



“VALORIZACIÓN DE ENEL DISTRIBUCIÓN PERÚ S.A.A.”

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

Presentado por

**Sr. Kelvin Canario Fenco
Sr. Jhon Chumpitaz Ipanaqué
Sra. Blanca Santiago Braul**

Asesor: Profesor Alfredo Aguilar Córdova

2018

Agradecemos a Dios, a nuestras familias, a nuestro asesor por todo el soporte brindado, y a todas las personas que contribuyeron a lograr este objetivo.

Agradecemos al Profesor Gareca por habernos llevado al mundial Rusia 2018.

Dedicado a nuestro creador, y a nuestros queridos
padres, por su apoyo constante y soporte
incondicional.

Resumen ejecutivo

El presente trabajo de investigación elaborado para la obtención del grado de Magíster en Finanzas se realizó con la finalidad de estimar el valor fundamental de la acción de Enel Distribución Perú S.A.A. (en adelante la Compañía o Enel Distribución), para que sirva de orientación a futuros inversionistas. Se seleccionó a dicha Compañía por ser una empresa madura, siendo una de las distribuidoras privadas más importantes de la capital del país, teniendo como propuesta de valor la distribución de la energía eléctrica con menor número de interrupciones de electricidad, menor tiempo de interrupción y con una intensidad de energía de calidad.

La Compañía lleva 24 años operando dentro del sector eléctrico del país, cuya característica principal es la regulación de los precios de energía, por lo que se considera un sector estable. Esta estabilidad permite disponer de una gama de análisis financieros históricos del sector (tasas de crecimiento, estructura de costos, inversiones en activos, estructura de financiamientos, entre otros) con mínimas distorsiones, propias de las operaciones de la Compañía.

La mayoría de los supuestos que se han considerado en la estimación del valor fundamental de la acción fueron contrastados con personal del área de Finanzas de la Compañía, con información publicada por el ente regulador (Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería [Osinergmin]), y especialistas de la industria. Los supuestos no confirmados y/o contrastados de manera directa o indirecta han sido estimados considerando los datos históricos de la Compañía.

La estimación del valor por acción se realizó mediante el método de flujos de caja libre descontados, obteniendo un valor por acción de S/ 6,15. Los autores de la presente investigación realizaron un análisis de sensibilidad, determinando que los resultados no distan del escenario inicial; por lo tanto, recomiendan comprar acciones de la Compañía. El método utilizado responde a que la empresa está generando constantes flujos de caja, los cuales se han proyectado en un horizonte de 10 años (ciclo económico en el que se refleja el tiempo del recupero de la inversión) y se han traído al valor presente mediante una tasa de descuento considerando los riesgos a los que se exponen dichos flujos. Adicionalmente, se complementó dicho análisis con la evaluación de otros métodos de valuaciones como múltiples comparables, valor contable, valor de mercado y método de dividendos.

Índice

Índice de tablas.....	vii
Índice de gráficos	viii
Índice de anexos	ix
Resumen ejecutivo.....	iii
Capítulo I. Introducción	1
Capítulo II. Descripción del negocio.....	2
1. Línea de negocio - empresa distribuidora de energía	2
1.1 Demanda de energía dentro de la concesión de la Compañía (expresada en GWh).....	2
2. Tipos de clientes	3
3. Zonas de concesión.....	3
4. Accionariado.....	3
5. Ciclo de vida	3
6. Cadena de valor	4
Capítulo III. Análisis del macroambiente	5
1. Análisis FODA	5
Capítulo IV. Análisis de la industria	6
1. Análisis de Porter.....	6
2. Matriz Boston Consulting Group (BCG).....	7
3. Participación en el mercado peruano de las distribuidoras	8
Capítulo V. Posicionamiento competitivo y factores organizativos y sociales.....	9
1. Identificación de la propuesta de valor	9
1.1 Modelo de negocio Canvas.....	9
2. Revelamiento de la estrategia aplicada.....	11
Capítulo VI. Análisis financiero.....	12
1. Finanzas operativas.....	12
2. Situación financiera	12

2.1 Ratios de liquidez.....	12
2.2 Ratios de gestión	13
2.3 Ratios de rentabilidad	14
2.4 Ratios de solvencia	15
2.5 Fondo de maniobra (FM) – Necesidades operativas de fondos (NOF)	17
3. Finanzas estructurales	17
3.1 Política de inversión.....	17
3.2 Política de financiamiento.....	18
3.3 Política de dividendos	20
3.4 Análisis Dupont	21
4. Diagnóstico	21
Capítulo VII. Valorización	22
1. Supuestos para la proyección.....	22
2. Cálculo de la tasa de descuento	22
3. Supuestos de las principales variables para la proyección.....	24
3.1 Flujo de caja descontado	24
3.2 Análisis de sensibilidad.....	24
3.3 Escenarios	25
3.3.1 Escenario pesimista.....	25
3.3.2 Escenario optimista.....	26
4. Comparación con otros modelos de valorización	26
Conclusiones y recomendaciones	28
1. Conclusiones.....	28
2. Recomendaciones	28
Bibliografía	29
Anexos	39
Nota biográfica	75

Índice de tablas

Tabla 1.	Composición del accionariado	3
Tabla 2.	Matriz FODA	5
Tabla 3.	Factores de la Matriz BCG	7
Tabla 4.	Aprobación de emisiones de bonos en Perú	19
Tabla 5.	Inputs de los dividendos	20
Tabla 6.	Análisis Dupont.	21
Tabla 7.	Resumen cálculo WACC.....	23
Tabla 8.	Resultados de la valoración por método de flujo de caja descontado.....	24
Tabla 9.	Análisis de sensibilidad del riesgo de precio.....	24
Tabla 10.	Análisis de sensibilidad de la tasa WACC	25
Tabla 11.	Recomendaciones	27

Índice de gráficos

Gráfico 1.	Demanda potencial de Enel en GWh.....	2
Gráfico 2.	Fase actual en la que se encuentra la Compañía.....	4
Gráfico 3.	Diagrama de las cinco fuerzas de Porter – Clientes regulados o minoristas	6
Gráfico 4.	Diagrama de las cinco fuerzas de Porter – Clientes libres o mayoristas	6
Gráfico 5.	Matriz BCG, mercado de distribución de la energía	7
Gráfico 6.	Participación de las empresas de distribución de electricidad en el Perú	8
Gráfico 7.	Modelo de negocio Canvas	10
Gráfico 8.	Ratios de liquidez general y prueba ácida	13
Gráfico 9.	Días promedio de cobranza y de pagos	14
Gráfico 10.	Márgenes de rentabilidad	15
Gráfico 11.	ROE y ROA.....	15
Gráfico 12.	Deuda financiera y pasivo total	16
Gráfico 13.	Estructura de pasivo	16
Gráfico 14.	Fondos de Maniobra (FM) versus Necesidades Operativas de Fondos (NOF) 17	
Gráfico 15.	Inversión versus pérdida de energía	18
Gráfico 16.	Destino de la inversión	18
Gráfico 17.	Política de financiamiento	19
Gráfico 18.	Relación entre financiamiento obtenido (2013-2017) y la inversión en capex 20	
Gráfico 19.	Evolución de dividendos	20
Gráfico 20.	Comparación de modelos de valorización en soles	27
Gráfico 21.	Evolución del precio de la acción en soles	27

Índice de anexos

Anexo 1.	Reguladores del sector eléctrico peruano	40
Anexo 2.	Cadena de valor de la energía.....	40
Anexo 3.	Participación de las empresas distribuidoras en el mercado peruano.....	40
Anexo 4.	Evolución de clientes.....	41
Anexo 5.	Zonas de concesión.....	42
Anexo 6.	Cadena de valor y análisis de las actividades de la cadena de valor	44
Anexo 7.	Análisis político, económico, social y tecnológico (PEST)	47
Anexo 8.	Análisis de matrices de evaluación de factores internos, externos y la matriz de perfil competitivo	48
Anexo 9.	Análisis de las fuerzas de Porter.....	50
Anexo 10.	Justificación del uso del modelo CAPM	51
Anexo 11.	Cálculo del WACC Rentabilidad exigida por los accionistas	52
Anexo 12.	Detalle de los supuestos utilizados en la proyección de los estados financieros	56
Anexo 13.	Modelo econométrico para la estimación de la demanda de energía en GWH	60
Anexo 14.	Estados financieros proyectados.....	64
Anexo 15.	Análisis de riesgos	66
Anexo 16.	Consistencia de proyecciones a través de ratios	68
Anexo 17.	Evaluación del uso de comparables.....	69
Anexo 18.	Otros métodos de valorización	70
Anexo 19.	Análisis de la estructura histórica del costo de ventas, gastos de Administración y Ventas utilizada para las proyecciones del Estado de Resultados	73
Anexo 20.	Indicadores del servicio de distribución eléctrica de la Compañía.....	74

Capítulo I. Introducción

El sector eléctrico en Perú es altamente regulado, siendo uno de sus principales reguladores el Ministerio de Energía y Minas (MEM), que es el organismo central y rector de los sectores de Energía y de Minas. Todos los reguladores se muestran en el anexo 1.

Hoy en día, el sector eléctrico goza de una madurez que se ve reflejada en estabilidad de flujos, con una cobertura de energía eléctrica del 93% a nivel nacional, además del desarrollo y tecnificación de las maquinarias y equipos de electrificación en las zonas de concesión otorgadas a las empresas privadas, así como en el resto del país.

El trabajo de investigación consta de ocho capítulos: el capítulo I presenta la introducción; el capítulo II, titulado Descripción del negocio, explica la línea de negocio, la demanda potencial, los tipos de clientes, las zonas de concesión, el accionariado, el ciclo de vida y el análisis de la cadena de valor. En el capítulo III, llamado Análisis del macroambiente, se realiza el análisis de las Fortalezas, Oportunidades, Debilidades y Amenazas (FODA) sobre la base del análisis Político, Económico, Social y Tecnológico (PEST) del ambiente en el que se desenvuelve la Compañía. El capítulo IV, Análisis de la industria, incluye el análisis de las cinco fuerzas de Porter, la Matriz Boston Consulting Group (BCG) y la participación de las distribuidoras en el mercado peruano. En el quinto capítulo, que se titula Posicionamiento competitivo y factores organizativos y sociales, se explica la identificación de la propuesta, el desarrollo del modelo de negocio Canvas, y el revelamiento de la estrategia aplicada. El capítulo VI, titulado Análisis financiero, muestra las finanzas operativas, la relación del Fondo de Maniobra y Necesidades Operativas de Fondos, así como las finanzas estructurales al 31 de diciembre de 2017, las políticas de financiamiento y de dividendos, así como el Análisis Dupont. En el capítulo VII, Valorización, se realiza la valuación de la empresa, los supuestos para la proyección, el cálculo de la tasa de descuento, los supuestos de las principales variables utilizadas en la proyección, el análisis de sensibilidad y el resultado de dos escenarios. Finalmente, en las Conclusiones y recomendaciones se muestra el resumen de la inversión y las sugerencias a futuro.

Capítulo II. Descripción del negocio

1. Línea de negocio - empresa distribuidora de energía

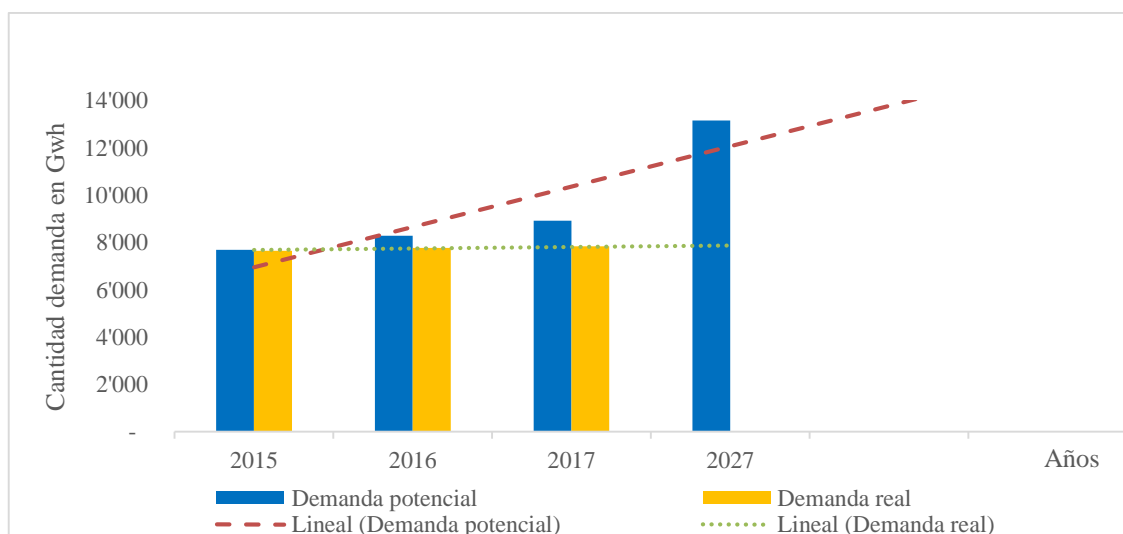
La Compañía se dedica principalmente a la prestación del servicio de distribución de energía, participando así en un solo eslabón de la cadena de valor de energía que se muestra en el anexo 2. Asimismo, forma parte de un total de 23 empresas distribuidoras de energía eléctrica en el Perú, siendo la segunda con mayor participación a nivel nacional (ver anexo 3).

1.1 Demanda de energía dentro de la concesión de la Compañía (expresada en GWh)

En junio de 2015 la Compañía obtuvo el informe “Plan de Inversiones Subtransmisión 2017-2021”, elaborado por la empresa BA Energy Solutions, que fue realizado para evaluar la factibilidad de inversiones en proyectos en la zona norte de Lima, siendo uno de los principales estudios la proyección de la demanda potencial (en GWh) de la zona de concesión desde el año 2015 hasta el año 2046.

En el gráfico 1 se observa que la demanda potencial, en su zona de concesión, crece desde 7.697 GWh en 2015 hasta 13.170 GWh en 2027. Al 31 de diciembre de 2017, la demanda real fue de 7.837 GWh, por lo que la Compañía al 2027 aún cuenta con un mercado por atender equivalente a 5.333 GWh.

Gráfico 1. Demanda potencial de Enel en GWh



Fuente de la demanda potencial: Edelnor – Grupo Enel, 2016; Enel Distribución Perú, 2017, 2018. Fuente de la demanda real: BA Energy Solutions, 2015.

Elaboración: Propia, 2018.

2. Tipos de clientes

- **Clientes regulados.** Conformado por consumidores finales cuyo consumo es menor a 200 KW de potencia. Al 31 de diciembre de 2017 representan el 87% de sus ingresos.
- **Clientes libres.** Conformados por grandes clientes e industriales que tienen consumos de más de 200 KW. Al 31 de diciembre de 2017 representan el 13% de los ingresos.

La evolución de los clientes se aprecia en el anexo 4.

3. Zonas de concesión

La Compañía se desarrolla dentro de las zonas que le concedió el Estado peruano de forma permanente. Éstas son la zona norte de Lima Metropolitana, la Provincia Constitucional del Callao, y las provincias de Huaura, Huaral, Barranca y Oyón. La zona de concesión cubre 52 distritos; adicionalmente, comparte cinco distritos con Luz del Sur abarcando una zona total de 1.517 km². Ver mayor detalle en el anexo 5.

4. Accionariado

Al 31 de diciembre de 2017 la Compañía pertenece al Grupo Intercontinental Enel, representada por Enel Perú S.A.C., que posee más del 83% de las acciones de la Compañía. En la tabla 1 se muestran los accionistas.

Tabla 1. Composición del accionariado

Accionistas	%	Acciones	País	Grupo económico
Enel Perú S.A.C.	83,15	530.977.354	Perú	Enel
AFP Integra S.A. - Fondos 1, 2 y 3	7,49	47.805.260	Perú	Sura
Otros accionistas	9,36	59.781.286	Varios	-----

Fuente: Enel Distribución, 2018.

Elaboración: Propia, 2018.

5. Ciclo de vida

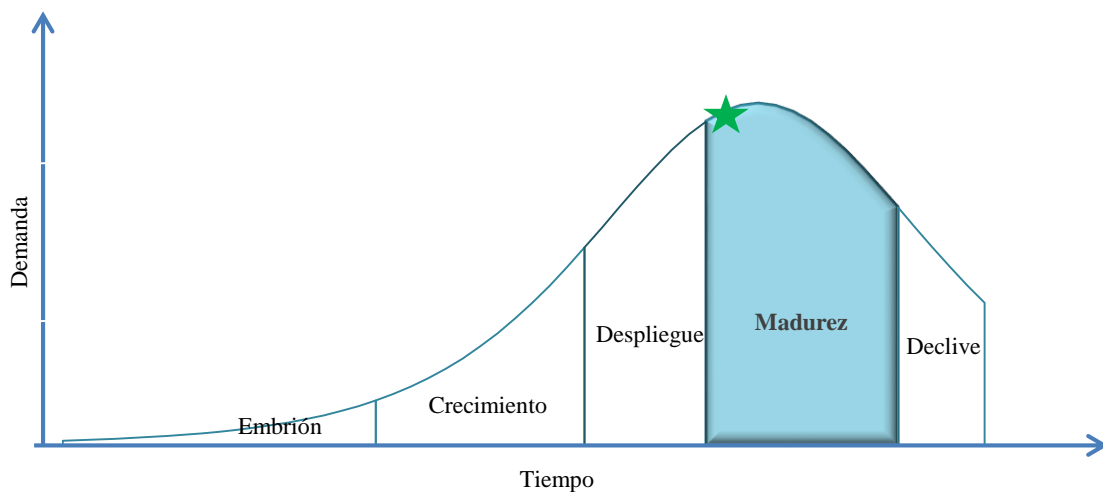
Según CFA Institute (2007), las Compañías pueden ubicarse en una de las cinco etapas del ciclo de vida dentro de su industria. Sobre la base de las características que indica el CFA, la Compañía se ubica en la cuarta fase de madurez (ver gráfico 5).

Las razones principales que explican esta ubicación son las siguientes:

- Actualmente, la Compañía presenta un bajo crecimiento en la distribución de MWh a sus clientes, manteniendo un ratio de crecimiento promedio de 2% en los últimos cinco años. Este ratio se sustenta en el incremento de la densidad poblacional, sus redes de energía en nuevos asentamientos humanos y el consumo de MWh alojados en su zona de concesión.
- El proceso de distribución de energía eléctrica es una industria que se encuentra consolidada. Esta situación se presenta debido a que en Lima el mercado está diversificado en forma natural en dos monopolios.
- Otra característica son las altas barreras de entrada, tales como licencias de concesión otorgadas por el Estado, y la determinación de precios realizada por el ente regulador que es el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (en adelante Osinergmin).

Gráfico 2. Fase actual en la que se encuentra la Compañía

Industria de distribución de la energía



Fuente: CFA Institute, 2007.
Elaboración: Propia, 2018.

6. Cadena de valor

La cadena de valor de la Compañía consta de actividades independientes relacionadas por medio de nexos de la cadena, con el objetivo de consolidar las fuentes de ventaja competitiva de una empresa (ver anexo 6).

Capítulo III. Análisis del macroambiente

1. Análisis FODA

El análisis FODA de Enel (ver tabla 2) se realizó de acuerdo con Thompson (1998:98), con la finalidad de evaluar los factores que, en su conjunto, diagnostican la situación interna y externa de la Compañía:

Tabla 2. Matriz FODA

<p style="text-align: center;"><u>Fortalezas</u></p> <ul style="list-style-type: none">• Suscripción de contratos a largo plazo con empresas generadoras de energía con la finalidad de asegurar el suministro.• Capacidad para invertir en la red de distribución de energía eléctrica. Esto permite mejoras en los indicadores de servicio de calidad.• Respaldo del grupo multinacional al que pertenece, el cual cuenta con amplio conocimiento en el sector eléctrico empresarial.• Concesiones definitivas	<p style="text-align: center;"><u>Amenazas</u></p> <ul style="list-style-type: none">• Desarrollo de políticas de Estado que generen sobre oferta de generación de energía• Incremento de las pérdidas de energía no técnicas debido al vandalismo y conexiones clandestinas.
<p style="text-align: center;"><u>Debilidades</u></p> <ul style="list-style-type: none">• Estrategia de ventas limitada a la zona de concesión• Alta dependencia de la regulación del sector eléctrico.	<p style="text-align: center;"><u>Oportunidades</u></p> <ul style="list-style-type: none">• Aumento de la demanda de energía, debido a los siguientes factores:• Aumento de la demanda de energía, debido a los siguientes factores:

Fuente: Thompson, 1998.

Elaboración: Propia, 2018.

Este análisis FODA fue realizado teniendo en cuenta el análisis Político, Económico, Social y Tecnológico (PEST) presentado en el anexo 7. Asimismo, de acuerdo con David (1997:166), se realizó el análisis de la Matriz de Evaluación de Factores Internos (EFI), la Matriz de Evaluación de Factores Externos (EFE), y la Matriz de Perfil Competitivo (MPC) (ver anexo 8).

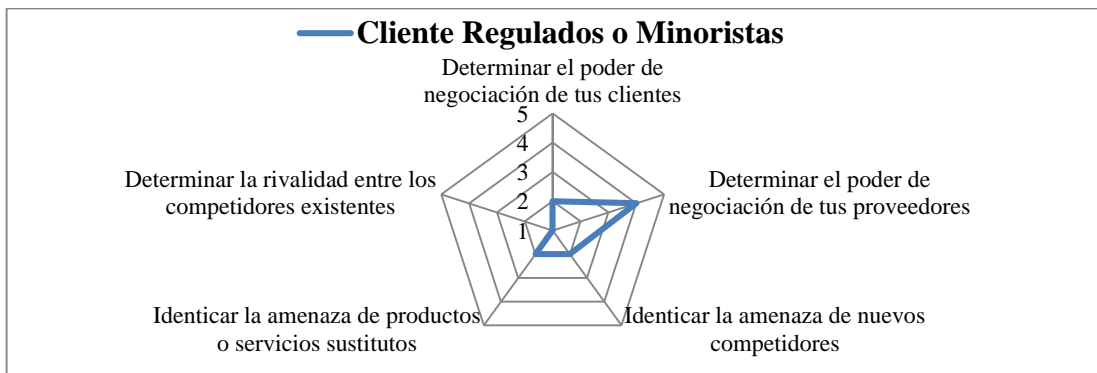
Capítulo IV. Análisis de la industria

1. Análisis de Porter

Las compañías distribuidoras de energía se desenvuelven solamente dentro de las zonas de concesiones que les han sido otorgadas por el Estado por un plazo indefinido; por ello, en lo que respecta a clientes regulados, no tienen competencia y operan bajo una situación de monopolio natural. Esto no aplica para clientes libres, quienes pueden negociar con cualquier proveedor de energía, incluso fuera de la zona de concesión en la que opera la distribuidora.

En los gráficos 6 y 7 se presentan los diagramas de las fuerzas de Porter (2008); el respectivo análisis de las fuerzas de Porter se encuentra en el anexo 9.

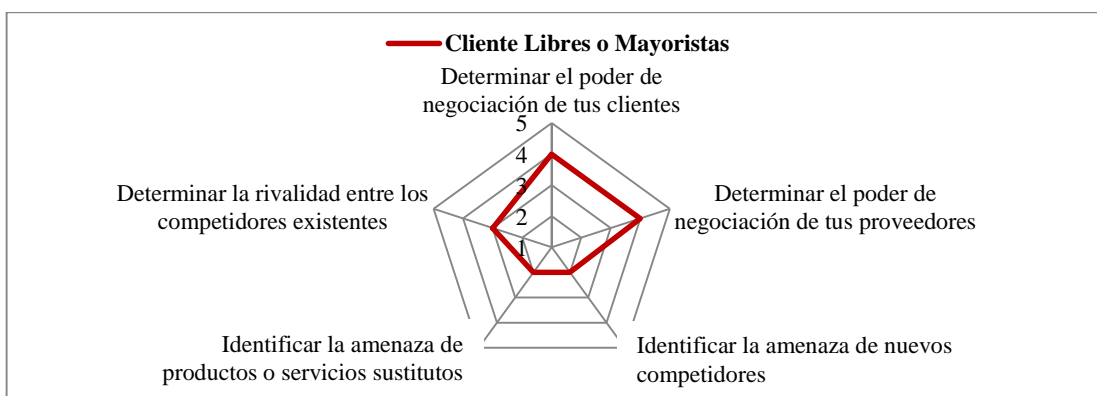
Gráfico 3. Diagrama de las cinco fuerzas de Porter – Clientes regulados o minoristas



Fuente: Porter, 2008; Enel Distribución Perú S.A., 2018.

Elaboración: Propia, 2018.

Gráfico 4. Diagrama de las cinco fuerzas de Porter – Clientes libres o mayoristas



Fuente: Porter, 2008; Enel Distribución Perú S.A., 2018.

Elaboración: Propia, 2018.

2. Matriz Boston Consulting Group (BCG)

Se elaboró la matriz BCG (ver gráfico 8), también conocida como la matriz de crecimiento y participación. Para ello se utilizó la información tabulada en la tabla 3:

Tabla 3. Factores de la Matriz BCG

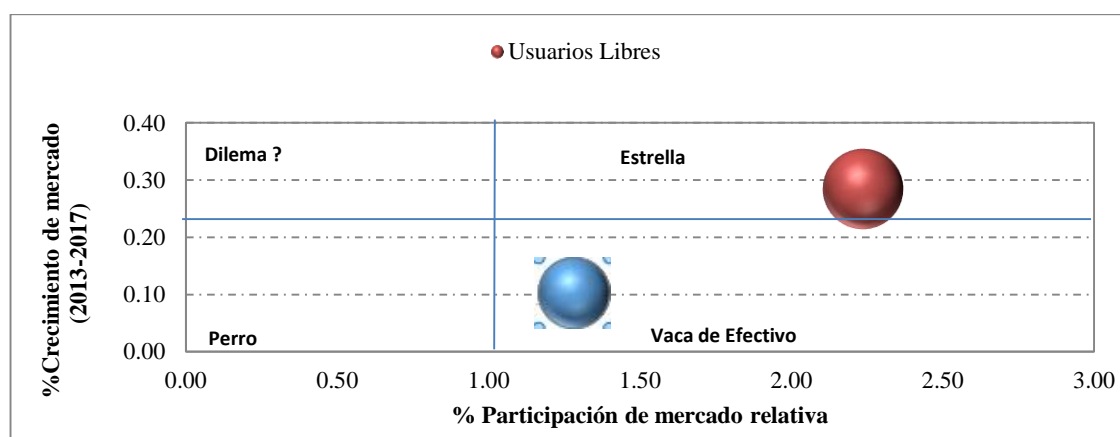
Cliente	Ventas de la compañía (en miles S/)	Participación con respecto a ventas	Ventas Luz del Sur (en miles S/)	Ventas Perú 2017	Ventas Perú 2013	Crecimiento de mercado (%)	Participación de mercado relativa	Posición Matriz BCG
	m	%	n	t	t-1	$(t-t-1)/t-1$	m/n	
Libre	370	13,4%	34	5.359	3.010	0,78	10,87	Estrella
Regulado	2.381	86,6%	2.127	9.099	6.808	0,34	1,12	Vaca
Total	2.751	100,0%	2.161	14.458	9.818			

Fuente: Edelnor, 2014; Edelnor – Grupo Enel, 2015, 2016; Enel Distribución Perú S.A., 2017 y 2018; Luz del Sur, 2018; Osinergmin, 2013, 2018.

Elaboración: Propia, 2018.

En la tabla 3 se evaluó el posicionamiento (cuadrante) de cada uno de los segmentos de servicio que la Compañía ofrece, basado en el crecimiento relativo (%) del mercado de distribución de energía (2017-2014) versus su correspondiente participación relativa (%) de mercado. El crecimiento y la rentabilidad hacen posible el avance y sostenibilidad de la Compañía en el tiempo. Con los resultados obtenidos se concluye que el segmento Estrella es para los clientes de tipo libres, y el segmento Vaca es para los clientes del tipo regulado. En el gráfico 5 se muestra la matriz BCG ubicando el posicionamiento estratégico deseado por tipo de cliente.

Gráfico 5. Matriz BCG, mercado de distribución de la energía



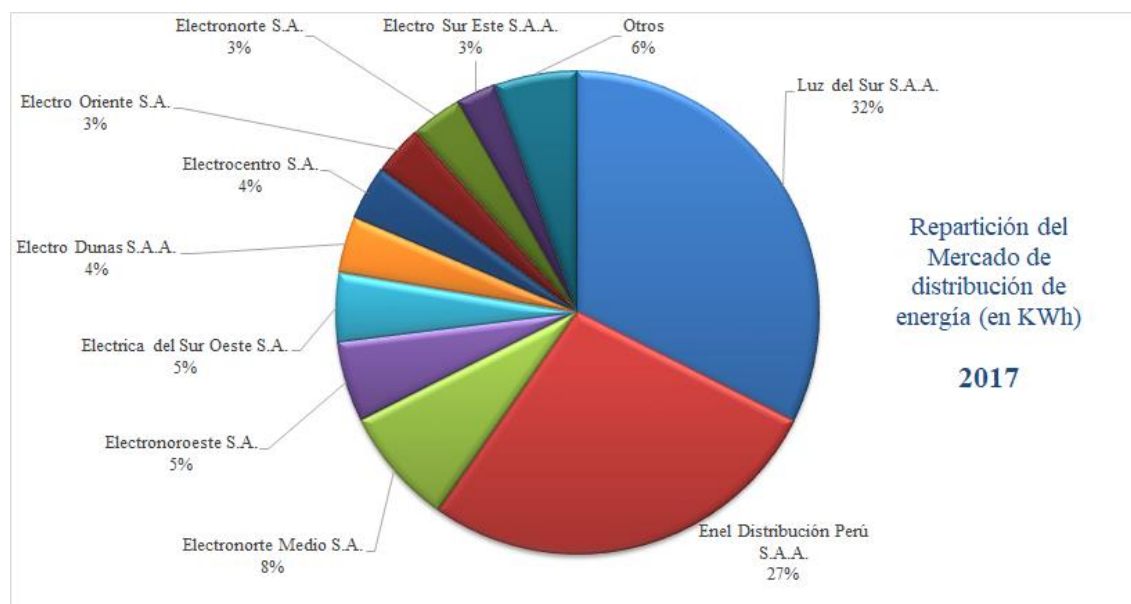
Fuente: Edelnor, 2014; Edelnor – Grupo Enel, 2015, 2016; Enel Distribución Perú S.A., 2017 y 2018; Luz del Sur, 2018; Osinergmin, 2013, 2018.

Elaboración: Propia, 2018.

3. Participación en el mercado peruano de las distribuidoras

Las compañías distribuidoras no compiten entre sí, cada una distribuye electricidad dentro de las zonas de concesión que les ha otorgado el Estado. En el gráfico 6 se observa la participación de cada una dentro del país.

Gráfico 6. Participación de las empresas de distribución de electricidad en Perú



Nota: información al 31 de diciembre de 2017.

Fuente: Osinergmin, 2017a.

Elaboración: Propia, 2018.

De todas las distribuidoras se ha considerado a Luz del Sur como comparable con Enel (benchmark) por lo siguiente:

- Es una empresa privada, al igual que Enel y está sujeta a la misma normativa de regulación.
- Son empresas que se dedican principalmente a la distribución de energía.
- Ambas empresas cotizan en la misma Bolsa de Valores local.
- De acuerdo con lo indicado en las memorias anuales de Luz del Sur como de la Compañía, no existe un riesgo de cambio en el modelo de negocio de ambas.

Ambas tienen un público objetivo similar, que abarca los distritos de la capital del país.

Capítulo V. Posicionamiento competitivo y factores organizativos y sociales

1. Identificación de la propuesta de valor¹

La propuesta de valor de la Compañía consiste en ofrecer un servicio de distribución de energía eléctrica de alta calidad. Para alcanzar este objetivo, la Compañía deberá cumplir con lo siguiente:

- Brindar un servicio con el menor número de interrupciones de electricidad (SAIFI) y menor tiempo de interrupción (SAIDI).
- Brindar un servicio de distribución con una adecuada intensidad de energía eléctrica.

Como consecuencia de lo indicado anteriormente, la Compañía debe respaldar la calidad del servicio con un sólido programa de política de inversiones como se manifiesta en el apartado 3.1 del capítulo VI de este trabajo, la cual busca principalmente optimizar el servicio mediante la tecnificación de las redes de distribución, presentando como resultados tangibles la reducción del porcentaje de pérdidas de energía, y la reducción de los ratios de calidad SAIFI y SAIDI.

1.1 Modelo de negocio Canvas

Este modelo, desarrollado por Osterwalder y Pigneur (2010), explica cómo la empresa podrá generar valor a partir de las actividades de negocio en las que se desarrolla (ver gráfico 7).

Las ventajas comparativas de la Compañía frente a otras distribuidoras son las siguientes:

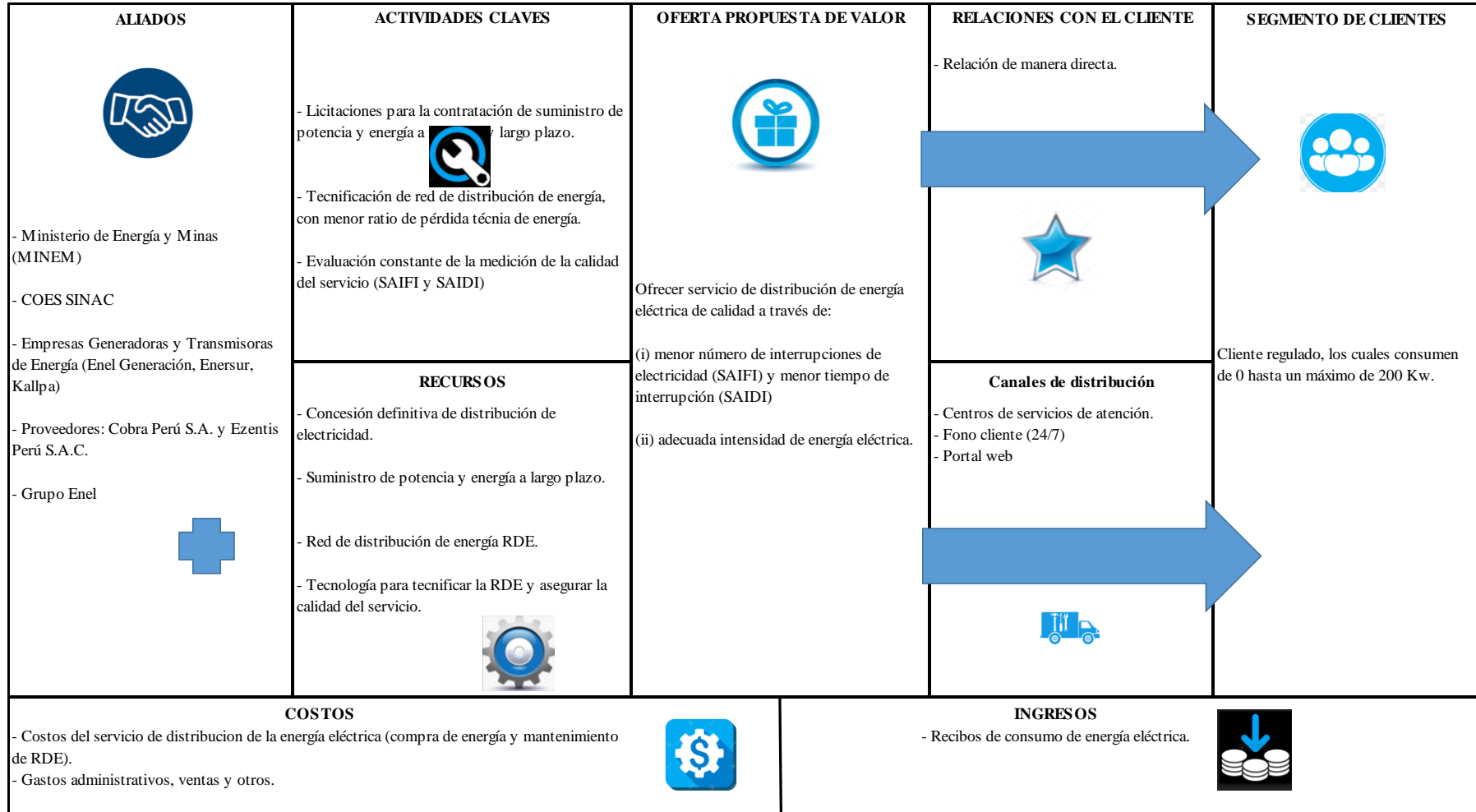
- Uso de tecnología de punta para la tecnificación de sus redes, reduciendo costos de mantenimiento y pérdidas técnicas de energía.
- Ubicación estratégica de las redes de distribución eléctrica dentro de la zona de concesión.

Las ventajas competitivas de la Compañía frente a otras distribuidoras son las siguientes:

- Mejor calidad de servicio.
- Se cuenta con todo el respaldo y conocimiento del Grupo Enel, empresa multinacional.

¹ La propuesta de valor de la Compañía ha sido construida considerando las características de los servicios que se destacan en su página web (Enel Distribución Perú S.A., s.f.).

Gráfico 7. Modelo de negocio Canvas



Fuente: Osterwalder y Pigneur, 2010; Enel Distribución, 2018.
 Elaboración: Propia, 2018.

2. Revelamiento de la estrategia aplicada

Robbins y Coulter (2014) señalan que las organizaciones utilizan tres tipos de estrategias: corporativas, competitivas y funcionales, siendo la estrategia corporativa responsabilidad de la alta gerencia. De acuerdo a lo indagado, la Compañía está utilizando una estrategia corporativa de crecimiento ya que tiene el objetivo de incrementar el nivel de GWh que ofrece a sus clientes. El consumo de sus clientes creció de 4.631 GWh en 2006 a 7.937 GWh en 2017. La evolución del consumo de GWh se puede visualizar en el apartado 2, Tipos de clientes, del capítulo II de este trabajo.

La Compañía complementa su estrategia de crecimiento con una estrategia de sostenimiento de la ventaja competitiva, que se basa en explotar con eficiencia sus recursos con la finalidad de desarrollar una ventaja competitiva que la diferencie. Como se explica en el apartado 1 Identificación de la propuesta de valor, del capítulo 5 de este documento, la Compañía busca ofrecer un servicio de distribución de energía de calidad, aminorando su número y tiempo de interrupciones, así como brindando una intensidad de energía adecuada. El logro de la estrategia de explotar con eficiencia sus recursos se evidencia a través de los años en los gráficos mostrados en el anexo 19.

- Disminución del indicador Frecuencia de interrupción promedio por cliente (SAIFI), el cual pasó de 4,59 veces en 2011 a 2,48 en 2017.
- Disminución del indicador Tiempo de interrupción promedio del cliente (SAIDI), el cual pasó de 586 minutos en 2011 a 468 minutos en 2017.
- Disminución del indicador de pérdida de energía, el cual pasó de 18,80% en 1994 a 7,80% en 2017.

Finalmente, para que las operaciones se desarrollen eficientemente y tengan los resultados positivos en la mejora de los resultados de la calidad de servicio entregada al cliente, la Compañía ha considerado un tipo de estrategia funcional para respaldar la estrategia competitiva. Así, la Compañía invierte fuertes sumas para dar soporte y tecnificación a su red de alumbrado preocupándose, principalmente, en la ampliación de la capacidad de sus subestaciones de transformación, refuerzo de las redes de media y baja tensión, ampliación de la capacidad de los alimentadores en media y baja tensión, así como la electrificación de nuevos proyectos para la ampliación de sus redes en asentamientos humanos.

Capítulo VI. Análisis financiero

1. Finanzas operativas

La Compañía mantuvo la estabilidad de sus principales indicadores financieros desde 2011 al 2017, tal como se observa en el anexo 21. Con la finalidad de presentar un análisis de los principales ratios, se han comparado los resultados de la Compañía con Luz del Sur (benchmark), siendo su mejor empresa comparable por la similitud del servicio brindado, regulación y tipo de cliente al que atienden. A continuación, se presentan los resultados:

2. Situación financiera

Al 31 de diciembre de 2017, el estado de situación financiera de la Compañía se compone de los siguientes elementos: activos, pasivos y patrimonio que ascienden a S/ 4.294.153, S/ 2.394.755 y S/ 1.899.398 (en miles), respectivamente.

El principal elemento que constituye el 85,7% de los activos son las propiedades, planta y equipo, con un importe total de S/ 3.679.727 (en miles), relacionado a las maquinarias y equipo que se utilizan para brindar el servicio de distribución eléctrica. El segundo componente más representativo del estado de situación financiera son las cuentas por cobrar comerciales netas, con un importe de S/ 226.018 (en miles), las cuales presentan un periodo medio de pago de 29 días.

Asimismo, la Compañía financia sus activos principalmente mediante pasivos (S/ 2.394.755 / 605). El principal pasivo de esta Compañía lo representan los bonos corporativos, los cuales equivalen a S/ 1.227.905 y representan el 51% de los pasivos. Estos bonos corporativos fueron emitidos en moneda local y con tasas fijas de interés. Por otro lado, la estructura de financiamiento presenta una tendencia de fortalecimiento del patrimonio que, en los últimos años, pasó de financiar el 38% de los activos en el año 2012 al 44% en el año 2017. Esta solidez se debe a las ganancias acumuladas que ha presentado la Compañía en años anteriores.

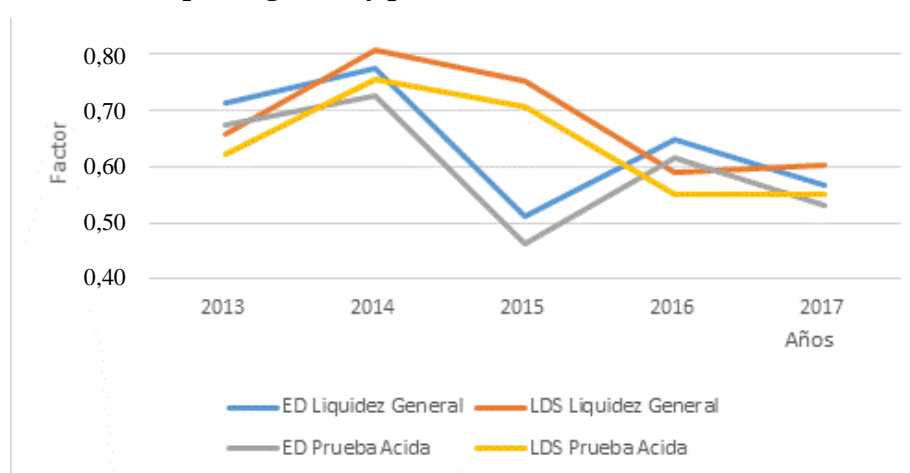
2.1 Ratios de liquidez

La evolución del ratio de liquidez general presentó tendencia hacia la baja desde el año 2013, excepto en el año 2014. Esta tendencia se explica por la disminución del saldo de cuentas por cobrar de cada año debido a la mayor rapidez de cobranza (ver en este mismo capítulo la sección 2.2 Ratios de gestión). Complementa la disminución del ratio el incremento del saldo de cuentas

por pagar comerciales y vinculadas que en conjunto han pasado de S/ 395 millones en 2013 a S/ 555 millones en 2017.

El ratio menor a 1 es una característica propia de las distribuidoras de energía al tener sus activos corrientes menores que sus pasivos corrientes, incluyendo estos últimos la porción corriente de una deuda enorme que posee la Compañía. En el gráfico 11 se observa la comparación de los ratios de la Compañía con el benchmark. Se concluye que la empresa no posee problemas de liquidez sino que es una característica propia de la industria energética.

Gráfico 8. Ratios de liquidez general y prueba ácida



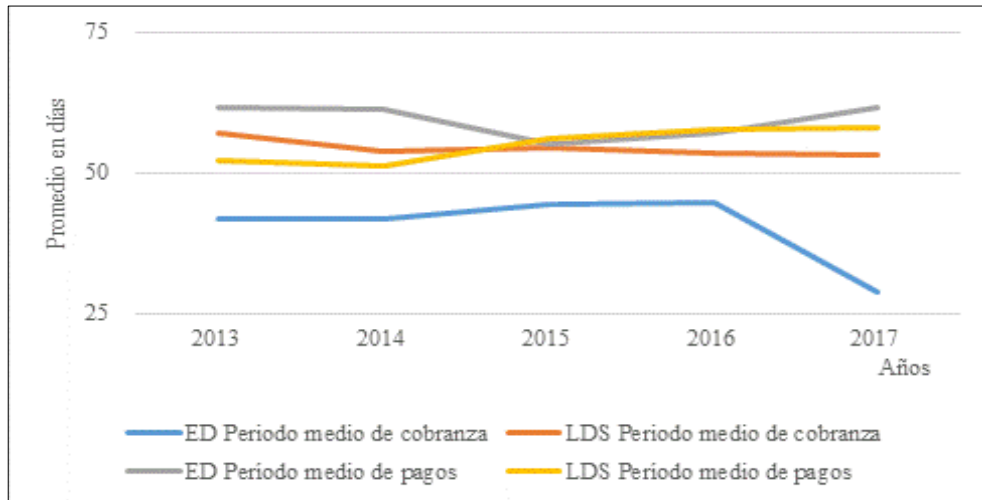
Fuente: Edelnor, 2014; Edelnor – Grupo Enel, 2015, 2016; Enel Distribución Perú S.A., 2017 y 2018.
Elaboración: Propia, 2018.

2.2 Ratios de gestión

La Compañía históricamente registra descalses en el ciclo de conversión al efectivo, explicado principalmente por la disminución del ratio de días de cobranza, lo que significa una mayor prontitud en convertir las cuentas por cobrar en efectivo, pasando de un promedio de cobro de 42 días en 2013 a 29 días en 2017, excepto en el año 2014 cuyo factor aumentó a 43 días. Caso contrario ocurre con el promedio de días de pago a proveedores que pasó de 42 días en 2013 a 62 días en 2017, logrando financiarse también a través de proveedores.

A comparación del benchmark, en el gráfico 9 se observa la tendencia a la disminución de días de cobro pasando Luz del Sur de 57 días en 2013 a 53 días en 2017, y al incremento del promedio de cuentas por pagar de 53 días en 2013 a 58 días en 2017.

Gráfico 9. Días promedio de cobranza y de pagos



Fuente: Edelnor, 2014; Edelnor – Grupo Enel, 2015, 2016; Enel Distribución Perú S.A., 2017, 2018.
Elaboración: Propia, 2018.

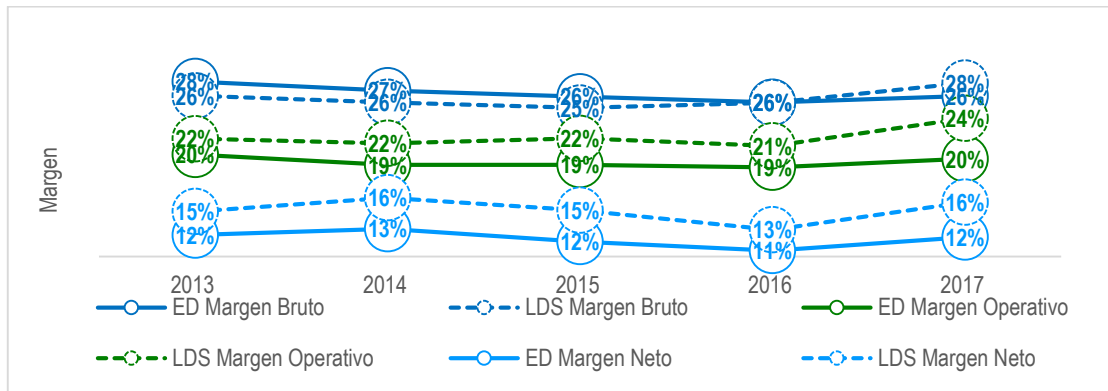
2.3 Ratios de rentabilidad

La Compañía registra adecuados ratios de rentabilidad. En los últimos cinco años los márgenes brutos, operativos y netos se han mantenido estables; sin embargo, el margen bruto ha tenido una caída de 1,6% entre 2013 y 2018, pasando de 27,9% en 2013 a 26,3% en 2018, explicado -principalmente- por el mayor incremento de costos con relación al crecimiento de ingresos. En comparación con el benchmark se observa que en el 2017 el margen de la Compañía ha caído, pasando a ser Luz del Sur quien mantiene mayores márgenes brutos, operativos y netos (ver gráfico 13). A diciembre de 2017, los indicadores de rentabilidad financiera (ROE)² (18,0%) y rentabilidad de los activos (ROA)³ (8,0%) son similares al benchmark (ROE 18,2% y ROA 8,4%), lo que demuestra que la Compañía no tiene problemas de rentabilidad (gráficos 10 y 11).

² La rentabilidad financiera es conocida como ROE, de la iniciales del inglés Return on Equity.

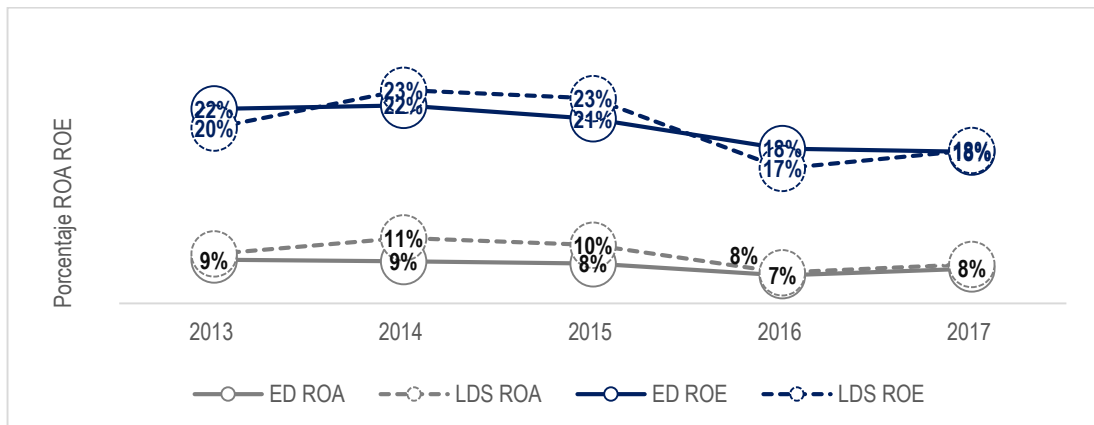
³ La rentabilidad financiera es conocida como ROA, de la iniciales del inglés Return on Assets.

Gráfico 10. Márgenes de rentabilidad



Fuente: Edelnor, 2014; Edelnor – Grupo Enel, 2015, 2016; Enel Distribución Perú S.A., 2017, 2018; Luz del Sur, 2014, 2015, 2016, 2017, 2018.
Elaboración: Propia, 2018.

Gráfico 11. ROE y ROA



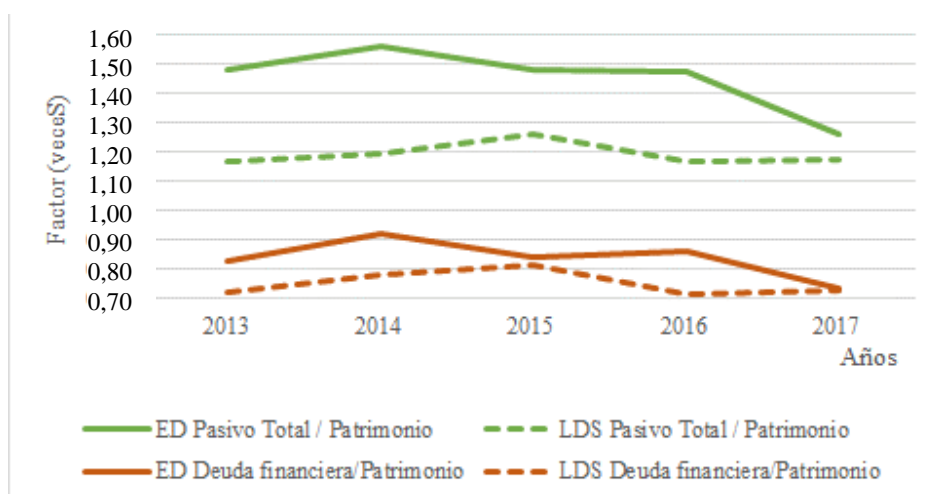
Fuente: Edelnor, 2014; Edelnor – Grupo Enel, 2015, 2016; Enel Distribución Perú S.A., 2017, 2018; Luz del Sur, 2014, 2015, 2016, 2017, 2018.
Elaboración: Propia, 2018.

2.4 Ratios de solvencia

El pasivo total de la Compañía al 31 de diciembre de 2017 ascendió a S/ 2.394 millones; entre 2013 y 2017 en promedio creció 6,99%, lo que no se reflejó en los ratios de apalancamiento, principalmente porque su patrimonio aumentó durante los últimos cinco años en 12,03% en promedio. Se observa que el ratio total pasivo/patrimonio ha disminuido de 1,48 veces en 2013 a 1,26 veces en 2017; asimismo, el ratio de deuda financiera/patrimonio disminuyó de 0,83 veces en 2013 a 0,74 veces en 2017. El comportamiento de la Compañía es muy similar a su benchmark, cuyo ratio total pasivo/ patrimonio ha disminuido de 1,18 en 2013 a 1,16 en 2017, y su ratio deuda financiera / patrimonio también disminuyó de 0,74 en 2013 a 0,73 en 2017 (ver gráfico 12).

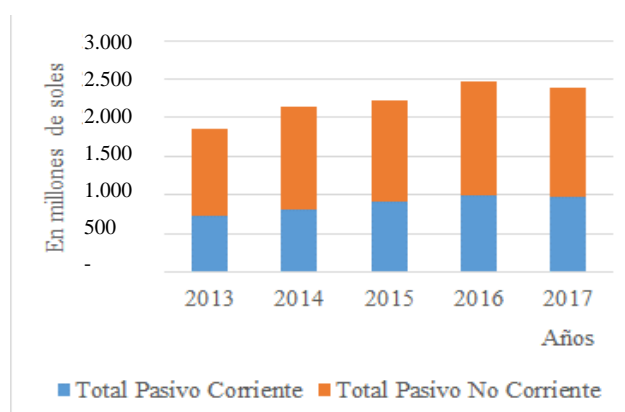
El pasivo principal de la Compañía es la deuda emitida a través de bonos corporativos, que representa el 51,3% del pasivo total en 2017, mientras que los préstamos bancarios representan el 6,7% del total de pasivos. La estructura mencionada está acorde con la necesidad de recursos a largo plazo que requiere la Compañía para financiar sus inversiones en activos fijos y en tecnología para las instalaciones de distribución de energía eléctrica. Los pasivos a corto plazo han incrementado levemente pasando de 39% en 2013 a 40,5% en 2017 (ver gráfico 13).

Gráfico 12. Deuda financiera y pasivo total



Fuente: Edelnor – Grupo Enel, 2014, 2015, 2016; Enel Distribución Perú S.A., 2017, 2018.
Elaboración: Propia, 2018.

Gráfico 13. Estructura de pasivo



Fuente: Edelnor, 2014; Edelnor – Grupo Enel, 2015, 2016; Enel Distribución Perú S.A., 2017, 2018.
Elaboración: Propia, 2018.

La disminución de los pasivos se reflejó en un ratio pasivo/Ebitda de 3,64 veces en 2013 a 3,26 veces en 2017. Asimismo, el ratio deuda financiera/Ebitda pasó de 2,11 veces en 2013 a 1,91 veces en 2017.

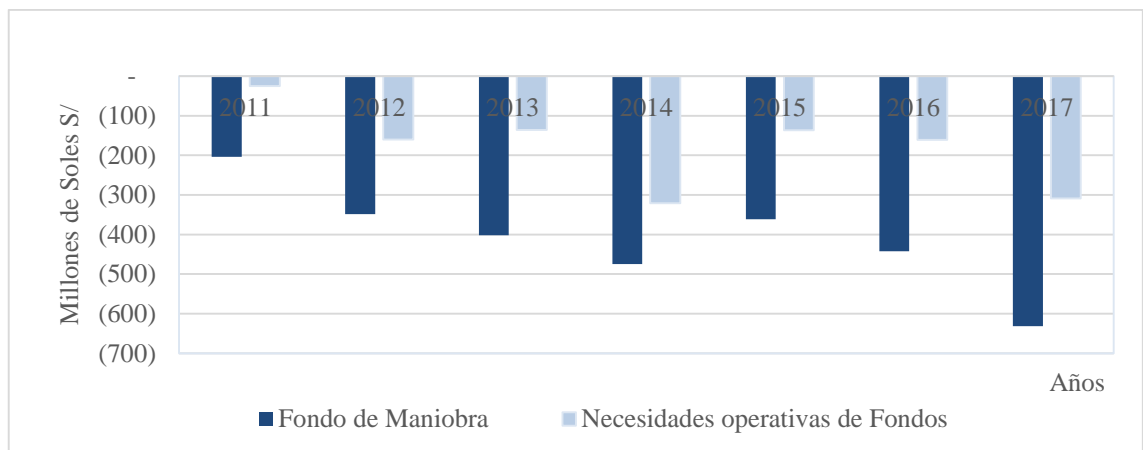
2.5 Fondo de maniobra (FM) – Necesidades operativas de fondos (NOF)

Durante los cinco años de análisis (2013-2017) el FM resultó negativo, lo que indica que los activos fijos están siendo financiados por pasivos de largo plazo y de corto plazo, esto se debe a la inversión en activo fijo (capex) que realiza la Compañía para la tecnificación de sus redes.

Históricamente (de 2011 a 2017) las NOF también han sido negativas, lo que indica que su gestión ha sido realizada en base a las cuentas cobrar y por pagar. La diferencia negativa se explica porque las cuentas por cobrar se realizan (se cobran) en 29 días y las cuentas por pagar se liquidan a más de 60 días, generando un descalce de aproximadamente 31 días en las NOF.

Como resultado del análisis del FM y de las NOF y como ya se explicó en el apartado anterior, la Compañía requiere de constante financiamiento, que es obtenido a través de la emisión de bonos y préstamos a corto plazo (ver gráfico 17).

Gráfico 14. Fondos de Maniobra (FM) versus Necesidades Operativas de Fondos (NOF)



Fuente: Edelnor, 2014; Edelnor – Grupo Enel, 2015, 2016; Enel Distribución Perú S.A., 2017, 2018.
Elaboración: Propia, 2018.

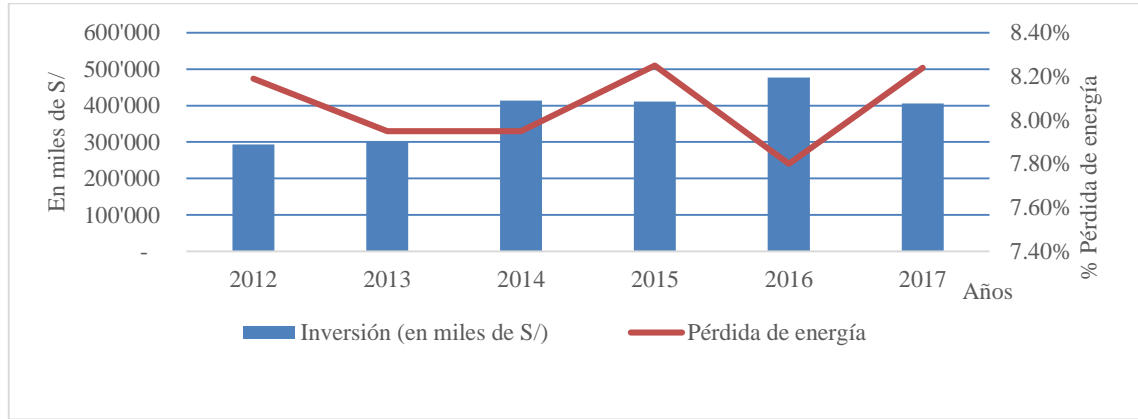
3. Finanzas estructurales

3.1 Política de inversión

La Compañía cuenta con una política de inversión en activos a largo plazo muy sólida. Durante los últimos siete años (2011-2017), los activos no corrientes concentran, en promedio, el 85% del total de sus activos. La política de inversiones forma parte esencial de la generación de su cadena de valor, la cual consiste en garantizar, ampliar y optimizar el servicio de distribución de energía,

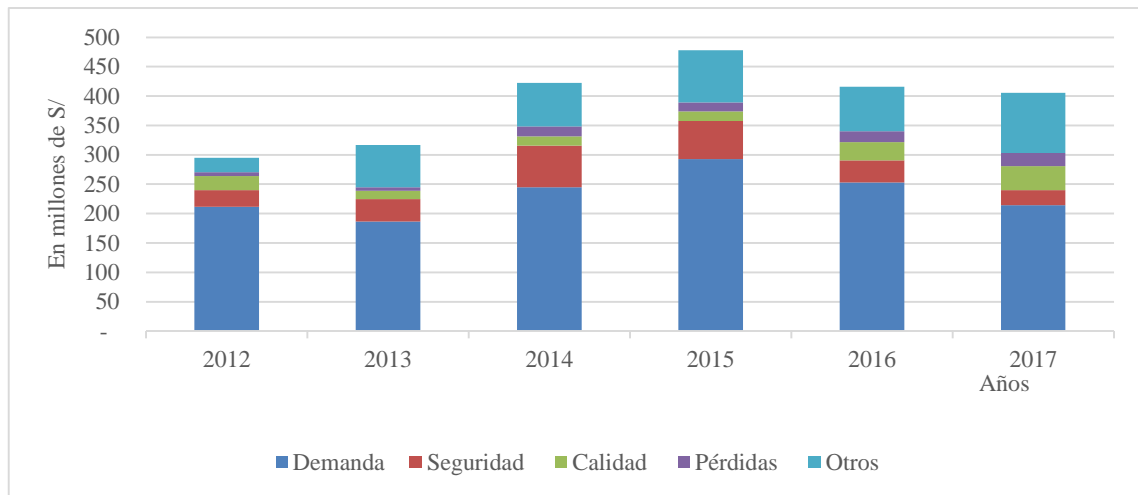
y su medición se ve reflejada en la disminución del ratio de pérdida de energía técnica, el cual ha bajado de 8,2% en 2011 a 7,8% en 2016 (ver gráficos 15 y 16).

Gráfico 15. Inversión versus pérdida de energía



Fuente: Edelnor, 2013, 2014; Edelnor – Grupo Enel, 2015, 2016; Enel Distribución Perú S.A., 2017, 2018.
Elaboración: Propia, 2018.

Gráfico 16. Destino de la inversión



Fuente: Edelnor, 2013, 2014; Edelnor – Grupo Enel, 2015, 2016; Enel Distribución Perú S.A., 2017, 2018.
Elaboración: Propia, 2018.

3.2 Política de financiamiento

La política de financiamiento de la Compañía considera el endeudamiento a través de terceros, esto se observa en la estructura de financiamiento donde se verifica que la deuda financiera representa el 58,6% del total pasivo. La Compañía mantiene como principales fuentes de financiamiento la emisión de bonos (ver tabla 4), las cuentas por pagar a terceros, y los préstamos bancarios. Las emisiones de bonos corporativos representan el 51,3% de los pasivos totales, dato promedio de los últimos siete años (2011-2017) (ver gráfico 17).

Tabla 4. Aprobación de emisiones de bonos en Perú

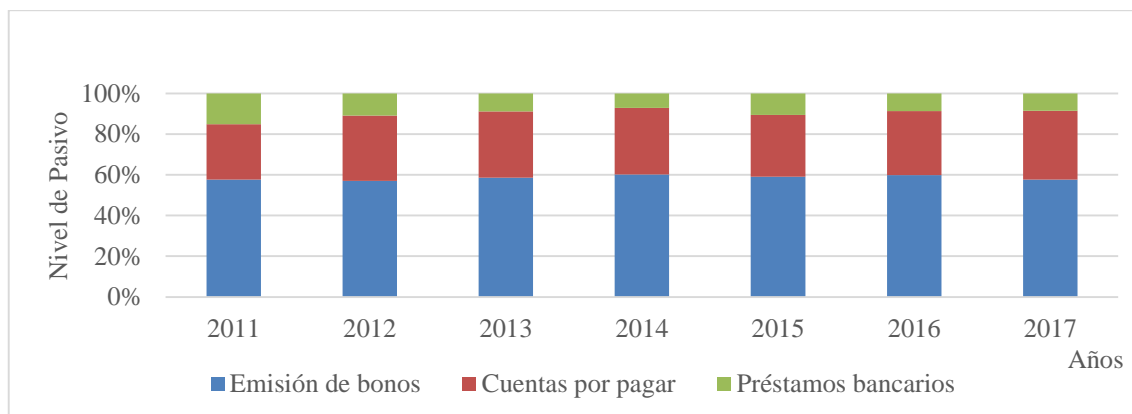
Emisiones de Bonos en miles de soles	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Primer	128.491	131.112	134.101	30.000	-	-	-
Segundo	174.200	114.200	80.200	80.200	-	-	-
Tercer	322.845	254.385	144.385	89.910	85.200	-	-
Cuarto	120.000	300.000	350.000	350.000	330.000	330.000	280.000
Quinto	-	-	195.500	584.500	654.500	934.193	847.905
Sexta	-	-	-	-	-	-	100.000
Total	745.536	799.697	904.186	1.134.610	1.069.700	1.264.193	1.227.905

Fuente: Enel Distribución Perú, 2013, 2014, 2015, 2016, 2017, 2018.

Elaboración: Propia, 2018.

Otro componente importante de esta política es el financiamiento a través de las cuentas por pagar comerciales, entidades relacionadas y otros acreedores, las cuales representan una alta participación en los pasivos corrientes (74% al 31 de diciembre de 2017) y el 27,28% del total de los pasivos en promedio de los últimos siete años (2011-2017).

Gráfico 17. Política de financiamiento

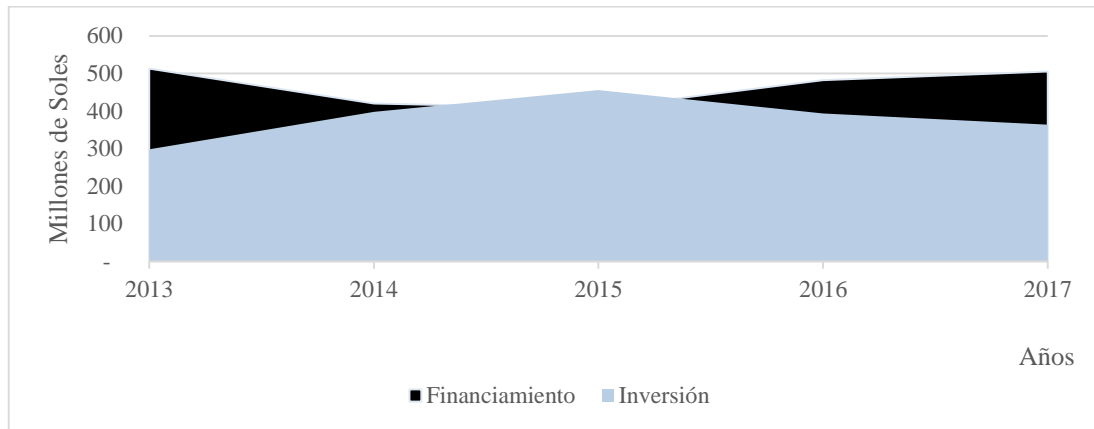


Fuente: EY, 2012, 2013, 2014, 2015, 2016, 2017, 2018.

Elaboración: Propia, 2018.

Tal como se observa en el gráfico 18, los datos históricos del flujo de efectivo reflejan que la Compañía invierte (usa) hasta el 100% del financiamiento obtenido (fuente), en inversión de capex, con la finalidad de alcanzar su propuesta de valor brindando un servicio de calidad.

Gráfico 18. Relación entre financiamiento obtenido (2013-2017) y la inversión en capex



Fuente: EY, 2014, 2015, 2016, 2017, 2018.

Elaboración: Propia, 2018.

3.3 Política de dividendos

La Compañía tiene por política aprobar la distribución de dividendos provisionales de forma adelantada, con cargo en las utilidades del ejercicio del año que corresponde, dependiendo de la disponibilidad de los fondos sin perjudicar su equilibrio financiero. En el gráfico 19 se observa el detalle de dividendos distribuidos en los últimos cinco años, tabulados en la tabla 5:

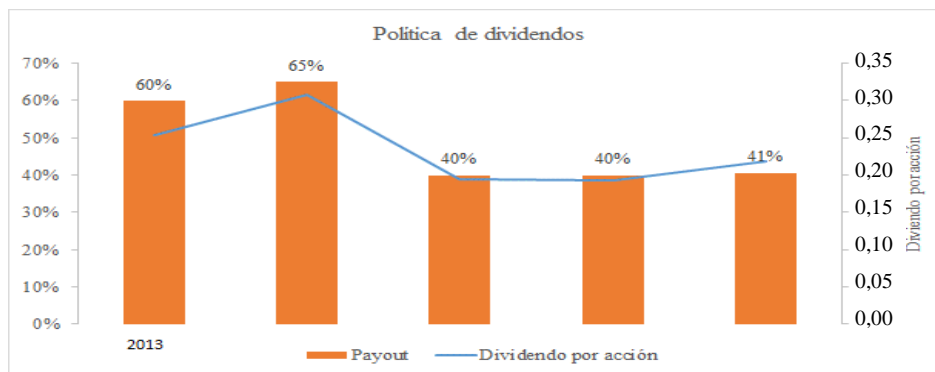
Tabla 5. Inputs de los dividendos

Año	N° de acciones (en miles)	Dividendos emitidos (en miles de S/)	Dividendo por acción	Utilidad neta	Utilidad neta por acción	Payout ratio
2013	638.564	162.438	0,25	270.698	0,42	60%
2014	638.564	196.454	0,31	302.238	0,47	65%
2015	638.564	123.731	0,19	309.325	0,48	40%
2016	638.564	123.521	0,19	308.805	0,48	40%
2017	638.564	139.087	0,22	342.773	0,54	41%

Fuente: EY, 2014, 2015, 2016, 2017, 2018.

Elaboración: Propia, 2018.

Gráfico 19. Evolución de dividendos



Fuente: EY, 2014, 2015, 2016, 2017, 2018.

Elaboración: Propia, 2018.

3.4 Análisis Dupont

Se ha descompuesto el ROE Dupont en (i) utilidades sobre ventas, (ii) ventas sobre activo y (iii) activo sobre patrimonio. En la tabla 6 se observa que el ROE ha caído desde el 2013, esto se explica principalmente por las disminuciones en los márgenes y por la eficiencia del uso de activos. Con respecto al ratio de márgenes, se puede observar que mejoró en el 2017; sin embargo, su incremento se vio disminuido por la caída de los otros dos factores.

Tabla 6. Análisis Dupont

	2013	2014	2015	2016	2017
Utilidades / Ventas	12,1%	12,8%	11,4%	10,6%	12,0%
Ventas / Activo total	71,8%	67,1%	73,1%	69,8%	66,7%
Activo total / Patrimonio	2,48	2,56	2,48	2,48	2,26
ROE Dupont	21,6%	22,0%	20,7%	18,4%	18,0%

Fuente: EY, 2014, 2015, 2016, 2017, 2018.

Elaboración: Propia, 2018.

4. Diagnóstico

Como resultado del análisis de las finanzas operativas y estructurales los autores de la presente investigación han concluido que la Compañía no tiene problemas económicos ni financieros, ya que cuenta con la solvencia suficiente para el desarrollo de sus negocios, financia el 40% de sus operaciones con sus propios recursos, posee un ratio de cobertura de deuda (deuda/patrimonio) de 1,26 (al cierre de diciembre de 2017), y tiene una adecuada estructura de financiamiento a largo plazo con deuda de emisiones de bonos, los cuales tienen vencimiento a partir del año 2020. Asimismo, la Compañía es rentable y líquida.

Por la parte estructural, la Compañía tiene sólidas políticas de financiamiento calzadas estrechamente con la política de inversión para el funcionamiento operativo, brindando buena calidad de energía, cubriendo la demanda de su zona de concesión y de los clientes libres que atiende.

Capítulo VII. Valorización

El método seleccionado para la valorización de Enel Distribución fue el flujo de caja descontado, a través del cual se obtuvo el valor presente de los flujos futuros de 10 años, así como los flujos futuros perpetuos (considerando que la Compañía tiene una concesión indefinida para la prestación de servicios de electricidad). Ambos flujos futuros fueron descontados con la tasa de descuento (WACC). Adicionalmente, para determinar el valor patrimonial de Enel Distribución, a la sumatoria de los dos conceptos anteriores se le restó el valor de mercado de la deuda y se le adicionó el saldo de la caja al 31 de diciembre de 2017. Posteriormente, se dividió el valor patrimonial entre la cantidad de acciones, así el valor por acción de la Compañía es de S/ 6,15.

1. Supuestos para la proyección

La proyección de los estados de situación financiera, estados de resultados y flujos de caja libre se realizaron para un horizonte de 10 años (de 2018 al 2027), debido a las siguientes características propias de la Compañía:

- 10 años dura aproximadamente el ciclo de recupero de la inversión en activos.
- Es un monopolio natural debido a la concesión otorgada por el Estado peruano, por lo cual no tiene una fecha de vencimiento.
- Participa en un mercado altamente regulado y la Compañía no tiene control sobre los precios de venta de la energía.
- La Compañía se encuentra en la fase del ciclo de vida de madurez, contando con más de 23 años de experiencia en el sector de energía.

Los principales supuestos que se han considerado para la proyección del flujo de caja descontado son ingresos (cantidad de venta de energía en GWh y precio de energía), costo de ventas, gastos operativos, la inversión en activo fijo, las obligaciones financieras, entre otros (ver anexo 11).

2. Cálculo de la tasa de descuento

Para el descuento de los flujos futuros se utilizó el Costo Promedio Ponderado de Capital (WACC por sus siglas en inglés Weighted Average Cost of Capital) tanto para un horizonte de 10 años como para el horizonte perpetuo (ver resumen en la tabla 7 y el detalle del cálculo en el anexo 11). Esta tasa ha sido determinada con la fórmula:

$$WACC = E/(E+D) \times Ke + D/(E+D) \times Kd(1-T)$$

Donde:

- E: Patrimonio de Enel Distribución.
- D: Deuda de largo plazo de Enel Distribución.
- Ke: Costo de capital.
- Kd: Costo de la deuda.
- T: Tasa impositiva.

Uno de los inputs más importante para la determinación de la tasa es el costo del accionista (Ke), el cual se determinó utilizando el método del CAPM y las razones fundamentales para usarlo son: (i) metodología didáctica y (ii) porque es utilizada por la mayoría de las empresas peruanas, según lo demuestra la encuesta “¿Su empresa está al tanto de las últimas prácticas de valorización en el mercado?”, realizada por Ernst & Young (2017), una de las cuatro consultoras más importantes a nivel internacional (ver tabla 7 y el detalle del cálculo en el anexo 10):

Tabla 7. Resumen cálculo WACC

Insumo	Valor	Explicación
Tasa libre de riesgo (Rf)	2,41%	Bono de tesoro de Estados Unidos a 10 años al 31 de diciembre de 2017
Prima de mercado	6,00%	Encuesta Ernst & Young (2017)
Beta	0,731	Bloomberg al 31 de diciembre de 2017
Riesgo país – mercado (Embi)	3,11%	Promedio de los últimos cinco años
Costo de capital nominal en US\$	9,90%	
Inflación esperada US\$	2,00%	Banco Central de Reserva del Perú
Costo capital (US\$ reales)	7,74%	
Inflación esperada S/	2,00%	Banco Central de Reserva del Perú
Costo de capital S/	9,90%	
Costo deuda	6,28%	

Insumo	Valor
Total capital en miles de S/	3.601.500
Total deuda en miles de S/	1.459.652
% capital	71,00%
% deuda	29,00%
Tasa de impuesto	29,50%
WACC	8,32%

Fuente: Elaboración propia, 2018.

3. Supuestos de las principales variables para la proyección⁴

3.1 Flujo de caja descontado

Con las tasas de descuento obtenidas se realiza el descuento de flujos, se deduce el valor de mercado de la deuda y se adiciona el saldo de caja al 31 de diciembre de 2017; el resultado obtenido se divide entre la cantidad de acciones emitidas por la Compañía al 31 de diciembre de 2017 y se obtuvo un valor fundamental de S/ 6,15 por acción a dicha fecha (ver tabla 8).

Debido a que el precio obtenido es mayor al cotizado en la Bolsa de Valores de Lima (S/ 5,64) en la misma fecha, las autoras de la presente investigación recomiendan comprar. El detalle del flujo de caja descontado y la determinación del valor de la acción se encuentran en el anexo 13.

Tabla 8. Resultados de la valorización por método de flujo de caja descontado

Valor de los flujos	Tasa	Participación
Tasa de descuento (WACC)	8,32%	
Valor presente de flujos en miles de S/	2.166.403	43%
Valor presente de flujos – perpetuidad en miles de S/	2.962.821	57%
Tasa de crecimiento perpetuidad	2%	
Valor de empresa (enterprise value) en miles de S/	5.129,225	
Valor de mercado de la deuda al 31 de diciembre de 2017 en miles de S/	(1.459.652)	
Exceso de caja al 31 de diciembre de 2017 en miles de S/	259.026	
Valor del Patrimonio en miles de S/	3,928,599	
Número de acciones en miles	638.564	
Valor por acción calculada S/	6,15	
Precio por acción Bolsa al 31 de diciembre de 2017 S/	5,64	

Fuente: Elaboración propia, 2018.

3.2 Análisis de sensibilidad

Tomando como base la matriz de riesgos evaluada y detallada en el anexo 15 se estructura el análisis de sensibilidades por aquellos riesgos clasificados como moderados. Los resultados se presentan en la tabla 9:

Tabla 9. Análisis de sensibilidad de valor del riesgo de precio

Nombre del riesgo	Sensibilidad	Variación del precio de la acción
Riesgo de precio	Variación de +/- 10% del precio de GWh distribuido	S/ 5,02 a S/ 7,28 por acción..
Riesgo de la demanda y operacional	Variación de +/- 2% de la cantidad de GWh distribuidos a clientes regulados	S/ 5,93 a S/ 6,37 por acción.

Fuente: Elaboración propia, 2018.

⁴ En el anexo 11 se encuentra el detalle de todos los supuestos utilizados.

Adicionalmente, los autores consideran necesario sensibilizar la tasa WACC y la tasa de crecimiento de perpetuidad utilizada en el apartado 3.1 Flujo de caja descontado (en este mismo capítulo). Los criterios utilizados son los siguientes:

- **WACC.** Para este factor se utilizarán:
 - Los betas máximos y mínimos determinados en el anexo 11.
 - Las primas de riesgos de mercado máximo y mínimo determinado en el anexo 11.
- **Tasa de crecimiento de perpetuidad.** Se utilizarán las proyecciones máximas y mínimas de inflación establecidas por el Banco Central de Reserva de Perú (BCRP 2018), y manifestadas en su Reporte de Inflación – Marzo 2018, Panorama actual y proyecciones macroeconómicas 2018-2019, las cuales son 1,18% (mínimo) y 2,5% (máximo).

Sobre la base de los resultados obtenidos los autores de la presente investigación recomiendan comprar las acciones de Enel Distribución debido a que su precio se mantiene, en la mayor parte de la sensibilidad, por encima de su valor de cotización de mercado al 31 de diciembre de 2017 (S/ 5,64 por acción) según la Bolsa de Valores de Lima (en adelante BVL) (2018) (ver tabla 10):

Tabla 10. Análisis de sensibilidad de la tasa WACC

Sensibilidad S/			
Crecimiento constante\ WACC	7,13%	8,32% (Inicial)	9,68%
1,18%	7,14	5,55	4,29
2,00% (Inicial)	8,11	6,15	4,66
2,50	8,77	6,54	4,89
Sensibilidad S/			
Crecimiento constante\ WACC	7,13%	8,32% (Inicial)	9,68%
1,18%	Comprar	Vender	Vender
2,00% (Inicial)	Comprar	Comprar	Vender
2,50	Comprar	Comprar	Vender

Fuente: BVL, 2018.

Elaboración: Propia, 2018.

3.3 Escenarios

3.3.1 Escenario pesimista

Los autores de la presente investigación han elaborado el siguiente escenario pesimista, teniendo en cuenta su evaluación de la Matriz FODA así como el análisis de las cinco fuerzas de Porter, siendo las principales amenazas la disminución del precio del servicio debido a políticas de Estado que generen sobre oferta de energía; el incremento de la competencia; disminución de la participación de cuota del mercado para clientes libres debido a la alta competencia con las

empresas generadoras de energía, así como el incremento de las pérdidas de energía no técnicas debido a vandalismos y conexiones clandestinas.

Sobre la base de estos supuestos, se ha considerado una reducción del 2% en la cuota de mercado para los clientes libres, lo que posteriormente generará una disminución en la demanda de energía; también se considera una reducción en el precio para este tipo de clientes de 8%. Finalmente, en relación a los clientes regulados, se ha considerado una reducción de 2% de energía distribuida (media tensión).

Como consecuencia de estos supuestos, el valor por acción de Enel Distribución fue de S/ 5,79, lo que genera un incremento de S/ 0,15, sobre el valor cotizado en la BVL al cierre de diciembre de 2017, por lo que se recomienda mantener.

3.3.2 Escenario optimista

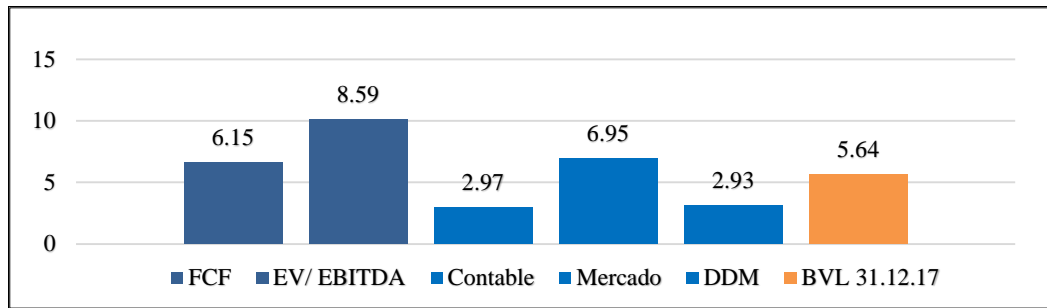
De la misma manera, se determinó el escenario optimista. Se utilizaron las oportunidades analizadas en la matriz FODA y las cinco fuerzas de Porter, donde se hace referencia al aumento de la demanda de energía, ya sea por el potencial crecimiento de consumo de los clientes regulados o por la captación de nuevos clientes libres. Así, se considera un aumento del crecimiento de la demanda de clientes regulados y libres de 10% y 6%, respectivamente.

Como consecuencia de estos supuestos, el valor por acción de Enel Distribución sería de S/ 7,37, generando un incremento de S/ 1,73 sobre el valor cotizado en la BVL a diciembre de 2017, por lo que se recomienda comprar.

4. Comparación con otros modelos de valorización

Como se muestra en el gráfico 23, se puede evidenciar que el valor determinado para la acción de Enel Distribución mediante el método FCF (S/ 6,15), mantiene relación con el precio de mercado establecido por una sociedad agente de bolsa (S/ 6,95). También se puede verificar que este valor se encuentra dentro del rango de precios de los demás métodos de valorización utilizados, siendo el método contable el que presenta el valor más bajo con S/ 2,97 por acción y el de múltiplo comparables el valor más alto con S/ 8,59 por acción. El uso de los supuestos y la explicación de cada método se encuentran descritos en el anexo 18.

Gráfico 20. Comparación de modelos de valorización en soles



Fuente: Elaboración propia, 2018.

En relación a los métodos de valorización indicados anteriormente, a continuación se muestran las recomendaciones relacionadas, considerando los siguientes criterios:

- Mantener, por aquellas variaciones que no sean mayores al +/- 10%.
- Comprar, por aquellas variaciones positivas mayores al 10%.
- Vender, por aquellas variaciones negativas mayores al 10%.

Tabla 11. Recomendaciones

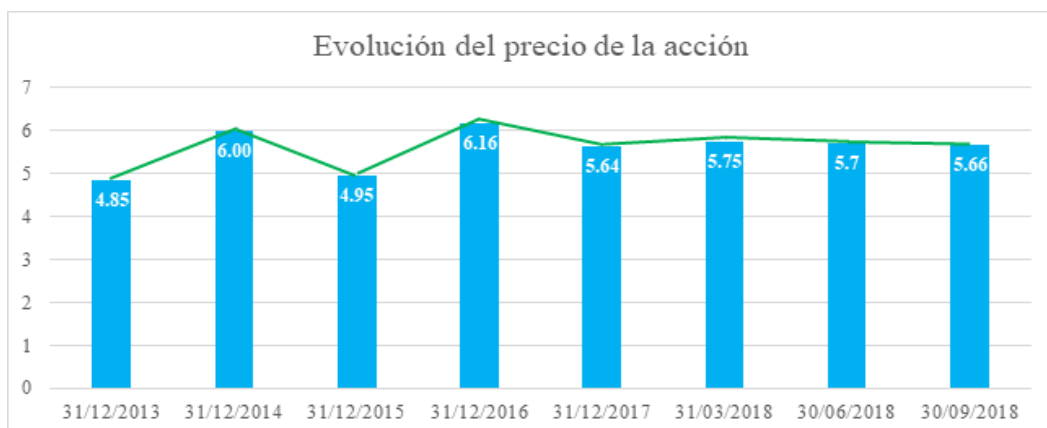
Método de valorización	Importe en S/	Cotización al 31.12.17 en S/	Variación en S/	%	Recomendación
FCF	6,15	5,64	0,51	10%	Comprar
EV/ EBITDA (Comparables)	8,59	5,64	2,95	52%	Comprar
Contable	2,97	5,64	(2,67)	(47%)	Vender
Mercado	6,95	5,64	1,31	23%	Comprar
DDM	2,93	5,64	(2,71)	(48%)	Vender

Fuente: Elaboración propia, 2018.

5. Evolución del precio de la acción

A continuación, se visualiza la evolución del precio de la acción en la Bolsa de Valores de Lima, como complemento de análisis de la gráfica N° 20.

Gráfico 21. Evolución del precio de la acción



Conclusiones y recomendaciones

1. Conclusiones

La Compañía se desarrolla en una industria consolidada, la cual cuenta con altas barreras de entradas, como por ejemplo los contratos de concesión con el Estado y la determinación de precios realizada por el ente regulador (Osinergmin); por estas razones, los autores consideran que se encuentra en una fase de madurez. Asimismo, Enel Distribución es una de las dos empresas líderes en la distribución de energía y tiene los mejores ratios de calidad de servicio del país.

Dentro de las principales fortalezas identificadas se encuentran los adecuados índices de gestión y de solvencia, los que le permiten hacer frente a las obligaciones de largo plazo y a posibles contingencias que pudiesen ocurrir. Además, tiene una oportunidad de crecimiento en relación al segmento de clientes tipo libre; sin embargo, también puede representar una amenaza la alta competencia por la determinación del precio con las empresas generadoras de energía. En cuanto a los riesgos que afronta, se ha observado una gestión perenne por parte de la Gerencia.

Para culminar, respecto de la valorización realizada a la Compañía bajo el método de flujos de caja descontados, el equity value al cierre de 2017 obtenido con un horizonte de proyección de diez años es S/ 3.928 millones; si este monto se divide entre la cantidad de acciones de dicho periodo, el valor por acción sería igual a S/ 6,15. Se realizó un análisis de sensibilidad con el que los resultados no distan significativamente del escenario base.

2. Recomendaciones

Los autores de la presente investigación recomiendan comprar acciones de la Compañía puesto que, a partir de los resultados de su valorización realizada, consideran que en el mediano plazo las acciones subirán de valor.

Bibliografía

- Arthur Andersen. (2000). “Dictamen de los auditores externos”. Documento reservado.
- Arthur Andersen. (2001). “Empresa de Distribución Eléctrica de Lima S.A.A. Edelnor S.A. Dictamen de los auditores independientes. Estados financieros. Año terminado el 31 de diciembre de 2000 y 1999”. Documento reservado.
- Arthur Andersen. (2002). “Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A. Edelnor S.A. Dictamen de los auditores independientes. Estados financieros. Año terminado el 31 de diciembre de 2001 y 2000”. Documento reservado.
- Arthur Andersen. (2003). “Empresa de Distribución Eléctrica de Lima S.A.A. Edelnor S.A. Dictamen de los auditores independientes. Estados financieros. Año terminado el 31 de diciembre de 2002 y 2001”. Documento reservado.
- Auditores Independientes. (2005). “Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A. Edelnor S.A. Dictamen de los auditores independientes. Estados financieros. Al 31 de diciembre de 2004 y 2003”. Documento reservado.
- BA Energy Solutions (2015). “Edelnor S.A.A. Plan de inversiones subtransmisión 2017-2021 Informe Final. 01 de junio de 2015”. Lima: BA Energy Solutions SAC. Documento privado.
- Banco Central de Reserva de Perú (BCRP). (2018). *Reporte de Inflación – Marzo 2018. Panorama actual y proyecciones macroeconómicas 2018-2019*. Lima: BCRP. [En línea]. Fecha de consulta: 30/05/2018. Disponible en: <<http://www.bcrp.gob.pe/docs/Publicaciones/Reporte-Inflacion/2018/marzo/reporte-de-inflacion-marzo-2018.pdf>>.
- Bloomberg. (2018a). “Beta ajustado”. [Base de datos financiera].
- Bloomberg. (2018b). “Método de múltiplos comparables”. [Base de datos financiera].
- Bloomberg. (2018c). “Amplia Energía e Servicios S.A. (CBEE3 BZ)”. [Base de datos financiera].
- Bloomberg. (2018d). “Light S.A. (LIGT3 BZ)”. [Base de datos financiera].
- Bloomberg. (2018e). “Energías S.A. (ENGI3 BZ)”. [Base de datos financiera].
- Bloomberg. (2018f). “Empresa Distribuidora y Comercializadora Norte Sociedad Anónima S.A. (EEEL3 BZ)”. [Base de datos financiera].
- Bloomberg. (2018g). “Centrais Eléctricas de Santa Catalina S.A. (CLSC4 S.A.)”. [Base de datos financiera].
- BN Américas. (s.f.a). “Centrais elétricas do Para”. En: *bnamericas.com*. [En línea]. Fecha de

consulta: 01/06/2018. Disponible en: <<https://www.bnamericas.com/company-profile/es/centrais-eletricas-do-para-sa-celpa>>.

BN Américas. (s.f.b). “CGE Distribución S.A.”. En: *bnamericas.com*. [En línea]. Fecha de consulta: 01/06/2018. Disponible en: <<https://www.bnamericas.com/company-profile/es/cge-distribucion-sa-cge-distribucion>>.

Bolsa de Valores de Lima (BVL). (2018). “Enel Distribución Perú S.A.A. ENDISPC1”. En: *bvl.com.pe*. [En línea]. Fecha de consulta: 30/05/2018. Disponible en: <http://www.bvl.com.pe/inf_cotizaciones70101_RU5ESVNQQzE.html>.

Campbell, J., y Vyolteenaho, T. (2004). “Bad Beta, Good Beta”. En: *American Economic Review*. CFA Institute. (2007). *Equity Asset Valuation*. Tercera edición. New Jersey: CFA Institute.

David, F. (1997). *Conceptos de administración estratégica*. Novena edición. México: Pearson Educación.

Deloitte. (2004). “Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A. Edelnor S.A. Dictamen de los auditores independientes. Estados financieros. Al 31 de diciembre de 2003 y 2002”. Documento reservado.

Deloitte. (2006). “Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A. Edelnor S.A. Dictamen de los auditores independientes. Estados financieros. Años terminados al 31 de diciembre de 2005 y 2004”. Documento reservado.

Deloitte. (2007). “Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A. Edelnor S.A. Dictamen de los auditores independientes. Estados financieros. Años terminados al 31 de diciembre de 2006 y 2005”. Documento reservado.

Deloitte. (2008). “Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A. Edelnor S.A. Dictamen de los auditores independientes. Estados financieros. Años terminados al 31 de diciembre de 2007 y 2006”. Documento reservado.

Deloitte. (2009). “Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A. Edelnor S.A. Dictamen de los auditores independientes. Estados financieros. Años terminados al 31 de diciembre de 2008 y 2007”. Documento reservado.

Deloitte. (2010). “Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A. Edelnor S.A. Dictamen de los auditores independientes. Estados financieros. Años terminados al 31 de diciembre de 2009 y 2008”. Documento reservado.

Deloitte. (2011). “Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A. Edelnor S.A.

Dictamen de los auditores independientes. Estados financieros. Años terminados al 31 de diciembre de 2010 y 2009”. Documento reservado.

Diario Gestión. (2017). “En Vivo: ¿Cuáles son los principales desafíos del sector eléctrico hacia el 2018?”. En: *gestion.pe*. [En línea]. 30 de noviembre de 2017. Fecha de consulta: 18/12/2017. Disponible en: <<https://gestion.pe/cade-2017/vivo-son-principales-desafios-sector-electrico-2018-221736>>.

Edelnor – Grupo Enel. (2015). *Memoria Anual e Informe de Sostenibilidad 2014*. Lima: Edelnor.

Edelnor – Grupo Enel. (2016). *Memoria Anual e Informe de Sostenibilidad 2015*. Lima: Enel Distribución Perú S.A. [PDF]. Fecha de consulta: 15/01/2018. Disponible en: <<https://www.enel.pe/content/dam/enel-pe/inversores/pdf/egp/reportes/memorias/2015/Memoria%20de%20EG%20Per%C3%BA%202015.pdf>>.

Edelnor. (2004). “Memoria Anual 2003”. Documento reservado.

Edelnor. (2005). “Memoria Anual 2004”. Documento reservado.

Edelnor. (2006). “Memoria Anual 2005. Informe de actividades”. Documento reservado.

Edelnor. (2007). “Memoria Anual 2006. Informe de Sostenibilidad”. Documento reservado.

Edelnor. (2008). “Memoria Anual 2007. Informe de Sostenibilidad”. Documento reservado.

Edelnor. (2009). “Memoria Anual 2008. Informe de Sostenibilidad”. Documento reservado.

Edelnor. (2010). “Memoria Anual 2009. Informe de Sostenibilidad”. Documento reservado.

Edelnor. (2011). “Memoria Anual 2010. Informe de Sostenibilidad”. Documento reservado.

Edelnor. (2012). “Memoria Anual 2011. Informe de Sostenibilidad”. Documento reservado.

Edelnor. (2013). “Memoria Anual 2012. Informe de Sostenibilidad”. Documento reservado.

Edelnor. (2014). “Memoria Anual 2013. Informe de Sostenibilidad”. Documento reservado.

Enel Distribución Perú S.A. (2017). *Memoria Anual e Informe de Sostenibilidad 2016*. Lima: Enel Distribución Perú S.A. [PDF]. Fecha de consulta: 15/01/2018. Disponible en: <<https://www.enel.pe/content/dam/enel-pe/inversores/pdf/egp/reportes/memorias/2016/Memoria%20Enel%20Generacion%202016.pdf>>.

Enel Distribución Perú S.A. (2018). *Memoria Anual 2017. Enel Distribución Perú*. Lima: Enel Distribución Perú S.A. [PDF]. Fecha de consulta: 15/01/2018. Disponible en:

<<https://www.enel.pe/content/dam/enel-pe/inversores/pdf/reportes/reportesanuales/2017/Memoria%202017%20Enel%20Dx%20Per%203%BA.pdf>>.

Enel Distribución Perú S.A. (s.f.). “Comprometidos con el servicio”. En: *enel.pe*. [En línea]. Fecha de consulta: 15/12/2017. Disponible en: <<http://www.eneldistribucion.pe/es/Paginas/home.aspx>>.

Ernst & Young. (2017). “Encuesta: ¿Su empresa está al tanto de las últimas prácticas de valorización en el mercado?”. Lima: EY Perú.

EY. (2012). “Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A. Estados financieros al 31 de diciembre de 2011 y de 2010 junto con el dictamen de los auditores independientes”. Documento reservado.

EY. (2013). “Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A. Estados financieros al 31 de diciembre de 2012 y de 2011 junto con el dictamen de los auditores independientes”. Documento reservado.

EY. (2014). “Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A. Estados financieros al 31 de diciembre de 2013 y de 2012 junto con el dictamen de los auditores independientes”. Documento reservado.

EY. (2015). “Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A. Estados financieros al 31 de diciembre de 2014 y de 2013 junto con el dictamen de los auditores independientes”. Documento reservado.

EY. (2016). “Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A. Estados financieros al 31 de diciembre de 2014 y de 2015 junto con el dictamen de los auditores independientes”. Documento reservado.

EY. (2017). “Enel Distribución Perú S.A.A. (Antes Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A.). Estados financieros al 31 de diciembre de 2016 y de 2015 junto con el dictamen de los auditores independientes”. Documento reservado.

EY. (2018a). “Enel Distribución Perú S.A.A. (Antes Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A.). Estados financieros al 31 de diciembre de 2017 y de 2016 junto con el dictamen de los auditores independientes”. Documento reservado.

EY. (2018b). “Electro Dunas S.A.A. Estados financieros al 31 de diciembre de 2017 y de 2016 junto con el dictamen de los auditores independientes”. En: *smv.gob.pe*. [En línea]. Fecha de consulta: 01/06/2018. Disponible en:

<<http://www.smv.gob.pe/ConsultasP8/temp/Auditados%202017.pdf>

Fama, E., y French, K. (2002). “The equity premium”. En: *Journal of Finance*. 58.

Fernández, P. (2008). “Métodos de valoración de empresas”. Barcelona/Madrid: IESE Business School – Universidad de Navarra. Documento de Investigación DI-771. Noviembre 2008.

Fernández, P. (2009). “La prima de riesgo de mercado según 100 libros”. Barcelona/Madrid: IESE Business School – Universidad de Navarra. Documento de Investigación DI-823. Setiembre 2009.

Fernández, P. (2015). “CAPM (Capital Asset Pricing Model): un modelo absurdo”. IESE Business School. Madrid: IESE Universidad de Navarra.

Fernández, P., y Bermejo, V. (2009). “Betas utilizadas por directivos y profesores europeos en 2009”. IESE Business School.

Fernández, P., y Carabias, J. (2015). “El peligro de utilizar betas calculadas”. IESE Business School. Madrid: IESE Universidad de Navarra.

Horne, J., y Wachowick, J. (1998). *Fundamentals of financial management*. New Jersey.

Infront Analytics. (s.f.). “Análisis de crecimiento de Enel Distribucion Peru S.A.A. (ENDISPC1 | PER)”. En: *infrontanalytics.com*. [En línea]. Fecha de consulta: 01/06/2018. Disponible en: <<https://www.infrontanalytics.com/fe-ES/30066LP/Empresa-de-Distribucion-Elctrica-de-Lima-Norte-SA/gprv-crecimiento>>.

Instituto Nacional de Estadística e Informática (INEI). (2009). *PERÚ: Estimaciones y Proyecciones de Población por Departamento, Sexo y Grupos Quinquenales de Edad 1995-2025. Boletín de Análisis Demográfico N° 37*. Lima: INEI. [En línea]. Fecha de consulta: 18/05/2018. Disponible en: <<http://proyectos.inei.gob.pe/web/biblioineipub/bancopub/Est/Lib0846/libro.pdf>>.

Kallpa Securities Sociedad Agente de Bolsa (2018). “Guía de cobertura 2018. Inversión y Reconstrucción”. En: *engie-energia.pe*. [En línea]. Fecha de consulta: 01/06/2018. Disponible en: <<http://engie-energia.pe/wp-content/uploads/2018/01/Guia-de-Cobertura-2018-Kallpa-SAB-MC.pdf>>.

Luz del Sur S.A. (2014). *Memoria Luz del Sur 2013*. Lima: Luz del Sur S.A.

Luz del Sur S.A. (2015). *Memoria Luz del Sur 2014*. Lima: Luz del Sur S.A.

Luz del Sur S.A. (2016). *Memoria Luz del Sur 2015*. Lima: Luz del Sur S.A.

Luz del Sur S.A. (2017). *Memoria Luz del Sur 2016*. Lima: Luz del Sur S.A.

Luz del Sur S.A. (2018). *Memoria Luz del Sur 2017*. Lima: Luz del Sur S.A.

Maximixe. (2016). “Riesgos de Mercado Electricidad”. Club de Análisis de Riesgos (Caser). Julio 2016. Documento reservado.

Mongrout, S. (2007). “Valoración de proyectos de inversión en economías emergentes latinoamericanas: El caso de los inversionistas no diversificados”. Tesis doctoral para optar el título de Doctor en Ciencias Económicas y Empresariales. Universidad de Barcelona.

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin). (2017c). “Tarifas de Electricidad”. En: *Tarifas y Mercado Eléctrico*. Año 15, N°12, diciembre de 2017. [PDF]. Fecha de consulta: 20/02/2018. Disponible en: <<http://www2.osinerg.gob.pe/Publicaciones/pdf/TarMercadoElectrico/TyME-DICIEMBRE2017.pdf>>.

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin). (2013). “Tarifas de Electricidad”. En: *Tarifas y Mercado Eléctrico*. Año 11, N°12, diciembre de 2013. [PDF]. Fecha de consulta: 20/02/2018. Disponible en: <<http://www2.osinerg.gob.pe/Publicaciones/pdf/TarMercadoElectrico/Tarmerele-Diciembre2013.pdf>>.

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin). (2017b). *La industria de la electricidad en el Perú*. Lima: Osinergmin. [En línea]. Fecha de consulta: 30/05/2018. Disponible en: <http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Libros/Osinergmin-Industria-Electricidad-Peru-25anos.pdf>.

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin). (2017a). “Tarifas y Mercado Eléctrico – Diciembre de 2017”. En: *osinerg.gob.pe*. [En línea]. Fecha de consulta: 30/05/2018. Disponible en: <<http://www2.osinerg.gob.pe/Publicaciones/pdf/TarMercadoElectrico/TyME-DICIEMBRE2017.pdf>>.

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin). (2016). “Tarifas y Mercado Eléctrico Año 14, N°12. Diciembre 2016”. En: *osinerg.gob.pe*. [En línea]. Fecha de consulta: 30/05/2018. Disponible en: <<http://www2.osinerg.gob.pe/Publicaciones/pdf/TarMercadoElectrico/TyME%20-%20Diciembre%202016.pdf>>.

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin). (2015). “Tarifas y Mercado Eléctrico. Año 13, N°12. Diciembre de 2015”. En: *osinerg.gob.pe*. [En línea]. Fecha de

consulta: 30/05/2018. Disponible en:
<<http://www2.osinerg.gob.pe/Publicaciones/pdf/TarMercadoElectrico/TyME%20%20Diciembre%202015.pdf>>.

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin). (2014). “Tarifas y Mercado Eléctrico Año 12, N°12. Diciembre 2014”. En: *osinerg.gob.pe*. [En línea]. Fecha de consulta: 30/05/2018. Disponible en:
<<http://www2.osinerg.gob.pe/Publicaciones/pdf/TarMercadoElectrico/Tarmerelec-Diciembre2014.pdf>>.

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin). (2013). “Tarifas y Mercado Eléctrico Año 13, N°12. Diciembre 2013”. En: *osinerg.gob.pe*. [En línea]. Fecha de consulta: 30/05/2018. Disponible en:
<<http://www2.osinerg.gob.pe/Publicaciones/pdf/TarMercadoElectrico/Tarmerelec-Diciembre2013.pdf>>.

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin). (2012). “Tarifas y Mercado Eléctrico Año 10, N°12. Diciembre 2012”. En: *osinerg.gob.pe*. [En línea]. Fecha de consulta: 30/05/2018. Disponible en:
<<http://www2.osinerg.gob.pe/Publicaciones/pdf/TarMercadoElectrico/Tarmerelec-Diciembre2012.pdf>>.

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin). (2011). “Tarifas y Mercado Eléctrico Año 9, N°12. Diciembre 2011”. En: *osinerg.gob.pe*. [En línea]. Fecha de consulta: 30/05/2018. Disponible en:
<<http://www2.osinerg.gob.pe/Publicaciones/pdf/TarMercadoElectrico/Tarmerelec-Diciembre2011.pdf>>.

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin). (2010). “Tarifas y Mercado Eléctrico Año 8, N°12. Diciembre 2010”. En: *osinerg.gob.pe*. [En línea]. Fecha de consulta: 30/05/2018. Disponible en:
<<http://www2.osinerg.gob.pe/Publicaciones/pdf/TarMercadoElectrico/Tarmerelec-Diciembre2010.pdf>>.

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin). (2009). “Tarifas y Mercado Eléctrico Año 7, N°12. Diciembre 2009”. En: *osinerg.gob.pe*. [En línea]. Fecha de consulta: 30/05/2018. Disponible en:
<<http://www2.osinerg.gob.pe/Publicaciones/pdf/TarMercadoElectrico/Tarmerelec-Dic09.pdf>>.

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin). (2008). “Tarifas y Mercado Eléctrico Año 6, N°12. Diciembre 2008”. En: *osinerg.gob.pe*. [En línea]. Fecha de consulta: 30/05/2018. Disponible en: <<http://www2.osinerg.gob.pe/Publicaciones/pdf/TarMercadoElectrico/Tarmerelec-Dic08.pdf>>.

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin). (2007). “Tarifas y Mercado Eléctrico Año 5, N°12. Diciembre 2007”. En: *osinerg.gob.pe*. [En línea]. Fecha de consulta: 30/05/2018. Disponible en: <<http://www2.osinerg.gob.pe/Publicaciones/pdf/TarMercadoElectrico/Tarmerelec-Dic07.pdf>>.

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin). (2006). “Tarifas y Mercado Eléctrico Año 4, N°12. Diciembre 2006”. En: *osinerg.gob.pe*. [En línea]. Fecha de consulta: 30/05/2018. Disponible en: <<http://www2.osinerg.gob.pe/Publicaciones/pdf/TarMercadoElectrico/Tarmerelec-Dic06.pdf>>.

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin). (2005). “Tarifas y Mercado Eléctrico Año 3, N°12. Diciembre 20056”. En: *osinerg.gob.pe*. [En línea]. Fecha de consulta: 30/05/2018. Disponible en: <<http://www2.osinerg.gob.pe/Publicaciones/pdf/TarMercadoElectrico/Tarmerelec-Dic05.pdf>>.

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin). (2004). “Tarifas y Mercado Eléctrico Año 2, N°12. Diciembre 2004”. En: *osinerg.gob.pe*. [En línea]. Fecha de consulta: 30/05/2018. Disponible en: <<http://www2.osinerg.gob.pe/Publicaciones/pdf/TarMercadoElectrico/Tarmerelec-Dic04.pdf>>.

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin). (2003). “Tarifas y Mercado Eléctrico Año 1, N°12. Diciembre 2003”. En: *osinerg.gob.pe*. [En línea]. Fecha de consulta: 30/05/2018. Disponible en: <<http://www2.osinerg.gob.pe/Publicaciones/pdf/TarMercadoElectrico/Tarmerelec-Dic03.pdf>>.

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin). (2018a). “Tarifas y Mercado Eléctrico Año 16, N°1. Enero 2018”. En: *osinerg.gob.pe*. [En línea]. Fecha de consulta: 30/05/2018. Disponible en: <<http://www2.osinerg.gob.pe/Publicaciones/pdf/TarMercadoElectrico/TyME-ENERO2018.pdf>>.

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin). (2018b). “Tarifas y Mercado Eléctrico Año 16, N°2. Febrero 2018”. En: *osinerg.gob.pe*. [En línea]. Fecha de consulta: 30/05/2018. Disponible en: <<http://www2.osinerg.gob.pe/Publicaciones/pdf/TarMercadoElectrico/TyME->

FEBRERO2018.pdf>.

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin). (2018c). “Tarifas y Mercado Eléctrico Año 16, N°3. Marzo 2018”. En: *osinerg.gob.pe*. [En línea]. Fecha de consulta: 30/05/2018. Disponible en:

<<http://www2.osinerg.gob.pe/Publicaciones/pdf/TarMercadoElectrico/TyME-MARZO2018.pdf>>.

Porter, M. (2008). “The Five Competitive Forces That Shape Strategy”. En: *Harvard Business Review*. Enero 2018.

Presidencia de la República. (1992). “Decreto Ley N°25844, Ley de Concesiones Eléctricas”. En: *osinergmin.gob.pe*. [En línea]. 19 de noviembre de 1992. Fecha de consulta: 28/10/2017. Disponible en:

<https://www.osinergmin.gob.pe/cartas/documentos/electricidad/normativa/LEY_CONCESIONES_ELECTRICAS.pdf>.

Redacción EC. (2018). “Enel: Recibo mensual de luz podría subir 10%”. En: *elcomercio.com.pe*. [En línea]. 25 de febrero de 2018. Fecha de consulta: 26/03/2018. Disponible en: <<https://elcomercio.pe/economia/peru/enel-recibo-mensual-luz-elevarse-10-noticia-494818>>.

Robbins, S., y Coulter, M. (2014). *Administración*. México D.F: Pearson.

Sharpe, W. (1964). “Capital Asset Pricing Theory of Market Equilibrium under Conditions of Risk”. En: *Journal of Finance*. 434.

Thompson, A. (1998). *Dirección y administración estratégicas. Conceptos, casos y lecturas*. México: McGraw-Hill.

Yahoo! Finance. (s.f.a). “Ampla Energia e Serviços S.A. (CBEE3.SA?P=CBEE3.SA&D=T)”. En: *finance.yahoo.com*. [En línea]. Fecha de consulta: 01/06/2018. Disponible en: <<https://finance.yahoo.com/quote/CBEE3.SA?p=CBEE3.SA>>.

Yahoo! Finance. (s.f.b). “Light S.A. (LIGT3.SA)”. En: *finance.yahoo.com*. [En línea]. Fecha de consulta: 01/06/2018. Disponible en: <<https://finance.yahoo.com/quote/LIGT3.SA?p=LIGT3.SA>>.

Yahoo! Finance. (s.f.c). “Energisa S.A. (ENGI3.SA)”. En: *finance.yahoo.com*. [En línea]. Fecha de consulta: 01/06/2018. Disponible en: <<https://finance.yahoo.com/quote/ENGI3.SA?p=ENGI3.SA>>.

Yahoo! Finance. (s.f.d). “Empresa Distribuidora y Comercializadora Norte Sociedad Anónima (EDN.BA)”. En: *finance.yahoo.com*. [En línea]. Fecha de consulta: 01/06/2018. Disponible en:

<<https://finance.yahoo.com/quote/EDN.BA?p=EDN.BA>>.

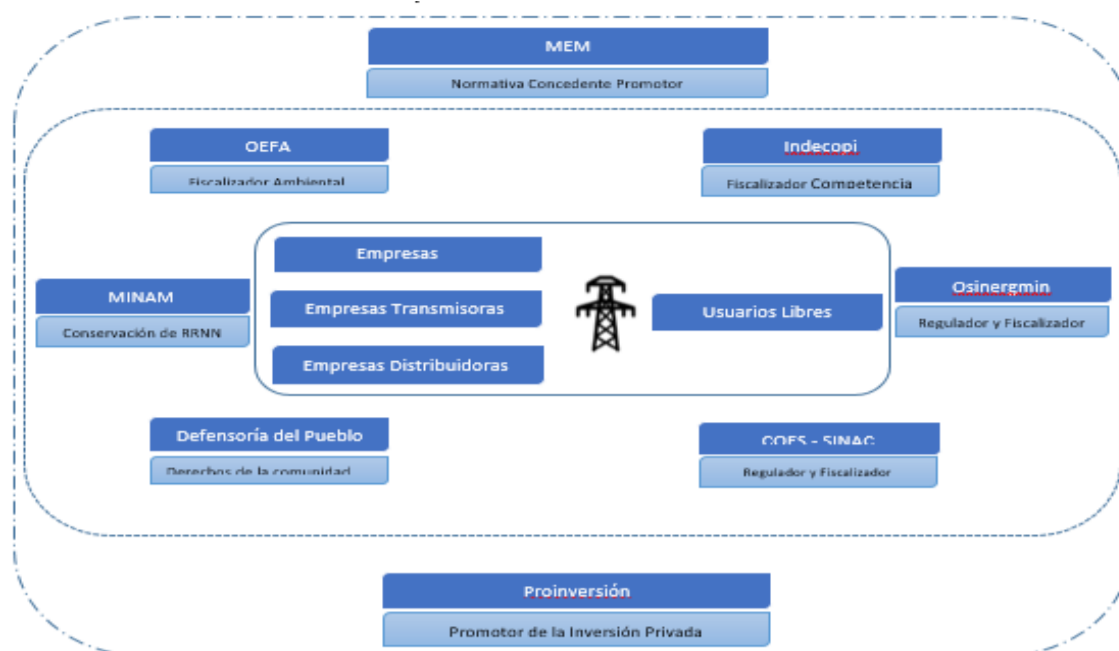
Yahoo! Finance. (s.f.e). “Empresa Distribuidora de Electricidad de Salta Sociedad Anónima (EDSH.BA)”. En: *finance.yahoo.com*. [En línea]. Fecha de consulta: 01/06/2018. Disponible en: <<https://finance.yahoo.com/quote/EDSH.BA?p=EDSH.BA>>.

Yahoo! Finance. (s.f.f). “Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica - CEEE-GT (EEEL3.SA)”. En: *finance.yahoo.com*. [En línea]. Fecha de consulta: 01/06/2018. Disponible en: <<https://finance.yahoo.com/quote/EEEL3.SA?p=EEEL3.SA>>.

Yahoo! Finance. (s.f.g). “Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A. (CLSC4.SA)”. En: *finance.yahoo.com*. [En línea]. Fecha de consulta: 01/06/2018. Disponible en: <<https://finance.yahoo.com/quote/CLSC4.SA?p=CLSC4.SA>>.

Anexos

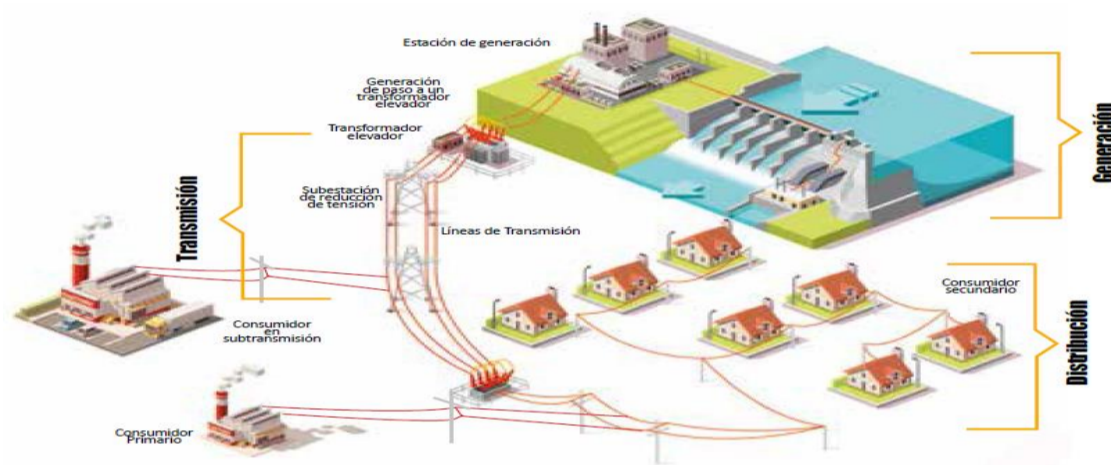
Anexo 1. Reguladores del sector eléctrico peruano



- Promotores
- Reguladores
- Agentes Directos

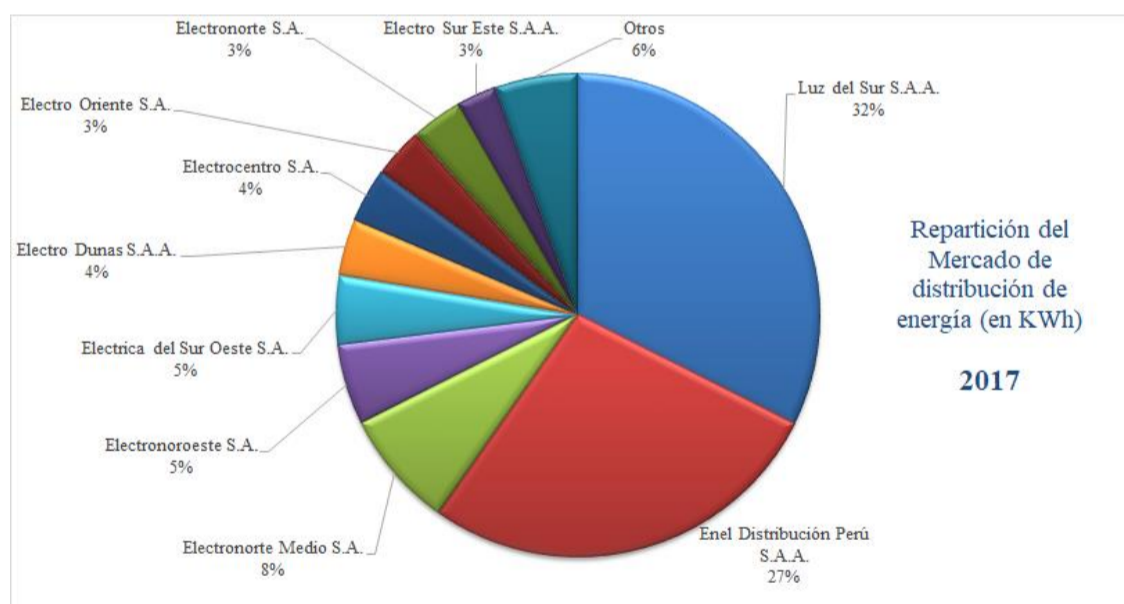
Fuente: Maximixe, 2016.

Anexo 2. Cadena de valor de la energía



Fuente: Osinergrmin, 2017b.

Anexo 3. Participación de las empresas distribuidoras en el mercado peruano



Nota: información al 31 de diciembre de 2017.

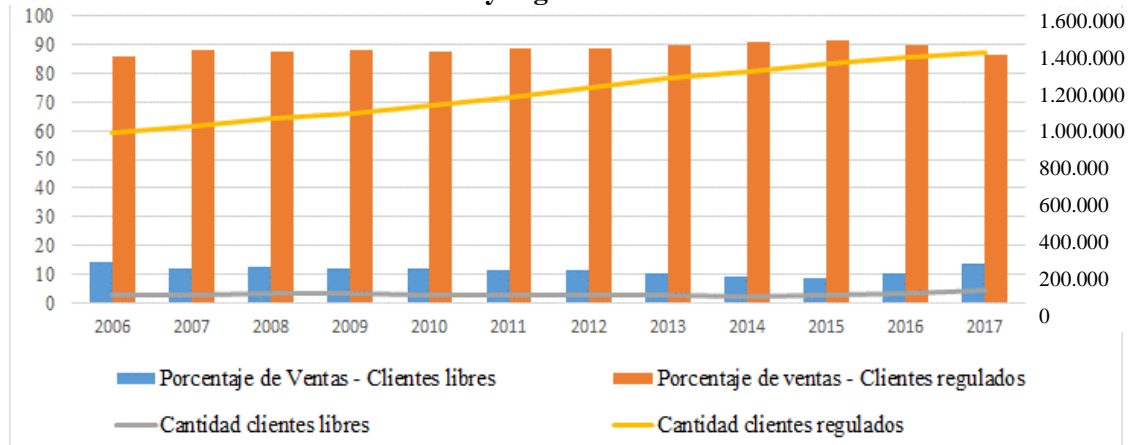
Fuente: Osinergrmin, 2017a.

Elaboración: Propia, 2018.

Anexo 4. Evolución de los clientes

El crecimiento de clientes regulados y libres se aprecia en el gráfico A. Los regulados crecieron de 951.000 en 2006 a 1.397.000 en 2017, y su porcentaje de ventas con respecto al total de ventas creció de 86% en 2006 a 87% en 2017. Los clientes libres crecieron en cantidad de 90 en 2006 a 337 clientes en 2017, el porcentaje de ventas respecto del total es 14% en 2006 y 13% en 2017.

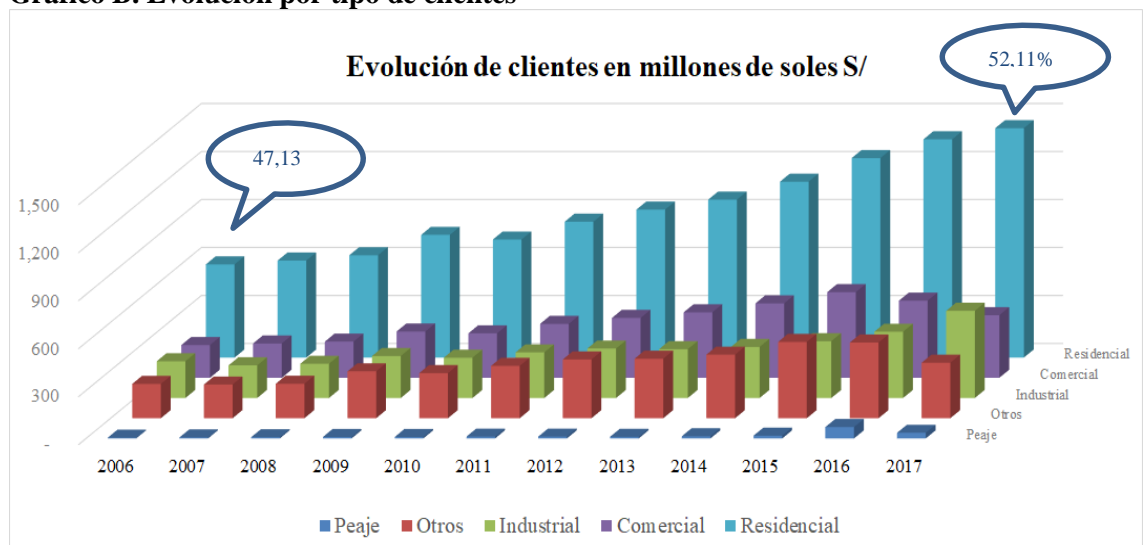
Gráfico A. Evolución de clientes libres y regulados



Fuente: Edelnor – Grupo Enel, 2007, 2008, 2009, 2010, 2011, 2012, 2013, 2014, 2015, 2016; Enel Distribución Perú S.A.A., 2017, 2018.
Elaboración: Propia, 2018.

El gráfico B presenta la evolución de clientes según su consumo: residencial, comercial, industrial, peaje y otros. Los clientes residenciales son los más importantes y su crecimiento en porcentaje con respecto al total de ventas se incrementó de 47,13% en 2006 a 52,11% (según el incremento de ventas de S/ 582.000 en 2007 a S/ 1.434.000 en 2017). Las otras ventas se han mantenido entre S/ 200.000 y S/ 300.000, a excepción de peaje que fluctúan entre S/ 6.000 en 2006 y S/ 71.000 en 2017.

Gráfico B. Evolución por tipo de clientes



Fuente: Edelnor – Grupo Enel, 2007, 2008, 2009, 2010, 2011, 2012, 2013, 2014, 2015, 2016; Enel Distribución Perú S.A.A., 2017, 2018.
Elaboración: Propia, 2018.

Anexo 5. Zonas de concesión

1. Áreas geográficas

El ámbito geográfico en donde queda enmarcado el desarrollo de la Compañía depende exclusivamente de las concesiones eléctricas que mantiene con el Estado Peruano. Actualmente la Compañía mantiene:

- Dos concesiones definitivas de distribución de electricidad.
- Dos concesiones definitivas de transmisión de electricidad.
- Una autorización para el desarrollo de actividades de generación.

A continuación, un resumen de las concesiones de distribución donde opera la Compañía:

- **Resolución Suprema N°032-1994- EM⁵**. A través del cual Empresa de Distribución Eléctrica de Lima-Norte S.A. (Edelnor S.A.) obtiene la concesión definitiva para desarrollar las actividades de distribución de energía eléctrica, suscribiendo para esto el Contrato de Concesión N° 001-94. El alcance de esta concesión abarca las zonas de Lima Norte (Ancón, Carabayllo, Comas, Independencia, Los Olivos, Puente Piedra, San Martín de Porres, Santa Rosa) y la Provincia Constitucional del Callao.
- **Resolución Suprema N°011-1995- EM⁶**. A través del cual Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad (Electrolima S.A.) obtiene la concesión definitiva para desarrollar las actividades de distribución de energía eléctrica, suscribiendo para esto el Contrato de Concesión N° 046-95, con código de expediente N°15003993-00. El alcance de esta concesión abarca las zonas de Huacho, Supe-Barranca, Huaral, Sayán, Huamaya, Nava, Churín, Andajes, Mallay, Tinta, Obrajillo, San Miguel, Canta, Paríamarca, Carhua, Lachaquí, Yaso, Santa Rosa de Quives, Yangas, Acos, Canchapelca, Lampian, Coto, Carac, San Juan, La Florida, Huascoy, Cormo, Huarochín, Huaros, Cullhuay, Pacaraos, Ravira, Viscas y Chauca.

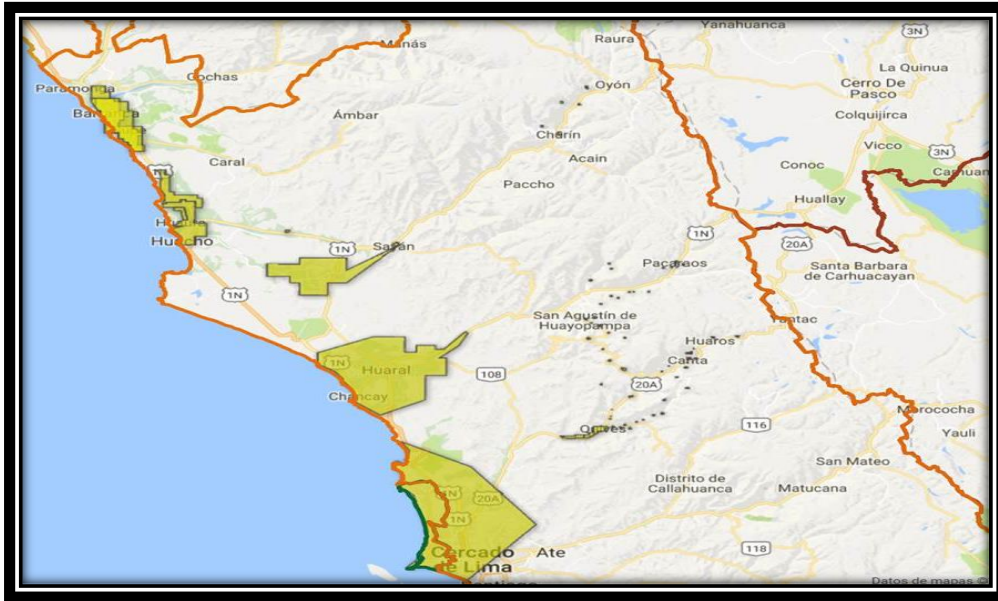
Sobre la base de las anteriores resoluciones se puede indicar que el alcance geográfico de la Compañía es limitado y abarca la zona norte de Lima Metropolitana, la Provincia Constitucional del Callao, y las provincias de Huaura, Huaral, Barranca y Oyón. Dicho alcance ha permanecido y permanecerá permanente desde el año 1994, debido al tipo de concesión definitiva, la cual se caracteriza por ser de largo indefinido para el desarrollo de las actividades eléctricas⁷.

⁵ Resumen realizado sobre la base de la lectura de la Resolución Suprema N°032-1994-EM y Resolución Suprema N°075-2014.

⁶ Resumen realizado sobre la base de la lectura de la Resolución Suprema N°011-1995, Resolución Suprema N°040-2006 EM y Resolución Ministerial N°079-2016-MEN / DM.

⁷ De acuerdo con lo indicado en el artículo 22 de la Ley de Concesiones Eléctricas, Decreto Ley N°25844 (Presidencia de la República 1992).

Gráfico A. Zonas de concesión



Fuente: Enel Distribución, 2017.
Elaboración: Propia, 2018.

Anexo 6. Cadena de valor y análisis de las actividades de la cadena de valor

<ul style="list-style-type: none"> - La Compañía se soporta en el conocimiento técnico de la plana gerencial y directiva que cuentan con el conocimiento y la experiencia en la industria de empresas eléctricas. Además, forma parte del Grupo Multinacional Enel, que cuenta con operaciones en 30 países de 4 continentes. - El sector de energía eléctrica se encuentra altamente regulado, los principales entes que participan son: Ministerio de Energía y Minas, Comité de operación económica del Sistema interconectado Nacional (COES), OSINERGMIN, Superintendencia de Mercado y Valores (SMV) entre otros. - La gestión de RRHH se basa en un compromiso con los colaboradores, incorporándose dentro de sus planes el desarrollo profesional y personal de estos. Se ha integrado las políticas de: a) Gestión de seguridad, b) Sistema de comunicación interna, c) Plan de retiro voluntario y d) Gestión del talento. - Inversión para el desarrollo de procesos para reducir las emisiones de gases y generar operaciones con recursos renovables en concordancia al medio ambiente. - Inversión para la gestión y mantenimiento de la red eléctrica y transformadores eléctricos con la finalidad de reducir las pérdidas técnicas de energía. - Gestión descentralizada de compras, entre las que se destacan la adquisición de compra de energía y activos relacionados a la instalación de la red de distribución eléctrica, por ejemplo: Construcción de sub estaciones, construcción de red eléctrica y adquisición de transformadores. 				
<p>Gestión y mantenimiento de las sub estaciones eléctricas de alta tensión, con la finalidad de disminuir las pérdidas técnicas de energía.</p> <p>Gestión de compras de energía eléctricas a las generadoras.</p>	<p>Gestión y mantenimiento de la red de distribución y transformadores de media tensión, con la finalidad de disminuir las pérdidas técnicas de energía.</p>	<p>Gestión y mantenimiento de la red de distribución y transformadores de baja tensión, con la finalidad de disminuir las pérdidas técnicas de energía.</p> <p>Contratos de concesión de distribución de la red de energía eléctrica.</p>	<p>Gestión personalizada para la atención de clientes libres, realizada por personal altamente calificado.</p> <p>Gestión en el proceso de facturación y cobranza para clientes regulados.</p>	<p>Red de 13 oficinas en las que se brinda una atención personalizada a las solicitudes, consultas y reclamos por el servicio de energía eléctrica.</p>

Fuente: Enel Distribución Perú S.A., 2018.

Elaboración: Propia, 2018.

Análisis de las actividades de la cadena de valor

Se evaluaron tanto las actividades primarias como las de apoyo de la Compañía:

Infraestructura organizacional

La Compañía se soporta en el amplio conocimiento técnico de la plana gerencial y directiva en la industria de empresas eléctricas. A continuación, se muestra un resumen con su experiencia:

Nombre	Cargo	Experiencia
Carlos Temborry Molina	Presidente del Directorio	Ingeniero industrial (España), con 22 años de experiencia en la industria eléctrica ha ocupado diferentes cargos en el Grupo Enel: - Country Manager en Irlanda. - Director técnico de Generación del Grupo en Europa - Gerente en diversas compañías del grupo en Francia, Italia y España.
Paolo Giovanni Pescarmona	Gerente de Administración, Finanzas y Control	Economista y Comercio (Italia), con 17 años de experiencia en la industria eléctrica ocupando los siguientes cargos en el Grupo Enel: - Gerente de Administración, Finanzas y Control de Enel Distribución. - Gerente de Administración, Finanzas y Control de Enel Trade (Italia)
Walter Néstor Sciuotto	Gerente General	Ingeniero eléctrico (Italia), cursó el Executive Program del Massachusetts Institute of Technology (MIT) en Boston, cuenta con 28 años de experiencia en la industria eléctrica, ha ocupado los siguientes cargos: - Director de Salud, Seguridad y Medioambiente para el negocio de la distribución a nivel Global (Italia). - Director y Gerente General de la Compañía desde abril de 2017.

Fuente: Enel Distribución Perú S.A., 2018.

Elaboración: Propia, 2018.

Administración de recursos humanos

La Compañía tiene como uno de sus principales pilares, la gestión de la seguridad de sus trabajadores, siendo su objetivo obtener cero accidentes, para ellos ha desarrollado los siguientes programas:

- **Proyecto One Safety y Plan Anual de Seguridad y Salud en el Trabajo (PASST).** Proyectos que permite la inspección de seguridad por parte de la Compañía a sus principales contratistas, con la finalidad de reducir accidentes laborales.
- **Extra Checking On Site.** Consiste en la evaluación de las políticas de seguridad, realizada por los representantes de Enel Global. Esta revisión abarca auditorías para la gestión de accidentes, cuasi accidentes, así como la gestión de seguridad de empresas contratistas, gestión operativa, formación y cultura.
- **Aplicación APP5RO.** En los smartphome de los responsables de trabajo operativo se instaló la aplicación APP5RO, herramienta que, en las actividades de maniobra, operaciones en la red y mantenimiento, previene los riesgos eléctricos utilizando las cinco reglas de oro para la seguridad en trabajos eléctricos.

Asimismo, se ha desarrollado un adecuado sistema de comunicación interna, que permite llegar al 95% de los trabajadores a través de pantallas ubicadas en toda su infraestructura. Finalmente, la Compañía tiene los siguientes objetivos principales dentro de la Administración de recursos humanos:

- **Plan de retiro voluntario.** Plan que ofrece a los colaboradores contar con una cobertura médica y beneficios económicos en función de la edad y años de servicio a la Compañía.
- **Gestión del talento.** Política que permite evaluar a los trabajadores con la finalidad de descubrir nuevos talentos, ejecutar planes de desarrollo para su crecimiento profesional con la oportunidad de movilizarse a nivel nacional e internacional. Asimismo, apuesta por el crecimiento del talento joven y desarrollo de la capacidad de liderazgo.
- **Beneficios.** Otorga los siguientes beneficios a sus trabajadores:

- Asignación y pensión anual por estudios escolares y superiores de hijos.
- Pensión de estudios superiores y en colegios especiales a los trabajadores.
- Gratificación por tiempo de servicio – quinquenio.

Desarrollo tecnológico

La Compañía enfoca sus esfuerzos de desarrollo tecnológico en el sistema operativo de la red de distribución de energía eléctrica, por ello, invierte en proyectos para el desarrollo de procesos de reducción de emisiones de gases, cuidando al medio ambiente. De acuerdo con esta ventaja, la Compañía ha desarrollado o están en proceso los siguientes proyectos:

- Implementación de proyectos y pilotos de redes de energía inteligentes, que permiten un telecontrol automático de la red de media tensión. Así como implementar un alumbrado público con lámparas LED con medición inteligente. Esto permitiría que el uso de la energía sea más eficiente, generando menores pérdidas técnicas de energía en el sistema de distribución de redes.
- Gestión de conferencias al público general y agrupaciones vecinales, organizadas por los municipios, con la finalidad de dar a conocer conceptos básicos sobre la seguridad pública eléctrica, instalaciones eléctricas y manipulación de artefactos eléctricos dentro del hogar.

Adquisiciones

Para obtener una ventaja competitiva en esta actividad de apoyo, la Compañía gestiona de manera descentralizada sus compras, entre las que se destacan la adquisición de compra de energía y activos relacionados a la instalación de la red de distribución eléctrica, por ejemplo, materiales de construcción de sub estaciones, de redes eléctricas y de transformadores.

Logística de entrada

Los puntos relevantes en esta actividad primaria son la adecuada gestión y mantenimiento de las sub estaciones eléctricas de alta tensión, con la finalidad de disminuir las pérdidas técnicas de energía y la gestión de compras de energía eléctricas a las generadoras.

Operaciones

Los autores consideran como aspecto principal la adecuada gestión de transformación y mantenimiento de la red de distribución y transformadores de media tensión, con la finalidad de disminuir las pérdidas técnicas de energía.

Logística de salida

Se identifica como principal factor a los contratos de concesión, los cuales permiten a la Compañía identificar de manera adecuada el alcance de distribución de la red de energía eléctrica que debe brindar.

Mercadotecnia y ventas

Los puntos que se consideran relevantes en esta actividad primaria son la gestión personalizada para la atención de clientes libres, realizada por personal altamente calificado, y la gestión en el proceso de facturación y cobranza para clientes regulados.

Anexo 7. Análisis político, económico, social y tecnológico (PEST)

- **Análisis económico.** La economía peruana al 31 de diciembre de 2017 creció en un 2,5%, porcentaje menor a los años 2016 y 2015 en donde se logró un crecimiento de 3,9% y 3,3%, respectivamente.
El 2017 la exportación se incrementó, principalmente por el sector minero (venta de cobre) a China, Japón, Corea, India, entre otros. El consumo interno continúa su crecimiento muy similar a los años anteriores. Con respecto a la inversión pública, nuevamente se encuentra estancada principalmente por dos razones: la paralización de grandes proyectos como el Gasoducto Sur Peruano, Línea 2 de Metropolitano, el Proyecto Chavimochic, dentro de los cuales se encuentra Odebrecht; y el efecto económico del Fenómeno del Niño que amilanó afectó al norte del Perú durante el primer cuatrimestre del 2017.
Apoyaron al crecimiento de 2015 y 2016 la entrada en producción de grandes proyectos mineros cupríferos como Toromocho de la minera Chinalco, Constancia de Hudbay Minerales, las Bambas y la ampliación de Cerro Verde.
En relación con el Producto Bruto Interno (PBI) el Banco Central de Reserva del Perú (BCRP) estimó que para el 2018 crecerá un 4% y para el 2019 lo hará en un 4,2%, siempre teniendo como factor principal el consumo interno, dentro del cual está el consumo de electricidad.
La inflación, en líneas generales se ha mantenido alrededor de 3%, a excepción de los años 2014 y 2015 cuya tasa de inflación fue 3,23% y 4,4%, respectivamente. El tipo de cambio cerró en S/ 3,24 al 31 de diciembre de 2017 y se ha mantenido estable en esos niveles, principalmente por la reactivación de la economía de Estados Unidos.
- **Análisis político.** Con respecto al ambiente político se puede indicar que para la industria de energía-distribución no se realizarían cambios en cuanto a las concesiones a cargo de la Compañía; asimismo, no se avizora un panorama político hostil debido a que la política económica de mercado libre se mantiene, pese a los cambios de Gobierno y a que se respetan los acuerdos firmados entre empresas privadas y el Estado.
- **Análisis social.** De acuerdo con Instituto Nacional de Estadística e Informática (INEI), Perú cuenta con aproximadamente 31,8 millones de personas de los cuales 11,1 millones residen en Lima y de los cuales aproximadamente 4 millones son clientes de la Compañía. El 50% de la población son por personas de hasta 25 años, lo que indica que hay una generación joven consumidora de la electricidad.
- **Análisis tecnológico.** El sector eléctrico se caracteriza por la compra de tecnología y dado que en el país no hay restricciones a la inversión, la Compañía ha realizado contantes inversiones en la tecnificación de la red de energía de distribución, procurando reducir las emisiones de carbono y usando recursos energéticos renovables. Asimismo, la tecnología le ha ayudado a la Compañía a reducir las pérdidas de energía, mejorando con ello sus costos y margen bruto.

Anexo 8. Análisis de matrices de evaluación de factores internos, externos y la matriz de perfil competitivo

Matriz de Evaluación de Factores Internos (EFI)

Sobre la base de la matriz FODA se evaluaron los factores internos de la Compañía a través de la Matriz de matriz EFI:

Tabla A. Matriz EFI

Fortalezas	Peso	Calificación	Peso ponderado
- Concesiones definitivas.	0,15	4	0,60
- Suscripción de contratos a largo plazo con generadores de energía con la finalidad de asegurar el suministro.	0,16	3	0,48
- Capacidad para invertir en la red de distribución de energía eléctrica. Esto permite mejoras en los indicadores de servicio de calidad.	0,16	3	0,48
- Respaldo del grupo multinacional al que pertenece, el cual cuenta con amplio conocimiento del sector eléctrico empresarial.	0,20	4	0,80
Total			2,36
Debilidades	Peso	Calificación	Peso ponderado
- Estrategia de ventas limitada a la zona de concesión.	0,13	1	0,13
- Alta dependencia de la regulación del sector eléctrico.	0,20	2	0,40
Total			0,53

Fuente: David, 1997.

Elaboración: Propia, 2018.

La suma del peso ponderado de las fortalezas y debilidades es de 2,89. Se destaca que el peso ponderado de las fortalezas es 2,36, el cual es mayor que el peso ponderado de sus debilidades de 0,53, lo que -en su conjunto- refleja una fuerza interna favorable.

Matriz de Evaluación de Factores Externos (EFE)

También se evaluaron los factores externos de esta Compañía mediante la matriz EFE, como se muestra a continuación:

Tabla B. Matriz EFE

Oportunidades	Peso	Calificación	Peso ponderado
- Aumento de la demanda de consumo de energía por potencial crecimiento urbanístico para clientes regulados	0,65	4	2,60
- Avance en la tecnología que brinda más eficiencia en el sector y además generará oportunidad de ingresos.	0,15	4	0,60
Total			3,20
Amenazas	Peso	Calificación	Peso ponderado
- Desarrollo de políticas de Estado que generen sobre oferta de generación de energía	0,10	3	0,30
- Incremento de pérdidas de energía no técnicas	0,10	2	0,20
Total			0,50

Fuente: David, 1997.

Elaboración: Propia, 2018.

La suma del peso ponderado de las oportunidades y amenazas es de 3,70. Se destaca que el peso ponderado de las oportunidades es 3,20, el cual es mayor que el peso ponderado de sus amenazas de 0,50, lo que en su conjunto refleja una fuerza externa favorable.

Matriz de perfil competitivo

En este análisis se comparó a la Compañía con el benchmark:

- **Giro del negocio.** El benchmark se desarrolla en el segmento de distribución de energía en el Perú.
- **Gestión.** Ambas Compañías pertenecen a grupos económicos mundiales de gran envergadura, con un amplio conocimiento del sector eléctrico.
- **Naturaleza.** Son las principales empresas de distribución de energía con capital privado.
- **Ubicación.** Las concesiones se encuentran en el departamento de Lima.

Conceptos	Peso	Enel Distribución		Benchmark	
		Calificación	Peso ponderado	Calificación	Peso ponderado
- Participación en el mercado (concesión).	0,30	3	0,90	4	1,20
- Competitividad de precios (regulado).	0,10	1	0,10	1	0,10
- Posición financiera	0,25	3	0,75	3	0,75
- Calidad del producto	0,20	3	0,60	2	0,40
- Lealtad del cliente	0,15	2	0,30	2	0,30
Total	1,00		2,65		2,75

Fuente: David, 1997.

Elaboración: Propia, 2018.

Como se puede visualizar, el benchmark presenta un puntaje promedio por encima de la Compañía, el cual es generado principalmente por las zonas de concesión y kilometraje en el que se desarrolla, por lo que su participación de mercado es mayor.

Por otro lado, se han considerado como poco relevantes los conceptos de competitividad de precios y lealtad del cliente ya que, en promedio, el 90% de sus clientes son de tipo regulado, por lo que la estrategia de tarifas y el canal de distribución están totalmente normados.

En relación con la posición financiera, ambas empresas cuentan con una solidez financiera, avaladas en ambos casos con una clasificación de rating de “Pe” primera clase, nivel 1, en sus acciones y con una perspectiva estable.

Anexo 9. Análisis de las fuerzas de Porter

- **Poder de negociación de los clientes.** Para el caso de los clientes regulados, las tarifas que se cobran son reguladas, por lo tanto, se considera que el poder de negociación es medio bajo (Valor 2). En el caso de los clientes libres, sí existe un mercado altamente competitivo, siendo los principales competidores las empresas generadoras y las otras distribuidoras de energía, por lo que se considera que el poder del cliente es de medio alto (valor 4).
- **Poder de negociación de los proveedores.** Los principales proveedores y contratistas con los que cuenta la empresa son de servicios, de energía eléctrica, de mano de obra y de materiales, quienes participan en toda su cadena de valor. La gestión de compra de materiales es centralizada a nivel Latinoamericano para todas las empresas que integran el Grupo Enel en América, ya que poseen un sistema de calificación que tiene como finalidad calificar a los proveedores más aptos para la prestación de servicios o adquisición de suministros, de acuerdo con estándares internacionales. Se concluye que existe un grado medio alto de poder de negociación de los proveedores, valor 4, ya que son importantes para el proceso de prestación de servicio de distribución.
- **Amenaza de nuevos entrantes.** El mercado de distribución de energía para clientes regulados es, valga la redundancia, muy regulado. El Estado ha otorgado concesiones indefinidas a empresas privadas, representando esta una barrera de entrada para nuevos competidores; por lo indicado, se concluye que existe un grado bajo, valor 1, de amenaza de nuevos competidores en el segmento de clientes regulados. Sin embargo, la amenaza para clientes libres es de grado medio bajo, valor 2, debido a que las ventas a clientes libres es solamente el 13% y porque los precios de una empresa generadora competidora son bajos y los clientes pueden transar con ellas directamente.
- **Amenaza de productos sustitutos.** Existen una serie de proyectos para reemplazar la energía eléctrica con energía renovable (petróleo, gas natural, carbón, energía nuclear y otros). Estos proyectos se deben a que existe una alta dependencia hacia la energía eléctrica, que afectan de alguna manera negativa al medio ambiente, pero aún no se han implementado. Se deduce que, tanto para clientes regulados como libres, existe un grado medio bajo, ya que las amenazas son bajas, al menos en el mediano plazo (cinco años).
- **Rivalidad entre empresas.** En Perú existen 23 empresas de distribución eléctrica, dos concentran el 56% de la facturación anual y le suministran energía a Lima. Es por ello, que no existe una rivalidad propiamente dicha entre distribuidoras. Se concluye que para clientes regulados existe un grado bajo de rivalidad entre empresas (escala 1) al encontrarse dentro de un mercado concesionario; es decir, ya zonificado para que se atienda a ciertos lugares repartidos. Sin embargo, con respecto a los clientes libres, su escala es mayor ya que hay una competencia con las empresas generadoras, se ha considerado valorizar esta fuerza en la escala 3 (grado medio).
- **Asignar un valor/grado a cada fuerza para realizar un diagnóstico.** De acuerdo con el grado del poder de influencia de la fuerza se están asignando los grados/valores considerados por todas las características que presentan cada una de las fuerzas.

Tabla A. Asignación de valor grado a cada fuerza

Categoría	Grado /Valor
Alto	5
Medio Alto	4
Medio	3
Medio Bajo	2
Bajo	1

Fuente: Elaboración propia, 2018.

Anexo 10. Justificación del uso del modelo CAPM

El Modelo de Valorización del Precio de los Activos (CAPM por sus siglas en inglés de Capital Asset Pricing Model) fue desarrollado por tres economistas en paralelo: William Sharpe en 1964, John Lintner en 1965 y Jan Mossin en 1966. En dicho modelo se asumen cinco hipótesis fundamentales (Fernández y Carabias 2015), hipótesis por las que fueron fuertemente criticados:

- Los inversores poseen expectativas homogéneas.
- Los inversores, a tasa libre de riesgo, invierten y toman prestado.
- No existen los costos de transacción.
- Los inversores tienen aversión al riesgo.
- Todos los inversores tienen el mismo horizonte temporal.

El modelo busca predecir el retorno esperado de un activo de manera proporcional con su riesgo sistemático (beta). Así, el retorno esperado (k_e), original, es igual a la tasa libre de riesgo (RF) más la beta (β_i) multiplicada por una prima de riesgo ($RM - RF$):

$$K_e = RF + \beta_i (RM - RF)$$

Adicionalmente, y de acuerdo con Mongrout (2007) se ha incluido al retorno esperado (K_e) el riesgo país (R_p), con la finalidad de reflejar los rendimientos asimétricos de la Bolsa y la escasez de información de la Bolsa de Valores (pocas empresas se encuentran listadas). En ese sentido la fórmula para calcular el K_e es la siguiente:

$$K_e = RF + \beta_i (RM - RF) + R_p$$

Los principales detractores como Fama y French (2002:637-59), Campbell y Vayolteenaho (2004), Fernández (2015), entre otros, critican al modelo CAPM, fundamentados en que las hipótesis sobre las que se basa el modelo son totalmente opuestas a la realidad, así como, la tasa libre de riesgo y el beta no existen.

Sin embargo, y como lo demuestra la encuesta realizada por Ernst & Young (2017), el modelo de CAPM es el más utilizado hasta la fecha de hoy en Perú; asimismo, y de acuerdo con Horne y Wachowick (1998) se puede mencionar que, académicamente, es muy fácil de aplicar. Adicionalmente, se destaca lo indicado por Sharpe (1964): «[...] dado que la prueba adecuada de una teoría no es el realismo de sus suposiciones sino la aceptabilidad de sus implicaciones, y dado que estas suposiciones implican condiciones de equilibrio que forman una parte importante de la doctrina financiera clásica, no está nada claro que esta formulación deba ser rechazado, especialmente en vista de la escasez de modelos alternativos que conduzcan a resultados similares».

Anexo 11. Cálculo del WACC rentabilidad exigida por los accionistas

De la lectura del anexo 9, en relación con los componentes del CAPM, y ante las diversas críticas, los autores han realizado un análisis de cada componente y, en base a su juicio profesional, han seleccionado los componentes que participarán en la valuación:

- **Prima de riesgo de mercado.** Se utilizó este componente de acuerdo con Fernández (2009, que evalúa los diferentes tipos de prima de riesgos:
 - Prima de riesgo del mercado histórica. Se determina con la diferencia de la rentabilidad histórica de la Bolsa y la renta fija. Con ello se calculó el promedio geométrico de la prima histórica desde el año 1928, la cual asciende a 4,77%.
 - Prima de riesgo del mercado exigida. Rentabilidad que el inversor exige. Al respecto, se obtuvieron dos tipos de primas: según Fernández (2009), los inversores utilizan en promedio una prima de 6,6%; Ernst & Young (2017), en una encuesta realizada a 44 ejecutivos peruanos de diversos sectores económicos del Perú, indica que en promedio se utiliza una tasa de 6%. Los autores decidieron utilizar esta prima de riesgo debido a que representa lo que, en promedio, busca el empresario peruano.
- **Beta.** Para la utilización de este componente los autores realizaron diferentes tipos de cálculos, con la finalidad de evitar los riesgos de utilizar betas calculadas⁸.
 - Betas comparables. El benchmark es la empresa Luz del Sur, que ha obtenido como beta un factor de 0,761.
 - Beta cualitativo. En este caso se identificaron los siguientes betas⁹:

Tabla A. Nadeflex

%	Conceptos	Bajo	Normal	Notable	Riesgo ponderado
30%	Negocio	1			0,30
5%	Acceso al crédito		2		0,10
15%	Dirección	1			0,15
15%	Endeudamiento		2		0,30
10%	Flujos			3	0,30
5%	Liquidez de las acciones	1			0,05
20%	Exposición a otros riesgos			3	0,60
100%					0,90

Fuente: Elaboración propia, 2018.

⁸ Los principales errores de utilizar una beta calculada, tomando en cuenta la lectura “El peligro de utilizar betas calculadas” de los autores Fernández y Carabias (2015:1-6), son los siguientes: cambian su valor de un día para otro, dependen del índice bursátil que se tome como referencia y del período histórico, no se sabe con frecuencia si el beta de una empresa es comparable con el beta de otra, tienen poca relación con la rentabilidad posterior de las acciones y porque la correlación de las regresiones que se utilizan para el cálculo son generalmente pequeñas.

⁹ Las metodologías utilizadas para los betas cualitativos mostrados en el cuadro adjunto han sido extraídas de la lectura “Betas utilizadas por directivos y profesores europeos en 2009”, de Fernández y Bermejo (2009).

Tabla B. Noderfelase

%	Concepto	Bajo	Normal	Notable	Riesgo ponderado
30%	Negocio: sector/producto	1	-	-	0,30
15%	Apalancamiento operativo	-	-	3	0,45
5%	Directivos	-	-	3	0,15
5%	Exposición a otros riesgos	-	2	-	0,10
5%	Riesgo país	-	-	3	0,15
8%	Flujos: Estabilidad	1	-	-	0,08
12%	Endeudamiento asignado	-	-	3	0,36
5%	Liquidez de la inversión	-	-	3	0,15
10%	Acceso a fuentes de fondos	1	-	-	0,10
2%	Socios	-	2	-	0,04
3%	Estrategia	1	-	-	0,03
100%					0,96

Fuente: Elaboración propia, 2018.

Tabla C. Martillo

%	Martillo	Bajo	Normal	Notable	Riesgo ponderado
20%	Management	1	-	-	0,20
15%	Asset quality	-	-	3	0,45
10%	Risk Exposure	-	2	-	0,20
10%	Trade Analysis	1	-	-	0,10
10%	IRR of new investments	-	-	3	0,30
10%	Leverage	1	-	-	0,10
20%	Liquidity	-	2	-	0,40
5%	Other relevant factors	-	-	3	0,15
100%		-	-	-	0,95

Fuente: Elaboración propia, 2018.

- o Beta calculada. Se determinó con la regresión promedio del valor de la acción de la Compañía durante los últimos cinco años con el índice del Standard and Poor's, siendo la fecha de corte el 31 de diciembre de 2017. Se realizó el ajuste del mismo a través de la fórmula $(1/3)*1+(2/3)$ Beta. Los detalles de las betas calculadas se muestran a continuación:

Tabla D. Beta calculada

Nombre	Cálculo	R2
Beta cinco años	0.575	19.19%
Beta ajustada	0.717	-

Fuente: Elaboración propia, 2018.

- o Beta determinada por Bloomberg. Al 31 de diciembre de 2007, el cual se muestra a continuación, en cuyo cálculo se consideró el beta ajustado de Bloomberg (2018a):

Tabla E. Beta calculada por Bloomberg

Nombre	Cálculo
Beta cinco años	0,57
Beta ajustada	0,731

Fuente: Bloomberg, 2018a.
Elaboración: Propia, 2018.

- **Tasa libre de riesgo.** Para la utilización de este componente se consideró la tasa de los bonos del tesoro de Estados Unidos de América con vencimiento a 10 años (la misma cantidad de

años de la actual proyección). Al cierre de 31 de diciembre de 2017, esta es de 2,41%. De acuerdo con Ernst & Young (2017), no hay consenso respecto a qué tasa utilizar, si el promedio o el spot, si a 1 o 10 años. Los autores de la presente investigación utilizaron la tasa spot al cierre porque consideran que es la tasa que el inversor espera recibir al momento de invertir, en este caso al 31 de diciembre de 2017.

- **Riesgo país-mercado.** Para este factor se determinó la volatilidad relativa de las acciones según la desviación entre las acciones cotizadas en la Bolsa de Valores de Lima y del Bono Global emitido por el Gobierno Peruano con vencimiento a 10 años, ambos según el promedio de los últimos cinco años. Este resultado es multiplicado por el promedio del EMBI Perú de los últimos cinco años, dando como resultado 3,11%.

Es importante indicar que, para la determinación de la tasa libre de riesgo, prima de mercado y beta, se tomó como benchmark el S&P 500, ya que éste refleja la economía de un país desarrollado, es un mercado diversificado, líquido, profundo y amplio. El resumen de los factores para el cálculo del CAPM son los siguientes:

Tabla F. Resumen de los factores para el cálculo del CAPM

Nombre	Cálculo
Tasa libre de riesgo	2,41%
Prima de mercado	6,00%
Beta	0,731
Riesgo país – mercado (Embi)	3,11%

Fuente: Elaboración propia, 2018.

Se obtuvo como resultado que la tasa de costo capital (K_e) es 9,90%. Tal y como se mencionó en el anexo 10 y de acuerdo con Mongrout (2007), se incluyó el riesgo país dentro del cálculo del CAPM. El riesgo país elegido es el Emerging Markets Bonds Index o Indicador de Bonos de Mercados Emergentes (Embi), calculado por el JP Morgan Chase, que es la diferencia de tasas de intereses que reditúan los bonos en dólares, que han sido emitidos por países en desarrollo, y los Treasury bonds de Estados Unidos, los que son considerados como libres de riesgo. Luego se convirtió la tasa del costo capital de dólares americanos nominal a dólares americanos reales con el factor de la inflación de Estados Unidos (2,00%), y se convirtió la tasa de dólares americanos reales a una tasa de soles reales mediante el factor de la inflación de Perú (2,00%).

Tabla G. Determinación del costo capital (en S/)

Nombre	Cálculo
Costo capital (US\$ nominal)	9,90%
Inflación esperada US\$	2,00%
Costo capital (US\$ reales)	7,75%
Inflación esperada S/	2,00%
Costo capital S/	9,91%

Fuente: Elaboración propia, 2018.

Adicionalmente al K_e , se utilizaron los siguientes componentes para calcular el WACC:

- **Costo de la deuda.** Para determinarlo se consideró el valor de mercado de las deudas financieras al 31 de diciembre de 2017. La Compañía tiene como política de financiamiento la emisión de bonos en Perú, en moneda nacional y a tasa fija, lo cual equivale al 87,5% del financiamiento con terceros. El segundo medio de financiamiento son los préstamos con entidades bancarias a corto plazo. En base a ambos factores se ponderaron las tasas de estos financiamientos con el valor de mercado de la deuda, obteniendo un costo de deuda de 6,282% (K_d). La tasa de impuesto utilizada para la determinación del WACC será la tasa aprobada

por el ente regulador, equivalente a 29,5%.

- **Cálculo de la tasa de WACC.** En base a la información indicada anteriormente se determinaron los porcentajes de estructura deuda y capital. En el caso del valor de mercado del capital se multiplicó el precio de la acción y el número de acciones en 2017. A continuación, se presenta un resumen de estos datos:

Tabla H. Resumen de cálculo de la tasa de WACC

Nombre	Cálculo
Total capital	3.601.500
Total deuda	1.459.652
% Capital	71,00%
% Deuda	29,00%
Tasa de impuesto	29,50%
G (tasa de crecimiento)	2,00%
WACC	8,32%

Fuente: Elaboración propia, 2018.

Anexo 12. Detalle de los supuestos utilizados en la proyección de los estados financieros

1. Proyección de ingresos

1.1 Cantidad demandada: consumo en MWh

Para determinar la proyección de demanda en MWh se consideró lo siguiente:

- Se estructuró un modelo econométrico de proyección de demanda de MWh de acuerdo con los tipos de clientes regulados (baja y media tensión) y libres (media y alta tensión).
- Para la determinación de los MWh se correlacionó la variable independiente del crecimiento poblacional dentro de la zona de concesión de la Compañía (en adelante población), con la variable dependiente de ventas de energía en MWh, obteniendo una alta correlación. En el anexo 13 se muestra el análisis de todas las variables independientes así como los parámetros utilizados para la determinación del modelo de regresión lineal. En la tabla A se muestra la demanda proyectada en MWh:

Tabla A. Cantidad de consumo en MWh proyectada

Consumo en MWh	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Alta tensión (libre)	123.461	127.335	131.263	135.246	139.285	143.381	147.534	151.745	156.015	160.345
Media tensión (libre)	1.356.592	1.399.161	1.442.325	1.486.093	1.530.475	1.575.477	1.621.110	1.667.381	1.714.301	1.761.877
Media tensión (regulado)	1.185.717	1.222.923	1.260.650	1.298.906	1.337.697	1.377.031	1.416.915	1.457.359	1.498.368	1.539.951
Baja tensión (regulado)	4.168.721	4.299.531	4.432.172	4.566.669	4.703.050	4.841.340	4.981.566	5.123.756	5.267.936	5.414.134
Alta tensión (Peaje)	1.143.787	1.179.677	1.216.070	1.252.973	1.290.392	1.328.335	1.366.810	1.405.823	1.445.382	1.485.495
Total	7.978.278	8.228.627	8.482.480	8.739.888	9.000.899	9.265.565	9.533.935	9.806.063	10.082.001	10.361.802

Fuente: Elaboración propia, 2018.

1.2 Tarifas utilizadas en la proyección

Se utilizaron las siguientes tarifas en las proyecciones para cada tipo de cliente:

- **Clientes libres.** Para la demanda de alta tensión se aplicó la tarifa de diciembre de 2017 porque recoge todos los efectos de mercado sucedidos durante el 2017 producto de la sobre oferta de energía.
- **Clientes regulados.** Para la demanda de baja y media tensión se ha considerado el incremento promedio del VAD de los últimos cinco años que ascendió a 1%, y las declaraciones de la Gerente de regulación y relaciones institucionales de Enel Distribución donde estima un crecimiento del 10% de las tarifas sobre el precio de diciembre de 2017 (Redacción EC 2018). Para corroborar esta afirmación se realizó lo siguiente:
 - Se comparó el incremento real de la tarifa de baja tensión de mayo de 2018 versus el incremento comentado por la Gerente de regulación. El resultado mostró que la tarifa del recibo se había incrementado en 9,55% respecto a la tarifa de diciembre de 2017.
 - Se calculó el promedio de las tarifas de baja tensión con la información obtenida de la página de Osinergmin (2018a, 2018b, 2018c), y se obtuvo que la tarifa de baja tensión promedio del primer trimestre de 2018 asciende a S/ 0,54 por MWh, representando un incremento de 10,72% con respecto al precio de diciembre de 2017.

1.3 Proyección de ingresos

En la tabla B se presentan los ingresos proyectados que se obtuvieron luego de multiplicar la proyección de la demanda en MWh (tabla A) con las tarifas mencionadas en el punto anterior:

Tabla B. Proyección de ingresos en Soles

Ingresos por venta S/	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Alta tensión (libre)	22.717	23.430	24.152	24.885	25.629	26.382	27.146	27.921	28.707	29.503
Media tensión (libre)	345.795	356.646	367.649	378.805	390.118	401.589	413.221	425.015	436.975	449.102
Media tensión (regulado)	429.111	447.002	460.792	474.775	488.954	503.331	517.909	532.692	547.682	562.881
Baja tensión (regulado)	2.236.394	2.329.635	2.401.504	2.474.380	2.548.276	2.623.206	2.699.186	2.776.229	2.854.350	2.933.566
Alta tensión (Peaje)	34.542	35.626	36.725	37.840	38.970	40.116	41.278	42.456	43.651	44.862
	3.068.559	3.192.338	3.290.822	3.390.685	3.491.946	3.594.624	3.698.740	3.804.313	3.911.365	4.019.915

Fuente: Elaboración propia, 2018.

Finalmente, con el objetivo de validar este supuesto, se evidenció la desviación entre el ingreso trimestral real de 2018 y el proyectado con corte al 30 de marzo de 2018; así se obtuvo el porcentaje de desviación que fue de 1,76% sobre el saldo real.

2. Proyección de costos de ventas, gastos administrativos, entre otros

Para los siguientes supuestos se consideró que la Compañía se desenvuelve en un mercado altamente regulado y maduro, por lo que el proceso de distribución de la energía se encuentra totalmente consolidado. Asimismo, su costo principal está asociado a contratos de energía de años anteriores y que se proyectan a largo plazo (20 años en promedio), lo que significa tener costos de energía estables. Por lo tanto, se considera razonable utilizar los porcentajes históricos de costos y gastos sobre los ingresos de la Compañía.

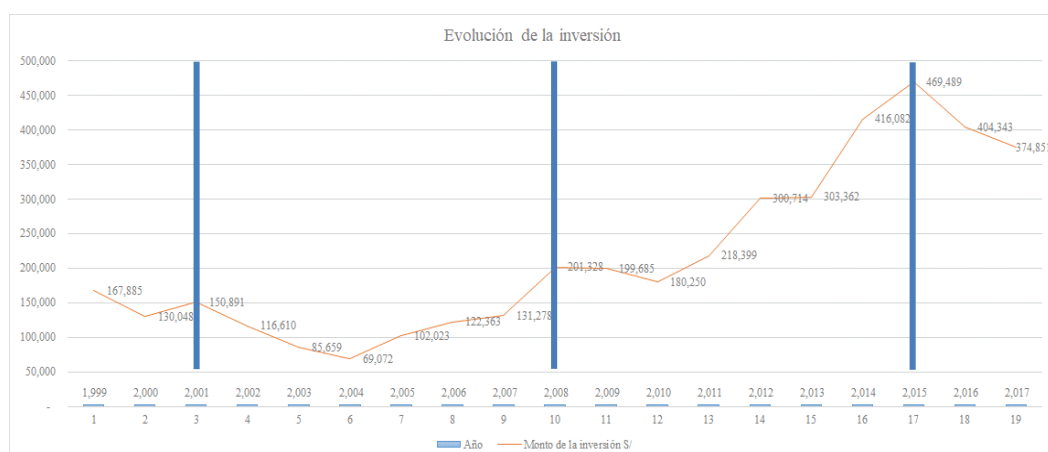
- **Costo de ventas.** La relación entre el costo de ventas respecto a las ventas durante los últimos ocho años (2010-2017) ha fluctuado entre 72% y 75%. En la proyección actual se utiliza el promedio de estos años, el cual asciende a 74%. El input más importante del costo de ventas es el costo de la energía, el cual en promedio representa el 61% con respecto a las ventas y el 86% con respecto al total del costo de ventas. Asimismo, la depreciación del ejercicio representa el 4% del costo de ventas respecto a los ingresos y el 6% del total del costo de ventas.
- **Gastos de Administración.** La relación entre los gastos de administración respecto a las ventas durante los últimos ocho años (2010-2017) ha fluctuado entre 4,2% y 4,4%. En la presente proyección se utiliza el promedio de estos años, el cual asciende a 4,3%.
- **Gastos de ventas.** La relación entre los gastos de ventas respecto a las ventas durante los últimos ocho años (2010-2017) ha fluctuado entre 3,1% y 3,9%, en la presente proyección se utilizó el promedio de estos años, el cual asciende a 3,6%.
- **Ingresos financieros, ingresos y gastos diversos.** Los ingresos financieros, los ingresos y gastos diversos representan menos del 1% cada uno con respecto a las ventas durante los últimos ocho años (2010-2017), en la presente proyección se utilizaron los promedios de estos últimos años, que asciende a 0,7%, 0,9% y 0,2%, respectivamente.
- **Impuesto a la renta.** Para la proyección del impuesto a la renta se utilizó la tasa efectiva del impuesto a la renta al 31 de diciembre de 2017, la cual asciende a 30,51%, esta tasa representa la combinación de tasas del impuesto a la renta corriente y diferido.

3. Capex

Las consideraciones para la determinación de la inversión en activo fijo fueron:

- Para los primeros cuatro años se consideró una inversión de S/ 400 millones para cada año, de acuerdo con las manifestaciones indicadas por el Country Manager de la Compañía, Carlos Tembouri, durante una entrevista realizada por el diario Gestión en el CADE de noviembre de 2017 (Diario Gestión 2017).
- Para los siguientes tres años se aplicaron los resultados de los análisis del comportamiento histórico del ciclo de la inversión de la Compañía durante los últimos 19 años (ver gráficos A y B), donde se aprecia que después de un fuerte ciclo de inversión, como lo es del 2018 al 2022, sobreviene un periodo de recesión de inversión que fluctúa entre el 10% y el 15%; por lo indicado anteriormente, se consideró 10% como el promedio de disminución de la inversión.
- Para los últimos cuatro años, continuando con la evaluación del ciclo de inversión, se visualiza un crecimiento de la misma, por lo que se ha considerado un 15% de crecimiento para la proyección de inversión.

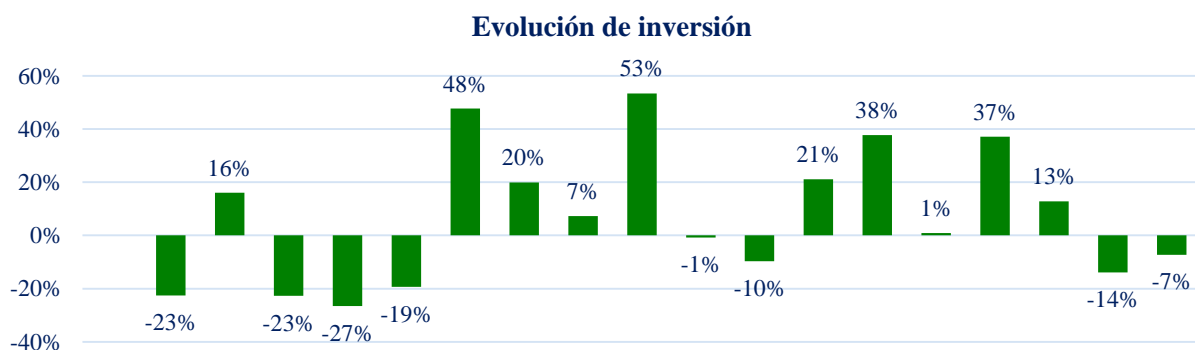
Gráfico A. Evolución de la inversión en activo fijo



Fuente: Deloitte, 2004, 2006, 2007, 2008, 2009, 2010, 2011; Auditores Independientes, 2005; Arthur Andersen, 2000, 2001, 2002, 2003; EY, 2012, 2013, 2014, 2015, 2016, 2017, 2018.

Elaboración: Propia, 2018.

Gráfico B. Estadística de variación de la inversión en activo fijo



Fuente: Edelnor, 2004, 2005, 2006, 2007, 2008, 2009, 2010, 2011, 2012, 2013, 2014; Edelnor – Grupo Enel, 2015, 2016; Enel Distribución Perú S.A., 2017, 2018.

Elaboración: Propia, 2018.

4. Deuda

La proyección de las necesidades de financiamiento se realizó considerando lo siguiente:

- **Nuevos endeudamientos.** Para estimar los nuevos endeudamientos se consideró el flujo de efectivo necesario para cubrir los desembolsos relacionados con el plan de inversiones (capex) mencionados en la sección anterior. Por lo tanto, las necesidades de financiamientos son mayores en los primeros cuatro años y en los últimos tres años de la proyección. Asimismo, se valida que el porcentaje de deuda financiera proyectada representa el 55% sobre el total pasivo proyectado, manteniendo la consistencia del ratio histórico que presenta la compañía en los últimos siete años.
- **Amortizaciones.** Para los bonos emitidos se consideraron las fechas de vencimiento de los cronogramas publicados en el portal web de la SMV. Para los préstamos se utilizó la información del vencimiento de las deudas mostrada en los estados financieros auditados al 31 de diciembre de 2017.

5. Capital de trabajo

Las cuentas de capital de trabajo se proyectan manteniendo constante la rotación de cada una durante el año 2016.

Tabla C. Capital de trabajo

Activo Corriente											
CxC comerciales	226,018	251,504	261,738	269,997	278,390	286,918	295,584	304,392	313,344	322,444	331,694
CxC a vinculadas	5,424	6,036	6,281	6,479	6,681	6,885	7,093	7,305	7,520	7,738	7,960
Otras CxC	19,791	22,023	22,919	23,642	24,377	25,124	25,882	26,654	27,438	28,234	29,044
Total Activo Cte (sin caja, GPA ni Inv. Inmob.)	251,233	279,563	290,938	300,119	309,447	318,927	328,560	338,350	348,301	358,416	368,699
Pasivo Corriente											
Sobregiros y préstamos bancarios	164,795	184,352	191,853	197,907	204,058	210,309	216,662	223,118	229,680	236,350	243,130
CxP comerciales	355,614	397,815	414,003	427,067	440,341	453,830	467,538	481,470	495,630	510,024	524,655
CxP a vinculadas	199,339	222,995	232,069	239,392	246,833	254,394	262,078	269,887	277,825	285,893	294,095
Otras CxP	150,128	167,944	174,778	180,293	185,897	191,591	197,379	203,260	209,238	215,314	221,491
IR y participaciones corriente	13,137	14,696	15,294	15,777	16,267	16,765	17,272	17,786	18,309	18,841	19,382
Total Pasivo Cte (sin CPLTD)	883,013	987,802	1,027,996	1,060,435	1,093,396	1,126,890	1,160,928	1,195,522	1,230,682	1,266,422	1,302,754
Capital de Trabajo	-631,780	-708,239	-737,058	-760,316	-783,949	-807,963	-832,368	-857,171	-882,381	-908,006	-934,055
Variación Capital de Trabajo	-189,708	-76,459	-28,819	-23,258	-23,633	-24,015	-24,405	-24,803	-25,210	-25,625	-26,049

Fuente: Elaboración propia, 2018.

6. Dividendos

Con base en la información histórica de los últimos ocho años se observa que la tasa de repartición de dividendos ha decrecido, desde un 65% que se repartía en el 2010 a 40% que se repartió en 2017. La disminución corresponde principalmente a la necesidad de efectivo para la inversión en activos fijos.

Para la presente proyección se distribuirá el 40% de las utilidades de cada ejercicio, considerando que en los próximos 10 años se realizarán fuertes inversiones en activo fijo.

Tabla D. Dividendos

Concepto	Supuesto	2018P	2019P	2020P	2021P	2022P	2023P	2024P	2025P	2026P	2027P
Utilidad neta		350,053	364,297	375,793	387,473	399,343	411,405	423,664	436,124	448,790	461,665
Diviando	40%	140,021	145,719	150,317	154,989	159,737	164,562	169,466	174,450	179,516	184,666

Fuente: Elaboración propia, 2018.

Anexo 13. Modelo econométrico para la estimación de la demanda de energía en GWH

El presente modelo econométrico consiste en regresionar las ventas de energía eléctrica versus algunas variables explicativas relacionadas con su comportamiento. La elección de estas variables para la determinación de la demanda de energía se basó en el estudio realizado por la Compañía mediante la contratación de su especialista externo BA Energy Solutions, como parte de su evaluación del “Plan de inversiones de Subtransmisión 2017-2021”, realizado en el mes de junio 2015. Además, la determinación de estas variables y el modelo utilizado en este plan de inversión fue revisado por el ente regulador (Osinerghmin). Las variables son las siguientes:

- Número de habitantes que se encuentran en la zona de concesión.
- Ventas de energía expresado en número de KWh.
- Número de clientes de la empresa.
- Producto Bruto Interno de la ciudad de Lima.

Con la finalidad de que el modelo no caiga en un vicio econométrico y, por lo tanto, sea inválido, se verificará que este cumpla con las siguientes características:

- No presente multicolinealidad entre sus variables explicativas.
- Que presente homocedasticidad.
- No presente autocorrelación.

Análisis de multicolinealidad de las variables explicativas

El objetivo de este análisis consiste en verificar si existe una relación lineal entre las variables mencionadas anteriormente. Como se puede apreciar en la tabla A, existe una alta correlación entre cada una de las variables de estudio, por lo tanto, se estimará un modelo bivariado entre cada una de las variables independientes con las ventas de energía, como variable dependiente. Posteriormente, se evaluará la elección del modelo más parsimonioso para la realización de las proyecciones de ventas de energía eléctrica.

Tabla A. Análisis de Multicolinealidad de variables

Covariance Analysis: Ordinary
Date: 05/27/18 Time: 11:59
Sample: 1996 2017
Included observations: 22

Correlation t-Statistic Probability	POBLACION	CLIENTES	PRECIO	PBI AREA
POBLACION	1.000000 ----- -----			
CLIENTES	0.967084 16.99662 0.0000	1.000000 ----- -----		
PRECIO	0.868602 7.839408 0.0000	0.914587 10.11438 0.0000	1.000000 ----- -----	
PBI_AREA	0.970722 18.07281 0.0000	0.991689 34.46992 0.0000	0.865986 7.744571 0.0000	1.000000 ----- -----

Fuente: Edelnor, 2003, 2004, 2005, 2006, 2007, 2008, 2009, 2010, 2011, 2012, 2013, 2014; Edelnor – Grupo Enel, 2015, 206; Enel Distribución Perú S.A.A., 2017, 2018; BA Energy Solutions, 2015; INEI, 2009; Osinerghmin, 2003, 2004, 2005, 2006, 2007, 2008, 2009, 2010, 2011, 2012, 2013, 2014, 2015, 2016, 2017^a.

Elaboración: Propia, 2018.

A continuación, se presenta la tabla 14 con un resumen de la evaluación de los modelos econométricos por cada una de las variables regresionadas con la variable dependiente ventas de energía (MWh):

Tabla B. Evaluación de modelos econométricos

Variable considerada	R2	R2 ajustado	Durbin - Watson	Heterocedasticidad	Jarque-Bera	Probabilidad del Jarque Bera	Capacidad predictiva – Theil inequity coefficient
Clientes	99,07%	98,92%	1,88	43,00%	3,61	16,38%	2,96%
PBI	99,38%	99,28%	1,72	34,45%	10,21	0,60%	1,70%
Población	99,20%	99,07%	1,86	15,81%	0,91	63,35%	2,82%
Precio	98,63%	98,31%	2,71	63,92%	8,67	1,31%	18,98%

Fuente: Elaboración propia, 2018.

Sobre la base del análisis realizado anteriormente, los autores consideran que la variable dependiente “población” es la más relevante, debido a que cumple los siguientes criterios:

- Presenta una correlación con la variable dependiente equivalente al 98,88%.
- De acuerdo con el test Breusch-Pagan-Godfrey, el modelo presenta una probabilidad mayor a 5%, por lo que se rechaza el problema de heterocedasticidad y se acepta la hipótesis nula de homocedasticidad.
- De acuerdo con el test Jarque-Bera, se obtuvo una probabilidad mayor a 5%, por lo que se acepta la hipótesis nula de normalidad de los residuos.

Asimismo en la tabla C se observa el resumen del modelo econométrico de la variable independiente “población” con la variable dependiente de “ventas de energía”.

Tabla C. Resumen de relación entre variable independiente y dependiente

Dependent Variable: VENTAS DE ENERGIA
Method: ARMA Maximum Likelihood (OPG - BHHH)
Coefficient covariance computed using outer product of gradients

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-9903777	1288415	-7.686791	0.0000
POBLACION	2.895300	0.232903	12.43137	0.0000
AR(1)	0.835320	0.154146	5.419002	0.0000
R-squared	0.992050	Mean dependent var		5229518.
Adjusted R-squared	0.990725	S.D. dependent var		1657978.
S.E. of regression	159670.5	Akaike info criterion		27.01697
Sum squared resid	4.59E+11	Schwarz criterion		27.21534
Log likelihood	-293.1866	Hannan-Quinn criter.		27.06370
F-statistic	748.7550	Durbin-Watson stat		1.863765
Prob(F-statistic)	0.000000			

Fuente: Edelnor, 2003, 2004, 2005, 2006, 2007, 2008, 2009, 2010, 2011, 2012, 2013, 2014; Edelnor – Grupo Enel, 2015, 206; Enel Distribución Perú S.A.A., 2017, 2018; BA Energy Solutions, 2015.
Elaboración: Propia, 2018.

Determinación del crecimiento de la población

Para la determinación del crecimiento poblacional dentro del área de concesión de la Compañía, se analizaron las siguientes expectativas determinadas por expertos:

Tabla D. Expectativas de crecimiento poblacional – Zona de concesión

Fuente	Mes y año	Expectativa de crecimiento poblacional
IPSOS Opinión y Mercado S.A.	Febrero 2018	1,01%
Instituto Metropolitano de Planificación	Febrero 2014	2,10%
Instituto Nacional de Estadística e Informática (INEI)	Octubre 2009	1,41%
Elaboración propia, basada en el crecimiento histórico poblacional promedio de la zona de concesión de Enel Distribución (1996-2017)	Mayo 2018	1,58%

Fuente: Elaboración propia, 2018.

El análisis consistió en evidenciar las brechas de desviación entre las tasas estimadas de crecimiento poblacional para los años 2015 al 2017 versus las reales. Sobre este análisis, se evidenció que INEI presentó resultados más cercanos a la realidad, por lo que se consideró usar una tasa de crecimiento poblacional equivalente a 1,40%.

Validación del modelo econométrico con datos histórica

Con la finalidad de validar los resultados del modelo econométrico se realizó una comparación entre el consumo real de energía realizado por los usuarios de Enel Distribución entre los años 2007 al 2017 versus los resultados arrojados por el modelo econométrico validado en el apartado anterior. Los resultados se muestran en la tabla E:

Tabla E. Consumo de energía en zona de concesión

AÑO	Real	Modelo	Variación	%
2008	5.599.000	5.687.063	(88.063)	(1,57)%
2009	5.716.000	5.905.089	(189.089)	(3,31)%
2010	6.126.000	6.130.507	(4.507)	(0,07)%
2011	6.570.000	6.363.893	206.107	3,14%
2012	6.498.000	6.601.650	(103.650)	(1,60)%
2013	7.044.000	6.842.867	201.133	2,86%
2014	7.359.000	7.086.638	272.362	3,70%
2015	7.646.000	7.332.011	313.989	4,11%
2016	7.777.000	7.580.927	196.073	2,52%
2017	7.837.000	7.833.438	3.562	0,05%

Fuente: Edelnor, 2009, 2010, 2011, 2012, 2013, 2014; Edelnor – Grupo Enel, 2015, 2016; Enel Distribución Perú S.A.A., 2017, 2018.

Elaboración: Propia, 2018.

Sobre la base de este resultado se identificó una desviación promedio durante este periodo a una tasa de 0,98%, presentando su máxima desviación en el año 2015 con una tasa de 4,11%. Estos resultados fortalecen la posición de los autores en el uso del modelo econométrico para la estimación del consumo de energía para los años 2018 a 2027.

Anexo 14. Estados financieros proyectados

1. Estado de resultados proyectados

En miles S/	2017	2018P	2019P	2020P	2021P	2022P	2023P	2024P	2025P	2026P	2027P
Venta energía	2,751,360	3,068,559	3,192,338	3,290,822	3,390,685	3,491,946	3,594,624	3,698,740	3,804,313	3,911,365	4,019,915
Otros ingresos	110,716	116,252	122,064	128,168	134,576	141,305	148,370	155,789	163,578	171,757	180,345
Ventas	2,862,076	3,184,811	3,314,403	3,418,990	3,525,261	3,633,250	3,742,994	3,854,528	3,967,891	4,083,122	4,200,260
Costos por servicio de distribución	(2,091,712)	(2,293,064)	(2,386,370)	(2,461,673)	(2,538,188)	(2,615,940)	(2,694,956)	(2,775,260)	(2,856,882)	(2,939,848)	(3,024,187)
Otros costos operativos	(15,036)	(63,696)	(66,288)	(68,380)	(70,505)	(72,665)	(74,860)	(77,091)	(79,358)	(81,662)	(84,005)
Coste de ventas Totales	(2,106,748)	(2,356,760)	(2,452,658)	(2,530,053)	(2,608,693)	(2,688,605)	(2,769,816)	(2,852,351)	(2,936,240)	(3,021,510)	(3,108,192)
Utilidad Bruta	755,328	828,051	861,745	888,937	916,568	944,645	973,178	1,002,177	1,031,652	1,061,612	1,092,068
Gastos operativos											
Gastos de administración	(106,726)	(137,502)	(143,097)	(147,613)	(152,201)	(156,863)	(161,601)	(166,417)	(171,311)	(176,286)	(181,344)
Gastos de ventas	(105,107)	(127,392)	(132,576)	(136,760)	(141,010)	(145,330)	(149,720)	(154,181)	(158,716)	(163,325)	(168,010)
Otros ingresos	31,105	31,848	33,144	34,190	35,253	36,333	37,430	38,545	39,679	40,831	42,003
Otros gastos	(3,087)	(7,452)	(7,755)	(8,000)	(8,249)	(8,501)	(8,758)	(9,019)	(9,284)	(9,554)	(9,828)
Utilidad Operativa	571,513	587,552	611,460	630,755	650,360	670,283	690,529	711,106	732,019	753,278	774,888
Ingreso financiero o de intereses	18,472	31,848	33,144	34,190	35,253	36,333	37,430	38,545	39,679	40,831	42,003
Gastos financieros totales	(96,728)	(115,654)	(120,360)	(124,158)	(128,017)	(131,939)	(135,924)	(139,974)	(144,091)	(148,275)	(152,529)
Utilidad Antes de Impuesto al Ingreso	493,257	503,746	524,244	540,787	557,596	574,677	592,035	609,677	627,607	645,834	664,362
Impuesto a la renta	(150,484)	(153,693)	(159,947)	(164,994)	(170,123)	(175,334)	(180,630)	(186,012)	(191,483)	(197,044)	(202,697)
Utilidad Neta	342,773	350,053	364,297	375,793	387,473	399,343	411,405	423,664	436,124	448,790	461,665
Depreciación	(163,994)	(174,742)	(184,234)	(193,210)	(201,697)	(209,723)	(212,665)	(213,699)	(213,124)	(214,665)	(218,491)
Ebitda	735,507	762,295	795,694	823,965	852,058	880,006	903,194	924,804	945,144	967,943	993,379

Fuente: Elaboración propia, 2018.

2. Estado de situación financiera proyectada

En miles S/	2017	2018P	2019P	2020P	2021P	2022P	2023P	2024P	2025P	2026P	2027P
Efectivo y equivalentes de efectivo	259,026	449,350	474,027	558,838	786,769	918,213	922,052	1,052,516	1,047,430	942,042	1,051,064
Inversiones financieras	-	-	-	-	-	20,000	150,000	350,000	560,000	760,000	910,000
Cuentas por cobrar comerciales,neto	226,018	251,504	261,738	269,997	278,390	286,918	295,584	304,392	313,344	322,444	331,694
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	5,424	6,036	6,281	6,479	6,681	6,885	7,093	7,305	7,520	7,738	7,960
Otras cuentas por cobrar	19,791	22,023	22,919	23,642	24,377	25,124	25,882	26,654	27,438	28,234	29,044
Inventarios,neto	34,801	38,281	42,109	46,320	50,952	56,047	61,652	67,817	74,599	82,059	90,265
Otros activos no financieros	3,696	4,066	4,472	4,919	5,411	5,952	6,548	7,202	7,923	8,715	9,586
Total Activo Corriente	548,756	771,260	811,546	910,197	1,152,580	1,319,139	1,468,812	1,836,868	2,038,254	2,151,232	2,429,614
Propiedad, planta y equipo - Netos	3,679,727	3,879,607	4,068,616	4,247,346	4,416,356	4,478,306	4,500,074	4,487,974	4,520,431	4,600,998	4,733,973
Activos intangibles,neto	65,670	72,237	79,461	87,407	96,147	105,762	116,338	127,972	140,769	154,846	170,331
Total Activo NO Corriente	3,745,397	3,951,844	4,148,077	4,334,753	4,512,503	4,584,068	4,616,413	4,615,947	4,661,200	4,755,844	4,904,305
TOTAL ACTIVOS	4,294,153	4,723,103	4,959,623	5,244,949	5,665,083	5,903,207	6,085,225	6,452,815	6,699,454	6,907,076	7,333,919
Otros Pasivos Financieros	164,795	184,352	191,853	197,907	204,058	210,309	216,662	223,118	229,680	236,350	243,130
Cuentas por pagar comerciales	355,614	397,815	414,003	427,067	440,341	453,830	467,538	481,470	495,630	510,024	524,655
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	212,476	222,995	232,069	239,392	246,833	254,394	262,078	269,887	277,825	285,893	294,095
Otras Cuentas por Pagar	150,128	167,944	174,778	180,293	185,897	191,591	197,379	203,260	209,238	215,314	221,491
Ingreso diferido	36,861	40,547	42,574	49,805	53,275	53,808	54,346	57,020	57,590	58,166	58,747
Otras Provisiones	41,022	45,124	47,380	49,749	52,237	54,849	57,591	60,471	63,494	66,669	70,002
Pasivo por impuesto a las Ganancias	7,783	8,154	8,563	8,991	9,441	10,707	11,243	11,806	12,396	13,017	13,668
Total Pasivo Corriente	968,679	1,066,931	1,111,220	1,153,204	1,192,082	1,229,488	1,266,837	1,307,032	1,345,853	1,385,433	1,425,790
Deuda a largo plazo	1,238,113	1,356,284	1,320,414	1,328,416	1,459,170	1,406,933	1,291,613	1,350,031	1,298,294	1,183,872	1,279,513
Otro pasivo no corriente	12,274	12,888	13,532	14,209	14,919	15,665	16,448	17,271	18,134	19,041	19,993
Pasivo por impuesto a las ganancias diferidas	169,319	171,200	179,760	188,748	198,185	208,095	218,499	229,424	240,896	252,940	265,587
Ingreso diferido/no ganado	6,370	6,370	6,689	6,889	7,096	7,309	7,528	7,754	7,986	8,226	8,473
Total Pasivo No Corriente	1,426,076	1,546,742	1,520,395	1,538,261	1,679,370	1,638,001	1,534,089	1,604,480	1,565,310	1,464,079	1,573,566
TOTAL PASIVOS	2,394,755	2,613,673	2,631,615	2,691,465	2,871,452	2,867,489	2,800,926	2,911,511	2,911,164	2,849,512	2,999,356
Capital Emitido (común)	638,564	638,564	638,564	638,564	638,564	638,564	638,564	638,564	638,564	638,564	638,564
Otras reservas de capital	133,188	133,188	133,188	133,188	133,188	133,188	133,188	133,188	133,188	133,188	133,188
Ganancias Retenidas	1,127,646	1,337,678	1,556,256	1,781,732	2,014,216	2,253,822	2,500,665	2,754,864	3,016,538	3,285,812	3,562,811
TOTAL PATRIMONIO	1,899,398	2,109,430	2,328,008	2,553,484	2,793,631	3,035,718	3,284,299	3,541,304	3,788,290	4,057,564	4,334,563
TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO	4,294,153	4,723,103	4,959,623	5,244,949	5,665,083	5,903,207	6,085,225	6,452,815	6,699,454	6,907,076	7,333,919

Fuente: Elaboración propia, 2018.

3. Estados de flujos proyectados

En miles S/	2018P	2019P	2020P	2021P	2022P	2023P	2024P	2025P	2026P	2027P
Flujo de Actividades de Operación										
Utilidad antes de impuesto a la renta	503.746	524.244	540.787	557.596	574.677	592.035	609.677	627.607	645.834	664.362
Ajuste para conciliar la utilidad neta del año con el efectivo proveniente de las actividades de operación										
Gastos financieros	115.654	120.360	124.158	128.017	131.939	135.924	139.974	144.091	148.275	152.529
Ingresos financieros	(31.848)	(33.144)	(34.190)	(35.253)	(36.333)	(37.430)	(38.545)	(39.679)	(40.831)	(42.003)
Ajuste no monetarios										
Pérdida por deterioro de valor en cuentas por cobrar e inventarios	20.046	20.247	20.449	20.654	20.860	21.069	21.280	21.492	21.707	21.924
Depreciación	174.742	184.234	193.210	201.697	209.723	212.665	213.699	213.124	214.665	218.491
Amortización	13.694	13.831	13.969	14.109	14.250	14.392	14.536	14.682	14.829	14.977
Cargos y abonos por cambios netos en activos y pasivos										
Disminución de cuentas por cobrar comerciales	(25.486)	(10.234)	(8.259)	(8.392)	(8.528)	(8.666)	(8.808)	(8.952)	(9.100)	(9.250)
Disminución de otras cuentas por cobrar y relacionadas	(2.843)	(1.142)	(921)	(936)	(951)	(967)	(983)	(999)	(1.015)	(1.032)
Disminución en inventarios	(3.480)	(3.828)	(4.211)	(4.632)	(5.095)	(5.605)	(6.165)	(6.782)	(7.460)	(8.206)
Disminución de otros activos no financieros	(370)	(407)	(447)	(492)	(541)	(595)	(655)	(720)	(792)	(871)
Aumento de cuentas por pagar comerciales y relacionadas	52.720	16.187	13.064	13.274	13.489	13.708	13.932	14.160	14.393	14.632
Aumento de otras cuentas por pagar	21.502	8.861	12.746	9.074	6.227	6.325	8.555	6.548	6.652	6.759
Aumento de provisiones	4.102	2.256	2.369	2.487	2.612	2.742	2.880	3.024	3.175	3.333
Impuesto a las ganancias pagados	(176.659)	(183.847)	(189.648)	(195.543)	(201.533)	(207.621)	(213.807)	(220.095)	(226.487)	(232.985)
Total Flujo de Actividades de Operación	665.521	657.619	683.075	701.661	720.796	737.977	755.569	767.501	783.845	802.660
Flujo de Actividades de Inversión										
Compra de propiedad, planta y equipo	(400.000)	(400.000)	(400.000)	(400.000)	(360.000)	(324.000)	(291.600)	(335.340)	(385.641)	(443.487)
Compra de activos intangibles	(6.567)	(7.224)	(7.946)	(8.741)	(9.615)	(10.576)	(11.634)	(12.797)	(14.077)	(15.485)
Total Flujo de Actividades de Inversión	(406.567)	(407.224)	(407.946)	(408.741)	(369.615)	(334.576)	(303.234)	(348.137)	(399.718)	(458.972)
Flujo de Actividades de Financiamiento										
Obtención de préstamos con entidades financieras	35.000	45.000	35.000	25.000	15.000	10.000	10.000	10.000	-	-
Emisión de Bonos	200.000	100.000	100.000	200.000	60.000	60.000	200.000	100.000	100.000	200.000
Amortización de préstamos con entidades financieras	(163.609)	(35.000)	(45.000)	(35.000)	(25.000)	(15.000)	(10.000)	(10.000)	(10.000)	-
Amortización de bonos	-	(190.000)	(130.000)	(100.000)	(90.000)	(160.000)	(152.405)	(140.000)	(200.000)	(100.000)
Pago de dividendos	(140.021)	(145.719)	(150.317)	(154.989)	(159.737)	(164.562)	(169.466)	(174.450)	(179.516)	(184.666)
Total Flujo de Actividades de Financiamiento	(68.630)	(225.719)	(190.317)	(64.989)	(199.737)	(269.562)	(121.871)	(214.450)	(289.516)	(84.666)
Flujo del Periodo	190.324	24.677	84.811	227.931	151.444	133.839	330.464	204.914	94.611	259.022

Fuente: Elaboración propia, 2018.

4. Descuento del flujo de caja y determinación del valor de la acción

En miles de S/	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Flujo Perpetuidad
EBIT	571,513	587,552	611,460	630,755	650,360	670,283	690,529	711,106	732,019	753,278	774,888	774,888
Impuestos	(168,539)	(173,269)	(180,320)	(186,010)	(191,791)	(197,666)	(203,637)	(209,705)	(215,873)	(222,142)	(228,514)	(228,592)
EBIT * (1-t)	402,974	414,283	431,141	444,745	458,569	472,617	486,892	501,401	516,147	531,136	546,374	546,296
+ Depreciación y Amortización	163,994	174,742	184,234	193,210	201,697	209,723	212,665	213,699	213,124	214,665	218,491	197,495
- Variación de capital	189,708	76,459	28,819	23,258	23,633	24,015	24,405	24,803	25,210	25,625	26,049	33,960
- Capex	(374,851)	(400,000)	(400,000)	(400,000)	(400,000)	(360,000)	(324,000)	(291,600)	(335,340)	(385,641)	(443,487)	(372,308)
FCFF	381,825	265,485	244,193	261,213	283,899	346,354	399,962	448,302	419,141	385,786	347,427	405,444

Apalancamiento Proyectado

Valor de los flujos	Tasa
Tasa de descuento WACC	8.32%
Valor presente de los flujos en miles de S/	2,166,403
Tasa crecimiento perpetuidad	2.0%
Valor presente de flujos - perpetuidad en miles de S/	2,962,821

Concepto	Unidad de medida	Cantidad
Valor de empresa (enterprise value)	En miles de S/	5,129,225
Valor de mercado de la deuda al 31.12.2017	En miles de S/	(1,459,652)
Exceso de caja al 31.12.2017	En miles de S/	259,026
Valor del Patrimonio	En miles de S/	3,928,599
Número de acciones	Unidades	638,564
Valor por acción calculada	S/.	6.15
Precio por acción Bolsa 31.12.2017	S/.	5.64

Fuente: Elaboración propia, 2018.

Anexo 15. Análisis de riesgos

De acuerdo con lo manifestado por la Gerencia principalmente en sus estados financieros auditados (EY 2018), la Compañía se encuentra expuesta a los siguientes riesgos, los cuales pueden impactar en el modelo de valorización:

1. Riesgos de mercado

- **Riesgo de precio.** Es el riesgo a la variación en las tarifas unitarias que la Compañía cobra a sus clientes (regulados y libres) por el servicio de distribución de energía. A pesar de que las tarifas se encuentran en un mercado altamente regulado por Osinergmin, los autores consideran que una disminución mayor a un 10% en las tarifas sería un riesgo significativo, por lo que posteriormente este factor se evaluará en el análisis de sensibilidad.
- **Riesgo de tasa de interés.** Se refiere al riesgo de la variación del valor razonable de sus instrumentos financieros, debido a las fluctuaciones en las tasas de interés. De acuerdo con lo que indica la Compañía en sus notas a los estados financieros auditados, su principal pasivo financiero son las deudas y préstamos financieros; sin embargo, al 31 de diciembre de 2017, estas partidas presentan en su totalidad una tasa de interés fija, por lo que los autores consideran que este riesgo no es significativo.
- **Riesgo de tipo de cambio.** Se refiere al riesgo de la variación del valor razonable de sus instrumentos financieros debido a las fluctuaciones en el tipo de cambio. Al 31 de diciembre de 2017, la Compañía mantiene una posición pasiva neta de US\$ 9.977 (en miles). Asimismo, de acuerdo al análisis de sensibilidad realizado por la Gerencia de la Compañía a dicha fecha, una variación de +/- 10% sobre el tipo de cambio generaría un efecto en la utilidad antes de impuesto a las ganancias de +/- de S/ 3.235 (en miles), por lo que se considera que este riesgo no es significativo.

2. Riesgo de crédito

Hace referencia a la incapacidad de pago por parte de las contrapartes. La Compañía clasifica el riesgo de incumplimiento debido a su entorno donde se desarrolla, en actividades operativas, en las cuales se relaciona directamente con sus cuentas por cobrar comerciales; y en actividades financieras, producto de los depósitos de efectivo en los bancos locales.

En relación a las cuentas por cobrar comerciales, la Compañía mantiene al 31 de diciembre de 2017 un 86% de su cartera categorizada como clientes regulados, los cuales están constituidos principalmente por clientes residenciales. Por esta razón, la Gerencia de la Compañía registra en sus libros contables una provisión por deterioro de esta cuenta. Asimismo, debido a que la Compañía no registra concentración de las cuentas por cobrar en algún cliente en específico, se considera que este riesgo no es significativo.

3. Riesgo de liquidez

Es el riesgo de la Compañía para poder hacer uso de suficiente efectivo y equivalente de efectivo, así como obtener financiamiento mediante de diversas formas de crédito. Asimismo, Pacific Credit Rating en su evaluación de riesgos de la Compañía al 31 de diciembre de 2017, indica que Enel Distribución mantiene una línea de crédito con entidades financieras hasta por un total de S/ 225.000 (en miles). Basado en esto, se considera que este riesgo no es significativo.

4. Riesgo de la demanda

Se relaciona a la disminución de la cantidad de energía requerida por parte de los clientes regulados y libres. A pesar de que el 87% de los ingresos proviene de la demanda de energía de clientes regulados, sobre los cuales se espera un incremento como se indica en el anexo 11, los autores consideran que una disminución en la cantidad demandada podría originar una variación significativa y considerarse como un riesgo significativo, por lo que posteriormente este factor se evaluará en el análisis de sensibilidad.

5. Riesgo operacional








Hace referencia a las limitaciones en los procesos de distribución de energía eléctrica que se pueden reflejar principalmente por falta de abastecimiento de energía por parte de las empresas generadoras; o entrega de energía que no sea de una adecuada intensidad o con gran número de interrupciones de cortes de energía. Se considera que este riesgo tiene mayores probabilidades de concretarse por falta de abastecimiento de energía, por lo que se incluye la evaluación de este riesgo en la simulación. También se tomará como principal factor una menor distribución de GWh de energía.

6. Riesgo legal – caducidad de la concesión


El riesgo legal es el riesgo relacionado a los cambios en la normativa legal. En el caso de Enel Distribución, el riesgo legal se enfocaría ante la posibilidad de pérdida al derecho que goza de ser el único distribuidor de energía eléctrica de la zona norte de Lima. A pesar de que se evaluó que el impacto pudiera ser significativo, los autores consideran que la probabilidad de ocurrencia de este riesgo es muy baja, debido a la estabilidad política del país y también de los entes reguladores a cargo.


En la tabla A se muestra una matriz de riesgos valorizada que ha sido elaborada sobre la base del análisis realizado en los apartados anteriores. Para construir esta matriz se establecieron parámetros de probabilidad e impacto calificados del 0 a 5, siendo 0 una nula probabilidad o impacto del riesgo y 5 el máximo valor para explicar una alta exposición al riesgo evaluado.


Tabla A. Matriz de riesgo

Nombre del riesgo	Aparición (Probabilidad)	Gravedad (Impacto)	Valor del riesgo	Nivel de riesgo
Riesgo de precio	5	4	20	Significativo 
Riesgo de la demanda	3	5	15	Significativo 
Riesgo operacional	3	5	15	Significativo 
Riesgo de crédito	5	2	10	Moderado 
Riesgo de tasa de interés	4	2	8	No significativo 
Riesgo de tipo de cambio	4	2	8	No significativo 
Riesgo de liquidez	3	2	6	No significativo 

Leyenda:

 Riesgo muy grave y requiere de planes de prevención urgentes antes de iniciar la aplicación de este proyecto, con la finalidad de mitigar de manera sólida al riesgo.

 Riesgo importante y requiere de medidas de prevención obligatorias. El ambiente de control debe ser fuerte para mitigar este riesgo.

 Riesgo menor y requiere medidas preventivas para reducir el riesgo.

Fuente: Enel Distribución, 2018.

Elaboración: Propia, 2018.

Anexo 16. Consistencia de proyecciones a través de ratios

El objetivo de este anexo es sustentar la consistencia de las proyecciones realizadas mediante los ratios financieros, las necesidades operativas de fondos, fondo de maniobra y el capex.

Como resultado se obtuvo que los supuestos utilizados en las proyecciones del estado de situación financiera y estado de resultados son acordes con los promedios históricos de los últimos siete años, los cuales involucran un periodo de inversión en activos fijos importante durante los años 2014 al 2016.

Sobre la base de esta consistencia se puede verificar que la relación del promedio entre los ratios presupuestados y los reales históricos es muy cercana, esto se debe principalmente por las estrictas políticas financieras de la Compañía y al seguimiento permanente de los presupuestos mensuales sobre los cuales la Gerencia financiera se basa para el cumplimiento de los objetivos.

Tabla A. Prueba de Consistencia de Ratios, CAGR, Necesidades Operativas de Fondos, Fondo de Maniobra y capex

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018P	2019P	2020P	2021P	2022P	2023P	2024P	2025P	2026P	2027P
I RATIOS FINANCIEROS																	
Ratios de liquidez																	
Liquidez General	0,70	0,57	0,71	0,77	0,51	0,65	0,57	0,72	0,73	0,79	0,97	1,07	1,16	1,41	1,51	1,55	1,70
Prueba Acida	0,66	0,53	0,67	0,72	0,46	0,62	0,53	0,69	0,69	0,75	0,92	1,03	1,11	1,35	1,46	1,49	1,64
Ratios de gestión																	
Periodo medio de cobranza (días)	56	44	42	42	44	45	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29
Periodo medio de pagos (días)	37	44	61	61	55	57	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62
Rotación activo total	0,71	0,76	0,76	0,71	0,75	0,74	0,68	0,71	0,68	0,67	0,65	0,63	0,62	0,61	0,60	0,60	0,59
Rotación activo fijo	0,85	0,86	0,87	0,83	0,85	0,84	0,78	0,82	0,81	0,80	0,80	0,81	0,83	0,86	0,88	0,89	0,89
Ratios de rentabilidad																	
Margen Bruto	26,48%	25,04%	27,85%	26,93%	26,31%	25,73%	26,39%	26%	26%	26%	26%	26%	26%	26%	26%	26%	26%
Margen VAD	27,50%	26,06%	29,86%	27,78%	27,15%	26,62%	27,45%	27%	27%	27%	27%	27%	27%	27%	27%	27%	27%
Margen Operativo	17,51%	17,01%	20,40%	19,35%	19,37%	19,10%	19,97%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%
Margen Neto	8,83%	9,10%	12,20%	12,83%	11,51%	10,60%	11,98%	11%	11%	11%	11%	11%	11%	11%	11%	11%	11%
Margen EBITDA	23,81%	22,60%	26,26%	24,93%	24,57%	24,30%	25,70%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%
ROA	6,3%	6,7%	8,8%	8,6%	8,4%	7,4%	7,98%	7,4%	7,3%	7,2%	6,8%	6,8%	6,8%	6,6%	6,5%	6,5%	6,3%
ROE	17%	17%	22%	22%	21%	18%	18,05%	17%	16%	15%	14%	13%	13%	12%	12%	11%	11%
Dupont ROE:																	
Descomposición Dupont ROE	0,17	0,17	0,22	0,22	0,21	0,18	0,18	0,17	0,16	0,15	0,14	0,13	0,13	0,12	0,12	0,11	0,11
UtilidadNeta/ventas (eficiencia operativa)	0,09	0,09	0,12	0,13	0,12	0,11	0,12	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11
Ventas/TotalActivo (eficiencia uso de activos)	0,71	0,74	0,72	0,67	0,73	0,70	0,67	0,67	0,67	0,65	0,62	0,62	0,62	0,60	0,59	0,59	0,57
TotalActivo/Patrimonio (apalancamiento)	2,63	2,60	2,48	2,56	2,48	2,48	2,26	2,24	2,13	2,05	2,03	1,94	1,85	1,82	1,77	1,70	1,69
Ratios de solvencia																	
Pasivo Total / Patrimonio	1,63	1,60	1,48	1,56	1,48	1,48	1,26	1,24	1,13	1,05	1,03	0,94	0,85	0,82	0,77	0,70	0,69
Deuda financiera/Patrimonio	0,94	0,88	0,83	0,92	0,84	0,86	0,74	0,73	0,65	0,60	0,60	0,53	0,46	0,44	0,40	0,35	0,35
Pasivo No Corriente / EBITDA	2,44	2,31	1,93	2,27	1,94	2,11	1,94	2,03	1,91	1,87	1,97	1,86	1,70	1,73	1,66	1,51	1,58
Deuda financiera / EBITDA	2,11	2,04	1,77	2,15	1,89	2,05	1,91	2,02	1,90	1,85	1,95	1,84	1,67	1,70	1,62	1,47	1,53
Pasivo Total / EBITDA	3,64	3,69	3,17	3,64	3,32	3,51	3,26	3,43	3,31	3,27	3,37	3,26	3,10	3,15	3,08	2,94	3,02
II CAGR																	
Ventas	-	10%	5%	10%	15%	7%	-2%	12%	4%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%
Otros ingresos	-	16%	84%	-52%	16%	14%	15%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%
Costo de ventas	-	12%	4%	7%	16%	8%	-2%	12%	4%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%
Ebitda	-	4%	26%	0%	13%	6%	4%	4%	4%	4%	3%	3%	3%	2%	2%	2%	3%
Utilidad Neta	-	13%	45%	11%	3%	-2%	11%	2%	4%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%
III Necesidade Operativas de Fondos																	
	(25.301)	(160.351)	(135.540)	(320.729)	(136.826)	(160.926)	(308.738)	(345.511)	(360.067)	(372.461)	(385.149)	(398.936)	(412.284)	(425.961)	(439.977)	(454.346)	(469.079)
IV Fondo de Maniobra																	
	(204.055)	(348.476)	(401.509)	(474.766)	(361.167)	(442.072)	(631.780)	(708.239)	(737.058)	(760.316)	(783.949)	(807.963)	(832.368)	(857.171)	(882.381)	(908.006)	(934.055)
V CAPEX																	
	218.399	300.714	303.362	416.082	469.489	404.343	374.851	400.000	400.000	400.000	400.000	360.000	324.000	291.600	335.340	385.641	443.487

Fuente: Elaboración propia, 2018.

Anexo 17. Evaluación del uso de comparables

Se ha considerado como comparable solo a Luz del Sur S.A.A, debido a que esta empresa es la única que cumple con las siguientes características:

- Brinda el mismo servicio de distribución en una zona de concesión local.
- Se encuentra regulado por el mismo ente y cumple con la misma base normativa.
- Presenta el mismo tipo de concesión a un plazo indeterminado.
- Ambas empresas son privadas y que cotizan en la Bolsa de valores de Lima.
- Los clientes de ambas empresas, tanto regulados y libres, presentan características similares.

Adicionalmente, se muestra una tabla con el detalle de las empresas de distribución eléctrica de la región, así como los factores analizados:

Tabla A. Empresas de distribución eléctrica de la región

Nombre de la empresa	País	[A]	[B]	[C]	[D]	[E]	[F]	[G]
Luz del Sur S.A.A.	Perú	✓	✓	✗	✓	✓	✓	✓
Ampla Energia e Serviços S.A.	Brasil	✓	✓	✗	✓	✗	✗	✓
Centrais Elétricas do Para.	Brasil	✗	✓	✓	✗	✗	✗	✓
Light S.A.	Brasil	✓	✓	✗	✓	✗	✗	✓
Energisa S.A.	Brasil	✓	✓	✓	✗	✗	✗	✗
Empresa distribuidora y comercializadora Norte.	Argentina	✓	✓	✓	✗	✗	✗	✗
Empresa Distribuidora de Electricidad de Salta S.A.	Argentina	✓	✓	✓	✗	✗	✗	✗
Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica.	Brasil	✓	✓	✗	✗	✗	✗	✓
CGE Distribución S.A.	Chile	✗	✓	✓	✗	✗	✗	✓
Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A.	Brasil	✓	✓	✗	✓	✗	✗	✓

Leyenda:

[A]: Cotiza en bolsa

[B]: Es una empresa privada

[C]: Solo realiza el servicio de distribución de energía

[D]: Realiza los servicios de generación y distribución de energía

[E]: Opera en la ciudad de Lima - Perú

[F]: Sujeto a la regulación de Perú

[G]: Pertenece a un grupo económico

Fuente: EY, 2018a, 2018b; Yahoo! Finance, s.f.a, s.f.b, s.f.c, s.f.d, s.f.e, s.f.f, s.f.g; BN Américas, s.f.a, s.f.b.;

Bloomberg, s.f.c, s.f.d, s.f.e, s.f.g

Elaboración: Propia, 2018.

Anexo 18. Otros métodos de valorización

1. Método de múltiplos comparables

Para aplicar esta metodología se identificó a las empresas que podrían ser comparables con Enel Distribución, al respecto, como se indica en el anexo 16, el análisis arrojó como único comparable a Luz del Sur S.A.A. ya que cumple seis de las siete características evaluadas, sin embargo, con la finalidad de reproducir este método, identificamos las siguientes empresas que presentan características similares:

Nombre de la empresa	País	[A]	[B]	[C]	[D]	[E]	[F]	[G]
Luz del Sur S.A.A.	Perú	✓	✓	✗	✓	✓	✓	✓
Ampla Energia e Serviços S.A.	Brasil	✓	✓	✗	✓	✗	✗	✓
Light S.A.	Brasil	✓	✓	✗	✓	✗	✗	✓
Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A.	Brasil	✓	✓	✗	✓	✗	✗	✓

Leyenda:

[A]: Cotiza en bolsa

[B]: Es una empresa privada

[C]: Solo realiza el servicio de distribución de energía

[D]: Realiza los servicios de generación y distribución de energía

[E]: Opera en la ciudad de Lima - Perú

[F]: Sujeto a la regulación de Perú

[G]: Pertenece a un grupo económico

Fuente: EY, 2018a, 2018b; Yahoo! Finance, s.f.a, s.f.b, s.f.c, s.f.d, s.f.e, s.f.f, s.f.g; BN Américas, s.f.a, s.f.b.; Bloomberg, s.f.c, s.f.d, s.f.e, s.f.g

Elaboración: Propia, 2018.

Basado en la lista anterior, se procedió a calcular el método de múltiplos comparables como se indica en la Tabla A.

Tabla A. Método de múltiplos comparables

	Enterprise value (EV)	EBITDA	EV/ EBITDA (ratio)	EV / Ventas (ratio)
En millones de S/				
Luz del Sur S.A.A.	7.893	821	10.62	2,56
Ampla Energia e Serviços S.A.	7,379	674	10.67	1.31
Light S.A.	10,263	1,934	5.81	0.93
Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A.	853	524	1.65	0.12
Promedio	4,626	988	7.19	0.79

Fuente: Bloomberg, 2018b.

Elaboración: Propia, 2018.

Sobre los resultados mostrados anteriormente en la tabla A, se seleccionó el múltiplo de Enterprise Value/EBITDA, el cual arrojó un valor por acción de 8.59.

2. Método contable¹⁰:

El valor contable de la acción es el valor del recurso propio que se muestra en el estado de situación financiera de la Compañía. La principal deficiencia de esta metodología es que, al ser un valor contable, involucra una versión histórica del valor de la Compañía, mientras que el valor de las acciones depende también de las expectativas del mercado.

De acuerdo con el último estado financiero auditado al 31 de diciembre de 2017, el valor por acción de la Compañía fue de S/ 2,974.

3. Método valor de mercado:

Asimismo, se identificaron los siguientes precios por acción evaluados en anteriores oportunidades por expertos del sector y especialistas en valorización de empresas. El resumen es el siguiente:

Tabla de valorizaciones de mercado

Referencia	Importe en S/ por acción	Fecha
Bolsa de Valores de Lima	6,00	Abril de 2018
Infront Analytics	8,42	Abril de 2018
Kallpa Securities Sociedad Agente de Bolsa	6,95	Enero de 2018

Fuente: BVL, 2018; Infront Analytics, s.f.; Kallpa Securities, 2018.

Elaboración: Propia, 2018.

4. Método de dividendos

Según Pablo Fernández (2008), mediante este método, el valor de la acción corresponde al valor actual de los dividendos que se espera obtener de ella en el futuro. De acuerdo con esta evaluación, el precio por acción al 31 de diciembre de 2017 es de S/ 2,93.

Para la determinación del valor de la acción se tomó en cuenta lo siguiente:

- Para el caso de la determinación de las ventas, se utilizaron los supuestos de ingresos manifestados en el anexo 12.

¹⁰ Extraído del documento de investigación IESE Business School de Pablo Fernández (2008).

- En relación al pay out ratio, se utilizó una tasa de 41%, conforme al análisis realizado en la Política de dividendos descrita en el capítulo VI, Análisis financiero.
- En relación al CAPM y la tasa crecimiento (G) se utilizaron las tasas de 9,90% y 2%, respectivamente, conforme a los supuestos manifestados en el anexo 12.

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	10
En MM	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2027
Ventas	2.862.076	3.184.811	3.314.403	3.418.990	3.525.261	3.633.250	3.742.994	3.854.528	3.967.891	4.083.122	4.200.260	4.200.260
Utilidad después de Impuestos	342.773	350.053	364.297	375.793	387.473	399.343	411.405	423.664	436.124	448.790	461.665	461.665
Dvd payout ratio	41%	41%	41%	41%	41%	41%	41%	41%	41%	41%	41%	41%
Dividendos efetivos	140.537	143.522	149.362	154.075	158.864	163.731	168.676	173.702	178.811	184.004	189.283	189.283
Acciones en circulación (número)	638.564	638.564	638.564	638.564	638.564	638.564	638.564	638.564	638.564	638.564	638.564	638.564
DPS	0,22	0,22	0,23	0,24	0,25	0,26	0,26	0,27	0,28	0,29	0,30	0,30
Valor terminal											3,49	
DPS total	0,22	0,22	0,23	0,24	0,25	0,26	0,26	0,27	0,28	0,29	3,78	
Valor actual de los flujos		0,20	0,19	0,18	0,17	0,16	0,15	0,14	0,13	0,12	1,47	
Valor de la acción	2,928											
Cotización al 31/12/2017	5,640											

Fuente: Elaboración propia, 2018.

Anexo 19. Análisis de la estructura histórica del costo de ventas, gastos de administración y ventas utilizada para las proyecciones del estado de resultados

Sobre la base del trabajo se observó la evolución de los costos de ventas, gastos de administración y de ventas de la Compañía con la finalidad de utilizarlo en nuestras proyecciones, tomando en cuenta que es una empresa estable, en un sector (energía) en el cual el principal factor del costo, que es el precio de la energía, es regulado por Osinerming (64% del costo total), el tamaño de la Compañía, su comparable principal y debido a que no ha sido factible encontrar data exacta y específica con respecto al precio de cada uno de los contratos de energía que posee con las respectivas empresas generadoras para poder determinar el costo por consumo y por potencia de cada mes y de cada kwh consumido.

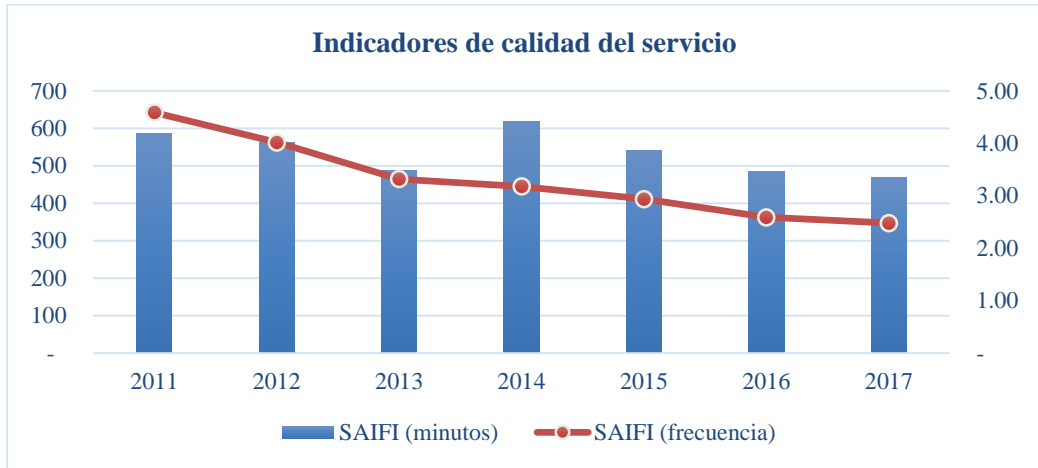
En ese sentido a continuación se presenta un resumen histórico tanto del costo de venta como de los gastos administrativos y de ventas de la Compañía en porcentajes, los cuales han sido utilizados para la presente proyección:

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Promedio histórico
Ingresos por servicio de distribución de energía	1.809.537	2.014.078	1.986.960	2.084.344	2.293.725	2.631.345	2.804.363	2.751.360	
	93.391	70.225	81.593	150.507	72.818	84.713	96.360	110.716	
	<u>1.902.928</u>	<u>2.084.303</u>	<u>2.068.553</u>	<u>2.234.851</u>	<u>2.366.543</u>	<u>2.716.058</u>	<u>2.900.723</u>	<u>2.862.076</u>	100%
Costo del servicio de distribución de energía									
Compra de energía:	1.129.250	1.257.818	1.267.592	1.319.780	1.456.916	1.709.747	1.854.617	1.787.922	61%
Servicios prestados por terceros	41.154	61.699	73.039	75.649	72.522	80.247	87.458	99.944	3%
Gastos de personal	16.634	16.182	19.390	23.098	21.324	20.383	28.607	20.447	1%
Tributos	15.981	21.631	21.786	24.820	27.953	29.382	32.969	31.435	1%
Suministros diversos	19.002	20.021	19.726	14.956	11.909	15.803	16.039	17.021	1%
Cargas diversas de gestión	7.342	6.555	7.512	6.483	6.280	10.520	11.043	17.925	1%
Provisiones del ejercicio:									0%
Depreciación	86.635	87.873	94.526	97.133	95.798	99.806	103.417	112.335	4%
Amortización	3.425	3.344	3.761	2.920	2.938	2.504	3.088	4.423	0%
Desvalorización de inventarios	86	394	195	419	165	502	-	260	0%
	<u>1.319.509</u>	<u>1.475.517</u>	<u>1.507.527</u>	<u>1.565.258</u>	<u>1.695.805</u>	<u>1.968.894</u>	<u>2.137.238</u>	<u>2.091.712</u>	73%
Otros costos operativos	71.843	53.941	43.131	46.112	33.440	32.623	17.095	15.036	1%
Total costo ventas	<u>1.391.352</u>	<u>1.529.458</u>	<u>1.550.658</u>	<u>1.611.370</u>	<u>1.729.245</u>	<u>2.001.517</u>	<u>2.154.333</u>	<u>2.106.748</u>	74%
Gastos de Administración									
Servicios prestados por terceros	37.863	31.853	37.218	35.565	35.939	41.427	48.845	33.813	1%
Gastos de personal	36.083	40.706	48.684	50.954	51.955	55.816	49.786	50.176	2%
Provisiones del ejercicio:									0%
Depreciación	3.126	3.722	3.976	4.883	5.965	7.903	9.876	11.762	0%
Amortización	1.294	1.226	1.280	940	1.000	1.345	1.729	1.928	0%
Tributos	-	-	-	-	-	4.338	2.971	3.419	0%
Otros gastos de administración	6.427	7.357	7.422	17.291	9.408	1.986	4.338	5.628	0%
Total	<u>84.793</u>	<u>84.864</u>	<u>98.580</u>	<u>109.633</u>	<u>104.267</u>	<u>112.815</u>	<u>117.545</u>	<u>106.726</u>	4%
Gastos de Ventas									
Servicios prestados por terceros	22.238	23.280	26.533	31.602	35.280	36.738	27.644	32.240	1%
Gastos del personal	14.535	15.380	17.737	20.414	19.255	20.999	20.873	21.019	1%
Provisiones del ejercicio:									0%
Depreciación	20.437	22.002	23.390	24.401	25.138	27.784	29.511	27.448	1%
Amortización	263	253	524	696	1.120	2.040	3.196	6.098	0%
Estimación de deterioro de cuentas por cobrar	4.297	9.140	7.288	4.361	6.202	7.697	7.801	17.964	1%
Otros gastos de venta	2.414	2.696	4.372	2.606	2.511	1.850	253	338	0%
Total	<u>64.184</u>	<u>72.751</u>	<u>79.844</u>	<u>84.080</u>	<u>89.506</u>	<u>97.108</u>	<u>89.278</u>	<u>105.107</u>	4%

Fuente: Elaboración propia, 2018.

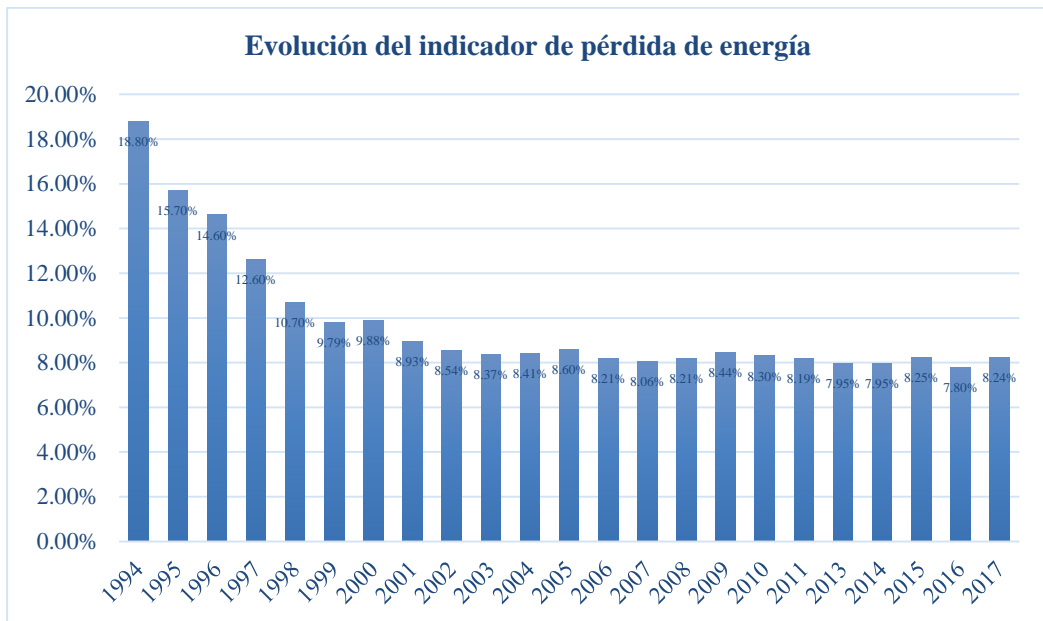
Anexo 20. Indicadores del servicio de distribución eléctrica de la Compañía

- Indicador de calidad de servicio (SAIDI y SAIFI)



Fuente: Edelnor, 2012, 2013, 2014; Edelnor – Grupo Enel, 2015-2016; Enel Distribución Perú S.A.A., 2017, 2018.
Elaboración: Propia, 2018.

- Evolución del indicador de pérdida de energía



Fuente: Enel Distribución Perú S.A.A., 2018.
Elaboración: Propia, 2018.

Notas biográficas

Kelvin Canario Fenco

Nació en Chiclayo el 17 de agosto de 1986. Es Contador Público titulado por la Universidad de Piura, y está colegiado. Cuenta con una certificación en “Presentación de información financiera internacional”, emitida por Association of Chartered Certified Accountants (ACCA) de Estados Unidos. Tiene más de nueve años de experiencia participando en proyectos de auditoría externa, evaluación de control interno y trabajos de procedimientos acordados de lavado de activos (PLAFT), principalmente en entidades del sector financiero y empresas del sector privado y públicas del Perú. Actualmente desempeña el cargo de Gerente de auditoría financiera en Deloitte.

Jhon Chumpitaz Ipanaqué

Nació en Piura, el 25 de mayo de 1985. Es Contador Público titulado por la Universidad Nacional Mayor de San Marcos, y está colegiado. Cuenta con diplomatura en Normas Internacionales de Información Financiera por la Universidad de Lima. Tiene 10 años de experiencia laborando en auditoría financiera. Actualmente desempeña el cargo de Gerente de Auditoría Financiera en KPMG, responsable del direccionamiento de equipos de auditoría de compañías financieras, eléctricas y otras industrias.

Blanca Santiago Braul

Nació en Lima, el 01 de febrero de 1985. Es Ingeniera Economista titulada por la Universidad Nacional de Ingeniería, y está colegiada. Cuenta con un programa de Certificación Internacional “Gestor de Riesgos Financieros” por el Centro de Estudios Bursátiles Bursen – BVL y dos diplomaturas “Gestión Pública” y “Planeamiento Estratégico en el Sector Público” por la Universidad Nacional Mayor de San Marcos. Tiene más de seis años de experiencia laborando en el sector privado y público. Actualmente se desempeña como Profesional Administrador de Riesgos del Ministerio de Trabajo y Promoción del Empleo.