Recursos Humanos
Víctor Scarsi Hurtado	Gerente de Contraloría
José Luis Eráusquin Eyzaguirre	Gerente Adm y Tec. de la Información
Herbert Takayama Nagayama	Gerente de Distribución
Eric Díaz Huamán	Gerente de Transmisión
Mario Gonzáles del Carpio	Gerente de Desarrollo
Hans Robert Berger Sánchez	Gerente de Relaciones Corporativas
Luis Olivos Román	Auditor Interno

Fuente: Elaboración propia sobre la base de la *Memoria Anual 2016* de Luz del Sur y Pacific Credi Rating-PCR, 2018.

Anexo 5. Zona de concesión

Luz del Sur cuenta con una zona de concesión de 3.000 km², que incluye treinta de los más importantes distritos de Lima, los que en conjunto superan los cuatro millones de habitantes. En esta zona, que se extiende a lo largo de 120 km de costa, se concentra la más importante actividad comercial, de servicios, turística y una significativa parte de las empresas productivas del país. Esto, sumado al creciente estándar de vida de la población y a la gran disponibilidad de recursos constituye un excelente potencial de desarrollo para la industria, el comercio, y negocios de diverso tipo.



Distritos

Lima Cercado (*)	Santa Anita	Mala
Jesús María (*)	San Juan de Miraflores	San Antonio
La Victoria	Chorrillos	Santa Cruz de Flores
San Isidro (*)	Villa El Salvador	Chilca
Surquillo	Ate-Vitarte	Pucusana
Miraflores	La Molina	Santa María del Mar
San Luis	El Agustino	Punta Negra
Lince	Villa María del Triunfo	Punta Hermosa
San Borja	Chaclacayo	Lurín
Barranco	Lurigancho-Chosica	Pachacámac
Santiago de Surco	Asia	Cieneguilla
Dieciséis distritos de Huarochirí		

(*) Parcialmente en ese distrito

Fuente: Luz del Sur, 2017.

Anexo 6. Entorno regulatorio

Durante las últimas décadas, el Estado ha venido incentivando la participación de la empresa privada en el sector, estableciendo un marco regulatorio para el desarrollo de las actividades eléctricas, entre las que se destacan las siguientes normas:

- Ley de Concesiones Eléctricas y su reglamento: divide las actividades del sector en generación, transmisión y distribución; promueve la competencia e inversión en el sector y establece al Osinergmin como ente supervisor y fiscalizador.
- Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica: busca reducir la exposición del sistema eléctrico a la volatilidad de precios y al riesgo de racionamiento a través de una generación eficiente.
- Ley Antimonopolio y Oligopolio del Sector Eléctrico: establece límites a las concentraciones empresariales que pueden afectar la competencia en el sector.
- Política Energética y Plan de Acceso Universal a la Energía: busca contar con un suministro energético confiable, eficiente, autosuficiente, de precios razonables y con el menor impacto ambiental posible.

Existen tres agentes participantes en el mercado de electricidad peruano:

- Los promotores: Ministerio de Energía y Minas (MEM) y la Agencia de Promoción de la Inversión Privada (ProInversión).
- Los reguladores: Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES SINAC), el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin), el Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental (OEFA), el Ministerio del Ambiente (Minam), el Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Protección de la Propiedad Intelectual (Indecopi) y la Defensoría del Pueblo.
- Los agentes directos: compañías eléctricas (generadoras, transmisoras y distribuidoras) y los usuarios finales.

Fuente: Elaboración propia, 2018.

Anexo 7. Análisis de los principales riesgos

Los principales riesgos a los cuales está expuesta la operación de Luz del Sur han sido divididos en dos grupos: riesgos externos y riesgos internos.

Riesgos externos: los riesgos externos son aquellos que se originan fuera de la compañía, es decir, que la empresa no tiene control sobre ellos y que podrían impactar negativamente en la operación de Luz del Sur.

Tabla 15. Riesgos externos

Fuente	Tipo de Riesgo	Código	Riesgo
Externo	Riesgo Macroeconómico	e1	Relacionado a la volatilidad de las principales variables macroeconómicas tales como la inflación, el producto bruto interno (PBI), el consumo interno, el gasto público, el tipo de cambio, entre otros. El deterioro en la economía implicaría negativamente reduciendo el consumo de energía principalmente en el sector industrial y comercial impactando negativamente en los resultados.
	Riesgo Regulatorio	e2	Relacionados a la posibilidad de cambios en la regulación del sector que conllevan a una mayor intervención del gobierno en la determinación de las tarifas de energía y las leyes aplicables a la empresa.
	Riesgo Legal	e3	Relacionado a la declaración o caducidad de las concesiones eléctricas de forma unilateral por parte del Estado.
	Riesgo País	e4	Relacionado a la modificación de las políticas de gobierno ya implementadas así como cambios en los planes de desarrollo del sector que pueden afectar la situación de la empresa.
		e5	Relacionado al riesgo de calificación de riesgo (rating) peruano que podría generar mayores costos de financiamiento y menor atracción para inversiones en proyectos con alta demanda de energía eléctrica.
		e6	Relacionado con el riesgo de expropiación o nacionalización de las empresas eléctricas y centrales eléctricas.
	Riesgo social	e7	Relacionado al conflicto social que puede generar como consecuencia vandalismo contra la propiedad privada y afectar la distribución de energía.
	Riesgo Ambiental	e8	Relacionado a que las operaciones de la empresa afecten el medioambiente.
		e9	Relacionado a posibles desastres naturales que paralice la distribución de energía.

Fuente: Elaboración propia, 2018.

Riesgos internos: los riesgos internos son aquellos relacionados a los procesos más críticos de la operación de Luz del Sur y que están dentro del control de la empresa.

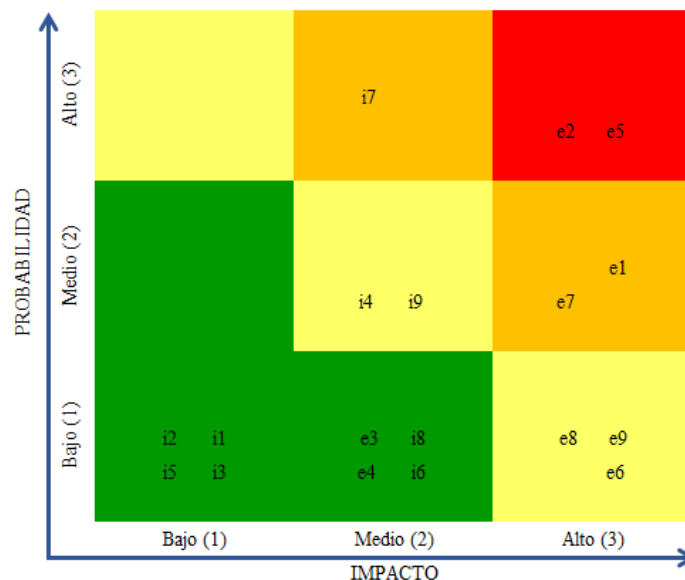
Tabla 16. Riesgos internos

Fuente	Tipo de Riesgo	Código	Riesgo
Interno	Riesgo de Contraparte	i1	Posibilidad que el proveedor de energía incumpla con el compromiso de proveer energía para la distribución.
	Riesgo de Operaciones	i2	Relacionado con la congestión de la línea de distribución que impida la entrega de energía a los clientes de forma oportuna.
		i3	Relacionado con la obsolescencia de la línea de distribución que impida la entrega de energía a los clientes de forma oportuna.
	Riesgo de Demanda	i4	Relacionado con la posibilidad que los clientes libres y regulados puedan contratar servicios de la competencia, incluido a las empresas generadoras de energía.
		i5	Relacionado con el ingreso de nuevos competidores generando sobreoferta en el mercado de distribución y generación energética.
	Riesgo Financiero	i6	Riesgo de Crédito: relacionado al incumplimiento de los pagos de las cuentas por cobrar relacionada con la venta de energía a clientes finales
		i7	Riesgo de Tasa de Interés: relacionado a la volatilidad de las tasas de interés de mercado que puedan afectar negativamente al valor de las obligaciones financieras e incrementando el costo de fondeo.
		i8	Riesgo de Tipo de Cambio: relacionado a la volatilidad de tipo de cambio que pueden afectar negativamente el descalce de la posición de cambios.
		i9	Riesgo de Liquidez: relacionado con la posibilidad de no disponer recursos disponibles para cumplir obligaciones de corto plazo o el costo adicional que se incurre en el cumplimiento de estas obligaciones.

Fuente: Elaboración propia, 2018.

Producto del análisis cualitativo, se realizó la matriz de probabilidad e impacto para definir cómo se distribuyen los riesgos por probabilidad de ocurrencia y mayor impacto a la empresa, tal como se ve a continuación:

Gráfico 16. Matriz de riesgos externos e internos



Fuente: Elaboración propia, 2018.

Anexo 8. Estimación del valor de mercado de deuda y del costo de la deuda (Kd)

Para la estimación del valor de mercado de la deuda se consideraron los préstamos bancarios y los bonos corporativos vigentes al cierre de setiembre del 2017, todos contraídos en soles. En tanto que, para la estimación del costo de deuda se utilizó la tasa de mercado de los bonos corporativos por corresponder a instrumentos financieros de largo plazo.

Con información de mercado¹⁷ a la fecha de valorización se obtuvo el precio y tasa de cada bono corporativo, con lo cual se estimó el valor de mercado y el costo de deuda como el promedio ponderado de las tasas que resultó 5,28%, en soles.

Tabla 17. Bonos corporativos y estimación del costo de la deuda (Kd)

ID	Programa	Fecha Emisión	Fecha Vencimiento	Bonos	Valor Nominal (soles)	Valor en Libros (en miles de soles)	Cupón (%)	Precio Limpio (%)	Valor de Mercado (en miles de soles)	YTM (%)
1	SEGUNDO	26/10/2011	26/10/2018	10.884	5.000	54.420	6,65625	102,117	55.572	4,550
2	SEGUNDO	26/10/2011	26/10/2021	5.442	5.000	27.210	7,93750	106,844	29.072	5,183
3	SEGUNDO	8/02/2012	8/02/2019	4.947	5.000	24.735	6,34375	102,664	25.394	4,260
4	SEGUNDO	6/07/2012	6/07/2019	13.230	5.000	66.150	5,43750	101,903	67.409	4,278
5	SEGUNDO	29/10/2012	29/10/2022	15.516	5.000	77.580	5,25000	96,945	75.210	5,945
6	SEGUNDO	14/12/2012	14/12/2020	15.420	5.000	77.100	4,75000	99,047	76.365	5,052
7	SEGUNDO	30/10/2013	30/10/2017	16.566	5.000	82.830	5,81250	100,129	82.937	3,724
8	SEGUNDO	20/12/2013	20/12/2021	16.692	5.000	83.450	7,03125	108,449	90.512	4,773
9	SEGUNDO	12/02/2014	12/02/2022	16.914	5.000	84.570	7,40625	108,873	92.074	5,093
10	TERCERO	5/06/2014	5/06/2024	27.790	5.000	138.950	6,68750	106,642	148.179	5,472
11	TERCERO	3/09/2015	3/09/2026	16.235	5.000	81.175	8,75000	123,127	99.948	5,437
12	TERCERO	22/09/2014	22/09/2029	28.630	5.000	143.150	6,87500	107,002	153.173	6,046
13	TERCERO	14/07/2016	14/07/2025	32.820	5.000	164.100	6,50000	104,103	170.833	5,829
14	TERCERO	7/02/2017	7/02/2023	32.490	5.000	162.450	6,37500	103,705	168.469	5,551
TOTAL						1.267.870			1.335.147	

Fuente: Elaboración propia, 2018.

Para el valor de mercado de los préstamos bancarios se utilizaron las tasas de interés promedio para créditos corporativos del sistema financiero al 30 de setiembre del 2017¹⁸, de acuerdo con la entidad financiera y el plazo remanente.

Tabla 18. Préstamos bancarios

ID	Banco	Fecha Inicio	Fecha Vencimiento	Tasa (%)	Valor en Libros (en miles de soles)	Plazo Remanente (días)	Tasa de Mercado (%)	Valor de Mercado (en miles de soles)
1	BBVA	18/05/2015	18/05/2018	5,18	42.100	231	3,31	42.587
2	BBVA	01/06/2015	01/06/2018	5,18	70.800	245	3,31	71.670
3	BBVA	10/08/2017	01/08/2018	3,89	30.000	306	3,31	30.143
4	BBVA	10/08/2017	01/08/2018	3,89	35.000	306	3,31	35.167
5	Scotiabank	21/09/2017	16/09/2018	3,50	45.000	352	3,50	45.000
6	Scotiabank	21/09/2017	16/09/2018	3,50	25.000	352	3,50	25.000

¹⁷ Información de renta fija publicada por la SBS (http://www.sbs.gob.pe/app/pu/CCID/Paginas/vp_rentafija.aspx)

¹⁸ Información de tasas de interés activas promedio de operaciones en soles publicada por SBS (<http://www.sbs.gob.pe/app/pp/EstadisticasSAEPortal/Paginas/TIActivaTipoCreditoEmpresa.aspx?tip=B>)

ID	Banco	Fecha Inicio	Fecha Vencimiento	Tasa (%)	Valor en Libros (en miles de soles)	Plazo Remanente (días)	Tasa de Mercado (%)	Valor de Mercado (en miles de soles)
7	Scotiabank	21/09/2017	16/09/2018	3,50	40.000	352	3,50	40.000
8	BCP	22/09/2017	17/09/2018	3,50	30.000	353	6,72	29.112
9	BanBif	22/09/2017	17/09/2018	3,55	30.000	353	3,55	30.000
10	BBVA	25/09/2017	20/09/2018	3,40	40.000	356	3,31	40.034
11	BBVA	28/09/2017	20/09/2018	3,40	20.000	356	3,31	20.017
12	BCP	23/12/2013	20/12/2018	6,41	40.000	447	4,80	40.764
13	BCP	23/12/2013	20/12/2018	6,41	20.000	447	4,80	20.382
TOTAL					467.900			469.878

Fuente: Elaboración propia, 2018.

De esta manera el valor de mercado de deuda de Luz del Sur al cierre de setiembre del 2017, como resultado del valor de mercado de bonos corporativos y el valor de mercado de préstamos bancarios, alcanzó un total de S/ 1,805 millones.

Anexo 9. Estimación del costo de capital (Ke)

Para la estimación del costo de capital se utilizó el modelo CAPM (*Capital Asset Pricing Model*), realizando además un ajuste por riesgo país y la volatilidad de activos de renta fija, con el fin de obtener el retorno mínimo exigido por los accionistas de Luz del Sur. La fórmula aplicada es la siguiente:

$$Ke = Rf + \beta x (Rm - Rf) + Rp$$

Tabla 19. Supuestos y fuentes de información para el costo de capital (ke)

Parámetros	Fuente de Información y Supuestos
Tasa libre de Riesgo (Rf)	Tasa del Bono de Tesoro Norteamericano a 30 años (T-Bond) a setiembre de 2017. Considerando la concesión a plazo indefinido para las operaciones de distribución de energía de Luz del Sur. Fuente: Banco Central de Reserva del Perú
Beta (β)	Beta promedio de los cálculos analizados que se detallan en el anexo 11 para la estimación del beta de la empresa. Fuente: Bloomberg, BVL, Luz del Sur, Damodaran
Prima de Riesgo de Mercado (Rm-Rf)	Diferencial de rendimiento del mercado de acciones de EE. UU., tomando como referencia el índice S&P 500, respecto del rendimiento del bono del tesoro americano (tasa libre de riesgo), considerando el promedio geométrico del periodo de mayor plazo disponible en la información provista por Damodaran (1928 a 2016). Fuente: Damodaran
Prima por Riesgo País	Diferencial de rendimientos del índice de bonos de mercados emergentes (EMBIG Perú) contra bonos del tesoro de EE. UU., a setiembre de 2017, con la finalidad de contar con la medición de riesgo país más aproximada para los siguientes periodos. Fuente: Banco Central de Reserva del Perú
Volatilidad del Mercado de Acciones	Desviación estándar de rendimientos del IGBVL desde 2012 a setiembre de 2017. Fuente: Bloomberg
Volatilidad de los Bonos	Desviación estándar de precios de bonos a 40 años en el periodo del 2012 a setiembre 2017, se ha tomado como referencia el Bono Global Peruano de vencimiento 2050, considerando el de mayor plazo debido a la condición indefinida de la concesión para las actividades de distribución de Luz del Sur. Fuente: Bloomberg
Inflación a 12 meses	Inflación de setiembre de 2017, tomando en cuenta el dato más reciente para estimar las expectativas en los próximos años, además de ubicarse dentro de los rangos meta de 2% y 3% para EE. UU. y Perú, respectivamente. Fuente: Reserva Federal (FED) de EE. UU. y Banco Central de Reserva del Perú.

Fuente: Elaboración propia, 2018.

Con estos datos se procedió a calcular el costo de capital en dólares (7,78%); sin embargo, dado que la empresa cuenta con flujos en soles se requiere una tasa de costo de capital en soles, por ello se realizó un ajuste empleando la inflación de EE. UU. y de Perú, cuyo resultado fue 9,17%, como se muestra en el siguiente cuadro:

Tabla 20. Estimación del costo de capital (Ke)

Costo de Capital (Ke)	
Rf	2,77%
Prima de riesgo de mercado	4,62%
Beta (β)	0,641
Ke (US\$)	5,73%
EMBIG Perú	1,44%
Desv. Est. Mercado de Acciones	1,02%
Desv. Est. Mercado de Bonos	0,72%
Prima por Riesgo País (Rp)	2,05%
Ke + Riesgo País (US\$)	7,78%
Inflación EE. UU. (US\$)	1,63%
Ke + Riesgo País + Inflación (US\$)	6,05%
Inflación Perú (S/)	2,94%
Ke (S/)	9,17%

Fuente: Elaboración propia, 2018.

Para el periodo de madurez se estimó un costo de capital de 10,85%, considerando un beta equivalente a la unidad (Beta = 1), en la medida que en el largo plazo se espera que el riesgo de una empresa tienda a replicar el comportamiento del mercado.

Anexo 10. Costo promedio ponderado de capital (WACC)

Para la estimación del WACC se utilizaron los datos de costo de deuda (Kd) y de capital (Ke) en soles, así como la estructura deuda/capital a setiembre del 2017 al valor de mercado. La fórmula utilizada es la siguiente:

$$WACC = \frac{E}{D + E} \times Ke + \frac{D}{D + E} \times Kd \times (1 - T)$$

Tabla 21. Estimación del costo promedio ponderado de capital (WACC)

WACC	
Kd	5,28%
Ke	9,17%
Deuda (D) en S/	1.805.024.710
Capital (E) en S/	5.843.416.452
Impuesto (T)	29,50%
WACC (S/)	7,89%

Fuente: Elaboración propia, 2018.

Para el periodo de madurez se asumió un costo promedio ponderado de capital de 9,17% (WACC de largo plazo), que se calculó utilizando el costo de capital de largo plazo de 10,85%.

Anexo 11. Estimación del beta

Para la estimación del beta de Luz del Sur se analizaron los siguientes métodos de cálculo:

- Beta promedio de empresas comparables, que fueron seleccionadas por actividad económica, zona geográfica y tamaño por valor de mercado. Los datos analizados corresponden al periodo entre 2012 y septiembre de 2017 donde se obtuvo 0,361, el cual se apalancó¹⁹ tomando en cuenta la estructura deuda/capital a valor de mercado a setiembre del 2017 de Luz del Sur y la tasa de impuesto vigente (29,5%), cuyo resultado es 0,440. Finalmente se calculó el beta ajustado²⁰ equivalente a 0,626.

Tabla 22. Beta mediante empresas comparables

Empresa de Distribución	País	Equity (E) en S/ MM	Deuda (D) en S/ MM	Tasa de Impuesto (T)	Raw Beta (apalancado)	Beta desapalancado
Energias do Brasil	Brasil	9.464	5.536	34,0%	0,629	0,454
Rede Energia SA	Brasil	5.949	4.498	34,0%	0,700	0,467
Centrais Electricas Matogrossenses	Brasil	3.737	1.318	29,5%	0,538	0,428
ENEL Distribucion Peru	Peru	3.627	1.808	34,0%	0,106	0,080
CGE Distribucion SA	Chile	2.002	1.334	25,0%	0,013	0,009
Promedio ponderado						0,361
Beta apalancado para Luz del Sur (Raw Beta)						0,440
Beta ajustado para Luz del Sur						0.626

Fuente: Elaboración propia sobre la base de Bloomberg, 2018.

Tabla 23. Datos para apalancamiento de beta

Apalancamiento	
Deuda (D)	1.805.024.710
Capital (E)	5.843.416.452
D/E	30,9%
Impuesto (T)	29,5%

Fuente: Elaboración propia, 2018.

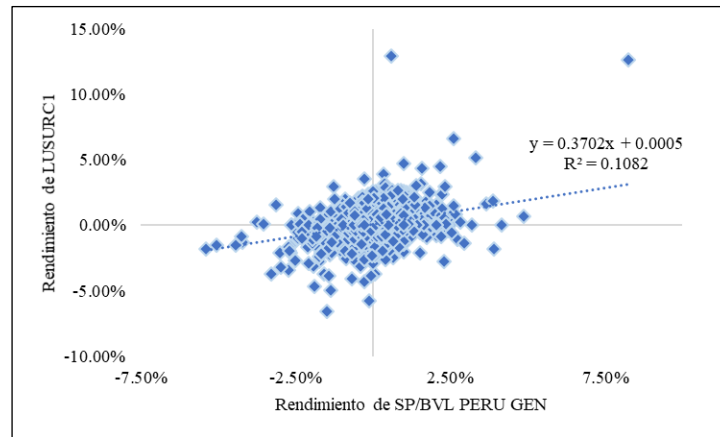
- Beta ajustado de Luz del Sur obtenido de la plataforma Bloomberg, calculado para el período del 2012 a setiembre del 2017, equivalente a 0,671.
- Beta de Luz del Sur estimado mediante regresión simple de los rendimientos del precio de la acción respecto del rendimiento del mercado (SP/BVL Perú General), evaluado entre 2012 y

¹⁹ Fórmula de Hamada: $\beta_l = \beta_u * (1 + (1 + T) * (\frac{D}{E}))$

²⁰ Estimación de la expectativa del beta, donde se espera tienda al promedio del mercado, de 1, a lo largo del tiempo. La fórmula utilizada para ajustar el beta es: $\beta_{aj} = (\frac{2}{3}) * \beta + (\frac{1}{3})$.

setiembre del 2017, cuyo resultado es 0,370, a partir del cual se calculó el beta ajustado equivalente a 0,580.

Gráfico 17. Regresión lineal entre los rendimientos de Luz de Sur y el mercado



Fuente: Elaboración propia sobre la base de los datos entre ene-12 y sep-17 de la Bolsa de Valores de Lima, 2018.

- Beta desapalancado del sector *Power* (energía) de empresas de EE. UU., tomado de Damodaran con datos a enero de 2017, dado que el mercado de capitales en el mencionado país es más profundo y el beta del sector representa la sensibilidad de la industria a movimientos en el mercado. El beta obtenido (0,319) se apalancó para Luz del Sur obteniendo 0,389 y se calculó el beta ajustado equivalente a 0,592.
- Beta desapalancado del sector *Power* (energía) de empresas de mercados emergentes, tomado de Damodaran con datos a enero de 2017, dado que Luz del Sur se encuentra en el listado de empresas analizadas en este mercado. El beta obtenido (0,494) se apalancó para Luz del Sur obteniendo 0,602 y se calculó el beta ajustado equivalente a 0,735.

Tomando en cuenta estas opciones, se determinó el beta para Luz de Sur como el promedio de los cálculos analizados equivalente a 0,641, lo cual refleja las características del sector de distribución de energía en el Perú con baja volatilidad respecto de las variaciones del mercado.

Tabla 24. Estimaciones del beta

Método	Beta
Comparables	0,626
Bloomberg de LdS	0,671
Regresión LdS vs IGBVL	0,580
Damodaran US (Sector Power)	0,592
Damodaran EM (Sector Power)	0,735
Beta Promedio	0,641

Fuente: Elaboración propia, 2018.

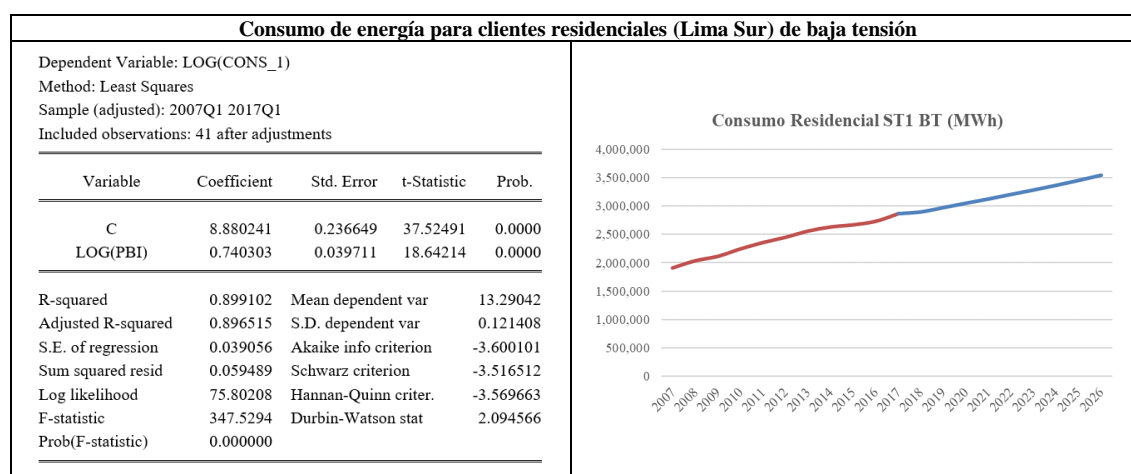
Anexo 12. Proyección de ingresos de distribución para clientes regulados

Para la proyección de los ingresos por distribución de energía para clientes regulados se identificaron los tipos de clientes que explican la mayor proporción de dichos ingresos, que corresponden a clientes residenciales de baja tensión con 44,3%, clientes comerciales de baja tensión con 15,8% y clientes comerciales de media tensión con 18,5%. Todos están ubicados en la zona sur de Lima.

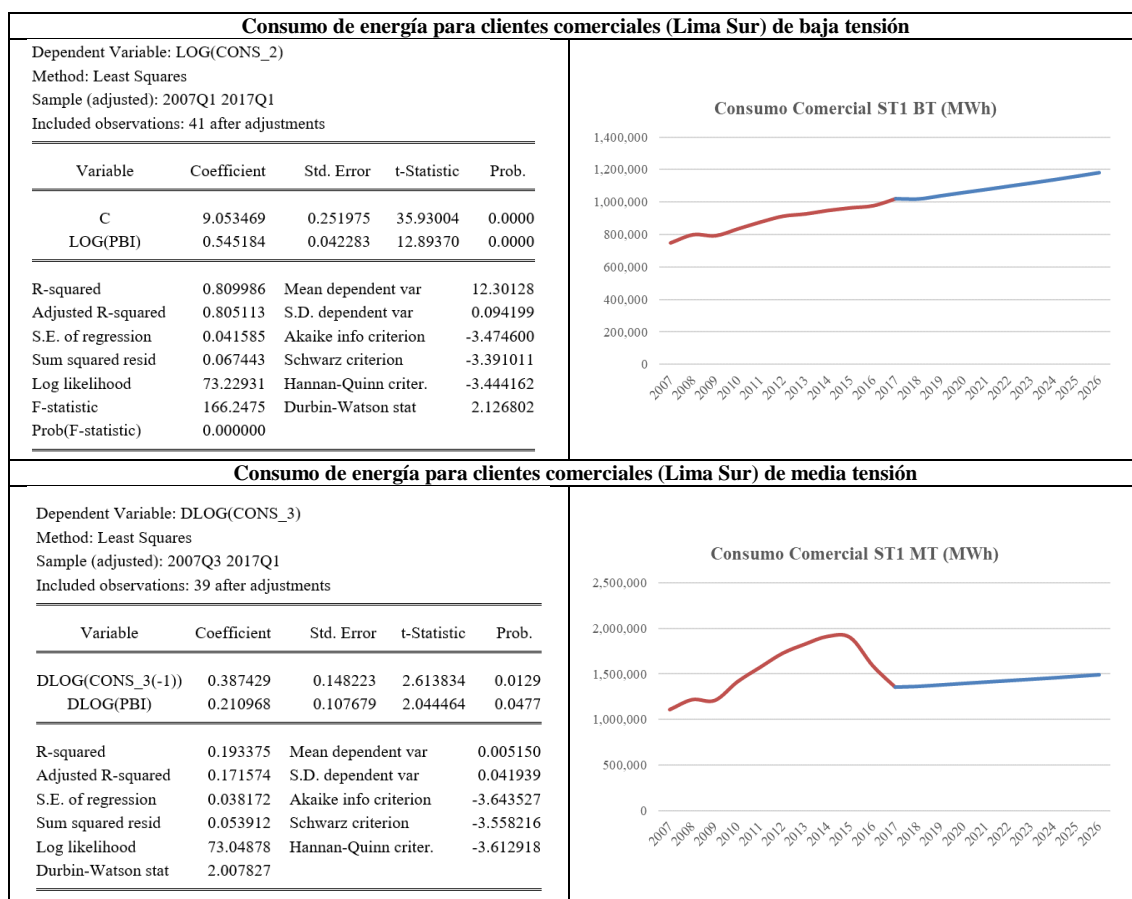
Para el cálculo de los ingresos se ha considerado la multiplicación de 2 factores: consumo de energía (GWh) y tarifa promedio por energía (S/ por kWh), sobre los cuales se analizaron los datos históricos mensuales a partir de la información comercial reportada por Osinergmin para cada uno de los principales clientes (Datos publicados hasta marzo de 2017). Es así como se realizaron los siguientes supuestos para la proyección de ingresos:

- Consumo de energía:** se determinó el consumo de energía para cada cliente a través de modelos de regresión lineal simple (MCO), utilizando la herramienta EViews, con base en la evolución del producto bruto interno y demanda interna (índice 2007 = 100) según la información publicada por el BCRP, toda vez que la electricidad es uno de los principales insumos para las actividades económicas del país, así como para el desarrollo urbano, por lo cual presentan una alta correlación directa. Para estimar el consumo de energía para los próximos años se utilizó la proyección del PBI de acuerdo con el informe elaborado por Macroconsult²¹.

Tabla 25. Proyección de consumo de energía



²¹ Datos obtenidos del informe final “Proyecciones mensuales y anuales del PBI en el largo plazo por Áreas del SEIN 2016-2028” elaborado por Macroconsult para el COES SINAC de fecha 2 de setiembre de 2016.



Fuente: Elaboración propia, 2018.

Tabla 26. Consumo anual proyectado

Consumo	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Residencial BT (GWh)	2.865	2.895	2.971	3.049	3.124	3.203	3.282	3.364	3.452	3.542
Comercial BT (GWh)	1.022	1.021	1.040	1.060	1.079	1.099	1.118	1.139	1.160	1.182
Comercial MT (GWh)	1.356	1.364	1.380	1.396	1.411	1.427	1.442	1.458	1.475	1.492

Fuente: Elaboración propia, 2018.

- **Tarifa promedio por energía:** se proyectó la tarifa promedio para cada cliente a través de un modelo de regresión lineal, con base en los factores de actualización del valor agregado de distribución (VAD) vigentes para baja tensión y media tensión, que consideran el comportamiento de indicadores macroeconómicos como el índice de precios al por mayor (IPM) y tipo de cambio, así como el precio de metales de conducción (cobre y aluminio), de acuerdo con lo establecido por Osinergmin.

Tabla 27. Tarifa por cliente proyectado

Tarifa (\$/ por kWh)	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Residencial BT	0,4717	0,5010	0,5298	0,5556	0,5780	0,6011	0,6257	0,6497	0,6742	0,6995
Comercial BT	0,4632	0,4908	0,5177	0,5420	0,5632	0,5850	0,6082	0,6309	0,6539	0,6778
Comercial MT	0,3184	0,3454	0,3738	0,3993	0,4215	0,4438	0,4670	0,4902	0,5138	0,5381

Fuente: Elaboración propia, 2018.

Proyección de tarifa promedio de energía

Las tarifas de distribución son fijadas a través del valor agregado de distribución (VAD), esta se revisa cada cuatro años y se encuentra vigente la definida en el 2013. Asimismo, se cuenta con factores de actualización (FA) del VAD, que se definen para clientes de baja tensión (BT) y clientes de media tensión (MT), utilizando las siguientes fórmulas:

$$FA = A \times \frac{IPM}{IPM_0} + B \times \frac{TC}{TC_0} + C \times \frac{IPCu}{IPCu_0} \times \frac{TC}{TC_0} + D \times \frac{IPAl}{IPAl_0} \times \frac{TC}{TC_0}$$

Donde los coeficientes vigentes corresponden a:

Tabla 28. Coeficientes del factor de actualización

Coeficientes	VADBT	VADMT
Coeficiente de participación de la mano de obra y productos nacionales (A)	63%	67%
Coeficiente de participación de los productos importados (B)	26%	22%
Coeficiente de participación del conductor de cobre (C)	1%	3%
Coeficiente de participación del conductor de aluminio (D)	10%	7%

Fuente: Elaboración propia sobre la base de la Resolución de Consejo Directivo Osinergmin N° 203-2013-OS/CD de Osinergmin (2013), 2018

Asimismo, los indicadores se obtienen de manera mensual y corresponden a:

- **IPM:** índice de precios al por mayor con base 1994, donde IPM_0 es 208,221718 registrado a diciembre del 2012. Para la proyección se utilizó la expectativa de inflación para los años 2017, 2018 y 2019, de acuerdo con la encuesta del BCRP: 2,93%, 2,85% y 2,83%, respectivamente. Para los siguientes años hasta el 2026 se mantuvo una inflación de 2,83%.
- **TC:** tipo de cambio sol (S/) por dólar estadounidense (US\$), donde TC_0 es 2,551 al cierre de diciembre del 2012. Para la proyección se utilizó la expectativa de tipo de cambio para los años 2017, 2018 y 2019, de acuerdo con la encuesta del BCRP: 3,280, 3,317 y 3,363, respectivamente. Para los siguientes años hasta el 2026 se mantuvo el tipo de cambio en 3,363.
- **IPCu:** índice del precio del cobre en centavos de US\$ por libra, donde $IPCu_0$ es 360,55 como promedio de últimos doce meses a diciembre del 2012. Para la proyección se utilizó la estimación del BCRP en el *Reporte de Inflación* para los años 2017, 2018 y 2019: 279, 300 y 300 (ctv US\$/libra), respectivamente. Para los siguientes años hasta el 2026 se mantuvo el precio del cobre en 300.
- **IPAl:** índice del precio del aluminio en US\$ por tonelada, donde $IPAl_0$ es 2.017,16 como promedio de últimas 52 semanas a diciembre del 2012. Para la proyección se utilizó el promedio móvil de la variación del precio de los últimos cinco años (US\$/Tn) hasta el 2026.

Es así como se obtuvieron los factores de actualización mensuales para las tarifas de baja tensión (FAVADBT) y de media tensión (FAVADMT) entre enero del 2013 y el final del período de proyección. Asimismo, con la información comercial publicada por Osinergmin se obtuvieron las tarifas promedio mensuales para los clientes analizados: residenciales (BT), comerciales (BT) y comerciales (MT), todos ubicados en la zona sur de Lima.

Finalmente, se desarrollaron modelos de regresión lineal simple (MCO) utilizando la herramienta EViews para la explicación de la tarifa respecto de los factores de actualización del VAD, como se puede apreciar en los siguientes cuadros:

Tabla 29. Tarifa para clientes residenciales (Lima Sur) de baja tensión

Dependent Variable: RES_ST1_BT				
Method: LeastSquares				
Sample (adjusted): 2013M01 2017M03				
Included observations: 51 after adjustments				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-0,093278	0,031791	-2,934085	0,0051
FAVADBT	0,139108	0,043930	3,166545	0,0027
RES_ST1_BT(-1)	0,865530	0,043700	19,80613	0,0000
R-squared	0,986703	Mean dependent var		0,405958
Adjusted R-squared	0,986149	S,D, dependent var		0,045014
S.E. of regression	0,005298	Akaikeinfocriterion		-7,586023
Sum squared resid	0,001347	Schwarzcriterion		-7,472387
Log likelihood	196,4436	Hannan-Quinncrier,		-7,542599
F-statistic	1780,877	Durbin-Watson stat		1,864231
Prob(F-statistic)	0,000000			

Fuente: Elaboración propia sobre la base de Eviews, 2018.

Tabla 30. Tarifa para clientes comerciales (Lima Sur) de baja tensión

Dependent Variable: COM_ST1_BT				
Method: Least Squares				
Sample (adjusted): 2013M01 2017M03				
Included observations: 51 after adjustments				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-0,083077	0,040765	-2,037922	0,0471
FAVADBT	0,127390	0,056393	2,258965	0,0285
COM_ST1_BT(-1)	0,869553	0,056726	15,32888	0,0000
R-squared	0,978892	Mean dependent var		0,399141
Adjusted R-squared	0,978013	S,D, dependent var		0,044463
S.E. of regression	0,006593	Akaikeinfocriterion		-7,148561
Sum squared resid	0,002087	Schwarzcriterion		-7,034925
Log likelihood	185,2883	Hannan-Quinncrier,		-7,105137
F-statistic	1113,012	Durbin-Watson stat		2,082348
Prob(F-statistic)	0,000000			

Fuente: Elaboración propia sobre la base de Eviews, 2018.

Tabla 31. Tarifa para clientes comerciales (Lima Sur) de media tensión

Dependent Variable: COM_ST1_MT				
Method: Least Squares				
Sample (adjusted): 2013M02 2017M03				
Included observations: 50 after adjustments				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-0,108287	0,048896	-2,214633	0,0318
FAVADMT	0,140060	0,059927	2,337175	0,0238
COM_ST1_MT(-1)	0,531250	0,147283	3,606999	0,0008
COM_ST1_MT(-2)	0,319954	0,137341	2,329628	0,0243
R-squared	0,971998	Mean dependent var		0,263708
Adjusted R-squared	0,970172	S,D, dependent var		0,035355
S.E. of regression	0,006106	Akaikeinfocriterion		-7,282438
Sum squared resid	0,001715	Schwarzcriterion		-7,129476
Log likelihood	186,0610	Hannan-Quinncrier,		-7,224189
F-statistic	532,2539	Durbin-Watson stat		1,912589
Prob(F-statistic)	0,000000			

Fuente: Elaboración propia sobre la base de Eviews, 2018.

Para verificar la consistencia de los modelos se tomaron en cuenta los siguientes criterios:

- Significancia de los coeficientes para las variables independientes ($p \leq 0,05$).
- Nivel de explicación de las variables independientes respecto a la variable dependiente en el modelo (R^2 ajustado cercano a 1).
- Estadístico de Durbin-Watson (entre 1,85 y 2,15) para la eliminación de autocorrelación de la variable dependiente mediante la inclusión del primer rezago. Además de pruebas de LM para análisis de rezagos de otro orden.
- Indicador VIF < 10 para determinar la ausencia de multicolinealidad, es decir correlación entre las variables independientes.
- Estadístico Jarque-Bera (< 6), con lo cual no se rechaza hipótesis nula de normalidad de los residuos del modelo.
- Se cumple homocedasticidad para que los residuos del modelo presenten varianza constante a lo largo de la muestra (Test de White).

Anexo 13. Proyección de ingresos por venta de energía a clientes libres

Para la proyección de los ingresos por venta de energía a clientes libres se consideró el volumen de venta (GWh) asociado a la participación de Luz del Sur en el mercado de clientes libres, de acuerdo con la información comercial disponible reportada por Osinergmin entre el año 2012 y marzo de 2017; asimismo, para determinar el comportamiento de precio promedio de venta (S/ por kWh), calculado con información financiera de Luz del Sur y de clasificadoras a septiembre de 2017, se observó el margen de reserva de potencia, según datos presentados por Engie (Ver Gráfico 6). A continuación, se muestran los datos observados en los años previos:

Tabla 32. Volumen y precio de venta para clientes libres

Volumen de venta	2012	2013	2014	2015	2016	Mar-17
Ventas a clientes libres de Luz del Sur (GWh)	348	416	469	581	622	174
Ventas en el mercado de clientes libres (GWh)	14.661	15.841	16.426	18.264	22.362	5.817
Participación de Luz del Sur (%)	2,4%	2,6%	2,9%	3,2%	2,8%	3,0%
Precio de venta	2012	2013	2014	2015	2016	Sep-17
Precio promedio a clientes libres de Luz del Sur (S/ por kWh)	0,2497	0,2573	0,2847	0,3101	0,3061	0,2391
Variación de precio (%)	11,2%	3,1%	10,6%	8,9%	-1,3%	-21,9%
Margen de Reserva (%)	35%	39%	53%	60%	89%	79%

Fuente: Elaboración propia, 2018.

La participación promedio histórica de Luz del Sur en el mercado de clientes libres equivale a 2.8%, la cual se estimó que continuará estable para los próximos años. Para la proyección del volumen de venta a clientes libres en el mercado se utilizó las tasas de crecimiento de la demanda proyectada por COES SINAC. Asimismo, se consideró un incremento progresivo del volumen de ventas de energía atendido por la C.H. Santa Teresa que llegó a 58% en 2016 (segmento de generación) y se estableció dicha participación en 80% para el 2017 y en adelante llegará hasta su capacidad máxima anual de producción de energía en condiciones normales de 650 GWh (equivalente al 90% de su capacidad ideal), es así que el restante del volumen de la energía vendida corresponde al segmento de distribución.

Tabla 33. Volumen de venta de clientes libres (GWh)

Volumen de venta	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Mercado (GWh)	23.879	26.542	29.407	32.663	34.921	36.961	38.104	39.147	39.885	40.561
Crecimiento de mercado	6,8%	11,2%	10,8%	11,1%	6,9%	5,8%	3,1%	2,7%	1,9%	1,7%
Luz del Sur (GWh)	669	744	824	915	979	1.036	1.068	1.097	1.118	1.137

Fuente: Elaboración propia, 2018.

Se observa un crecimiento en el precio hasta antes de generarse la sobreoferta de energía cuando en el año 2015 el margen de reserva de potencia se ubicaba hasta 60%; asimismo, de acuerdo con

las proyecciones del margen de reserva se aprecia una disminución gradual en los próximos años, ante esto se estimó que el efecto de la sobreoferta de energía sobre el precio se atenuará. Con estas consideraciones, en tanto dicho margen se ubique por encima del 60% el precio se fijó en el dato más reciente correspondiente a septiembre de 2017 (S/ 0,2391 por kWh), y a partir del siguiente año se asumió un incremento anual del precio de 8,4%, que equivale al promedio del crecimiento observado entre el 2012 y 2015.

Tabla 34. Precio de venta para clientes libres (soles por kWh)

Precio de venta	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Margen de reserva	79%	76%	75%	72%	64%	59%	51%	44%	37%	37%
Variación del precio	-21,9%	0%	0%	0%	0%	8,4%	8,4%	8,4%	8,4%	8,4%
Precio de venta (S/ por kWh)	0,2391	0,2391	0,2391	0,2391	0,2391	0,2593	0,2811	0,3047	0,3304	0,3582

Fuente: Elaboración propia, 2018.

Anexo 14. Estimaciones de la tasa g

Para establecer la tasa g se han tomado en consideración las estimaciones que se detallan a continuación:

- Calculado como la multiplicación del ROE promedio del periodo proyectado (20,14%), que representa los beneficios obtenidos con recursos propios, por el ratio de retención de los beneficios generados ($1 - \text{payout ratio}$) del último año proyectado (20,08%), con lo cual se obtuvo como tasa de crecimiento 4,05%.
- Considerando la estimación del PBI nacional de 3,84% para el año 2027 de acuerdo con el informe de proyección de PBI elaborado por Macroconsult para el COES SINAC en septiembre de 2016; asimismo, asumiendo una tasa de inflación de 2%, se obtuvo una tasa nominal de crecimiento de 5.84%.

Finalmente, la tasa g seleccionada para Luz de Sur es el menor valor de las opciones analizadas (4,05%), toda vez que se utilizará para sustentar un crecimiento sostenible y a perpetuidad durante el periodo de madurez a partir del 2027. Cabe señalar que dicha tasa g es menor a la última tasa de crecimiento registrada para el período de proyección (6,37%).

Anexo 15. Resultados de proyecciones de principales cuentas

Ingresos por distribución de energía para clientes regulados

Ing. por distribución	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Residencial BT	1.351	1.451	1.575	1.695	1.807	1.927	2.055	2.187	2.329	2.479
Comercial BT	473	501	539	575	608	643	681	719	759	802
Comercial MT	431	471	516	557	595	633	674	715	758	803
Otros clientes	618	663	720	774	824	877	933	991	1.052	1.118
Total (en millones de soles)	2.874	3.087	3.349	3.601	3.833	4.080	4.343	4.612	4.898	5.202

Ingresos por venta de energía para clientes libres

Ing. por clientes libres	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Distribución	32	22	42	64	79	100	118	136	155	174
Generación	128	155	155	155	155	168	183	198	215	233
Total (en millones de soles)	160	178	197	219	234	269	300	334	369	407

Compra de energía eléctrica para distribución

C. de ventas (en millones de soles)	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Compra de energía	-1.881	-2.012	-2.195	-2.371	-2.532	-2.705	-2.887	-3.073	-3.270	-3.479

Margen operativo

G. Operat. (en millones de soles)	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Comercialización	-58	-62	-68	-73	-77	-83	-88	-94	-100	-107
Administración	-95	-102	-111	-120	-128	-136	-146	-155	-165	-176
Otros ingresos	22	24	26	28	30	32	34	36	38	41
Margen Operativo (%)	22,8%	23,0%	22,8%	22,7%	22,6%	22,6%	22,6%	22,6%	22,7%	22,7%

CAPEX

CAPEX (en millones de soles)	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Prop., planta y equipo	6.561	6.884	7.229	7.596	7.988	8.405	8.850	9.325	9.830	10.370
Adiciones	329	350	373	397	423	451	481	512	546	581
Ret. / Vent. / Transf.	-25	-27	-28	-30	-32	-33	-35	-38	-40	-42
Depreciación	-102	-108	-115	-121	-129	-136	-144	-153	-162	-172

Financiamiento

Ob. Financ. (en millones de soles)	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Corriente	425	462	502	544	589	637	689	743	801	863
No corriente	1.460	1.588	1.724	1.870	2.025	2.190	2.365	2.553	2.752	2.965
Apalancamiento (veces)	1,18	1,21	1,25	1,28	1,31	1,34	1,37	1,40	1,43	1,45

Política de dividendos

Dividendos (en millones de soles)	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Ganancias netas	443	480	518	553	585	624	665	707	751	799
Dividendos	354	384	414	442	467	499	531	565	600	638
Payout (%)	79,9%	79,9%	79,9%	79,9%	79,9%	79,9%	79,9%	79,9%	79,9%	79,9%

Capital de trabajo

Cap. trabajo (en millones de soles)	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
AC sin efectivo	501	539	585	630	671	717	765	815	868	924
PC sin deuda finan.	438	471	512	551	586	626	668	711	757	805
Capital de trabajo	63	68	73	79	85	91	97	104	111	118

Tasa de impuesto

Impuestos (en millones de soles)	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Util. antes impuestos	629	681	734	785	829	885	943	1,003	1,066	1,133
Impuestos	185	201	217	232	245	261	278	296	314	334
Tasa impositiva (%)	29,5%	29,5%	29,5%	29,5%	29,5%	29,5%	29,5%	29,5%	29,5%	29,5%

Fuente: Elaboración propia, 2018.

Anexo 16. Supuestos de otras cuentas

- **Ingresos por alquileres:** corresponde a los ingresos por alquileres de oficinas, locales comerciales y estacionamientos de su Edificio Torre Siglo XXI y un terreno arrendado (propiedades en inversión). Se estimó que la renta de inmuebles se asocia al valor comercial de las propiedades, es así como los ingresos por alquileres se fijaron en 6,9% del valor de las propiedades en inversión, correspondiente al porcentaje anualizado que representa a setiembre del 2017, por tratarse de la información más reciente para el mercado inmobiliario.
- **Ingresos provenientes de servicios complementarios:** comprenden los ingresos por la construcción de nuevas conexiones, mantenimiento e instalación de medidores, cobros por corte y reconexión, afectaciones e ingresos diversos en el servicio de distribución de energía para clientes regulados. Es estimado como el promedio de los últimos 2 años del porcentaje de estos ingresos respecto de los ingresos por distribución de energía para clientes regulados equivalente a 3,2%, en vista de la tendencia decreciente de esta tasa, se espera replicar el comportamiento más reciente.

Tabla 35. Otros ingresos

Otros ingresos	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Alquileres	4,9	5,2	5,5	5,8	6,2	6,6	6,9	7,4	7,8	8,3
Servicios complem.	93,1	99,7	107,9	115,6	122,7	130,1	138,1	146,2	154,8	163,9
Total (en millones de soles)	98,0	104,9	113,4	121,4	128,9	136,7	145,0	153,6	162,6	172,1

Fuente: Elaboración propia, 2018.

- **Gastos de distribución de energía:** corresponde a costos de distribución por servicios prestados por terceros, gastos de personal, provisiones y otros. Se tomó el porcentaje promedio histórico (2012 a setiembre del 2017) respecto de los ingresos por distribución de energía (regulados y libres) y provenientes de servicios complementarios que equivale a 11,8%, debido a que se espera mantenga el nivel de eficiencia de los últimos años.
- **Gastos de generación de energía:** corresponde a costos de generación por peaje de energía, servicios prestados por terceros, gastos de personal, provisiones y otros. Se tomó el porcentaje de los gastos de generación respecto de los ingresos por generación de energía correspondiente a setiembre del 2017 que equivale a 41%, debido a que refleja la situación más cercana que atraviesa actualmente el mercado de generación de energía, por ello se espera un comportamiento similar para los próximos años.

- **Gastos de alquileres:** no se tienen gastos directos por estas operaciones dado que son asumidas por arrendatarios, corresponde principalmente a tributos. Se estimó como el porcentaje que representa de los ingresos por alquileres cuyo valor al mes de setiembre del 2017 asciende a 4,2%, debido a que corresponder a la información más reciente para el mercado inmobiliario.

Tabla 36. Otros costos de ventas

Otros costos de ventas	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Distribución	-353,8	-378,6	-412,7	-445,9	-475,9	-508,4	-542,4	-577,3	-614,3	-653,5
Generación	-52,5	-63,7	-63,7	-63,7	-63,7	-69,1	-74,9	-81,2	-88,1	-95,5
Alquileres	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3
Total (en millones de soles)	-406,5	-442,5	-476,7	-509,8	-539,9	-577,8	-617,6	-658,9	-702,7	-749,3

Fuente: Elaboración propia, 2018.

- **Propiedades de inversión:** se estimó como el porcentaje de revalorización registrado al cierre del 2016 que alcanzó 6%, debido a que corresponder a la información más reciente para el mercado inmobiliario. Cabe señalar que no se tomó en cuenta el valor a setiembre del 2017, dado que se registró una reclasificación contable en el presente periodo.
- **Pasivo para beneficios a los empleados:** se tomó el porcentaje promedio histórico (2012 a setiembre del 2017) respecto a los gastos de personal que equivale a 31,9%, debido a que se espera que a futuro mantenga el nivel de los últimos años. Cabe señalar que los gastos de personal representan en promedio 35,1%, entre el 2012 y setiembre del 2017, del total de gastos de distribución, de generación, de comercialización y de administración. Por otra parte, se realizaron ajustes a fin de no incluir el efecto del programa voluntario de retiro por incentivos aplicado para el 2016 y 2017.
- **Pasivos por impuestos diferidos:** se ha fijado el saldo de esta cuenta en el valor registrado a setiembre del 2017. Se origina principalmente por la diferencia temporaria generados por diferencias en el costo y las tasas de depreciación empleadas para sus activos a largo plazo, incluyendo las revaluaciones de propiedad, planta y equipo.
- **Provisiones de ejercicio:** corresponden a gastos registrados en el estado de resultados que no originan un flujo de efectivo (salida de caja) como parte de los gastos de distribución, de generación, de comercialización y de administración, incluyendo la estimación por deterioro de cuentas por cobrar. Se tomó el porcentaje promedio histórico (2012 a setiembre del 2017) respecto a dichos gastos que equivale a 2,7%.

Anexo 17. Recomendaciones de analistas

En períodos aproximados a la fecha de valorización del cierre de setiembre del 2017, con información obtenida de la plataforma Bloomberg, se obtuvo como precio consenso promedio de parte de los analistas S/ 12,36 por acción. Este se ubica por encima del precio de mercado (S/ 12), así como el precio obtenido mediante el método de flujo de caja descontado (S/ 13,12).

Tabla 37. Valor de la acción por recomendaciones de analistas

Empresa Analista	Fecha	Recomendación	Precio (S/)
Inteligo SAB	9/10/2017	Mantener	12,27
Credicorp Capital	11/10/2017	Comprar	13,20
BBVA	5/09/2017	Vender	11,61
Precio consenso promedio			12,36

Fuente: Elaboración propia sobre la base de Bloomberg, 2018.

Anexo 18. Estados financieros de Luz de Sur S. A. A. y subsidiarias (histórico)

Tabla 38. Estado de situación financiera, histórico (en miles de soles)

CUENTA	2012	2013	2014	2015	2016	Set-17
ACTIVOS						
Activos Corrientes						
Efectivo y equivalentes al efectivo	28.944	18.884	26.875	51.113	42.547	33.979
Cuentas por cobrar comerciales (neto)	301.503	343.447	375.955	438.275	458.495	417.660
Otras cuentas por cobrar (neto)	10.804	12.841	14.166	29.200	24.345	19.790
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	2.629	2.253	2.569	9.266	6.928	11.246
Inventarios (neto)	17.405	23.576	27.891	36.329	41.462	76.192
Activo por impuestos a las ganancias	0	0	0	15.533	799	0
Gastos pagados por anticipado	6.586	6.406	6.635	19.757	13.154	1.536
Total Activos Corrientes	367.871	407.407	454.091	599.473	587.730	560.403
Activos No Corrientes						
Otras cuentas por cobrar (neto)	1.090	16.960	57.886	73.971	69.660	69.660
Propiedades de inversión	46.887	51.506	55.146	63.241	67.021	59.482
Propiedades, planta y equipo (neto)	2.476.609	2.986.010	3.262.153	3.580.342	4.484.687	4.631.402
Propiedades, planta y equipo	3.685.630	4.268.024	4.619.989	5.018.084	6.257.244	6.465.832
Depreciación acumulada	-1.209.021	-1.282.014	-1.357.836	-1.437.742	-1.772.557	-1.834.430
Activos intangibles (neto)	4.500	3.962	3.724	10.886	15.204	20.172
Total Activos No Corrientes	2.529.086	3.058.438	3.378.909	3.728.440	4.636.572	4.780.716
TOTAL DE ACTIVOS	2.896.957	3.465.845	3.833.000	4.327.913	5.224.302	5.341.119

CUENTA	2012	2013	2014	2015	2016	Set-17
PASIVOS Y PATRIMONIO						
Pasivos Corrientes						
Obligaciones financieras	147.065	301.436	184.885	311.207	504.342	516.326
Cuentas por pagar comerciales	178.967	191.177	221.144	286.041	310.767	275.563
Otras cuentas por pagar	67.305	67.275	83.829	141.897	105.732	97.690
Pasivo para beneficios a los empleados	42.457	44.767	48.723	49.771	67.386	48.311
Provisiones	8.855	8.223	11.077	6.831	6.750	6.576
Pasivo por Impuestos a las Ganancias	10.460	5.742	13.932	0	0	19.471
Total Pasivos Corrientes	455.109	618.620	563.590	795.747	994.977	963.937
Pasivos No Corrientes						
Obligaciones financieras	698.570	857.310	1.186.090	1.250.165	1.225.500	1.245.050
Otras cuentas por pagar	43.277	38.821	34.711	40.143	39.804	38.024
Provisiones	1.469	1.767	2.072	2.597	2.806	2.923
Pasivos por impuestos diferidos	301.565	352.253	301.191	325.904	555.342	567.761
Total Pasivos No Corrientes	1.044.881	1.250.151	1.524.064	1.618.809	1.823.452	1.853.758
TOTAL DE PASIVOS	1.499.990	1.868.771	2.087.654	2.414.556	2.818.429	2.817.695
Patrimonio						
Capital Emitido	331.127	331.127	331.127	331.127	331.127	331.127
Reserva Legal	66.225	66.225	66.225	66.225	66.225	66.225
Otras Reservas	77.096	77.096	77.096	77.096	77.096	77.096
Resultados Acumulados	657.340	728.773	864.523	1.040.053	1.159.849	1.286.134
Superávit de Revaluación Neto	265.179	393.853	406.375	398.856	771.576	762.842
Total Patrimonio	1.396.967	1.597.074	1.745.346	1.913.357	2.405.873	2.523.424
TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO	2.896.957	3.465.845	3.833.000	4.327.913	5.224.302	5.341.119

Fuente: Elaboración propia, 2018.

Tabla 39. Estado de resultados, histórico (en miles de soles)

CUENTA	2012	2013	2014	2015	2016	Set-17
Ingresos de Actividades Ordinarias	2.077.539	2.200.438	2.548.915	2.942.421	3.139.144	2.265.709
Distribución de energía (Clientes Regulados)	1,911,968	2,011,379	2,287,551	2,636,609	2,840,910	2,090,557
Distribución de energía (Clientes Libres)	86,899	107,088	133,603	150,901	80,200	42,478
Generación de Energía (Clientes Libres)	0	0	0	30,523	110,167	76,743
Alquileres	4.671	4.069	4.360	5.187	4.766	3.081
Provenientes por servicios complementarios	74.001	77.902	123.401	119.201	103.101	52.850
Costo de Ventas	-1.487.037	-1.620.014	-1.892.964	-2.202.020	-2.332.436	-1.641.085
Compra de energía eléctrica para distribución	-1.221.600	-1.334.064	-1.576.667	-1.865.055	-1.971.996	-1.380.040
Gastos de distribución	-265.314	-285.832	-316.169	-324.931	-328.497	-229.433
Gastos de generación	0	0	0	-11.900	-31.792	-31.483
Alquileres	-123	-118	-128	-134	-151	-129
Utilidad Bruta	590.502	580.424	655.951	740.401	806.708	624.624
Gastos de comercialización	-40.263	-42.812	-46.686	-50.052	-63.233	-37.142
Gastos de administración	-64.652	-68.382	-74.128	-80.018	-107.370	-67.550
Otros ingresos operativos	18.501	24.427	23.573	48.423	42.887	22.611
Otros gastos operativos	-22.806	-9.012	-9.275	-9.673	-10.837	-3.616
Utilidad Operativa (EBIT)	481.282	484.645	549.435	649.081	668.155	538.927
Ingresos financieros	12.821	12.375	12.895	14.164	17.175	14.870
Gastos financieros	-36.675	-34.975	-42.276	-59.772	-89.635	-72.451
Diferencias de cambio (neto)	-1.153	-564	394	782	-1.715	-551
Utilidad antes de Impuesto	456.275	461.481	520.448	604.255	593.980	480.795
Gasto por Impuesto a las Ganancias	-144.659	-140.361	-112.631	-170.855	-194.193	-144.116
Utilidad Neta del Ejercicio	311.616	321.120	407.817	433.400	399.787	336.679

Fuente: Elaboración propia, 2018.

Anexo 19. Estados financieros de Luz de Sur S. A. A. y subsidiarias (proyecciones)

Tabla 40. Estado de situación financiera, proyecciones (en miles de soles)

CUENTA	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
ACTIVOS										
Activos Corrientes										
Efectivo y equivalentes al efectivo	104.870	142.394	181.599	223.279	266.717	311.707	358.791	407.956	459.121	512.365
Cuentas por cobrar comerciales (neto)	434.997	468.031	508.315	547.358	582.813	622.925	664.961	708.284	754.146	802.905
Otras cuentas por cobrar (neto)	20.155	21.686	23.553	25.362	27.004	28.863	30.811	32.818	34.943	37.202
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	6.184	6.653	7.226	7.781	8.285	8.855	9.453	10.068	10.720	11.413
Inventarios (neto)	38.120	40.917	44.524	48.022	51.197	54.717	58.403	62.197	66.212	70.478
Activo por impuestos a las ganancias	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gastos pagados por anticipado	1.536	1.536	1.536	1.536	1.536	1.536	1.536	1.536	1.536	1.536
Total Activos Corrientes	605.863	681.217	766.752	853.337	937.552	1.028.603	1.123.955	1.222.860	1.326.678	1.435.900
Activos No Corrientes										
Otras cuentas por cobrar (neto)	50.348	54.172	58.834	63.353	67.457	72.100	76.965	81.980	87.288	92.931
Propiedades de inversión	71.027	75.272	79.771	84.539	89.593	94.948	100.623	106.637	113.011	119.766
Propiedades, planta y equipo (neto)	4.685.699	4.900.795	5.130.906	5.377.020	5.640.194	5.921.553	6.222.298	6.543.706	6.887.141	7.254.056
Propiedades, planta y equipo	6.560.601	6.883.969	7.228.669	7.596.109	7.987.787	8.405.304	8.850.364	9.324.783	9.830.499	10.369.576
Depreciación acumulada	-1.874.902	-1.983.174	-2.097.764	-2.219.089	-2.347.593	-2.483.751	-2.628.066	-2.781.077	-2.943.358	-3.115.520
Activos intangibles (neto)	20.172	20.172	20.172	20.172	20.172	20.172	20.172	20.172	20.172	20.172
Total Activos No Corrientes	4.827.246	5.050.411	5.289.683	5.545.085	5.817.416	6.108.773	6.420.058	6.752.494	7.107.611	7.486.925
TOTAL DE ACTIVOS	5.433.109	5.731.629	6.056.435	6.398.422	6.754.968	7.137.376	7.544.012	7.975.354	8.434.290	8.922.825

CUENTA	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
PASIVOS Y PATRIMONIO										
Pasivos Corrientes										
Obligaciones financieras	425.042	462.315	502.025	544.333	589.411	637.441	688.617	743.149	801.255	863.174
Cuentas por pagar comerciales	266.453	286.745	312.091	336.561	358.747	383.432	409.249	435.824	463.951	493.847
Otras cuentas por pagar	102.045	109.816	119.523	128.895	137.392	146.845	156.733	166.910	177.682	189.132
Pasivo para beneficios a los empleados	62.703	68.044	73.464	78.717	83.487	89.311	95.431	101.763	108.478	115.630
Provisiones	6.576	6.576	6.576	6.576	6.576	6.576	6.576	6.576	6.576	6.576
Pasivo por Impuestos a las Ganancias	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Pasivos Corrientes	862.819	933.496	1.013.679	1.095.083	1.175.613	1.263.605	1.356.606	1.454.221	1.557.943	1.668.358
Pasivos No Corrientes										
Obligaciones financieras	1.459.962	1.587.990	1.724.389	1.869.713	2.024.549	2.189.525	2.365.310	2.552.617	2.752.207	2.964.888
Otras cuentas por pagar	44.775	48.185	52.444	56.556	60.284	64.432	68.771	73.237	77.963	82.987
Provisiones	2.923	2.923	2.923	2.923	2.923	2.923	2.923	2.923	2.923	2.923
Pasivos por impuestos diferidos	567.761	567.761	567.761	567.761	567.761	567.761	567.761	567.761	567.761	567.761
Total Pasivos No Corrientes	2.075.421	2.206.859	2.347.517	2.496.953	2.655.517	2.824.641	3.004.765	3.196.538	3.400.854	3.618.559
TOTAL DE PASIVOS	2.938.239	3.140.355	3.361.197	3.592.036	3.831.130	4.088.246	4.361.371	4.650.759	4.958.797	5.286.917
Patrimonio										
Capital Emitido	331.127	331.127	331.127	331.127	331.127	331.127	331.127	331.127	331.127	331.127
Reserva Legal	66.225	66.225	66.225	66.225	66.225	66.225	66.225	66.225	66.225	66.225
Otras Reservas	77.096	77.096	77.096	77.096	77.096	77.096	77.096	77.096	77.096	77.096
Resultados Acumulados	1.255.246	1.358.584	1.470.027	1.589.168	1.715.067	1.849.370	1.992.485	2.144.648	2.306.399	2.478.351
Superávit de Revaluación Neto	765.175	758.242	750.764	742.770	734.323	725.311	715.709	705.499	694.646	683.109
Total Patrimonio	2.494.869	2.591.274	2.695.239	2.806.387	2.923.838	3.049.129	3.182.642	3.324.595	3.475.493	3.635.908
TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO	5.433.109	5.731.629	6.056.435	6.398.422	6.754.968	7.137.376	7.544.012	7.975.354	8.434.290	8.922.825

Fuente: Elaboración propia, 2018.

Tabla 41. Estado de resultados, proyecciones (en miles de soles)

CUENTA	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Ingresos de Actividades Ordinarias	3.131.978	3.369.821	3.659.865	3.940.979	4.196.256	4.485.060	4.787.721	5.099.645	5.429.850	5.780.914
Distribución de energía (Clientes Regulados)	2.873.920	3.087.025	3.349.417	3.600.650	3.833.358	4.079.795	4.342.509	4.611.745	4.897.957	5.201.618
Distribución de energía (Clientes Libres)	32.008	22.492	41.694	63.516	78.649	100.090	117.522	136.322	154.628	174.422
Generación de Energía (Clientes Libres)	128.030	155.394	155.394	155.394	155.394	168.471	182.649	198.020	214.684	232.751
Alquileres	4.905	5.199	5.509	5.839	6.188	6.557	6.949	7.365	7.805	8.271
Provenientes por servicios complementarios	93.115	99.711	107.851	115.581	122.667	130.145	138.092	146.192	154.775	163.851
Costo de Ventas	-2.287.222	-2.455.017	-2.671.456	-2.881.313	-3.071.803	-3.283.036	-3.504.163	-3.731.837	-3.972.710	-4.228.708
Compra de energía eléctrica para distribución	-1.880.729	-2.012.493	-2.194.742	-2.371.464	-2.531.868	-2.705.240	-2.886.551	-3.072.970	-3.270.055	-3.479.397
Gastos de distribución	-353.765	-378.558	-412.735	-445.856	-475.927	-508.408	-542.391	-577.323	-614.256	-653.481
Gastos de generación	-52.523	-63.749	-63.749	-63.749	-63.749	-69.114	-74.930	-81.236	-88.072	-95.484
Alquileres	-205	-218	-231	-244	-259	-275	-291	-308	-327	-346
Utilidad Bruta	844.756	914.803	988.409	1.059.666	1.124.453	1.202.024	1.283.558	1.367.807	1.457.140	1.552.206
Gastos de comercialización	-57.785	-62.173	-67.524	-72.711	-77.420	-82.749	-88.333	-94.088	-100.180	-106.657
Gastos de administración	-95.259	-102.493	-111.315	-119.865	-127.629	-136.413	-145.619	-155.106	-165.149	-175.827
Otros ingresos operativos	22.083	23.760	25.805	27.788	29.588	31.624	33.758	35.957	38.286	40.761
Otros gastos operativos										
Utilidad Operativa (EBIT)	713.795	773.897	835.376	894.878	948.991	1.014.485	1.083.364	1.154.571	1.230.096	1.310.482
Ingresos financieros	17.592	18.928	20.558	22.137	23.570	25.193	26.893	28.645	30.500	32.472
Gastos financieros	-102.869	-111.989	-121.705	-132.056	-143.084	-154.835	-167.355	-180.696	-194.912	-210.060
Diferencias de cambio (neto)										
Utilidad antes de Impuesto	628.518	680.837	734.229	784.959	829.477	884.843	942.901	1.002.519	1.065.684	1.132.894
Gasto por Impuesto a las Ganancias	-185.413	-200.847	-216.597	-231.563	-244.696	-261.029	-278.156	-295.743	-314.377	-334.204
Utilidad Neta del Ejercicio	443.105	479.990	517.631	553.396	584.781	623.814	664.745	706.776	751.307	798.691

Fuente: Elaboración propia. 2018.

Tabla 42. Estado de flujo de efectivo, proyecciones (en miles de soles)

CUENTA	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Actividades Operacionales										
Cobranza de cuentas comerciales	3.155.476	3.336.787	3.619.581	3.901.936	4.160.801	4.444.948	4.745.685	5.056.322	5.383.988	5.732.155
Cobranza de otras cuentas	24.246	-5.824	-7.102	-6.883	-6.251	-7.071	-7.411	-7.638	-8.085	-8.596
Aumento de otras cuentas por pagar	1.284	11.181	13.966	13.484	12.225	13.601	14.226	14.643	15.499	16.473
Pago de cuentas comerciales	-2.316.576	-2.437.522	-2.649.718	-2.860.340	-3.052.791	-3.261.873	-3.482.031	-3.709.057	-3.948.597	-4.203.079
Pago por gastos de administración y ventas	-50.699	-56.394	-64.249	-71.251	-76.545	-83.005	-89.636	-96.183	-103.049	-110.322
Pago de otros gastos	-67.933	-63.959	-69.921	-76.879	-85.157	-92.194	-100.585	-109.763	-119.411	-129.676
Pago de impuesto a la renta	-172.195	-200.847	-216.597	-231.563	-244.696	-261.029	-278.156	-295.743	-314.377	-334.204
Efectivo y equivalentes al efectivo Neto usado por las Actividades Operacionales	573.602	583.422	625.960	668.504	707.586	753.378	802.091	852.582	905.968	962.751
Actividades de Inversión										
Incremento de propiedades de inversión	-4.006	-4.245	-4.499	-4.768	-5.053	-5.355	-5.675	-6.014	-6.374	-6.755
Incremento de propiedades, planta y equipo	-303.357	-323.368	-344.700	-367.439	-391.679	-417.517	-445.060	-474.419	-505.716	-539.077
Incremento de activos intangibles (neto)	-4.968	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Efectivo y equivalentes al efectivo Neto usado por las Actividades de Inversión	-312.330	-327.614	-349.199	-372.208	-396.732	-422.872	-450.735	-480.434	-512.090	-545.832
Actividades de Financiación										
Incremento de Obligaciones financieras	155.161	165.301	176.110	187.632	199.914	213.006	226.962	241.838	257.696	274.600
Pago de dividendos	-354.109	-383.585	-413.667	-442.248	-467.330	-498.523	-531.233	-564.822	-600.409	-638.276
Efectivo y equivalentes al efectivo Neto usado por las Actividades de Financiación	-198.948	-218.284	-237.557	-254.616	-267.416	-285.517	-304.271	-322.984	-342.713	-363.676
(Disminución) Aumento Neto de Efectivo y equivalentes al efectivo	62.323	37.524	39.204	41.680	43.438	44.989	47.085	49.164	51.166	53.244
Efectivo y equivalentes al efectivo al inicio del año	42.547	104.870	142.394	181.599	223.279	266.717	311.707	358.791	407.956	459.121
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del año	104.870	142.394	181.599	223.279	266.717	311.707	358.791	407.956	459.121	512.365

Fuente: Elaboración propia, 2018.

Anexo 20. Principales ratios financieros de las proyecciones

Liquidez	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Liquidez Corriente (veces)	0,70	0,73	0,76	0,78	0,80	0,81	0,83	0,84	0,85	0,86
Prueba Ácida (veces)	0,66	0,68	0,71	0,73	0,75	0,77	0,78	0,80	0,81	0,82
Capital de Trabajo (Miles S/)	-256.956	-252.279	-246.927	-241.745	-238.060	-235.002	-232.651	-231.361	-231.265	-232.458
Eficiencia	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Gastos Totales/Ventas (%)	-8,17%	-8,21%	-8,21%	-8,24%	-8,30%	-8,34%	-8,38%	-8,43%	-8,48%	-8,52%
Gastos Financieros/Ventas (%)	-3,28%	-3,32%	-3,33%	-3,35%	-3,41%	-3,45%	-3,50%	-3,54%	-3,59%	-3,63%
Endeudamiento y Solvencia	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Pasivos Totales/Patrimonio (veces)	1,18	1,21	1,25	1,28	1,31	1,34	1,37	1,40	1,43	1,45
Deuda Financiera/Patrimonio (veces)	0,76	0,79	0,83	0,86	0,89	0,93	0,96	0,99	1,02	1,05
Pasivos Totales/EBITDA (años)	3,54	3,50	3,47	3,47	3,49	3,49	3,49	3,49	3,50	3,50
Deuda Financiera/EBITDA (años)	2,27	2,28	2,30	2,33	2,38	2,41	2,44	2,47	2,51	2,53
Pasivos Totales/Activos Totales (%)	54,08%	54,79%	55,50%	56,14%	56,72%	57,28%	57,81%	58,31%	58,79%	59,25%
EBITDA/Gastos Financieros (veces)	8,08	8,02	7,95	7,84	7,67	7,57	7,47	7,37	7,28	7,19
Rentabilidad	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Margen Bruto (%)	26,97%	27,15%	27,01%	26,89%	26,80%	26,80%	26,81%	26,82%	26,84%	26,85%
Margen Operativo (%)	22,79%	22,97%	22,83%	22,71%	22,62%	22,62%	22,63%	22,64%	22,65%	22,67%
Margen EBITDA (%)	26,54%	26,66%	26,43%	26,26%	26,15%	26,13%	26,12%	26,12%	26,12%	26,12%
Margen Neto (%)	14,15%	14,24%	14,14%	14,04%	13,94%	13,91%	13,88%	13,86%	13,84%	13,82%
ROE (%)	17,76%	18,52%	19,21%	19,72%	20,00%	20,46%	20,89%	21,26%	21,62%	21,97%
ROA (%)	8,16%	8,37%	8,55%	8,65%	8,66%	8,74%	8,81%	8,86%	8,91%	8,95%

Fuente: Elaboración propia, 2018.

Nota biográfica

David Ricardo Díaz Ruiz

Bachiller en Ingeniería de Sistemas egresado de la Universidad Nacional de Ingeniería.

Cuenta con diez años de experiencia en el sistema financiero. Ha trabajado en la gestión de riesgo operacional, seguridad de la información y continuidad del negocio. En los últimos cuatro años se ha desempeñado en la evaluación y seguimiento de riesgos de financiamientos empresariales y de proyectos de inversión, así como de las líneas de crédito para instituciones financieras. Actualmente es ejecutivo de seguimiento en la Gerencia de Riesgos de Cofide.

José Demetrio Marcos Clímaco

Bachiller en Ingeniería Económica egresado de la Universidad Nacional del Ingeniería. Ha cursado el programa de Dirección Financiera y Gestión de Portafolio en el Centro de Altos Estudios Financieros del Instituto de Formación Bancaria.

Cuenta con más de cinco años de experiencia entre el sector de seguros y bancario en empresas privadas y entidades públicas. Actualmente es responsable de la auditoría interna de los procesos de inversiones, actuarial y de gestión de riesgos en Pacífico Seguros.

Sandra Elizabeth Merino Medina

Bachiller de Administración y Finanzas y licenciada en Administración de Empresas de la Universidad Peruana de Ciencias Aplicadas.

Cuenta con más de doce años de experiencia en el rubro marítimo y de consumo masivo. Ha trabajado en proyectos de ordenamiento de procesos, sistemas y de control financiero a nivel local e internacional. En los últimos años se ha desempeñado en la administración global, societaria y patrimonial de la empresa. Actualmente es gerente de administración en la empresa Delfin Group Co. S. A. C. – Freight Forwarder.