



**“VALORIZACIÓN EDEGEL S.A.A.”**

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

**Presentada por:**

**Sr. Omar Teófilo Coronado Cacsire**

**Sr. Julio Cesar Lujan Arica**

**Srta. Jeanette Vanessa Mauriz Enciso**

**Asesor: Profesor Jorge Eduardo Llado Márquez**

**2016**

Dedicado al Creador de todas las cosas, el que siempre está con nosotros y guía nuestro camino para alcanzar nuestros objetivos.

## Resumen ejecutivo

El presente trabajo tiene como objetivo determinar el valor económico de la empresa Edegel S.A.A. al 31 de diciembre de 2015, a través de la metodología del flujo de caja libre descontado por un periodo de proyección cinco años y un periodo terminal a partir del año seis. Asimismo, se ha empleado el método de múltiplos.

Con el propósito de determinar el mencionado valor económico, se ha procedido a realizar estimaciones de las ventas de energía y ventas de la potencia de Edegel S.A.A. a partir de la estimación de la demanda de energía de la industria mediante el modelo corrección de errores tomando en cuenta la población el SEIN, PBI y precio; además de estimaciones de los gastos e inversiones de Edegel S.A.A.

Asimismo, se ha tomado en cuenta la información obtenida de los estados financieros de la empresa a través de la Superintendencia de Mercado de Valores; información pública de Osinergmin, COES, MEF, SBS, BCRP y Edegel S.A.A.; el uso de herramientas como Bloomberg y GS Prime; consultas realizadas a trabajadores de Osinergmin; y la entrevista al Subdirector de COES SINAC.

Cabe indicar que, para el cálculo del flujo de caja libre descontado, se obtuvo un WACC para cada año (2016– 7,81%; 2017- 7,55%; 2018- 8,06%; 2019- 8,30%; y 2020- 8,59%; respectivamente) debido a los cambios en la tasa de impuesto a la renta.

Por otro lado, respecto al método de múltiplos, se ha seleccionado un conjunto de empresas dedicadas a la generación eléctrica que operan alrededor del mundo. Entre los países considerados, se tiene Estados Unidos de Norteamérica, Chile, Tailandia, Nueva Zelanda y Perú.

Por lo tanto, tomando en cuenta lo manifestado, el valor económico de Edegel S.A.A es de S/ 8.555 millones luego de promediar el valor de la empresa obtenido por el flujo de caja libre descontado (S/ 7.480 millones) y múltiplo (S/ 9.630 millones). Los valores han sido promediados debido a la proximidad de los resultados de cada modelo. Asimismo, se ha obtenido un valor de S/ 3,17 soles por acción superior a su capitalización bursátil respecto al cierre de diciembre de 2015 cuando fue de S/ 2,70.

Por lo expuesto, como resultado del análisis realizado, se recomienda comprar (si se compara, con respecto a diciembre de 2015, habría un aumento de 17%) o mantener (si se compara, con respecto a julio de 2016, habría un aumento de solamente 3%) las acciones. Cabe indicar que la presente recomendación se refuerza debido a que el valor de mercado de la acción se incrementó en 14% el 27 de julio de 2016 (S/ 3,07 al 27 de julio de 2016) respecto al cierre de diciembre de 2015.

## Índice

<b>Resumen ejecutivo.....</b>	<b>iii</b>
<b>Índice de tablas.....</b>	<b>vii</b>
<b>Índice de gráficos .....</b>	<b>ix</b>
<b>Índice de anexos .....</b>	<b>x</b>
<b>Capítulo I. Introducción.....</b>	<b>1</b>
<b>Capítulo II. Descripción de la empresa .....</b>	<b>2</b>
1. Presentación de la empresa .....	2
2. Procesos .....	2
3. Proyectos.....	2
4. Acciones de Edegel .....	3
5. Proveedores .....	4
6. Gobierno corporativo y responsabilidad social .....	4
7. Política de dividendos .....	5
8. Clientes.....	5
9. Financiamiento.....	6
10. Análisis FODA.....	6
<b>Capítulo III. Descripción de la industria eléctrica.....</b>	<b>7</b>
1. Concentración geográfica.....	7
2. Formación de precios a nivel generación .....	8
3. Análisis de las fuerzas competitivas .....	9
<b>Capítulo IV. Análisis financieros .....</b>	<b>10</b>
1. Ratios financieros.....	10
2. Riesgos identificados .....	11
<b>Capítulo V. Valorización.....</b>	<b>12</b>
1. Estimación del WACC.....	12
1.1. Supuestos para el cálculo del WACC por el método del CAPM .....	12
2. Método de flujos de caja descontados.....	13

2.1.	Supuestos .....	13
2.2.	Valor estimado .....	14
3.	Método de múltiplo.....	15
4.	Resumen de valorización .....	15
5.	Análisis de sensibilidad.....	15
6.	Conclusión .....	16

## Índice de tablas

Tabla 1. Utilidad neta y dividendos repartidos .....	5
Tabla 2. FODA.....	6
Tabla 3. Componentes de la tarifa regulada.....	8
Tabla 4. Análisis de las cinco fuerzas de Porter.....	9
Tabla 5. Ratios financieros.....	10
Tabla 6. Supuestos del flujo de caja descontado.....	13
Tabla 7. Comportamiento de precio de la acción.....	16
Tabla 8. Probabilidad de generación de utilidades netas 0 .....	16
Tabla 9. Potencia efectiva de las centrales de Edegel.....	26
Tabla 10. Proveedores.....	27
Tabla 11. Principales insumos de Edegel.....	27
Tabla 12. Clientes de Edegel.....	28
Tabla 13. Potencia contratada y facturada .....	28
Tabla 14. Venta de energía por tipo de cliente.....	28
Tabla 15. Deuda de Edegel a diciembre 2015.....	29
Tabla 16. Acreedores de Edegel a diciembre de 2015 .....	29
Tabla 17. Riesgos de Edegel .....	30
Tabla 18. Estados de situación financiera .....	31
Tabla 19. Estados de resultados .....	32
Tabla 20. Flujo de Efectivo Proyectado.....	33
Tabla 21. Empresas comparables a Edegel S.A.A. ....	34
Tabla 22. Detalle de cálculo del WACC.....	35
Tabla 23. Beta desapalancado .....	35
Tabla 24. Demanda proyectada del SEIN .....	41
Tabla 25. Proyección de generación de energía del SEIN .....	42
Tabla 26. Proyección de participación de ventas de Edegel .....	43
Tabla 27. Ingreso de potencia por proyectos de generación por Zonas (2015 – 2018).....	43
Tabla 28. Proyección de ingresos por venta de energía de Edegel S.A.A. (2016 – 2020).....	44
Tabla 29. Proyección de ingresos por venta de potencia (2016 – 2020).....	45
Tabla 30. Proyección de ingresos por venta de energía en mercado SPOT (2016 – 2020) .....	45
Tabla 31. Costo de venta detallado por concepto.....	46
Tabla 32. Gastos administrativos por concepto .....	47
Tabla 33. Otros ingresos operativos por concepto .....	48

Tabla 34. Ingresos financieros por concepto.....	48
Tabla 35. Gastos financieros por concepto .....	49
Tabla 36. Detalle de diferencia de tipo de cambio .....	49
Tabla 37. Proyección de participación en asociadas .....	50
Tabla 38. Detalle de proyección de depreciación .....	51
Tabla 39. Detalle de cálculo de CAPEX .....	51
Tabla 40. Detalle de cálculo de capital de trabajo.....	52
Tabla 41. Flujo de caja descontado en miles de soles.....	53
Tabla 42. Múltiplos de las empresas comparables .....	55
Tabla 43. Ventas y Ebitda de Edegel .....	55
Tabla 44. Enterprise value de Edegel.....	55
Tabla 45. Valor de Edegel y de la acción.....	55
Tabla 46. Sensibilidad de precio a nivel generación (clientes regulados).....	56
Tabla 47. Sensibilidad de costo de capital ponderado (WACC).....	57
Tabla 48. Sensibilidad de consumo de energía eléctrica.....	57
Tabla 49. Sensibilidad de participación de mercado.....	58



## Índice de gráficos

Gráfico 1. Cotización al cierre y utilidad neta .....	4
Gráfico 2. Potencia efectiva y producción de energía en el SEIN 2015 .....	7
Gráfico 3. Las cinco fuerzas de Porter de Edegel .....	9
Gráfico 4. Precio de la acción de Edegel S.A.A. ....	15
Gráfico 5. Grupo Enel.....	24
Gráfico 6. Cadena de Valor.....	24
Gráfico 7. Matriz BCG Edegel.....	25
Gráfico 8. Consumo de clientes regulados 2015.....	28
Gráfico 9. Evolución de las variables del MCO.....	37
Gráfico 10. Evolución de las variables del MCO.....	38
Gráfico 11. Prueba de heterocedasticidad.....	39
Gráfico 12. Prueba de autocorrelación.....	40
Gráfico 13. Variación del residuo .....	40
Gráfico 14. Prueba de raíz unitaria .....	41
Gráfico 15. Probabilidad de utilidad neta 0.....	59

## Índice de anexos

Anexo 1. Glosario .....	22
Anexo 2. Grupo Enel - Edegel .....	24
Anexo 3. Potencia efectiva de las centrales de Edegel .....	26
Anexo 4. Proveedores y gastos de Edegel .....	27
Anexo 5. Clientes .....	28
Anexo 6. Bonos de Edegel .....	29
Anexo 7. Riesgos de Edegel.....	30
Anexo 8. Flujo de Efectivo Método Indirecto.....	33
Anexo 9. Empresas comparables .....	34
Anexo 10. Cálculo del WACC y Beta .....	35
Anexo 11. Supuestos de proyección .....	36
Anexo 12. Proyecciones flujo de caja descontado .....	53
Anexo 13. Metodología para la selección de muestra para valorización por múltiplos.....	54
Anexo 14. Metodología del método de múltiplos .....	55
Anexo 15. Análisis de sensibilidad .....	56
Anexo 16. Probabilidad de obtener utilidad neta “0” en @Risk.....	59

## **Capítulo I. Introducción**

Edegel S.A.A. (la compañía) es una empresa privada dedicada a la generación y comercialización de energía y potencia eléctrica a empresas privadas y empresas de propiedad estatal a nivel nacional. De acuerdo con el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES SINAC), a diciembre 2015, Edegel fue la mayor compañía de generación de electricidad en el Perú gracias a su participación en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN). La producción de energía fue de 8 369,7 GW.h (18,8% en el SEIN) y cuenta con una potencia efectiva de generación de electricidad de 1 685,5 MW (17,5% en el SEIN). La Compañía cuenta con dos tipos de generación de energía: hidráulica (7 centrales) y térmica (2 centrales).

En el año 2015, la compañía facturó S/ 1.840 millones, con un crecimiento de 8,1% con respecto al año anterior. Además, registró ratios de rentabilidad positivos, tales como el ROA de 10,6% y el ROE de 17,7%. Además, Edegel cuenta con el respaldo financiero del Grupo Enel, cuyo centro de operaciones se encuentra en Italia, siendo la segunda empresa con mayor capacidad instalada en Europa, después de EdF (Électricité de France). Este grupo tiene una participación indirecta del 83,6% del accionariado de la compañía mediante las empresas Generandes Perú S.A. con 54,2% y Empresa Nacional de Electricidad S.A. (Chile) con 29,4%. Por su parte, Prima AFP S.A. cuenta con 5,7% del accionariado de Edegel y el 10,7% restante corresponde a accionistas minoritarios.

Según datos registrados en la Bolsa de valores de Lima (BVL), al cierre del año 2015, la cotización de la acción de Edegel fue de S/ 2,7; el capital social de la empresa comprende 2.616.072.176 acciones comunes con derecho a voto. Estas acciones están inscritas en el registro público de la Superintendencia de Mercado de Valores (SMV) y se negocian en la BVL desde el 16/12/1996, con la denominación ISIN PEP 700511004, Valor EDEGELC1. Esta acción forma parte de los principales índices de la BVL, tales como S&P/BVL Perú General, S&P/BVL Perú Select y S&P/BVL Lima 25.

Por su parte, la compañía ha realizado actividades relacionadas a responsabilidad social, ejecutando proyectos de desarrollo socioeconómico, por ejemplo, el Proyecto productivo café Curibamba y el Proyecto productivo de crianza de cuyes. Además, se ejecutaron proyectos para la promoción integral del cuidado de la salud, tópicos médicos, campaña de salud entre otros.

## **Capítulo II. Descripción de la empresa**

### **1. Presentación de la empresa**

Edegel S.A.A. (en adelante, la Compañía) es una empresa privada cuya propuesta de valor es brindar crecimiento económico a la sociedad, a través de la generación y comercialización de energía y potencia eléctrica<sup>1</sup> a empresas privadas y públicas del mercado peruano. Cuenta con 7 centrales hidroeléctricas, 5 de ellas ubicadas en las cuencas de los ríos Santa Eulalia y Rímac. Es propietaria de 2 centrales de generación termoeléctrica, ubicadas en el Cercado de Lima y en Ventanilla. Por su parte, la Compañía cuenta con el 80% de participación del capital social en Chinango S.A.C. (en adelante, la Subsidiaria), ubicada en Junín.

Edegel cuenta con el respaldo financiero del Grupo Enel (Ver Anexo 2. Grupo Enel - Edegel) una de las principales compañías eléctricas de Europa cuya matriz se encuentra en Italia y realiza operaciones en más de 30 países de 4 continentes, gestiona la generación y distribución de energía de más de 89 GW de capacidad instalada neta. Es una de las principales compañías eléctricas de Europa, en términos de capacidad instalada y EBITDA. En América Latina, está presente en Chile, Brasil, Colombia, Argentina y Perú. Participa en la generación y distribución de energía eléctrica en el Perú a través de Enersis SA (Chile), tiene varias subsidiarias en Perú, entre las que destacan Edegel S.A.A., Empresa Eléctrica de Piura S.A. y Edelnor.

### **2. Procesos**

Edegel cuenta con dos tipos de generadores de energía: (i) centrales hidráulicas y (ii) centrales térmicas, en el Anexo 2. Grupo Enel - Edegel. visualizamos la Cadena de Valor de la empresa. Al 2015 Edegel cuenta con una potencia efectiva de 1685.5 MW. Ver detalle en Anexo 3. Potencia efectiva de las centrales de Edegel.

### **3. Proyectos**

La empresa cuenta con el Proyecto hidroeléctrico Curibamba, el cual se localiza en la cuenca del río Tulumayo, Jauja-Junín. Dicha central contará con una potencia de 192 MW y una producción de energía de 1 013 GWh por año; de otro lado, se estima que su construcción

---

<sup>1</sup> La potencia es la energía eléctrica generada y transferida o usada en la unidad de tiempo, se mide en KW (Kilowatt), mientras que la energía es el producto de la potencia eléctrica (KW) por el tiempo, expresado en horas (h), se mide en Kilowatts-hora (KWh).

durará 50 meses. Actualmente, la empresa cuenta con las licencias ambientales y los certificados de inexistencias de restos arqueológicos; sin embargo, este proyecto ha sido declarado por el Estado en suspensión de licitación por reprogramación de actividades. El costo del proyecto será de \$ 600 millones, el cual se financiaría con el 60% de recursos financieros de Edegel y el 40% restante con entidades financieras que aún están por definir.

#### **4. Acciones de Edegel**

En el año 2015, la cotización de la acción de Edegel fue de S/ 2,7 soles y el capital social de la empresa comprende 2.293.668.594 acciones comunes con derecho a voto.

El total de las acciones de Edegel están inscritas en registro público de la Superintendencia de Mercado de Valores (SMV) y se negocia en la BVL, con la denominación ISIN PEP 700511004, valor EDEGELC1, con información histórica desde enero del 2012 (Edegel cotizó en la bolsa por primera vez el 16 de diciembre de 1996).

Desde el año 2011, al año 2014, la empresa presentó un crecimiento en la cotización de su acción, la misma que acompañó al crecimiento de sus utilidades netas. De junio a diciembre de 2012, el alza de las cotizaciones es explicada por la clasificación de riesgo de los instrumentos de deuda en la que Apoyo & Asociados Internacionales ratifica con categoría AAA (pe)<sup>2</sup> a los Valores que se emitieron en virtud del tercer y cuarto programa de bonos corporativos por US\$ 100 millones por cada programa. De setiembre a diciembre 2014, el alza de las cotizaciones es explicada por la invitación de Enel Energy<sup>3</sup> para que estudie una Operación integrada por una reorganización societaria y un reparto de dividendo extraordinario en caso se realice la reorganización. Los principales objetivos de esta operación es adecuar la estructura organizativa y societaria del Grupo Enel; generar y distribuir valor para el accionista de ENDESA; y consolidar la apuesta del Grupo Enel por Endesa (permitirá definir un plan industrial y de inversiones).

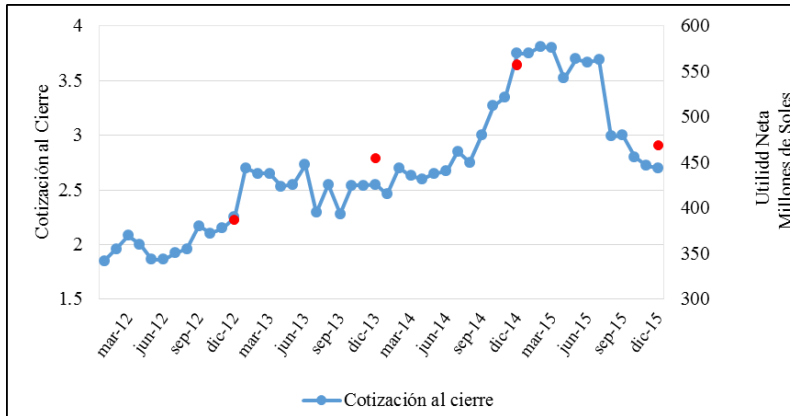
Sin embargo, en el año 2015, se observó una reducción de sus utilidades y, también, de la venta de energía, así como el desempeño de la cotización de la acción en la BVL. El desempeño de la cotización se muestra en el Gráfico 1.

---

<sup>2</sup> Corresponde a la mayor capacidad de pago oportuno de los compromisos financieros, pues refleja el más bajo riesgo crediticio. Dicha capacidad es altamente improbable de ser afectada adversamente por eventos imprevistos. Con información financiera auditada a diciembre 2011.

<sup>3</sup> Publicación como hecho de importancia 31.07.2014.

**Gráfico 1. Cotización al cierre y utilidad neta**



Fuente: Elaboración propia, 2016 (Sobre la base de la Bolsa de Valores de Lima S/A)

## 5. Proveedores

El importe pagado a los suministradores de energía y proveedores asciende a S/ 1.251 millones, lo que supone un incremento con respecto al año 2014 de 6,06%. Alguno de los principales proveedores son los siguientes: Siemens S.A.C. y Skanska del Perú S.A. (ver anexo 4).

Los principales insumos que adquiere Edegel y que representan alrededor del 50% de los costos de generación son gas natural, energía, potencia y peaje; el detalle se encuentra en el Anexo 4. Proveedores y gastos de Edegel.

## 6. Gobierno corporativo y responsabilidad social

Edegel como parte de su política de buen Gobierno Corporativo ha elaborado el manual Normas Internas de Conducta el cual viene siendo aplicado por la empresa.

Respecto a la Responsabilidad Social, Edegel ha ejecutado proyectos de desarrollo socioeconómico tales como el Proyecto productivo Café Curibamba o el Proyecto productivo de crianza de cuyes. Además, se ejecutaron proyectos para la promoción integral del cuidado de la salud, tópicos médicos, campaña de salud entre otros, así como para reforzar la Infraestructura Básica (saneamiento y educación) y el desarrollo de capacidades (computación, charlas y protección del bosque Callahua).

## 7. Política de dividendos

Edegel hasta el año 2014 aprobó repartir el 100% de las utilidades disponibles; luego, en el año 2015, Edegel aprobó repartir hasta el 60% de las utilidades disponibles. El primer dividendo equivale al 50% de las utilidades acumuladas en el primer y segundo trimestre; el segundo dividendo equivale al 50% de las utilidades acumuladas en el tercer trimestre deducido el primer dividendo. El dividendo complementario corresponde hasta el 60% de la utilidad de libre disposición al cierre del ejercicio, pagadero en la fecha que determine la junta general obligatoria anual de accionistas, salvo que dicha junta acuerde modificar el destino del saldo de la utilidad de libre disposición no distribuida a cuenta durante el ejercicio.

Asimismo, los importes por distribuir y su fecha de pago, en su caso, son definidos por el directorio, en cada oportunidad, sobre la base de la disponibilidad de fondos, planes de inversión y el equilibrio financiero de la compañía.

**Tabla 1. Utilidad neta y dividendos repartidos**

Millones de S/	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Utilidad (pérdida) neta del ejercicio	202	286	307	439	557	469
Utilidad distribuible	181	257	277	395	502	422
Dividendos repartidos	181	257	277	395	502	253
Dividendos repartidos/Utilidad distribuible	100%	100%	100%	100%	100%	60%*

\*El cambio en la política de dividendos es por la ejecución del proyecto Curibamba que tenía la Edegel.  
Fuente: Elaboración propia, 2016. (Sobre la base de Superintendencia del Mercado de Valores S/A)

## 8. Clientes

Los clientes se dividen en clientes regulados y clientes libres, la descripción de cada tipo de cliente se muestra en el Anexo 1. Glosario.

Edegel, al 31 de diciembre de 2015, ha mantenido contratos firmados con 11 clientes libres y 9 regulados menor al número de cliente respecto al año 2014 (14 libres y 11 regulados). Los principales clientes regulados de la compañía son Edelnor y Luz de Sur, con un consumo de energía del 39% y 32%, respectivamente, (ver Anexo 5. Clientes).

Asimismo, cabe indicar que los clientes contratan potencia y energía. La potencia contratada por los clientes regulados corresponde el 55% del total de potencia contratada y la energía demandada por los mismos constituye el 57% de las ventas facturadas por energía como se muestra en el Anexo 5. Clientes

## 9. Financiamiento

El 59% de los pasivos financieros de Edegel tienen vencimientos menores a un año destinado al capital de trabajo y el 34% entre más de 1 año y 5 años correspondiente a gastos de capital. Al respecto, el 92% de la deuda consolidada (Edegel y Chinango) está en dólares americanos. Asimismo, el nivel de cobertura de la deuda al riesgo de variación de los tipos de interés es del 60% respecto al total de la deuda.

El 28% de los saldos de deuda corresponde a bonos y otros 28% corresponden a préstamos bancarios. En el caso de bonos, las tasas fluctúan entre 5,781% y 7,781% anual en dólares y entre 6,281% y 6,313% anual en soles.

En cuanto a los préstamos bancarios, se tiene una tasa trimestral variable en dólares que fluctúa entre  $\text{libor} + 0.73\%$  y  $\text{libor} + 3.70\%$  y solo se tiene un préstamo con tasa trimestral fija en dólares de 3.4%. Para el arrendamiento financiero (14% del total de los saldos de deuda), se paga una tasa trimestral variable en dólares de  $\text{libor} + 1.75\%$  (Ver anexo 6).

## 10. Análisis FODA

A continuación, se presenta el cuadro correspondiente al análisis FODA:

**Tabla 2. FODA**

FODA	
Fortalezas	Debilidades
<ul style="list-style-type: none"><li>• Empresa líder en la producción de energía.</li><li>• Importantes contratos de suministro de largo plazo, mantiene contrato a precio fijo para su abastecimiento de gas natural.</li><li>• Respaldo de know how del Grupo ENEL.</li><li>• Disminución de su deuda financiera.</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>• La Compañía y su subsidiaria tiene pendientes de resolver procesos judiciales y arbitrales, así como procedimientos administrativos y tributarios desde el año 2000 relacionados con las actividades que desarrollan.</li></ul>
Oportunidades	Amenazas
<ul style="list-style-type: none"><li>• Crecimiento de la demanda impulsado por el mayor dinamismo de los clientes libres (sector minero).</li><li>• Existe un progresivo crecimiento del consumo de electricidad de los hogares, los cuales están en función de sus mejores ingresos; y la incorporación de nuevos usuarios al sistema.</li><li>• Crecimiento del PBI de acuerdo a las proyecciones del BCRP que beneficiará al sector electricidad.</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>• En julio 2015 se suspendió hasta nuevo aviso el proceso de Suministro de Energía de Nuevas Centrales Hidroeléctricas organizada por Proinversión. El proyecto Curibamba con una potencia adicional de 12% para EDEGEL (192 MW) suspendido.</li><li>• Problemas sociales y</li><li>• Fenómenos naturales.</li></ul>

Fuente: Elaboración propia, 2016.



### Capítulo III. Descripción de la industria eléctrica

El mercado eléctrico está conformado por las empresas eléctricas, los clientes (libres y regulados) y los organismos normativos y supervisores del sector. Entre las empresas eléctricas, se encuentran las empresas generadoras de energía, transmisoras y distribuidoras.

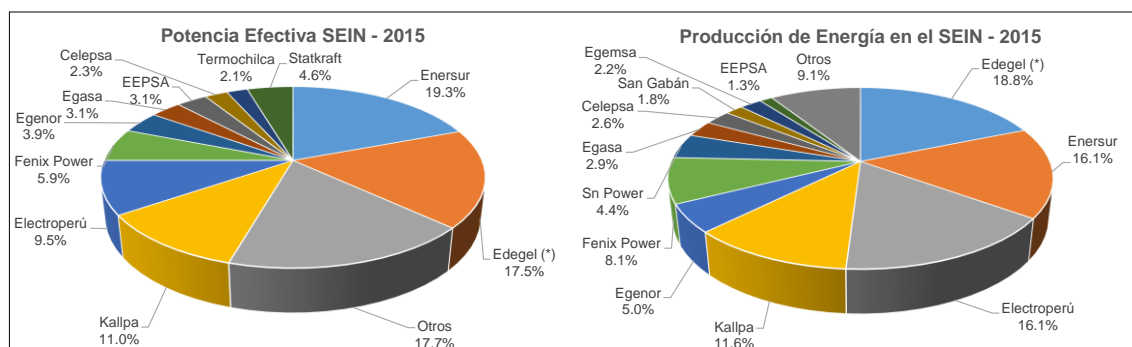
Las empresas de generación, transmisión, distribución eléctrica y clientes libres son agentes del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) que conforman el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES-SINAC), que es una entidad privada sin fines de lucro y con personería de derecho público; la entidad vela por la seguridad del abastecimiento de energía eléctrica de calidad a la población y en condiciones adecuadas para el desarrollo de las industrias. Es el intermediador encargado de la distribución económica de la electricidad debido a que la energía se produce cuando se solicita y no se almacena.

Por otro lado, cabe indicar que el Perú, ha tenido un buen desempeño económico, que, si bien muestra signos de ralentización, mantiene con el mejor desenvolvimiento de la región, lo cual va de la mano con una mayor demanda y producción eléctrica.

#### 1. Concentración geográfica

Según cifras oficiales del COES SINAC (2015), la potencia efectiva de las centrales de generación eléctrica, incluidas las centrales renovables no convencionales y las centrales de reserva fría de generación, fue 9.614 MW. De este total, Edegel (incluyendo su filial Chinango) tuvo una participación de 17,5%, según la Memoria Anual (2015). Asimismo, la producción de energía fue de 44.540 GWh, de lo cual un 18,8% correspondió a Edegel.

**Gráfico 2. Potencia efectiva y producción de energía en el SEIN 2015**



Fuente: Elaboración propia, 2016. (Sobre la base de COES SINAC 2015)

## 2. Formación de precios a nivel generación

El precio a nivel generación (PNG) fue creado a través del Artículo 29° La formación de los Precios a Nivel Generación para Usuarios Regulados de la Ley Para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica-Ley N° 28832 y reglamentado a través del Reglamento del Mecanismo de Compensación entre los Usuarios Regulados del SEIN.

De acuerdo con lo establecido en el Artículo 2° Del Precio a Nivel Generación del Reglamento del Mecanismo de Compensación, el PNG comprende los cargos tarifarios de capacidad y energía, sin considerar los cargos atribuibles a la transmisión y distribución eléctrica (ver Tabla 3). El PNG está dado por el Precio básico de potencia (PBP) aprobado por la Resolución de Consejo Directivo Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinerg N° 260-2004-OS/D), el cual se encuentra en función de los costos marginales de expansión. Otro componente del PNG es el Precio básico de energía (PBE), que está determinado por el precio marginal de operación. Este precio permite a las empresas obtener ingresos equivalentes a los ingresos que se hubieran obtenido en un mes en el mercado spot. El cálculo del PBE está determinado por la metodología PERSEO entre las variables por utilizar se encuentran la oferta y demanda de los últimos 12 meses; las proyecciones de oferta y demanda para los próximos 24 meses; información del Plan de obras; datos sobre los ciclos hidrológicos; los costos de los combustibles; entre otras.

**Tabla 3. Componentes de la tarifa regulada**

Componentes		Participación %	Tarifa	
Generación	Energía	36,40%	Tarifa en barra	Regulado cada año. Publicado por Osinergmin de acuerdo con el Procedimiento para la determinación del precio básico de potencia, aprobado mediante Resolución Osinerg N° 260-2004-OS-CD.
	Potencia	14,10%		
Transmisión	Sistema principal de transmisión	13,30%		
	Sistema secundario de Transmisión	3,50%		
Distribución	Valor agregado de distribución	32,70%	Tarifa de distribución	
Tarifa total regulada		<b>100%</b>		

Fuente: Elaboración propia, 2016. (Sobre la base de PCR 2014 y Osinergmin 2016)

### 3. Análisis de las fuerzas competitivas

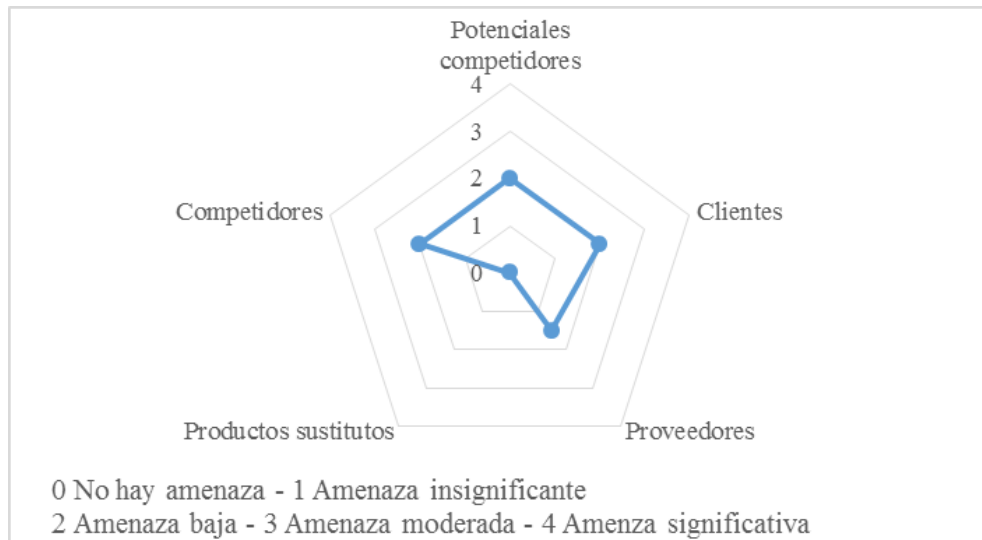
Debido a que la industria eléctrica se encuentra regulada, Edegel enfrenta bajas amenazas; sin embargo, a diferencia del sector de distribución de energía, el cual es un monopolio natural, sí pueden entrar otras empresas al sector de generación de energía. El análisis de cada uno de las Fuerzas de Porter se presenta en la Tabla 4.

**Tabla 4. Análisis de las cinco fuerzas de Porter**

Fuerzas de Porter	Puntaje
<b>Potenciales competidores</b>	2
El mercado se encuentra regulado por el Ministerio de Energía y Minas. Pueden entrar empresas de generación eléctrica, no obstante, Osinergmin determina la entrada y la producción eficiente de energía.	
<b>Clientes</b>	2
Los clientes libres pueden negociar el precio.	
<b>Proveedores</b>	1,5
El sector energético se encuentra regulado. No obstante, se negocian los precios de suministro de insumos.	
<b>Productos sustitutos</b>	0
La energía eléctrica no cuenta con sustitutos.	
<b>Competidores</b>	2
Sus principales competidores son Enersur y ElectroPerú.	

Fuente: Elaboración propia, 2016.

**Gráfico 3. Las cinco fuerzas de Porter de Edegel**



Fuente: Elaboración propia, 2016.

## Capítulo IV. Análisis financieros

### 1. Ratios financieros

**Tabla 5. Ratios financieros**

<b>Ratios Liquidez</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>
Liquidez corriente	0,82	0,85	0,99	0,95	1,28	0,93
Prueba ácida	0,64	0,71	0,83	0,83	1,12	0,81
Prueba de tesorería	1,04	1,22	1,43	1,24	1,78	1,08
<b>Ratios de solvencia o apalancamiento</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>
Apalancamiento financiero	1,81	1,71	1,59	1,54	1,46	1,44
Endeudamiento total	0,48	0,47	0,43	0,43	0,40	0,39
Endeudamiento activo fijo	0,46	0,43	0,40	0,37	0,38	0,32
Endeudamiento patrimonial	0,85	0,83	0,78	0,77	0,74	0,86
Cobertura de gastos financieros	4,38	4,91	10,18	14,04	18,01	17,09
<b>Ratios de gestión</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>
Periodo medio de cobranza (días)		32	33	38	35	50
Período medio inmov. de existencias (días)		29	26	28	25	24
Período medio de pagos (días)		42	55	98	89	65
Rotación activo total		0,30	0,34	0,31	0,37	0,41
Rotación activo fijo		0,35	0,40	0,38	0,46	0,51
<b>Ratios de rentabilidad</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>
Margen bruto	35,24%	40,8%	39,0%	38,1%	40,7%	40,6%
Margen operativo	32,48%	37,8%	36,6%	42,8%	41,4%	37,0%
Margen neto	20,99%	22,5%	25,4%	31,8%	32,8%	25,5%
<b>Ratios de rentabilidad</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>
ROA	5,28%	6,7%	8,5%	9,9%	12,3%	10,6%
ROE	10,20%	12,6%	15,0%	17,3%	20,6%	17,5%
Dupont ROE	10,20%	12,6%	15,0%	17,3%	20,6%	17,5%
<b>Descomposición dupont ROE</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>
Utilidad neta/ventas (eficiencia operativa)	0,21	0,22	0,25	0,32	0,33	0,25
Ventas/total activo (eficiencia uso de activos)	0,25	0,30	0,34	0,31	0,37	0,42
Total activo/Patrimonio (apalancamiento)	1,93	1,87	1,76	1,75	1,67	1,65

Fuente: Elaboración propia, 2016 (Sobre la base de Superintendencia del Mercado de Valores)

**1.1 Ratios de Liquidez:** En el año 2015, el ratio de liquidez presentó deterioro debido al incremento de los pasivos corrientes financieros de LP (S/ 142.3 millones), debido al vencimiento de la deuda financiera correspondiente al cuarto programa de bonos (julio y septiembre 2016) y préstamo bancario con el Bank of Nova Scotia. Este desempeño no es el mejor ya que la empresa está en riesgo de no cumplir con sus pagos (ver Anexo 8).

**1.2 Ratios de gestión:** Edegel ha incrementado significativamente su promedio de cobro en el año 2015 debido a que se han duplicado sus ventas al crédito de clientes libres. En el caso de las cuentas por pagar del 2015, el promedio de pago de las deudas ha disminuido debido

al pago de proveedores de obras en curso (de S/ 85,6 millones a S/ 33,6 millones). Por lo tanto, Edegel aún mantiene calzado el cobro de sus cuentas con respecto al pago de sus deudas (cobra a 50 días y paga a 65 días). Es importante indicar que el periodo medio de inventarios (26 días) corresponde al petróleo almacenado para la producción de energía, así como a los materiales para mantenimiento de la planta y equipos.

**1.3 Ratios de solvencia:** Edegel cuenta con un adecuado nivel de apalancamiento financiero (1,55 promedio de los últimos 5 años), así como un mínimo nivel de endeudamiento; por lo tanto, la empresa no ha dependido de préstamos durante su operatividad. Al 2015, la utilidad operativa cubre 17 veces los gastos financieros de la empresa, menor respecto al 2014, esta reducción en la cobertura de gastos financieros es producto del incremento en los gastos de administración debido al deterioro de las cuentas por cobrar y el incremento en el pago de servicios a terceros.

**1.4 Ratios de rentabilidad:** Los indicadores de rentabilidad confirman los niveles de eficiencia en la generación de utilidades realizada por Edegel en los últimos 5 años; sin embargo, desde el año 2014, la empresa ha disminuido el crecimiento generado en los años precedentes debido al incremento de los gastos de administración por el reciente registro de deterioro de cuentas por cobrar (S/ 22.7 millones), la disminución de otros ingresos operativos por la reducción de los ingresos por reembolso por daño material (de S/ 43.7 millones a S/ 8.7 millones). Por otro lado, también se debe tomar en cuenta el incremento en el tipo de cambio, que ha generado pérdidas por S/ 8.6 millones.

**1.5 Rentabilidad respecto al activo y patrimonio:** Edegel muestra una reducción en los ratios de rentabilidad del ROA de 1,7% y del ROE de 3,0%, en el año 2015 con respecto al año 2014, debido a la menor generación de utilidades en el año 2015. Esto significa que la empresa no generó las condiciones adecuadas para mantener su nivel de eficiencia respecto a los recursos con los que cuenta, como, por ejemplo, en la generación de pérdidas por tipo de cambio y poca eficiencia en el recupero de deudas deterioradas, entre otros.

## **2. Riesgos identificados**

La empresa está expuesta al riesgo de mercado (incluye el riesgo de tipo de cambio y riesgo de tasa de interés), riesgo de crédito y riesgo de liquidez, entre otros. La gerencia de la empresa gestiona dichos riesgos a fin de identificar, evaluar y decidir, de ser conveniente, la contratación de coberturas en base a lineamientos del directorio (ver Anexo 7).

## Capítulo V. Valorización

### 1. Estimación del WACC

#### 1.1. Supuestos para el cálculo del WACC por el método del CAPM

- Costo de Capital ( $K_e$ ): Respecto a la tasa libre de riesgo, se ha tomado el Treasury de 10 años publicada por el BCRP al mes de julio de 2016 porque es el que considera información actualizada. Para el caso del Beta, éste ha sido obtenido de Bloomberg. En el Anexo 10. Cálculo del WACC y Betapodemos identificar el Beta de Edegel respecto a otras empresas con el mismo giro de negocio a nivel mundial.
- Prima de Riesgo: Se ha tomado información de Damodaran del 25/07/2016. Se eligió la media geométrica del periodo comprendido entre 1928 y 2014 debido a que recoge toda la historia del mercado.
- Riesgo país: Se calculó con data del BCRP al mes de julio de 2016 ajustado por el lambda.
- Costo de la deuda ( $K_d$ ): Edegel registra deuda por bonos, préstamos bancarios, leasing e instrumentos derivados en una mínima proporción. Para determinar la tasa a valor de mercado de los bonos, se eligieron las tasas de los bonos de EDEGEL, que muestran la página de la Superintendencia de Banca, Seguros y AFP al 17 de junio de 2016 y así, según la concentración de cada tipo de deuda, obtener un único costo de la deuda. Los bonos de Edegel se pueden apreciar en el Anexo 6. Bonos de Edegel.
- Tasa Imponible: De acuerdo a lo establecido por SUNAT existe una reducción gradual del Impuesto a la Renta (IR). El IR a partir del año 2017 al 2018 será de 27% y a partir de año 2019 en adelante de 26%.

El detalle del cálculo de WACC se encuentra en el Anexo 10. De acuerdo con los supuestos expuestos, se obtiene un WACC de 7.81%, 7,55%, 8,06%, 8,30% y 8,59% para los años del 2016 al 2020, respectivamente.

## 2. Método de flujos de caja descontados

### 2.1. Supuestos

Los supuestos generales se plantean en la siguiente tabla.

**Tabla 6. Supuestos del flujo de caja descontado**

Supuestos
<b>Ingresos</b>
<p>La proyección de las ventas de energía de Edegel se desarrolló bajo el enfoque Top-Down. La demanda de energía de la industria eléctrica ha sido proyectadas a través del modelo econométrico de serie de tiempo Corrección de Errores (modelo usado por OSINERGMIN en Informe N° 0219-2016-GRT). El modelo considera como variables explicativas el PBI, la población del SEIN y la Tarifa establecida por Osinergmin, las cuales muestran coherencia.</p> <p>Para determinar la generación de energía correspondiente a Edegel se empleó la participación de mercado de la empresa en el SEIN. A éste ingreso se adiciona el ingreso por potencia contratada y venta de energía en mercado Spot. Los resultados de la proyección de demanda se encuentran en el Anexo 11.</p>
<b>Costo de Ventas</b>
<p>Los costos de venta de Edegel del 2011 al 2015 respecto a las ventas se encuentran entre 59.2% y 61.9%. Para la proyección se ha considerado el 60%, ya que el costo de generación promedio es del 60% de sus ingresos, debido a la estabilidad en los precios de suministros pactados en sus contratos.</p> <p>Es importante indicar que la variación de costos no registra cambios significativos en los últimos 5 años, ya que la empresa cuenta con contratos de compra de insumos a precios pactados. En el Anexo 11 <span style="color: red;">¡Error! El resultado no es válido para una tabla.</span> se puede observar mayor detalle del presente concepto.</p>
<b>Gastos Administrativos</b>
<p>Los Gastos Administrativos respecto a las ventas fluctúan entre 3% y 5%. Para la proyección se consideró el promedio de los años 2011 al 2014, el cual es 3.4% y para el caso del deterioro de las cuentas por cobrar se consideró la morosidad bancaria promedio del mes de mayo 2016, el cual asciende a 2.86%. El detalle de los conceptos que compone esta deuda se pueden observar en el Anexo 11.</p>
<b>Otros ingresos operativos</b>
<p>Los ingresos operativos respecto a las ventas fluctúan entre 0.6% y 8.3% (incluyendo reembolsos por daño material). Para la proyección se ha considerado el factor de 1.0% (promedio de los últimos 03 años). El detalle de los conceptos del ingreso operativo se puede observar en el <span style="color: red;">¡Error! El resultado no es válido para una tabla.</span></p>
<b>Ingresos financieros</b>
<p>Para la proyección de esta variable, se consideró el crecimiento del efectivo dado por el crecimiento del EBITDA de los años en proyección, del cual se dispone, para depósitos a largo plazo, el 65% del efectivo, aplicando el 3.6% de tasa activa al depósito resultante. El detalle de los conceptos de los ingresos financieros se puede observar en el Anexo 11.</p>
<b>Gastos financieros/Deuda</b>
<p>Se consideró el comportamiento histórico entre los años 2011 y 2015. El detalle de los conceptos de los gastos financieros se puede observar en el <span style="color: red;">¡Error! El resultado no es válido para una tabla.</span></p>
<b>Diferencias de cambio neto</b>

Supuestos
Para la proyección, se consideró la deuda contraída en dólares, la cual se clasifica en bonos, préstamos bancarios, arrendamiento financiero e instrumentos derivados. Para tal fin, se obtuvo del BCRP el tipo de cambio proyectado en el periodo de estudio y las variaciones de tipo de cambio entre año y año. Es importante indicar que se está considerando que Edegel no contraerá deuda en dólares durante el periodo de análisis, ya que aún no se define la ejecución del proyecto Curibamba. El detalle del cálculo de las diferencias de cambio neto se puede observar en el <a href="#">Error! El resultado no es válido para una tabla.</a>
Participación en asociadas
Se consideró la participación de acciones de Edegel (3,996592%) en la empresa Enel Brasil. Dicha participación es multiplicada por la utilidad neta de Enel Brasil en moneda nacional (soles); para la utilidad neta se consideró una disminución de (-1%) con respecto al resultado del año 2015. El detalle de la proyección se puede observar en el Anexo 11. <b>Supuestos de proyección</b>
Depreciación del ejercicio
Esta variable se proyectó considerando el modelo de línea recta con un periodo de 19 años, la depreciación se incrementa por las inversiones en capital (capex) que realiza la empresa y está sujeta al mismo periodo lineal de depreciación. El detalle del cálculo de la depreciación proyectada se puede observar en el Anexo 11.
CAPEX
Para la proyección de esta variable, se consideró la relación existente entre la inversión en capital y la cantidad de producción (Gwh) vendida, ya que Edegel invierte en este concepto con el fin de mantener y/o incrementar su capacidad productiva. Se identificó que la empresa invierte en promedio S/ 32 mil para generar 1 GWh adicional de producción. Es conveniente indicar que la empresa asumirá la inversión de CAPEX con recursos propios, incluso desde el año 2009 no se endeuda para este fin. El detalle del cálculo de CAPEX proyectado se puede observar en el <b>Anexo 11.</b>
Incremento de capital de trabajo:
Esta variable se proyectó en función del comportamiento de la caja mínima, las cuentas por cobrar, los inventarios y las cuentas por pagar. Para ello se proyectaron las cuentas del estado de situación financiera en función del comportamiento histórico entre los años 2011 y 2015. El detalle del cálculo realizado para la proyección de este concepto se puede observar en el <a href="#">Error! El resultado no es válido para una tabla.</a>

Fuente: Elaboración propia, 2016.

En el Anexo 12. Proyecciones flujo de caja descontado se muestran las proyecciones realizadas bajo el método del flujo de caja descontado.

## 2.2. Valor estimado

Como resultado de la evaluación por el método del flujo de caja descontado, el valor económico de Edegel es S/ 7 480 millones y un precio por acción de S/ 2,86. Cabe mencionar que los ingresos, durante los años 2016 y 2020, se verán afectados por la rebaja en las tarifas de generación, así como por una ligera disminución en la participación en ventas, debido a que ingresará 3 809 MW al SEIN durante los años 2015 al 2018.



### 3. Método de múltiplo

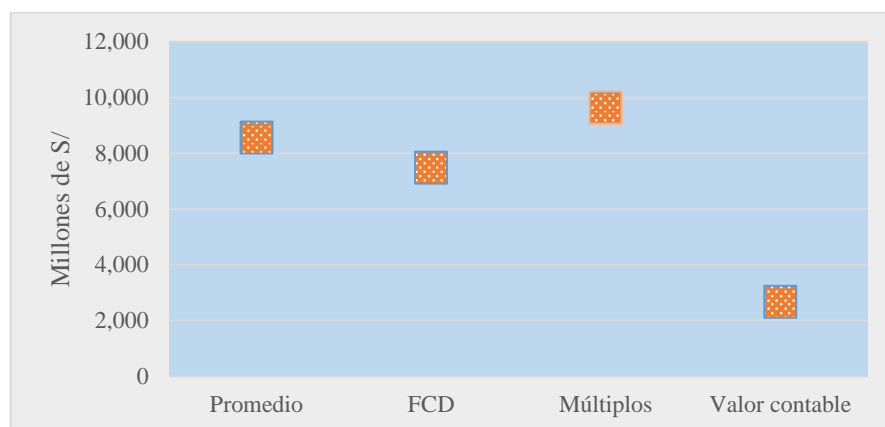
Para la valorización por este método se seleccionó un conjunto de compañías independientes dedicadas a la generación eléctrica que operen alrededor del mundo de acuerdo al Sistema de Clasificación Industrial Estándar (SIC) de acuerdo a la metodología del Anexo 13.

Considerando el promedio de los ratios P/E y EV/EBITDA se calculó el valor de la compañía y se obtuvo el valor de S/. 9 630 millones y un precio por acción de S/ 3,47. Cabe indicar que se consideró incluir la evolución de los múltiplos de los años 2013 a 2015, con el fin de representar la estabilidad de los múltiplos a lo largo del tiempo en las empresas del sector ver Anexo 14.

### 4. Resumen de valorización

El valor de la empresa es S/ 7 480 millones y S/ 9 630 millones a partir de la valorización por flujo de caja descontado y múltiplo, respectivamente. De otro lado, el valor promedio es de S/ 8 555 millones.

**Gráfico 4. Precio de la acción de Edegel S.A.A.**



Fuente: Elaboración propia, 2016.

### 5. Análisis de sensibilidad

Se sensibilizaron las variables PNG, WACC, consumo de energía eléctrica y participación de mercado. Al realizar el análisis de sensibilidad detallado en el Anexo 15, se obtiene el siguiente resumen de comportamiento del precio de la acción:

**Tabla 7. Comportamiento de precio de la acción**

Variable a sensibilizada	Valor mínimo	Variación	Valor máximo	Variación en precio de la acción	Incremento de variable	Reducción de variable
Precio a nivel generación	0.15	0.05	0.22	0.051	↑	↓
WACC	3.00%	0.50%	10.00%	-0.014	↓	↑
Consumo de energía	20,000	5,000	90,000	0.062	↑	↓
Participación de mercado	13%	0.50%	20%	0.019	↑	↓

Fuente: Elaboración propia, 2016.

Así mismo, se realizó un análisis de sensibilidad en @Risk para determinar la probabilidad de obtener Utilidad Neta 0 (Ver Anexo 16). Es decir, no generar valor en la empresa y sus accionistas, de esto se obtuvo que Edegel como mínimo, debería registrar los siguientes ingresos para cada año:

**Tabla 8. Probabilidad de generación de utilidades netas 0**

Probabilidad de Utilidad Neta "0"					
S/ (Miles de soles)	2016	2017	2018	2019	2020
Ingresos totales	1,223,565	1,180,210	1,178,757	1,207,558	1,284,601
Utilidad Neta	0	0		0	0
<b>Probabilidad</b>	<b>3.8%</b>	<b>2.3%</b>	<b>2.2%</b>	<b>3.1%</b>	<b>7.1%</b>

**Parámetros Distribución Normal**

Media	1,572,167
Desviación Estándar	196,335

Fuente: Elaboración propia, 2016.

**6. Conclusión**

Edegel es una empresa rentable y sostenible, ya que sus ingresos se encuentran asegurados en los próximos años, al contar con contratos regulados y de largo plazo. Según las proyecciones realizadas en el presente trabajo, ajustadas a las ya realizadas por los organismos reguladores (Osinermin, COES, SEIN), el consumo de energía eléctrica se incrementará en un 47% hasta el año 2020, lo cual es un excelente escenario para Edegel, pues mantendrá el ritmo de crecimiento promedio de su utilidad neta de 7%.

Como resultado de las valorizaciones, por el método de flujo de caja descontado y por múltiplos, se concluye que el precio de la acción se encuentra subvaluada. Por lo tanto, se recomienda comprar o mantener la acción.

## **Bibliografía**

Banco Central de Reserva del Perú (S/A) “Encuesta de Expectativas Macroeconómicas de Tipo de Cambio”. Sección: Estadísticas. En: El portal del BCRP. Fecha de consulta: 11/04/2016. <[www.bcrp.gob.pe/docs/Estadisticas/Encuestas/Expectativas-PBI.xls](http://www.bcrp.gob.pe/docs/Estadisticas/Encuestas/Expectativas-PBI.xls)>

Banco Central de Reserva del Perú (2016). “Producto Bruto Interno por Tipo de Gasto 1950 - 2015”. Sección: Estadísticas. En: el portal del BCRP. Fecha de consulta: 11/04/2016. <[www.bcrp.gob.pe/docs/Estadisticas/Cuadros-Anuales/ACuadro\\_03.xls](http://www.bcrp.gob.pe/docs/Estadisticas/Cuadros-Anuales/ACuadro_03.xls)>

Bloomberg (2016 a). Betas. Lima: Universidad del Pacífico. Fecha de consulta: 14/05/2016.

Bloomberg (2016 b). Descripción de empresas eléctricas. Lima: Universidad del Pacífico. Fecha de consulta: 14/05/2016.

Bloomberg (2016 c). Información Financiera. Lima: Universidad del Pacífico. Fecha de consulta: 14/05/2016.

Bolsa de Valores de Lima (S/A). Histórico de Cotizaciones Edegec1. Sección: Histórico de Cotizaciones. En: el portal de la BVL. Fecha de Consulta: 30/04/016. <[http://www.bvl.com.pe/inf\\_cotizaciones70051\\_RURFR0VMQzE.html](http://www.bvl.com.pe/inf_cotizaciones70051_RURFR0VMQzE.html)>

COES SINAC (2015a). El Sistema Interconectado Nacional: Situación Actual y Perspectivas de Mediano y Largo Plazo (febrero 2015). Sección: Foros. En: el portal de Sociedad de Comercio Exterior del Perú. Fecha de consulta 01/05/2016. <[http://www.comexperu.org.pe/media/files/foro/foro\\_20150210/Presentaci%C3%B3n%20del%20Sr.%20C%C3%A9sar%20Butr%C3%B3n.pdf](http://www.comexperu.org.pe/media/files/foro/foro_20150210/Presentaci%C3%B3n%20del%20Sr.%20C%C3%A9sar%20Butr%C3%B3n.pdf)>

COES SINAC (2015b). Memoria Anual 2015. Sección: Publicaciones. En: el portal de COES. Fecha de consulta: 02/03/2016. <<http://www.coes.org.pe/Portal/Publicaciones/Memorias/>>

Congreso de la República (1997). Ley Antimonopolio y Antioligopolio en el Sector Eléctrico (Ley N° 26876). Sección: Administrador de Biblioteca. En Indecopi. 19 de noviembre de 1997. Fecha de consulta: 02/02/2016. <[https://www.indecopi.gob.pe/administrador-biblioteca?p\\_p\\_id=3&p\\_p\\_lifecycle=0&p\\_p\\_status=maximized&p\\_p\\_mode=view&\\_3\\_struts\\_action=%2Fsearch%2Fsearch&\\_3\\_redirect=%2Fadministrador-biblioteca&\\_3\\_keywords=ley+antimonopolio&\\_3\\_groupId=0&\\_3\\_INSTANCE\\_MenuBusq\\_search.x=0&\\_3\\_INSTANCE\\_MenuBusq\\_search.y=0](https://www.indecopi.gob.pe/administrador-biblioteca?p_p_id=3&p_p_lifecycle=0&p_p_status=maximized&p_p_mode=view&_3_struts_action=%2Fsearch%2Fsearch&_3_redirect=%2Fadministrador-biblioteca&_3_keywords=ley+antimonopolio&_3_groupId=0&_3_INSTANCE_MenuBusq_search.x=0&_3_INSTANCE_MenuBusq_search.y=0)>

Congreso de la República (2006). Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica (Ley N° 28832). Sección: marco legal. En: Osinergmin. 23 de julio de 2006. Fecha de consulta: 02/02/2016. <<http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/institucional/regulacion-tarifaria/procesos-regulatorios/electricidad/precio-a-nivel-generacion-y-mecanismo-usuarios-sein>>

Consejo Directivo del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (2016). Resolución de Consejo Directivo del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería Osinergmin N° 074-2016-OS/CD. Sección: Precio Nivel Generación. En: Osinergmin. 12 de abril de 2016. Fecha de consulta: 16/05/2016. <<http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/institucional/regulacion-tarifaria/procesos-regulatorios/electricidad/precio-a-nivel-generacion-y-mecanismo-usuarios-sein>>

Damodaran, Aswath. Annual Returns on Stock, T.Bonds and T.Bills: 1928 – Current (S/A). En: Home Page for Aswath Damodaran. Fecha de consulta: 25/07/2016. <[http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New\\_Home\\_Page/datafile/histretSP.html](http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/histretSP.html)>

Gerencia de Políticas y Análisis Económico – Osinergmin (2016a). Informe Técnico GPA-14-2016 Osinergmin Propuesta de Modificación de los Precios en Barra. Sección: Precio a Nivel Generación. En: el portal de Osinergmin. 7 de marzo de 2016. Fecha de Consulta: 16/05/2016. <<http://www2.osinerg.gob.pe/Resoluciones/pdf/2016/Informe-No.0014-2016-GART.pdf>>

Gerencia de Política y Análisis Económico – Osinergmin (2016b). Informe Técnico GPA-24-2016 Osinergmin Respuesta a los Comentarios del Informe Técnico GPA-14-2016. Sección: Regulación Tarifaria. En: el portal de Osinergmin. 7 de abril de 2016. Fecha de Consulta: 16/05/2016. <<http://www2.osinerg.gob.pe/Resoluciones/pdf/2016/Informe-No.0024-2016-GPA.pdf>>

Gobierno de Emergencia y Reconstrucción Nacional (1992). Ley de Concesiones Eléctricas (Decreto Ley N° 25844). Sección normativa. En: Osinergmin. 19 de noviembre de 1992. Fecha de consulta: 02/02/2016. <[https://www.osinergmin.gob.pe/Paginas/CartasServicio/uploads/electricidad/normativa/LEY\\_CONCESIONES\\_ELECTRICAS.pdf](https://www.osinergmin.gob.pe/Paginas/CartasServicio/uploads/electricidad/normativa/LEY_CONCESIONES_ELECTRICAS.pdf)>

Pacific Credit Rating (2016). Informe de actualización de clasificación de riesgo de Edegel S.A.A. y Subsidiaria. En: el portal de Pacific Credit Rating. 19 de enero de 2016. Fecha de Consulta: 16/05/2016. <<http://www.ratingspcr.com/uploads/2/5/8/5/25856651/edegel-201509-fin-v2.pdf>>

Pinto, Jerald *et al.* (2007). *Equity Asset Valuation*. Estados Unidos de América: CFA Institute Investment Series.

Presidencia de la República del Perú y Ministerio de Energía y Minas. (1993). Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (Decreto Supremo N° 009-93-EM). Sección: marco legal. En: Osinergmin. 25 de febrero de 1993. Fecha de consulta: 02/02/2016 <<http://www2.osinerg.gob.pe/MarcoLegal/pdf/REGLACE.pdf>>

Presidencia de la República del Perú y Ministerio de Energía y Minas (2007a). Reglamento de Mecanismos de Compensación entre los Usuarios Regulados del SEIN (Decreto Supremo N° 019-2007-EM). Sección: Precio Nivel Generación. En: Osinergmin. 6 de abril de 2007. Fecha de consulta: 09/02/2016. <[http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro\\_documental/PlantillaMarcoLegalBusqueda/Decreto%20Supremo%20N%C2%B0%20019-2007-EM%20-%20Reglamento%20Mecanismo%20de%20Compensaci%C3%B3n%20Usuarios%20Regulados.pdf](http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/PlantillaMarcoLegalBusqueda/Decreto%20Supremo%20N%C2%B0%20019-2007-EM%20-%20Reglamento%20Mecanismo%20de%20Compensaci%C3%B3n%20Usuarios%20Regulados.pdf)>

Presidencia de la República del Perú y Ministerio de Energía y Minas (2007b). Reglamento de Mecanismos de Compensación entre los Usuarios Regulados del SEIN. Sección: Precio a Nivel Generación. En: el portal de Osinergmin. 6 de abril de 2007. Fecha de consulta: 16/05/2016. <[http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro\\_documental/gart/procesosregulatorios/electricidad/precio-a-nivel-generacion-y-mecanismo-usuarios-sein/normatividad/SEIN.pdf](http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/gart/procesosregulatorios/electricidad/precio-a-nivel-generacion-y-mecanismo-usuarios-sein/normatividad/SEIN.pdf)>

SEIN (S/A). Proyección de Demanda del SEIN. Sección: Regulación Tarifaria. En: el portal de Osinergmin. Fecha de consulta: 13/02/2016. <<http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/institucional/regulacion-tarifaria/procesos-regulatorios/electricidad/tarifas-en-barra/proc-fijacion-mayo2016-abril2017/9-resolucion-de-precios-en-barra>>.

Superintendencia de Banca, Seguros y AFP (2016). Renta Fija. Sección: Renta Fija. En: el portal de la SBS. Fecha de consulta: 17/06/2016. <[http://www.sbs.gob.pe/app/pu/CCID/Paginas/vp\\_rentafija.aspx](http://www.sbs.gob.pe/app/pu/CCID/Paginas/vp_rentafija.aspx)>

Superintendencia Nacional de Administración Tributaria (2016). “Reajustes de tasas y modificación de normas relacionadas con el Impuesto a la Renta para el ejercicio 2015”. Sección: Impuesto a la Renta. En el portal de Sunat. Fecha de consulta: 30/05/2016. <[http://eboletin.sunat.gob.pe/index.php?option=com\\_content&view=article&id=203](http://eboletin.sunat.gob.pe/index.php?option=com_content&view=article&id=203)>

Superintendencia del Mercado de Valores (2015). “Memoria Anual e Informe de Sostenibilidad 2015”. Sección: Memorias. En: Portal de la SMV. Fecha de consulta: 01/06/2016. <<http://www.smv.gob.pe/ConsultasP8/temp/Memoria%202015%20EDG%20-%20JOA%20FINAL.pdf>>

Superintendencia de Mercado de Valores (S/A a). Memorias Anuales de Edegel S.A.A. del 2011 al 2015. Sección: Memorias Anuales. En: SMV. Fecha de consulta marzo y abril de 2016. <[http://www.smv.gob.pe/Frm\\_Memorias.aspx?data=2621C038EC1F2286F1B4681A9C105FF3BFF6119339](http://www.smv.gob.pe/Frm_Memorias.aspx?data=2621C038EC1F2286F1B4681A9C105FF3BFF6119339)>

Superintendencia de Mercado de Valores (S/A b). Estados Financieros Auditados del 2011 al 2015. Sección: Información Financiera. En: SMV. Fecha de Consulta: 16/05/2016. <Url: [http://www.smv.gob.pe/Frm\\_InformacioFinanciera.aspx?data=B37E1F75259C715714B3FF7F757B4C221A992ECE54](http://www.smv.gob.pe/Frm_InformacioFinanciera.aspx?data=B37E1F75259C715714B3FF7F757B4C221A992ECE54)>.

Osinergmin (S/A). Factor de Actualización del Precio a Nivel Generación (2011-2016). Sección: Precio a Nivel Generación. En: el portal de Osinergmin. Fecha de Consulta 20/05/2016. <<http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/institucional/regulacion-tarifaria/procesos-regulatorios/electricidad/precio-a-nivel-generacion-y-mecanismo-usuarios-sein>>

## **Anexos**

## **Anexo 1. Glosario**

**Clientes regulados:** Son aquellos que se encuentran regulados por el precio de la energía y potencia, con una demanda máxima contratada de 200 kW. Aquellos usuarios cuya máxima demanda anual sea mayor de 200 KW hasta 2500 KW tienen derecho a elegir entre la condición de cliente regulado o libre en concordancia con lo establecido en el Reglamento de usuarios libres de electricidad.

**Clientes libres:** Son aquellos usuarios que no están sujetos a regulación de precios por la energía o potencia que consumen, cuya demanda es superior a 2500 KW. Entre los clientes libres se encuentran los grandes usuarios o agrupaciones de usuarios libres quienes contratan una potencia igual o mayor a 10 MW.

**Potencia:** Es el producto de la potencia eléctrica (KW) por el tiempo, expresado en horas (h). Se mide en Kilowatts-hora (KWh)

**Energía:** Es la energía eléctrica generada, transferida o usada en la unidad de tiempo. Se mide en KW (Kilowatt)

**Potencia instalada:** Es la capacidad de energía que se puede generar y entregar una central eléctrica en condiciones ideales.

**Factor de carga:** El factor de carga de una central eléctrica es la relación existente entre la energía real generada por la central eléctrica anualmente y la energía generada a plena capacidad.

**Potencia efectiva:** Indica la capacidad real de energía que las centrales pueden entregar de forma continua al mercado eléctrico. Este valor se determina usando el “factor de planta”, el cual depende de la capacidad de las turbinas, la ubicación de la central, entre otros factores.

**Concesiones Definitivas:** Concesiones otorgadas por plazo indefinido.

**Generación de Energía:** La generación de la Energía Eléctrica se realiza en las Centrales Eléctricas que son locales donde se efectúan las transformaciones de un tipo de energía

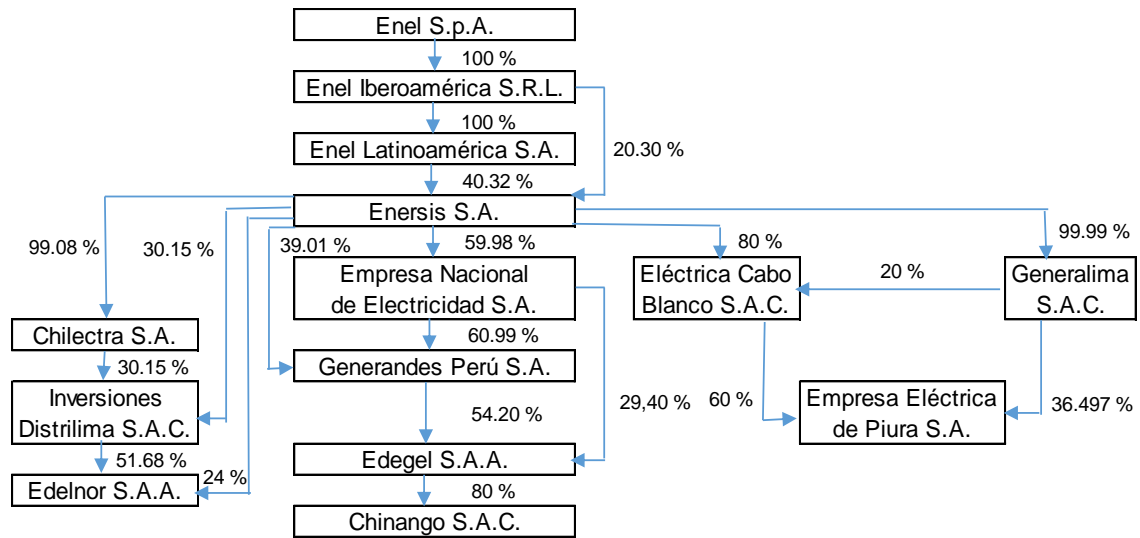


(hidráulica, térmica, solar, atómica, etc.) en energía eléctrica a través de máquinas denominadas generadores eléctricos y turbinas acoplados mecánicamente entre sí.

**Transmisión de Energía Eléctrica:** Los Centros de Generación de Energía Hidroeléctrica normalmente se encuentran alejadas de los Centros de consumo, por lo cual la energía generada en las Centrales Eléctricas debe ser transportadas a los distintos puntos del país. El transporte de energía se realiza con tensiones o voltajes elevados considerando las distancias y por razones técnico-económicos basados en factores de pérdidas, costos de estructuras apropiadas y conductoras, etc. La Energía generada en las Centrales Hidroeléctricas salen del patio de maniobras con tensiones de 220.000 Voltios y llega a los distintos Centros de Distribución donde la tensión es reducida para la subtransmisión en 66.000 Voltios o para distribución primaria de 23.000 Voltios, que permiten el suministro de energía eléctrica a los consumidores ubicados en las zonas urbanas, sub-urbanas y rurales.

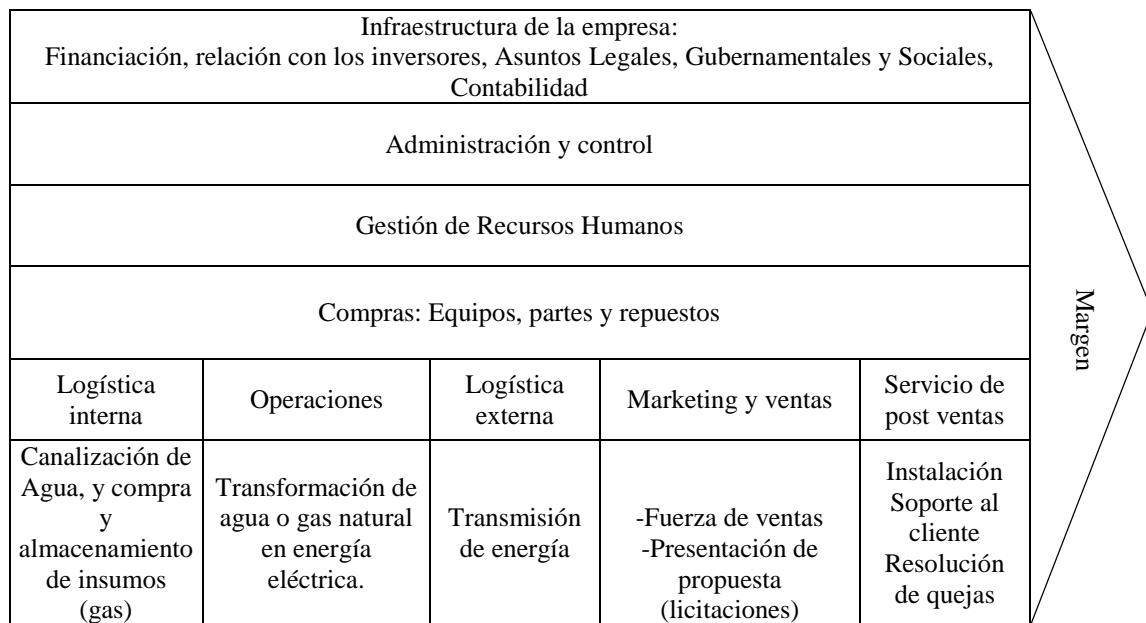
## Anexo 2. Grupo Enel - Edegel

**Gráfico 5. Grupo Enel**



Fuente: Elaboración propia, 2016 (sobre la base de Superintendencia del Mercado de Valores S/A a)

**Gráfico 6. Cadena de Valor**

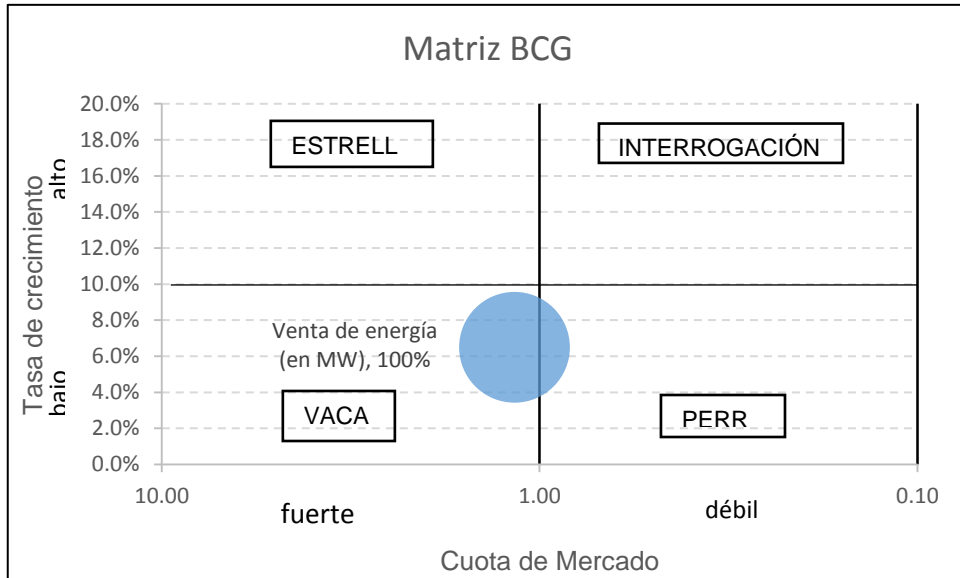


Fuente: Elaboración propia, 2016

Las actividades primarias de Edegel están apoyadas por la canalización de agua y compra de gas que serán transformadas en energía. La energía será transmitida para reducir su voltaje a una central y luego será distribuida a sus clientes libres y regulados.

Entre las actividades de soporte se encuentra la compra de equipos, partes y repuestos esenciales para el funcionamiento de los generadores; gestión de recursos humanos, administración y control, entre otras.

**Gráfico 7. Matriz BCG Edegel**



Fuente: Elaboración propia, 2016. (Sobre la base de COES SINAC 2015)

Edegel es la empresa líder en generación eléctrica; no obstante, tiene un bajo crecimiento de venta de energía. De acuerdo a la matriz de Boston Consulting Group, Edegel es una empresa Vaca, el mismo que se ve reflejado en el siguiente gráfico.

### Anexo 3. Potencia efectiva de las centrales de Edegel

**Tabla 9. Potencia efectiva de las centrales de Edegel**

Empresa	Central	Potencia efectiva (MW) 2015	Capacidad de producción (2015)	Capacidad máxima de producción
EDEGEL	Huinco	267.8	1,344.22	1,344.22
	Matucana	137.0	933.69	933.69
	Callahuanca	84.2	643.28	643.28
	Moyopampa	69.2	580.73	580.73
	Huampani	30.2	239.16	239.16
CHINANGO (*)	Yanango	42.6	242.56	242.56
	Chimay	152.2	926.62	926.62
<b>Subtotal hidráulicas</b>		<b>783.2</b>	<b>4,910.17</b>	<b>4,910.17</b>
EDEGEL	Santa Rosa	418.6	773.72	3,116.90
	Ventanilla	483.8	2,788.66	3,602.38
<b>Subtotal térmicas</b>		<b>902.4</b>	<b>3,562.39</b>	<b>6,719.27</b>
<b>Total</b>		<b>1,685.5</b>	<b>8,472.55</b>	<b>11,629.44</b>

\*A partir del 31/05/2009, Yanango y Chimay pasaron a formar parte de la subsidiaria

Chinango S.A.C

Fuente: Superintendencia del Mercado de Valores S/A a.

#### Anexo 4. Proveedores y gastos de Edegel

**Tabla 10. Proveedores**

N°	Proveedor	N°	Proveedor
1	Siemens S.A.C.	8	Securitas S.A.C.
2	Skanska del Perú S.A.	9	Cementos Pacasmayo S.A.A.
3	Reivax S.A. Automacao e Controle	10	Cobra Perú S.A.
4	Yikanomi Contratistas Generales S.A.C.	11	Consortio Camisea
5	Siemens Energy, INC	12	Transportadora de Gas del Perú S.A.
6	Servicios Generales Hidráulicos	13	Gas Natural de Lima y Callao S.R.L
7	DIM Perú S.R.L.	14	Petróleos del Perú S.A

Fuente: Elaboración propia, 2016. (Sobre la base de Superintendencia del Mercado de Valores S/A a)

**Tabla 11. Principales insumos de Edegel**

Principales insumos de Edegel que representa más del 50% de los gastos.
Gas Natural (suministro, transporte y distribución). El Consortio Camisea, la empresa Transportadora de Gas del Perú S.A. (TGP) y la empresa Gas Natural de Lima y Callao S.R.L., empresas no relacionada a Edegel, suministran, transportan y distribuyen gas natural (32% de los costos de generación) a las dos centrales térmicas de Santa Rosa y Ventanilla. Dichas centrales son proveídas de gas natural localmente y explican el 54% de la potencia efectiva de Edegel. En el caso de la Central Térmica de Ventanilla, es la primera central que utiliza el gas natural proveniente de los yacimientos de Camisea.
Energía, potencia y peaje. Edegel es proveído por empresas del mercado local equivalente a S/ 187 millones (17% de los costos de generación), de las cuales, suministran energía a Edegel las empresas relacionadas EDELNOR S.A. y la Empresa Eléctrica de Piura S.A. por un monto equivalente a S/ 11.5 millones del monto transado.

Fuente: Elaboración propia, 2016. (Sobre la base de Superintendencia del Mercado de Valores S/A a)

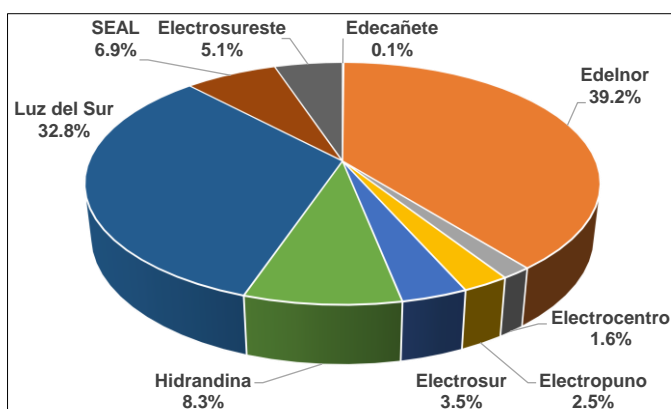
## Anexo 5. Clientes

**Tabla 12. Clientes de Edegel**

Clientes	
Libres	Regulados
Banco Internacional del Perú S.A.A. (Torre Interbank)	Edecañete
Compañía Minera Casapalca S.A.	Edelnor
Creditex S.A.A. (Creditex)	Electrocentro
Empresa Siderúrgica del Perú S.A.A. (Siderperú)	Electropuno
Hudbay Perú S.A.C.	Electrosur
La Arena S.A.	Hidrandina
Minera Chinalco Perú S.A. (Chinalco)	Luz del Sur
Moly-Cop Adesur S.A.	Sociedad Eléctrica del Sur Oeste - SEAL
Praxair Perú S.R.L. (Praxair)	Electro Sur Este
Tejidos San Jacinto S.A.	
Votarantim Metais-Cajamarquilla (Refinería Cajamarquilla)	

Fuente: Elaboración propia, 2016. (Sobre la base de Superintendencia del Mercado de Valores S/A a)

**Gráfico 8. Consumo de clientes regulados 2015**



Fuente: Elaboración propia, 2016. (Sobre la base de Superintendencia del Mercado de Valores S/A a)

**Tabla 13. Potencia contratada y facturada**

Potencia contratada <i>Unidades: MW</i>	2011	2012	2013	2014	2015
% clientes regulados	69%	64%	58%	60%	55%
% clientes libres	31%	36%	42%	40%	45%
Total potencia contratada	1,351	1,622	1,755	1,912	1,826

Fuente: Elaboración propia, 2016. (Superintendencia del Mercado de Valores S/A b)

**Tabla 14. Venta de energía por tipo de cliente.**

Ingresos por venta de Energía Eléctrica	2011	2012	2013	2014	2015
Energía facturada EDEGEL SAA miles de soles	983,972	1,078,692	913,903	1,116,337	1,207,287
Energía clientes regulados GW.h	6,053	6,212	4,580	5,113	4,531
Energía clientes libres GW.h	2,594	2,883	3,309	3,597	3,441
Total energía facturada GW.h	8,647	9,094	7,888	8,709	7,971

Fuente: Elaboración propia, 2016. (Sobre la base de Osinergmin 2016a, y Superintendencia del Mercado de Valores S/A a)

## Anexo 6. Bonos de Edegel

**Tabla 15. Deuda de Edegel a diciembre 2015**

Bono	Programa	Emisión	TYM	Importe	Fecha de emisión	Fecha de vencimiento
PEP70051M198	3er	1ra emisión	6.402%	S/. 25.000.000,00	21/06/2016	21/06/2022
PEP70051M206	3er	3ra emisión	6.625%	S/. 25.000.000,00	03/07/2007	03/07/2019
PEP70051M263	3er	8va emisión	5.273%	\$10.000.000,00	25/01/2008	25/01/2028
PEP70051M297	3er	11ma emisión	3.215%	\$8.166.000,00	20/01/2009	20/01/2016
PEP70051M321	4to	1ra emisión	2.233%	\$10.000.000,00	15/07/2009	15/07/2016
PEP70051M339	4to	2da emisión	2.578%	\$10.000.000,00	21/09/2009	21/09/2016
PEP70051M347	4to	4ta emisión	3.218%	\$10.000.000,00	28/01/2010	28/01/2018
PEP70051M354	4to	5ta emisión	3.950%	\$10.000.000,00	30/09/2010	30/09/2020

Fuente: Elaboración propia, 2016. (Sobre la base de Superintendencia de Banca, Seguros y AFP año 2016)

**Tabla 16. Acreedores de Edegel a diciembre de 2015**

Acreedor	Ver	Moneda Origen	Interés actual (%)	Pago de Intereses	Amortización de capital	Fecha de vencimiento	En miles de S/.					
							Parte corriente (*)		Parte Largo Plazo		Total Deuda Vigente al	
							31.12.2014	31.12.2013	31.12.2014	31.12.2013	31.12.2014	31.12.2013
<b>Bonos corporativos</b>												
Primer programa Chinango	(b)	S/.	ver (b)	ver (b)	ver (b)	ver (b)	0	25,706	0	0	0	25,706
Tercer programa Edegel	(b)	US\$ y S/.	ver (b)	ver (b)	ver (b)	ver (b)	22,069	79,756	104,298	118,536	126,367	198,292
Cuarto programa Edegel	(b)	US\$	ver (b)	ver (b)	ver (b)	ver (b)	2,649	2,477	119,560	111,800	122,209	114,277
							<b>24,718</b>	<b>107,939</b>	<b>223,858</b>	<b>230,336</b>	<b>248,576</b>	<b>338,275</b>
<b>Prestamos bancarios</b>												
Scotiabank Perú	(f)	US\$	libor + 3,7	Trimestral	Trimestral	feb-18	4,064	3,815	82,467	80,580	86,531	84,395
Bank of nova Scotia	(d)	US\$	libor + 0,73	Trimestral	Al vencimiento	mar-16	58	7,094	107,604	20,962	107,662	28,056
Bank of nova Scotia	(h)	US\$	libor + 2,75	Trimestral	Trimestral	nov-17	7,554	0	14,944	0	22,498	0
Bank of nova Scotia	(i)	US\$	3.4	Trimestral	Trimestral	ene-19	5,192	0	16,361	0	21,553	0
Banco Continental	(e)	US\$	libor + 3,13	Trimestral	Trimestral	sep-17	36,615	6,988	138,241	163,508	174,856	170,496
							<b>53,483</b>	<b>17,897</b>	<b>359,617</b>	<b>265,050</b>	<b>413,100</b>	<b>282,947</b>
<b>Arrendamiento Financiero</b>												
Scotiabank Perú	(f)	US\$	libor + 1,75	Trimestral	Trimestral	mar-17	41,559	28,398	107,032	138,862	148,591	167,260
							<b>41,559</b>	<b>28,398</b>	<b>107,032</b>	<b>138,862</b>	<b>148,591</b>	<b>167,260</b>
<b>Instrumento Derivados</b>												
Nota 20			Nota 20	Trimestral	-	Nota 20	72	98	2,872	4,751	2,944	4,849
							<b>119,832</b>	<b>154,332</b>	<b>693,379</b>	<b>638,999</b>	<b>813,211</b>	<b>793,331</b>

Fuente: Superintendencia del Mercado de Valores S/A b.

## Anexo 7. Riesgos de Edegel

Tabla 17. Riesgos de Edegel

Riesgo de Edegel
<p><b>Riesgo de tipo de cambio:</b> Exposición al riesgo de fluctuación en los tipos de cambio considerando los saldos en dólares (expresados en soles al tipo de cambio de S/ 3,413 al 31 de diciembre de 2015 y S/ 2,989 al 31 de diciembre de 2014) de las partidas del activo y pasivo. Esto generó una posición pasiva neta de US\$ 133 millones en el año 2015 (US\$ 213 millones en el año 2014). No obstante, es preciso señalar que las tarifas eléctricas consideran de manera implícita las variaciones del dólar. La actualización de las tarifas eléctricas utiliza como factor de actualización al índice del precio al por mayor (IPM) debido a que este índice considera un conjunto de bienes que se transan en el canal de comercialización mayorista de origen nacional e importado.</p>
<p><b>Riesgo de tasa de interés:</b> Se genera, básicamente, por sus obligaciones financieras, cuyo nivel de cobertura al riesgo de variación de los tipos de interés es del 60% respecto al total de la deuda al 31 de diciembre de 2015 (49% al 31 de diciembre de 2014). Ahora bien, la empresa mitiga este riesgo contratando sus obligaciones financieras a tasas de interés fijas o contratando instrumentos financieros derivados que transforman el riesgo de tasa de interés de variable a fijo.</p>
<p><b>Riesgo de crédito:</b> Edegel cuenta con depósitos en bancos y cuentas por cobrar registradas en el estado de situación financiera. Edegel mitiga el riesgo de crédito a través de la política de depositar sus fondos excedentes en entidades financieras locales de primer nivel. De otro lado, en cuanto a las cuentas por cobrar provenientes de la actividad comercial, son históricamente muy bajas dado el corto plazo de cobro a los clientes, que hace que no acumulen individualmente montos significativos.</p>
<p><b>Riesgo de liquidez:</b> Se deduce a través del calce de los vencimientos de sus activos y pasivos, a fin de mantener una adecuada cantidad de fuentes de financiamiento y de la obtención de líneas de crédito que le permiten desarrollar sus actividades normalmente. La gerencia monitorea permanentemente sus reservas de liquidez sobre la base de sus proyecciones del flujo de caja, y analiza los pasivos financieros de la empresa a la fecha del estado consolidado de situación financiera, clasificado según los vencimientos contractualmente establecidos.</p>
<p><b>Riesgo por no renovación de contrato:</b> Existe el riesgo de que los clientes libres no renueven contratos. Es preciso señalar que, en el año 2015, Edegel enfrentó una reducción de clientes respecto al año 2014. La compañía perdió tres clientes libres y tres clientes regulados.</p>
<p><b>Riesgo regulatorio:</b> Existe la posibilidad de que Osinergmin pueda bajar los precios a nivel generación. Al respecto, es preciso señalar que, mediante Resolución N° 048-2016-OS/CD, se modificó la fórmula de los precios en barra.</p>
<p><b>Riesgo de suministro:</b> Cabe indicar que el principal insumo de la empresa generadora eléctrica es el gas o el combustible diésel los cuales son <i>commodity</i> y el precio es volátil. No obstante, es preciso señalar que Edegel mantiene contratos de abastecimiento de gas de Camisea con vencimiento al 2019.</p>

Fuente: Elaboración propia, 2016.



**Tabla 18. Estados de situación financiera**

<b>Activos</b>					
<b>Activos Corrientes</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	169,202	187,108	171,782	221,332	86,309
Otros Activos Financieros	252	277	646	0	0
Cuentas por cobrar comerciales y otras cuentas por cobrar	155,419	155,784	294,646	255,994	376,522
<i>Cuentas por Cobrar Comerciales (neto)</i>	<i>135,589</i>	<i>144,957</i>	<i>155,090</i>	<i>177,078</i>	<i>335,025</i>
<i>Otras Cuentas por Cobrar (neto)</i>	<i>9,032</i>	<i>8,401</i>	<i>111,294</i>	<i>73,998</i>	<i>38,449</i>
<i>Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas</i>	<i>1,109</i>	<i>58</i>	<i>26,986</i>	<i>4,797</i>	<i>3,048</i>
Anticipos	9,689	2,368	1,276	121	149
Inventarios	65,622	68,731	67,844	71,126	74,954
Activos Biológicos	0	0	0	0	0
Activos por Impuestos a las Ganancias	0	0	0	1,757	0
Otros Activos no financieros	0	14,279	20,972	22,326	26,195
<b>Total Activos Corrientes</b>	<b>390,495</b>	<b>426,179</b>	<b>555,890</b>	<b>572,535</b>	<b>564,129</b>
<b>Activos No Corrientes</b>					
Otros Activos Financieros	1,125	2,794	36	80	64
Inversiones Contabilizadas Aplicando el Método de la Participación	275,271	259,771	260,382	236,788	198,107
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas	0	0	0	0	6140
Propiedades, Planta y Equipo (neto)	3,881,405	3,795,708	3,750,010	3,678,581	3,593,577
Activos intangibles distintos de la plusvalía	2,375	51,811	52,146	52,419	52,324
Activos por impuestos diferidos	7902	0	0	0	0
<b>Total Activos No Corrientes</b>	<b>4,168,078</b>	<b>4,110,084</b>	<b>4,062,574</b>	<b>3,967,868</b>	<b>3,850,212</b>
<b>TOTAL DE ACTIVOS</b>	<b>4,550,671</b>	<b>4,536,263</b>	<b>4,618,464</b>	<b>4,540,403</b>	<b>4,414,341</b>
<b>Pasivos Corrientes</b>					
Otros Pasivos Financieros	171,188	146,175	165,515	119,832	262,209
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	150,474	256,853	369,502	314,124	316,739
Cuentas por Pagar Comerciales	97,426	190,084	293,090	209,956	184,058
Otras Cuentas por Pagar	52,975	61,897	71,923	88,949	98,845
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas	73	4,872	4,489	15,219	33,836
Ingresos diferidos	0	0	0	0	6531
Otras provisiones	71,952	18,509	18,537	13,212	18,294
Pasivos por Impuestos a las Ganancias	63,958	8,754	31,630	0	453
<b>Total Pasivos Corrientes</b>	<b>457,572</b>	<b>430,291</b>	<b>585,184</b>	<b>447,168</b>	<b>604,226</b>
<b>Pasivos No Corrientes</b>					
Otros Pasivos Financieros	878,480	730,399	638,999	693,379	368,507
Ingresos Diferidos	0	0	0	0	89736
Provisión por Beneficios a los Empleados	0	3,586	3,394	3,910	3,653
Otras provisiones	8,657	14,566	15,126	15,899	16,712
Pasivos por impuestos diferidos	777,154	779,355	740,483	668,928	656,436
<b>Total Pasivos No Corrientes</b>	<b>1,664,291</b>	<b>1,527,906</b>	<b>1,398,002</b>	<b>1,382,116</b>	<b>1,135,044</b>
<b>Total Pasivos</b>	<b>2,121,863</b>	<b>1,958,197</b>	<b>1,983,186</b>	<b>1,829,284</b>	<b>1,739,270</b>
<b>Patrimonio</b>					
Capital Emitido	2,018,429	2,018,429	2,018,429	2,018,429	2,302,144
Otras Reservas de Capital	139,902	159,949	190,692	234,575	3,713
Resultados Acumulados	156,370	321,003	395,921	466,282	490,950
Otras Reservas de Patrimonio	63,103	11,468	-36,561	-79,305	-188,974
Patrimonio Atribuible a los Propietarios de la Controladora	2,377,804	2,510,849	2,568,481	2,639,981	2,607,833
Participaciones No Controladoras	58,906	67,217	66,797	71,138	67,238
<b>Total Patrimonio</b>	<b>2,436,710</b>	<b>2,578,066</b>	<b>2,635,278</b>	<b>2,711,119</b>	<b>2,675,071</b>
<b>TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO</b>	<b>4,550,671</b>	<b>4,536,263</b>	<b>4,618,464</b>	<b>4,540,403</b>	<b>4,414,341</b>

Fuente: Superintendencia del Mercado de Valores S/A b.

**Tabla 19. Estados de resultados**

Ingresos de actividades ordinarias	1,362,711	1,524,139	1,432,443	1,701,481	1,840,060
Costo de Ventas	-806,666	-929,599	-886,689	-1,008,450	-1,092,218
<b>Ganancia (Pérdida) Bruta</b>	<b>556,045</b>	<b>594,540</b>	<b>545,754</b>	<b>693,031</b>	<b>747,842</b>
Gastos de Administración	-48,762	-49,714	-52,592	-52,903	-92,956
Otros Ingresos Operativos	7,960	12,590	119,212	63,950	25,161
<b>Ganancia (Pérdida) por actividades de operación</b>	<b>515,243</b>	<b>557,416</b>	<b>612,374</b>	<b>704,078</b>	<b>680,047</b>
Ingresos Financieros	4,914	6,678	4,937	6,917	2,281
Gastos Financieros	-104,955	-54,761	-43,610	-39,088	-39,794
Diferencias de Cambio neto	-3,787	-243	-5,618	-4,024	-12,661
Participación en los Resultados Netos de Asociadas y Negocios	62,281	55,145	54,728	27,707	31,761
<b>Resultado antes de Impuesto a las Ganancias</b>	<b>473,696</b>	<b>564,235</b>	<b>622,811</b>	<b>695,590</b>	<b>661,634</b>
Gasto por Impuesto a las Ganancias	-167,621	-177,349	-167,726	-138,192	-192,843
<b>Ganancia (Pérdida) Neta del Ejercicio</b>	<b>306,075</b>	<b>386,886</b>	<b>455,085</b>	<b>557,398</b>	<b>468,791</b>
Propietarios de la Controladora	296,676	373,662	443,910	542,375	453,915
Participaciones no Controladoras	9,399	13,224	11,175	15,023	14,876

Fuente: Superintendencia del Mercado de Valores S/A b.

## Anexo 8. Flujo de Efectivo Método Indirecto

### Tabla 20. Flujo de Efectivo Proyectado

Flujo de Caja Efectivo Método Indirecto										
<i>S/ (Miles de soles)</i>	2011	2012	2013	2014	2015	2016E	2017E	2018E	2019E	2020E
<b>Net Income (Utilidad Neta)</b>		386 888	455 085	557 398	468 791	464 292	503 043	568 749	623 932	660 583
+ Depreciación / Amortización		207 905	206 962	208 221	221 259	252 194	256 856	265 645	276 856	289 560
<b>Actividades Operativas</b>										
Activo Diferidos		7 902	0	0	0	0	0	0	0	0
NWC		71 858	209 319	5 112	-323 636	-125 864	125 271	54 488	-401	-11 622
Provisiones		7 321	1 092	1 155	-28	149	0	0	0	0
Provisiones		-43 948	396	-4 036	5 638	-23	12	64	-50	2
Otras cuentas por cobrar		631	-102 893	37 296	35 549	7 690	1 538	1 461	1 388	1 319
Otras cuentas por pagar		8 922	10 026	17 026	9 896	9 885	10 873	11 960	13 156	14 472
otros activos no financieros		-14 279	-6 693	-1 354	-3 869	-3 929	-4 519	-5 196	-5 976	-6 872
<b>Flujo de Actividad de Operación</b>		<b>633 200</b>	<b>773 294</b>	<b>820 818</b>	<b>413 600</b>	<b>604 393</b>	<b>893 076</b>	<b>897 171</b>	<b>908 905</b>	<b>947 441</b>
<b>Actividades de Inversión</b>										
CAPEX		-122 208	-161 264	-142 966	-136 918	-159 134	-182 796	-213 002	-241 377	-273 238
Pasivo Diferido		2 201	-38 872	-71 555	83 775	-108 767	-12 500	-12 500	-12 500	-12 500
Inversiones Contabilizadas		-15 500	611	-23 594	-38 681	15 811	15 594	510	15 305	981
Ganancias		-55 204	22 876	-31 630	453	-453	0	0	0	0
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas/		-1 051	26 928	-22 189	-1 749	-610	-122	-116	-110	-105
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas/		-4 799	383	-10 730	-18 617	0	0	0	0	0
<b>Flujo de Inversión</b>		<b>-196 561</b>	<b>-149 338</b>	<b>-302 664</b>	<b>-111 737</b>	<b>-253 153</b>	<b>-179 824</b>	<b>-225 108</b>	<b>-238 683</b>	<b>-284 862</b>
<b>Actividades de Financiamiento</b>										
Pago de Amortizaciones		-25 013	19 340	-45 683	142 377	19 764	-151 924	19 322	-64 717	25 458
Préstamos		-148 081	-91 400	54 380	-324 872	105 681	-130 049	-149 371	-84 655	-41 999
Otros Activos Financieros		1 694	-2 389	-602	-16	0	0	0	0	0
Dividendos		-247 333	-564 833	-476 699	-254 375	-476 255	-427 003	-535 081	-514 417	-639 042
<b>Flujo de Financiamiento</b>		<b>-418 733</b>	<b>-639 282</b>	<b>-468 604</b>	<b>-436 886</b>	<b>-350 810</b>	<b>-708 976</b>	<b>-665 130</b>	<b>-663 788</b>	<b>-655 582</b>
<b>Variación del Flujo de Caja Efectivo</b>		<b>17 906</b>	<b>-15 326</b>	<b>49 550</b>	<b>-135 023</b>	<b>430</b>	<b>4 276</b>	<b>6 933</b>	<b>6 434</b>	<b>6 997</b>
<b>Efectivo</b>		<b>187 108</b>	<b>171 782</b>	<b>221 332</b>	<b>86 309</b>	<b>86 739</b>	<b>91 015</b>	<b>97 948</b>	<b>104 382</b>	<b>111 378</b>

Fuente: Elaboración propia, 2016. (Sobre la base de Superintendencia de Mercado de Valores años del 2011 al 2016)

## Anexo 9. Empresas comparables

**Tabla 21. Empresas comparables a Edegel S.A.A.**

Empresa	País	Descripción	2015	2015
			EV/ Ventas	EV/ Ebitda
<b>Avista Corp</b>	Estados Unidos	Es principalmente una empresa eléctrica, cuyas fuentes son hidráulicas y térmicas. Tiene una capacidad de 1841 MW.	2,64	9,78
<b>CK Power PCL</b>	Tailandia	La actividad principal de la empresa es la generación de energía de fuente hidroeléctrica, térmica y solar.	6,99	12,83
<b>Colbun SA</b>	Chile	Se dedica, principalmente, a la generación y comercialización de energía. La compañía opera 16 plantas de energía hidroeléctrica y 8 plantas térmicas, que tienen una capacidad instalada de 3.848 MW	4,23	9,53
<b>Contact Energy LTD</b>	Nueva Zelanda	Empresa que se concentra en la generación y comercialización de energía y gas natural. Genera energía a través de fuente hidráulica, térmica, geotérmica y eólica.	2,23	10,82
<b>Duke Energy INTL Generacao</b>	Brasil	La empresa genera y vende energía de fuente hidráulica.	3,82	6,20
<b>Electricity Generating PCL</b>	Tailandia	La empresa genera y vende energía. Las fuentes de energía son energía hidráulica, térmica, geotérmica y eólica.	10,08	22,73
<b>Engie Energía Perú SA</b>	Perú	La empresa genera energía mediante fuente térmica e hidráulica.	3,29	7,34
<b>Portland</b>	Estados Unidos	Empresa integrada verticalmente. La empresa vende electricidad al mercado mayorista de servicios públicos, corredores y vendedores de energía.	2,86	17,59

Fuente: Elaboración propia, 2016. (Sobre la base de Bloomberg 2016 b)

## Anexo 10. Cálculo del WACC y Beta

**Tabla 22. Detalle de cálculo del WACC**

	2016	2017	2018	2019	2020	Perpetuidad
Reapalancar betas						
Deuda (000) S/.	630,716	756,161	474,188	344,139	194,768	194,768
MKT cap (000) S/.	7,063,395	7,063,395	7,063,395	7,063,395	7,063,395	7,063,395
D/E	8.93%	10.71%	6.71%	4.87%	2.76%	2.76%
Tasa imponible	28%	27%	27%	26%	26%	26%
Beta desapalancada	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74
<b>Beta re apalancada</b>	<b>0.79</b>	<b>0.80</b>	<b>0.77</b>	<b>0.77</b>	<b>0.75</b>	<b>0.55</b>
Costo de capital (Ke)						
Tasa libre de riesgo	1.49%	1.49%	1.49%	1.49%	1.49%	1.49%
Beta re apalancado	0.79	0.80	0.77	0.77	0.75	1.00
Prima por riesgo	4.54%	4.54%	4.54%	4.54%	4.54%	4.54%
Riesgo país	1.84%	1.84%	1.84%	1.84%	1.84%	1.84%
Lambda	2.24	2.24	2.24	2.24	2.24	2.24
Riesgo país ajustado	4.11%	4.11%	4.11%	4.11%	4.11%	4.11%
<b>Costo de capital</b>	<b>9.2%</b>	<b>9.2%</b>	<b>9.1%</b>	<b>9.1%</b>	<b>9.0%</b>	<b>10.1%</b>
Costo de la deuda						
<b>Kd - Promedio de tasa de financiamientos</b>	<b>2.82%</b>	<b>2.82%</b>	<b>2.82%</b>	<b>2.82%</b>	<b>2.82%</b>	<b>2.82%</b>
Deuda	630,716	756,161	474,188	344,139	194,768	194,768
Patrimonio	2,675,071	2,487,585	2,691,753	2,766,753	2,913,459	2,913,459
Cálculo del WACC						
<b>WACC</b>	<b>7.81%</b>	<b>7.55%</b>	<b>8.06%</b>	<b>8.30%</b>	<b>8.59%</b>	<b>9.64%</b>

Fuente: Elaboración propia, 2016.

**Tabla 23. Beta desapalancado**

Empresa	Beta Ajustado	Deuda \$	Market Cap \$	Tax	Beta desapalancada	Beta apalancada
Avista Corp	0,726	1.530,00	2.640,00	37%	0,53	0,73
CK Power PCL	1,197	559,15	525.30	0,04%	0,58	1,10
Colbun SA	0,875	1,780,00	4,310.00	33%	0,69	0,68
Contact Energy LTD	1,009	825,75	2,680.00	21%	0,81	0,66
Duke Energy Intl Geracao	0,419	315,80	1,080.00	29%	0,35	0,64
Electricity Generating PCL	0,475	2,170,00	2,730.00	15%	0,28	0,89
Engie Energía Perú SA	0,441	730,25	1,540.00	28%	0,33	0,72
Portland General Eléctrico	0,705	2,070,00	3,750.00	21%	0,49	0,77
Edegel	0,765	107.99	2,190.00	28%	0,74	0,55
<b>Beta desea. Sector</b>					<b>0,53</b>	

Fuente: Elaboración: propia, 2016 (sobre la base de Bloomberg 2016)

## Anexo 11. Supuestos de proyección

La proyección de las ventas de energía de Edegel se desarrolló bajo el enfoque Top-Down.

### 1. Proyección de la demanda de la energía eléctrica

Las ventas han sido proyectadas a través del modelo econométrico de serie de tiempo Corrección de Errores empleado por Osinergmin. El modelo considera como variables explicativas el PBI, la población del SEIN y la Tarifa establecida por Osinergmin.

Transformar en logaritmos el Modelo de cuadrados ordinarios (MCO), para luego aplicar el Modelo de corrección de errores (MCE) responde a que, empleando logaritmos, se logre la explicación econométrica de los coeficientes de la regresión y que cada variable del modelo alcance estabilidad en sus varianzas. Asimismo, el MCE permite capturar la dinámica de corto plazo haciendo que la primera diferencia logarítmica de la serie ventas se comporte como la variable dependiente, la cual es explicada por los primeros retardos de los residuos y por las posibles diferencias logarítmicas de las variables independientes. Es relevante mencionar que los modelos MCE presentan ventajas tales como (i) que la multicolinealidad, al igual que la heterocedasticidad, es un problema de especificación del modelo; sin embargo, resulta ser menor, por cuanto la correlación lineal entre las variables en diferencias y en niveles es menor, permitiendo así una estimación más precisa de los parámetros. Además, (ii) capta con mayor facilidad la información dinámica contenida en los datos de corte económico de series de tiempo, al incluir diferencias de todas las variables; de acuerdo a lo expresado por Lady Serna economista de la División de Generación y Transmisión Eléctrica.

El modelo empleado es el siguiente:

$$\ln(Ventas_e) = c + \beta_1 \ln(PBI) + \beta_2 \ln(POBLA) + \beta_3 \ln(TARIF)$$

$$D(\ln(Ventas)) = c' + \beta_1' D(\ln(PBI)) + [\ln(V_{-1}) - \ln(V_{e-1})]$$

Es importante indicar que el periodo temporal de análisis comprende desde el año 1981 a 2015.

*Población (POBLA):* Se obtuvo esta información de las estimaciones y proyecciones de la población total del portal web del Instituto Nacional de Estadística e Informática (INEI). Es conveniente indicar que el SEIN no considera las regiones de Tumbes, Loreto y Puerto Maldonado.

*Producto Bruto Interno (PBI)*: Esta información fue descargada del portal web del Banco Central de Reserva del Perú (BCRP), el reporte obtenido es el Producto Bruto Interno por tipo de gasto 1950 – 2015.

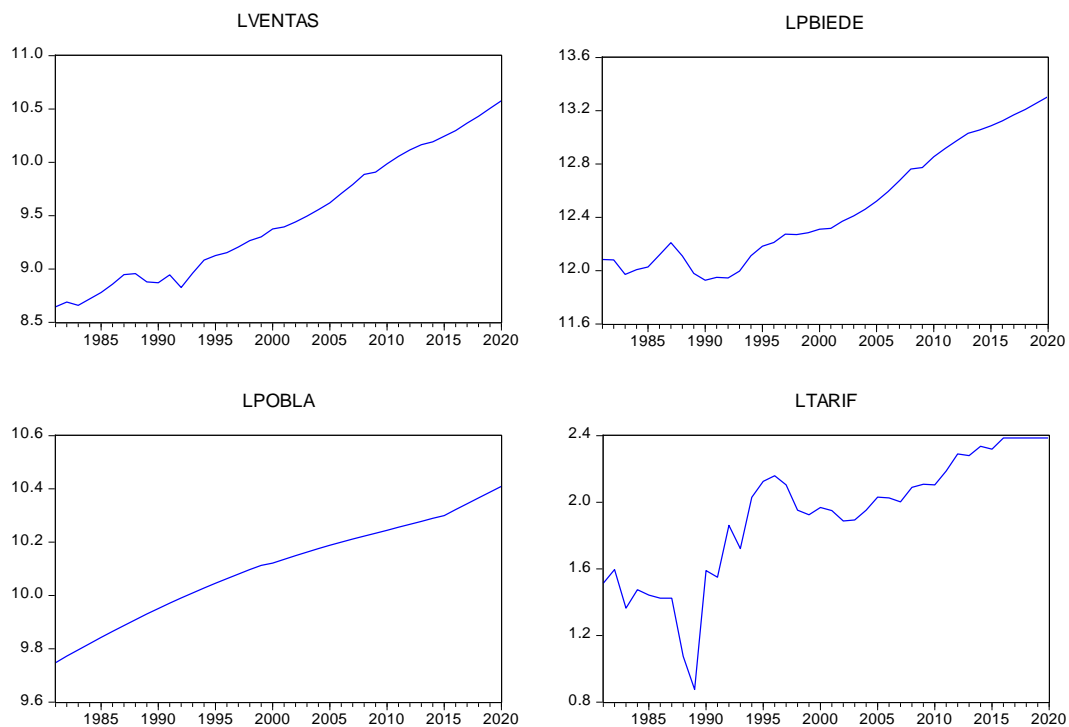
*Tarifas (TARIF)*: Esta información se obtuvo del portal web del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN), en el cual se obtiene información histórica de la tarifa de distribución.

*Ventas (Ventas)*: Se descargó esta información del portal web del Comité de Operaciones del Sistema Interconectado Nacional (COES SINAC).

### Sustento del Modelo MCO

$$\ln(\text{ventas}) = -15.68 + 0.84 \times \ln(\text{PBI}) + 1.47 \times \ln(\text{POBLA}) - 0.09 \times \ln(\text{TARIF})$$

**Gráfico 9. Evolución de las variables del MCO**



Fuente: Elaboración propia, 2016.

### Gráfico 10. Evolución de las variables del MCO

Dependent Variable: LOG(VENTAS)				
Method: Least Squares				
Date: 01/04/16 Time: 23:29				
Sample: 1981 2015				
Included observations: 35				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-15.67457	0.449533	-34.86855	0.0000
LOG(PBIEDE)	0.837324	0.023373	35.82512	0.0000
LOG(POBLA)	1.473022	0.061438	23.97592	0.0000
LOG(TARIF)	-0.093872	0.021359	-4.395028	0.0001
R-squared	0.997797	Mean dependent var		9.336910
Adjusted R-squared	0.997584	S.D. dependent var		0.504232
S.E. of regression	0.024784	Akaike info criterion		-4.450009
Sum squared resid	0.019042	Schwarz criterion		-4.272255
Log likelihood	81.87515	Hannan-Quinn criter.		-4.388648
F-statistic	4680.700	Durbin-Watson stat		1.670316
Prob(F-statistic)	0.000000			

Fuente: Elaboración propia, 2016.

### Interpretaciones

Bajo el supuesto Ceteris Paribus:

Si el PBI crece en 1%, las ventas crecerían en 0,84%.

Si la población crece en 1%, las ventas crecerían en 1,47%.

Si las tarifas se incrementan en 1%, las ventas disminuirían en 0,09%.

### Significancia de las variables

Las variables son significativas ya que la probabilidad es menor a 0,05.

**R<sup>2</sup>**: El modelo explica en un 99.77% las ventas de energía eléctrica.

**Prob. (F-statistic)**: El modelo es significativo.

### Prueba de heterocedasticidad

La prueba de heterocedasticidad de Breusch-Pagan-Godfrey rechaza la hipótesis nula Ho: Ausencia de Heterocedasticidad; el P value 0,0456 es menor a 0,05.



**Gráfico 11. Prueba de heterocedasticidad**

Heteroskedasticity Test: Breusch-Pagan-Godfrey				
F-statistic	3.070771	Prob. F(3,31)	0.0422	
Obs*R-squared	8.018214	Prob. Chi-Square(3)	0.0456	
Scaled explained SS	10.52227	Prob. Chi-Square(3)	0.0146	
Test Equation:				
Dependent Variable: RESID^2				
Method: Least Squares				
Date: 06/15/16 Time: 05:06				
Sample: 1981 2015				
Included observations: 35				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	0.002079	0.016839	0.123469	0.9025
LOG(PBIEDE)	-0.002376	0.000876	-2.713625	0.0108
LOG(POBLA)	0.002711	0.002301	1.178008	0.2478
LOG(TARIF)	0.000300	0.000800	0.375240	0.7100
R-squared	0.229092	Mean dependent var	0.000544	
Adjusted R-squared	0.154488	S.D. dependent var	0.001010	
S.E. of regression	0.000928	Akaike info criterion	-11.01901	
Sum squared resid	2.67E-05	Schwarz criterion	-10.84125	
Log likelihood	196.8326	Hannan-Quinn criter.	-10.95764	
F-statistic	3.070771	Durbin-Watson stat	1.451447	
Prob(F-statistic)	0.042219			

Fuente: Elaboración propia, 2016.

**Autocorrelación – correlación serial**

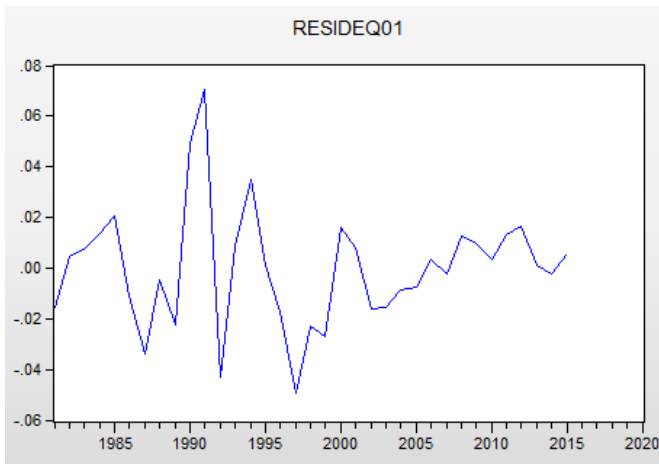
La propiedad de consistencia se deriva del supuesto de ausencia de correlación entre el residuo y los regresores. La prueba de autocorrelación de Breusch-Godfrey no rechaza la hipótesis nula Ausencia de Autocorrelación. Asimismo, el Pvalue 0,2586 es mayor a 0,05.

## Gráfico 12. Prueba de autocorrelación

Breusch-Godfrey Serial Correlation LM Test:				
F-statistic	1.417539	Prob. F(2,29)	0.2586	
Obs*R-squared	3.116932	Prob. Chi-Square(2)	0.2105	
Test Equation:				
Dependent Variable: RESID				
Method: Least Squares				
Date: 06/15/16 Time: 05:52				
Sample: 1981 2015				
Included observations: 35				
Presample missing value lagged residuals set to zero.				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	0.064922	0.459620	0.141250	0.8886
LOG(PBIEDE)	0.002442	0.023146	0.105508	0.9167
LOG(POBLA)	-0.010001	0.062523	-0.159959	0.8740
LOG(TARIF)	0.003015	0.022071	0.136600	0.8923
RESID(-1)	0.193889	0.182366	1.063188	0.2965
RESID(-2)	-0.262518	0.185339	-1.416422	0.1673
R-squared	0.089055	Mean dependent var	-6.73E-16	
Adjusted R-squared	-0.068004	S.D. dependent var	0.023666	
S.E. of regression	0.024457	Akaike info criterion	-4.428996	
Sum squared resid	0.017346	Schwarz criterion	-4.162365	
Log likelihood	83.50743	Hannan-Quinn criter.	-4.336955	
F-statistic	0.567016	Durbin-Watson stat	1.942561	
Prob(F-statistic)	0.724474			

Fuente: Elaboración propia, 2016.

## Gráfico 13. Variación del residuo



Fuente: Elaboración propia, 2016.

## Prueba de raíz unitaria para la estacionariedad

HO: Tiene raíz unitaria entonces es no estacionaria. No cointegración.

H1: La serie no tiene raíz unitaria es estacionaria. Cointegración.

## Gráfico 14. Prueba de raíz unitaria

Null Hypothesis: RESID01 has a unit root  
 Exogenous: Constant  
 Lag Length: 0 (Automatic - based on SIC, maxlag=8)

	t-Statistic	Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic	-5.333426	0.0001
Test critical values:		
1% level	-3.646342	
5% level	-2.954021	
10% level	-2.615817	

\*MacKinnon (1996) one-sided p-values.

Augmented Dickey-Fuller Test Equation  
 Dependent Variable: D(RESID01)  
 Method: Least Squares  
 Date: 06/22/16 Time: 22:22  
 Sample (adjusted): 1983 2015  
 Included observations: 33 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
RESID01(-1)	-0.953650	0.178806	-5.333426	0.0000
C	-0.000267	0.003366	-0.079274	0.9373
R-squared	0.478513	Mean dependent var		-0.000288
Adjusted R-squared	0.461691	S.D. dependent var		0.026357
S.E. of regression	0.019338	Akaike info criterion		-4.994816
Sum squared resid	0.011592	Schwarz criterion		-4.904118
Log likelihood	84.41446	Hannan-Quinn criter.		-4.964299
F-statistic	28.44543	Durbin-Watson stat		2.016091
Prob(F-statistic)	0.000008			

Fuente: Elaboración propia, 2016.

No hay autocorrelación DW es 2 (entre 1.85 y 2.15). T Valor crítico es -2.95 al 5%, T es -4.85. Entonces rechazamos la hipótesis nula. Rechazamos que tiene raíz unitaria. Por lo tanto, es estacionaria; entonces existe cointegración.

Resultados de las ventas proyectadas a nivel SEIN

**Tabla 24. Demanda proyectada del SEIN**

AÑOS	POBLA (Número de habitantes miles)	PBIEDE (Miles de Soles)	TARIFAS (ctvs US\$/MWh)	VENTAS (GWh)	Ln (VENTAS)	D(LOG(VENTAS) %)
2016	30 397.44	501 256.40	10.16	29 289.33	10.28	0.052117
2017	31 072.26	524 314.20	10.16	31 413.06	10.35	0.070001
2018	31 762.06	545 286.76	10.16	33 528.90	10.42	0.065184
2019	32 467.18	572 551.10	10.16	36 075.15	10.49	0.073197
2020	33 187.95	601 178.66	10.16	38 814.77	10.57	0.073197

Fuente: Elaboración propia, 2016.

## 2. Proyección de las ventas de energía a nivel generación

La proyección de ventas del SEIN al modelo GART (Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria), tenemos el siguiente resultado que incluye las pérdidas por transmisión y distribución, con el fin de obtener realmente la producción de energía eléctrica a nivel nacional:

**Tabla 25. Proyección de generación de energía del SEIN**

Proyección Demanda del SEIN							
Producto Bruto interno (PBI)	%						
Energía en GWh		2015	2016	2017	2018	2019	2020
<b>Pronóstico econométrico</b>	<b>GWh</b>	28,110	29,289	31,413	33,529	36,075	38,815
	<b>%</b>	5.4%	4.2%	7.3%	6.7%	7.6%	7.6%
Venta del distribuidor MT y BT	<b>GWh</b>	23,147	24,118	25,867	27,609	29,706	31,962
Pérdidas de distribución	<b>%</b>	7.68%	7.58%	7.48%	7.38%	7.27%	7.17%
	<b>GWh</b>	1,927	1,979	2,091	2,199	2,330	2,469
<b>Energía entregada a distribución (MT y BT)</b>	<b>GWh</b>	25,074	26,097	27,958	29,808	32,036	34,431
Venta facturada distribuidor (MAT y AT)	<b>GWh</b>	489	510	547	584	628	676
Energía entregada a distribución	<b>GWh</b>	25,564	26,607	28,505	30,392	32,664	35,106
							<b>factor D</b> 1.74%
Pérdidas transform. transmis. distribuidor	<b>%</b>	2.22%	2.22%	2.22%	2.22%	2.22%	2.22%
	<b>GWh</b>	581	605	648	691	743	799
<b>Entrada al nivel de distribución</b>	<b>GWh</b>	26,145	27,212	29,153	31,083	33,407	35,905
Venta facturada generador (MAT, AT y MT)	<b>GWh</b>	4,474	4,661	4,999	5,336	5,741	6,177
Salida del nivel de transmisión	<b>GWh</b>	30,619	31,873	34,152	36,419	39,148	42,082
							<b>factor T</b> 15.91%
Pérdidas de transmisión	<b>%</b>	7.01%	6.13%	6.13%	6.13%	6.13%	6.13%
	<b>GWh</b>	2,307	2,081	2,230	2,378	2,556	2,748
							<b>factor PT</b> 6.13%
<b>Entrada al nivel de transmisión</b>	<b>GWh</b>	32,926	33,954	36,383	38,797	41,705	44,830
Factor (Cargas adicionales y energías renovables)		35%	46%	46%	49%	49%	49%
Total COES + RER		45,537.48	49,428.58	53,130.96	57,998.88	62,345.47	67,017.88
Pérdidas de Transmisión para PERSEO		2.2%	2.5%	2.1%	2.3%	2.3%	2.3%
<b>TOTAL SISTEMA</b>		<b>44,540.21</b>	<b>48,181.04</b>	<b>51,993.84</b>	<b>56,674.08</b>	<b>60,901.48</b>	<b>65,465.67</b>

Fuente: Elaboración propia, 2016.

### 3. Variables para la proyección de los ingresos de Edegel

Participación de ventas Edegel: La participación de Edegel en las ventas ha disminuido constantemente, dado que ha ingresado en el SEIN potencia adicional por nuevas centrales que entraron en operación entre el 2011 a 2015. Para el periodo entre el 2016 y 2018, ingresará 3,809 MW de potencia; sin embargo, esta participación no significa que las ventas disminuyan, ya que el crecimiento de la demanda (entre 7% y 9%) es la misma proporción del crecimiento de la potencia que ingresa al sistema (aprox. 9%). Así mismo, se mantendrán contratos a largo plazo con clientes regulados y libres. Se estima que la participación en las ventas disminuye ligeramente debido a que ingresarán nuevos proyectos de generación eléctrica a operar a partir del 2016; sin embargo, se atenúa esta disminución con el impulso de la colocación de su capacidad de producción disponible a nuevos clientes.

Para la presente proyección, se ha considerado que la participación en ventas (GWh) se ajusta al promedio de la participación de ventas de los últimos 3 años, tal como se puede observar en la siguiente tabla:

**Tabla 26. Proyección de participación de ventas de Edegel**

Producción de Energía GW	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
SEIN	35,463.50	37,617.58	39,916.93	42,050.53	44,786.57	46,474.57	47,312.57	47,810.57	47,810.57	47,810.57
EDEGEL	8,129.86	7,676.74	7,544.54	7,878.60	7,232.74	1,685.60	1,685.60	1,685.60	1,685.60	1,685.60
% Participación Ventas Edegel		23.70%	21.90%	21.20%	18.40%	17.93%	17.93%	17.93%	17.93%	17.93%

Fuente: Elaboración propia, 2016.

**Tabla 27. Ingreso de potencia por proyectos de generación por Zonas (2015 – 2018)**

TIPO	2015 MW	2016 MW	2017 MW	2018 MW	TOTAL MW	TOTAL %
Norte	331	20	10	39	400	10%
Centro	239	1 168	328	250	1 984	52%
Sur	216	500	500	210	1 426	37%
<b>SEIN</b>	<b>786</b>	<b>1 688</b>	<b>838</b>	<b>498</b>	<b>3 809</b>	<b>100%</b>

Nota: Año 2015 considera generación que ha ingresado desde enero.

Fuente: Elaboración propia, 2016.

Venta Edegel: Es la multiplicación del % de participación por la demanda proyectada del SEIN en cada año.

Tarifa anual promedio proyectada (ctm S/. / MWh): Este valor corresponde a la tarifa publicada por el OSINERGMIN en su Resolución de Consejo Directivo Nro. 074-2016-OS/CD, que establece la tarifa en barra de ctm S/ 20,09 por KW-mes

Tipo de cambio (soles/dólar): Corresponde a las expectativas de Tipo de Cambio del Banco Central de Reserva.

Tarifa anual promedio proyectada (ctvs USS / MWh): Es la equivalencia en centavos de dólar / MWh de la tarifa en barra en soles / KW-mes.

El resultado de la proyección de ingresos por venta de energía de Edegel se muestra en la siguiente tabla:

**Tabla 28. Proyección de ingresos por venta de energía de Edegel S.A.A. (2016 – 2020)**

Ingresos por venta de Energía Eléctrica S/ (miles de soles)	2011	2012	2013	2014	2015E	2016E	2017E	2018E	2019E	2020E
Tipo de cambio (soles/dólar)	2.70	2.55	2.80	2.99	3.41	3.45	3.53	3.58	3.58	3.58
Tarifa anual promedio proyectada (ctm S/ // kWh)	0.114	0.126	0.120	0.136	0.152	0.160	0.162	0.163	0.165	0.167
% Participación de ventas de clientes regulados	70.0%	68.3%	58.1%	58.7%	56.8%	56.8%	56.8%	56.8%	56.8%	56.8%
Tarifa clientes libres	0.114	0.103	0.111	0.117	0.151	0.133	0.135	0.136	0.137	0.139
% Participación de ventas de clientes libres	30.0%	31.7%	41.9%	41.3%	43.2%	43.2%	43.2%	43.2%	43.2%	43.2%
Ingresos clientes regulados	688,781	782,254	547,455	696,043	687,552	785,878	856,549	942,988	1,023,460	1,111,164
Ingresos clientes libres	295,192	296,439	366,447	420,294	519,736	496,761	541,433	596,072	646,939	702,377
<b>Energía facturada EDEGEL SAA</b>	<b>983,972</b>	<b>1,078,692</b>	<b>913,903</b>	<b>1,116,337</b>	<b>1,207,287</b>	<b>1,282,639</b>	<b>1,397,982</b>	<b>1,539,060</b>	<b>1,670,399</b>	<b>1,813,541</b>
Energía clientes regulados	6,053	6,212	4,580	5,113	4,531	4,910	5,299	5,775	6,206	6,671
Energía clientes libres	2,594	2,883	3,309	3,597	3,441	3,729	4,024	4,386	4,713	5,067
<b>Total energía facturada</b>	<b>8,647</b>	<b>9,094</b>	<b>7,888</b>	<b>8,709</b>	<b>7,971</b>	<b>8,639</b>	<b>9,322</b>	<b>10,162</b>	<b>10,920</b>	<b>11,738</b>

Fuente: Elaboración propia, 2016.

### Proyección de ingresos por potencia contratada

Para determinar la proyección de ingresos por potencia para los años 2016 a 2020, se tomó como referencia la potencia contratada en MW del año 2016 del Informe de actualización de clasificación de riesgo de Edegel, el cual fue realizado por la clasificadora de riesgo Pacific Credit Rating (PCR). Adicionalmente, se comprobó que estos valores de potencia contratada estén acordes con la potencia histórica contratada en los Estados Financieros Auditados.

**Tabla 29. Proyección de ingresos por venta de potencia (2016 – 2020)**

Ingresos por venta de Potencia Eléctrica S/ (miles de soles)	2011	2012	2013	2014	2015E	2016E	2017E	2018E	2019E	2020E
Potencia contratada clientes regulados (MW)	935	1,043	1,026	1,144	1,000	973	872	872	872	872
Potencia contratada clientes libres (MW)	416	579	730	768	825	761	761	761	761	761
Energía equivalente clientes regulados (GWh)	8,188	9,139	8,988	10,021	8,761	8,524	7,639	7,639	7,639	7,639
Energía equivalente clientes libres (GWh)	3,642	5,069	6,390	6,727	7,231	6,666	6,666	6,666	6,666	6,666
Tarifa en barra clientes regulados (S/ / GWh)	28,870	29,298	30,377	30,993	32,791	34,401	34,745	35,092	35,443	35,797
Tarifa en barra clientes libres (S/ / GWh)	25,893	27,413	26,563	30,923	36,952	36,167	36,529	36,894	37,263	37,636
Importe facturado para clientes regulados (S/)	236,389	267,761	273,014	310,580	287,279	293,243	265,405	268,059	270,740	273,447
Importe facturado para clientes libres (S/)	94,316	138,968	169,746	208,015	267,182	241,106	243,517	245,952	248,411	250,895
<b>Potencia facturada EDEGEL SAA</b>	<b>330,705</b>	<b>406,729</b>	<b>442,759</b>	<b>518,594</b>	<b>554,461</b>	<b>534,348</b>	<b>508,922</b>	<b>514,011</b>	<b>519,151</b>	<b>524,342</b>

Fuente: Elaboración propia, 2016.

### Proyección de ingresos por venta de energía en mercado SPOT

Para el cálculo de los ingresos por venta de energía en el mercado SPOT se consideró un flat de 1 000 GWh, ya que es el promedio vendido en los últimos 03 años

**Tabla 30. Proyección de ingresos por venta de energía en mercado SPOT (2016 – 2020)**

Venta de Energía en Mercado SPOT S/ (miles de soles)	2011	2012	2013	2014	2015E	2016E	2017E	2018E	2019E	2020E
Energía eléctrica vendida en mercado SPOT (GWh)	826	492	1,022	906	1,066	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
<b>Facturación Venta Energía en mercado SPOT</b>	<b>48,033</b>	<b>38,720</b>	<b>75,781</b>	<b>66,550</b>	<b>78,312</b>	<b>50,718</b>	<b>51,894</b>	<b>52,629</b>	<b>52,629</b>	<b>52,629</b>

Fuente: Elaboración propia, 2016.

### Costos de ventas

Los costos de venta de Edegel, del 2011 al 2015, respecto a las ventas, se encuentran entre 59.3% y 61.9%. Para la proyección, se ha considerado 60%, ya que el costo de operación regular es de 60% de sus ingresos.

El costo de venta está compuesto por los siguientes compuestos:

**Tabla 31. Costo de venta detallado por concepto**

Concepto	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Suministro, transporte y distribución de gas natural	280,053	273,211	276,158	327,796	349,766	358,862	376,365	404,591	430,814	459,315
Depreciación y amortización	206,365	207,905	206,962	208,221	221,159	0	0	0	0	0
Compra de energía, potencia y peaje	153,547	222,463	131,945	215,463	187,834	192,719	202,118	217,276	231,359	246,665
Compensación por generación adicional y otros	16,985	39,549	41,671	55,606	78,053	80,083	83,989	90,288	96,139	102,500
Compensación por energía renovables	0	0	0	34,009	61,725	63,330	66,419	71,400	76,028	81,058
Otros	149,716	186,471	229,953	167,355	193,681	198,718	208,410	224,040	238,561	254,343
<b>Total Costo de Venta</b>	<b>806,666</b>	<b>929,599</b>	<b>886,689</b>	<b>1,008,450</b>	<b>1,092,218</b>	<b>893,712</b>	<b>937,301</b>	<b>1,007,595</b>	<b>1,072,901</b>	<b>1,143,880</b>
<b>Ingresos</b>	<b>1,362,711</b>	<b>1,524,139</b>	<b>1,432,443</b>	<b>1,701,481</b>	<b>1,840,060</b>	<b>1,867,705</b>	<b>1,958,797</b>	<b>2,105,699</b>	<b>2,242,179</b>	<b>2,390,512</b>
<b>Participación Costo venta/Ingresos</b>	<b>59.2%</b>	<b>61.0%</b>	<b>61.9%</b>	<b>59.3%</b>	<b>59.4%</b>	<b>47.9%</b>	<b>47.9%</b>	<b>47.9%</b>	<b>47.9%</b>	<b>47.9%</b>

Concepto	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Suministro, transporte y distribución de gas natural	35%	29%	31%	33%	32%	40%	40%	40%	40%	40%
Depreciación y amortización	26%	22%	23%	21%	20%	0%	0%	0%	0%	0%
Compra de energía, potencia y peaje	19%	24%	15%	21%	17%	22%	22%	22%	22%	22%
Compensación por generación adicional y otros	2%	4%	5%	6%	7%	9%	9%	9%	9%	9%
Compensación por energía renovables	0%	0%	0%	3%	6%	7%	7%	7%	7%	7%
Otros	19%	20%	26%	17%	18%	22%	22%	22%	22%	22%
<b>Total</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>

Fuente: Elaboración propia, 2016.

Es importante indicar que la variación de costos no registra variaciones significativas en los últimos 05 años, ya que la empresa cuenta con contratos de compra a precios pactados, como es en el caso de la siguiente variable:

*Suministro, transporte y distribución de gas natural:* El principal insumo consumido para la producción termoeléctrica es el gas natural; por tal motivo, se considera que la participación de la compañía mantiene un contrato de adquisición de gas natural proveniente de Camisea (a precio fijo), con vencimiento en agosto de 2019, por lo que se encuentra protegido el abastecimiento de este insumo y a la variación de los precios internacionales.

### **Gastos administrativos**

Los gastos administrativos respecto a las ventas fluctúan entre 3% y 5%. Para la proyección, se ha considerado el promedio de los años 2011 a 2014, el cual es 3,4%. Se ha considerado este periodo ya que no se registró deterioro de cuentas por cobrar, lo cual si sucedió en el año 2015. Para ello, se consideró el crecimiento constante indicado (3,4%) para cada concepto que compone los gastos administrativos. Sin embargo, para el caso del deterioro de las cuentas por cobrar, se consideró además la morosidad bancaria promedio del mes de mayo 2016, el cual asciende a 2,86%.



El detalle de los conceptos que componen esta deuda es el siguiente:

**Tabla 32. Gastos administrativos por concepto**

Concepto	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Gastos de personal	28,595	30,345	31,094	32,645	35,384	31,991	33,552	36,068	38,406	40,947
Servicios prestados por terceros	8,713	11,596	13,356	14,043	25,783	23,311	24,448	26,281	27,985	29,836
Estimación de deterioro de cuentas por cobrar		0	0	0	22,720	23,370	24,038	24,726	25,433	26,160
Otros	11,454	7,773	8,142	6,215	9,069	8,199	8,599	9,244	9,843	10,495
<b>Total</b>	<b>48,762</b>	<b>49,714</b>	<b>52,592</b>	<b>52,903</b>	<b>92,956</b>	<b>86,872</b>	<b>90,637</b>	<b>96,319</b>	<b>101,667</b>	<b>107,438</b>
<b>Ingresos</b>	<b>1,362,711</b>	<b>1,524,139</b>	<b>1,432,443</b>	<b>1,701,481</b>	<b>1,840,060</b>	<b>1,867,705</b>	<b>1,958,797</b>	<b>2,105,699</b>	<b>2,242,179</b>	<b>2,390,512</b>
Participación Gastos Adm./Ingresos	3.6%	3.3%	3.7%	3.1%	5.1%	4.7%	4.6%	4.6%	4.5%	4.5%

Concepto	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Gastos de personal	59%	61%	59%	62%	38%	37%	37%	37%	38%	38%
Servicios prestados por terceros	18%	23%	25%	27%	28%	27%	27%	27%	28%	28%
Estimación de deterioro de cuentas por cobrar	0%	0%	0%	0%	24%	27%	27%	26%	25%	24%
Otros	23%	16%	15%	12%	10%	9%	9%	10%	10%	10%
<b>Total</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>

Fuente: Elaboración propia, 2016.

### Otros ingresos operativos

Los ingresos operativos respecto a las ventas fluctúan entre 0,6% y 8,3% (incluyendo reembolsos por daño material). Para la proyección, se ha considerado el factor de 1,0% (promedio de los últimos 03 años) sobre los ingresos, en el cual se ha retirado el ingreso histórico por Reembolso por daño material y lucro cesante, por ser un ingreso aleatorio que depende de alguna falla en las maquinarias aseguradas.

El detalle de los conceptos del ingreso operativo son los siguientes:

**Tabla 33. Otros ingresos operativos por concepto**

Concepto	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Reembolso por daño material y lucro cesante	0	0	104,718	43,718	8,659	0	0	0	0	0
Servicios de administración a entidades relacionadas	911	2,425	3,021	4,107	4,810	5,444	5,709	6,138	6,535	6,968
Transferencia de capacidad de transporte gas natural	0	2,974	3,299	2,894	3,852	4,360	4,572	4,915	5,234	5,580
Compensación por uso de instalaciones hidráulicas	0	1,329	3,683	7,799	3,270	3,701	3,882	4,173	4,443	4,737
Otros	7,049	5,862	4,491	5,432	4,570	5,172	5,425	5,831	6,209	6,620
<b>Total</b>	<b>7,960</b>	<b>12,590</b>	<b>119,212</b>	<b>63,950</b>	<b>25,161</b>	<b>18,677</b>	<b>19,588</b>	<b>21,057</b>	<b>22,422</b>	<b>23,905</b>
<b>Ingresos</b>	<b>1,362,711</b>	<b>1,524,139</b>	<b>1,432,443</b>	<b>1,701,481</b>	<b>1,840,060</b>	<b>1,867,705</b>	<b>1,958,797</b>	<b>2,105,699</b>	<b>2,242,179</b>	<b>2,390,512</b>
Participación Costo venta/Ingresos	0.6%	0.8%	8.3%	3.8%	1.4%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%

Concepto	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Reembolso por daño material y lucro cesante	0%	0%	88%	68%	34%	0%	0%	0%	0%	0%
Servicios de administración a entidades relacionadas	11%	19%	3%	6%	19%	29%	29%	29%	29%	29%
Transferencia de capacidad de transporte gas natural	0%	24%	3%	5%	15%	23%	23%	23%	23%	23%
Compensación por uso de instalaciones hidráulicas	0%	11%	3%	12%	13%	20%	20%	20%	20%	20%
Otros	89%	47%	4%	8%	18%	28%	28%	28%	28%	28%
<b>Total</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>

Fuente: Elaboración propia, 2016.

### Ingresos financieros

Para la proyección de esta variable se consideró el crecimiento del efectivo, dado por el crecimiento del EBITDA de los años en proyección, del cual se dispone para depósitos a largo plazo el 65% del efectivo, aplicando el 3,6% de tasa activa al depósito resultante.

**Tabla 34. Ingresos financieros por concepto**

Ingresos financieros	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
	54%	88%	70%	60%	50%	70%	65%	65%	65%	65%	65%
Efectivo y equivalente de efectivo	82,620	169,202	187,108	171,782	221,332	86,309	86,739	91,015	97,947	104,381	111,378
Depósitos a plazo	45,000	148,600	131,000	103,034	109,870	60,100	56,605	59,396	63,920	68,119	72,685
<b>Intereses sobre depósitos bancarios</b>	<b>1,253</b>	<b>4,860</b>	<b>6,634</b>	<b>4,853</b>	<b>2,380</b>	<b>2,170</b>	<b>2,038</b>	<b>2,139</b>	<b>2,302</b>	<b>2,453</b>	<b>2,617</b>
	2.8%	3.3%	5.1%	4.7%	2.2%	3.6%	3.6%	3.6%	3.6%	3.6%	3.6%

Fuente: Elaboración propia, 2016.

### Gastos financieros/deuda:

Para la proyección se ha considerado el promedio de los ratios del año 2011 y 2015.

**Tabla 35. Gastos financieros por concepto**

Gastos Financieros	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Intereses sobre bonos	38,637	34,361	30,662	24,746	18,593	15,255	10,037	8,396	8,396	7,298	4,746
Intereses sobre préstamos bancarios	10,722	12,231	11,122	9,971	11,084	8,277	17,206	15,374	2,539	0	0
Intereses sobre leasing	8,881	5,827	4,894	3,670	3,191	2,910	2,910	2,910	0	0	0
Pérdida por instrumentos financieros derivados	0	0	3208	2585	2321	2397	9,226	8,163	3,346	2,233	1,452
Actualización de contingencia	2672	48377	3248	299	311	778					
Intereses sobre préstamos entidades relacionadas	0	0	0	0	0	251					
Otros	7874	2061	1627	2339	3588	9926					
<b>Total Gastos financieros</b>	<b>68,786</b>	<b>102,857</b>	<b>54,761</b>	<b>43,610</b>	<b>39,088</b>	<b>39,794</b>	<b>39,378</b>	<b>34,843</b>	<b>14,281</b>	<b>9,531</b>	<b>6,199</b>
	85%	51%	85%	88%	84%	66%	77%	77%	77%	77%	77%
	15%	49%	15%	12%	16%	34%	23%	23%	23%	23%	23%

Fuente: Elaboración propia, 2016.

### Diferencias de cambio neto

Para la proyección, se consideró la deuda contraída en dólares, la cual se clasifica en bonos, préstamos bancarios, arrendamiento financiero e instrumentos derivados. Para el caso de bonos, se consideró el pago de los cupones y la diferencia de tipo de cambio entre año y año para hallar la variación. De igual manera, para el caso de préstamos bancarios y arrendamiento financiero, se consideró el saldo capital de la deuda para cada año multiplicada por la variación de tipo de cambio entre año y año.

**Tabla 36. Detalle de diferencia de tipo de cambio**

Intereses y Gastos financieros						2016E	2017E	2018E	2019E	2020E
<b>Bonos</b>	<i>Moneda</i>	<i>Importe inicial</i>	<i>Importe en soles</i>	<i>Tasa cupón</i>	<i>Fecha Vencimiento</i>					
3er. Programa - 1ra emisión	soles	25,000,000	25,000,000	6.40%	Jun-22	0	0	0	0	0
3er. Programa - 3ra emisión	soles	25,000,000	25,000,000	6.63%	Jul-19	0	0	0	0	0
3er. Programa - 8va emisión	dólares	10,000,000	34,110,000	5.27%	Ene-28	20.6	42.2	26.4	0.0	0.0
3er. Programa - 11ma emisión	dólares	8,166,000	27,854,226	3.22%	Ene-19	10.2	21.0	13.1	0.0	0.0
						<b>31</b>	<b>63</b>	<b>39</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
4to. Programa - 1ra emisión	dólares	10,000,000	34,110,000	2.23%	Jul-16	8.7	0.0	0.0	0.0	0.0
4to. Programa - 2da emisión	dólares	10,000,000	34,110,000	2.58%	Set-16	10.1	0.0	0.0	0.0	0.0
4to. Programa - 4ta emisión	dólares	10,000,000	34,110,000	3.22%	Ene-18	12.6	25.7	16.1	0.0	0.0
4to. Programa - 5ta emisión	dólares	10,000,000	34,110,000	3.95%	Set-20	15.4	31.6	19.8	0.0	0.0
<b>Intereses por Bonos</b>						<b>47</b>	<b>57</b>	<b>36</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Préstamos Bancarios</b>		Saldo al 31.12.15	<i>Importe en soles</i>	<i>Tasa de interés</i>	<i>Fecha Vencimiento</i>					
Bank of Nova Scotia 1	dólares	36,045,734	122,952,000	1.49%	Mar-16	1,406	0.0	0.0	0.0	0.0
Bank of Nova Scotia 2	dólares	5,022,574	17,132,000	2.87%	Nov-17	195.9	401.8	0.0	0.0	0.0
Bank of Nova Scotia 3	dólares	5,517,150	18,819,000	3.37%	Ene-19	215.2	441.4	275.9	0.0	0.0
BCP	dólares	27,714,160	94,533,000	2.87%	Feb-18	1,080.9	2,217.1	1,385.7	0.0	0.0
<b>Intereses por Préstamos Bancarios</b>						<b>2,898</b>	<b>3,060</b>	<b>1,662</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Arrendamiento Financiero</b>		Saldo al 31.12.15	<i>Importe en soles</i>	<i>Tasa cupón</i>	<i>Fecha Vencimiento</i>					
Scotiabank Perú	dólares	35,854,881	122,301,000	1.49%	Mar-17	1,398.3	2,868.4	0	0	0
<b>Intereses por Préstamos Bancarios</b>						<b>1,398</b>	<b>2,868</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Instrumentos Derivados</b>			<i>Importe en soles</i>	<i>Tasa cupón</i>	<i>Fecha Vencimiento</i>					
Scotiabank Perú	dólares	364,409	1,243,000	1.49%	Mar-16	14.2	0.0	0	0	0
Scotiabank Perú	dólares	317,795	1,084,000	1.49%	Ene-19	12.4	25.4	15.9	0.0	0
Banco de Crédito	dólares	20,522	70,000	2.87%	Feb-18	1	2	1	0	0
<b>Intereses por Préstamos Bancarios</b>						<b>27</b>	<b>27</b>	<b>17</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Total Intereses y Gastos Financieros</b>						<b>4,401</b>	<b>6,076</b>	<b>1,754</b>	<b>0</b>	<b>0</b>

Fuente: Elaboración propia, 2016.

## Participación en asociadas

Para la proyección, se consideró la participación de acciones de Edegel (3.996592%) en la empresa Enel Brasil. Dicha participación es multiplicada por la Utilidad Neta de Enel Brasil en moneda nacional (soles), para la Utilidad Neta se consideró una disminución de (-1%) con respecto al resultado del año 2015.

El detalle de la proyección se puede observar en el siguiente cuadro:

**Tabla 37. Proyección de participación en asociadas**

### Participación en Asociadas

Indicador	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Utilidad neta (Reales)	1,085,433	1,203,521	1,470,636	1,253,641	872,641	880,817	872,009	863,289	854,656	846,109	837,648
Soles / Real	0.75479	0.718819	0.778211	0.753234	0.753966	0.901464	0.946537	0.993864	1.043557	1.095735	1.150522
Utilidad neta (Soles)	819,274	865,114	1,144,465	944,285	657,942	794,025	825,389	857,992	891,883	927,112	963,733
<b>Participación en asociada</b>	<b>51,967</b>	<b>62,281</b>	<b>55,145</b>	<b>54,728</b>	<b>27,707</b>	<b>31,761</b>	<b>32,987</b>	<b>34,290</b>	<b>35,645</b>	<b>37,053</b>	<b>38,516</b>
% Participación / Utilidad neta	6.34%	7.20%	4.82%	5.80%	4.21%	4.00%	4.00%	4.00%	4.00%	4.00%	4.00%

### Inversión en Asociada

Indicador	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Saldo inicial	270,712	296,850	275,271	259,771	260,382	236,788	198,107	213,918	213,918	229,512	230,022
Participación en la utilidad de	51,967	62,281	55,145	54,728	27,707	31,761	32,987	34,290	35,645	37,053	38,516
Dividendos declarados	-28,988	-59,719	-2,122	-55,675	-42,834	-7,337	-8,247	-8,573	-8,911	-9,263	-9,629
Diferencias por conversión	3,159	-24,141	-68,523	-1,080	-8,467	-63,105	-8,929	-10,124	-10,630	-11,975	-12,602
Otros movimientos de la asociada		0	0	2,638	0	0	0	0	0	0	0
	<b>296,850</b>	<b>275,271</b>	<b>259,771</b>	<b>260,382</b>	<b>236,788</b>	<b>198,107</b>	<b>213,918</b>	<b>229,512</b>	<b>230,022</b>	<b>245,326</b>	<b>246,307</b>

Fuente: Elaboración propia, 2016.

## Depreciación del ejercicio

Esta variable se proyectó considerando el modelo de línea recta con un periodo de 19 años, la depreciación se incrementa por las inversiones en capital (capex) que realiza la empresa y está sujeta al mismo periodo lineal de depreciación.

**Tabla 38. Detalle de proyección de depreciación**

<i>(D&amp;A de Inversiones a la fecha,</i>	2011	2012	2013	2014	2015E	2016E	2017E	2018E	2019E	2020E
<b>D&amp;A</b>										
Edificios						70,200	70,200	70,200	70,200	70,200
Maquinaria y equipo						170,242	170,242	170,242	170,242	170,242
Unidades de transporte						8	0	0	0	0
Muebles y enseres						379	53	0	0	0
Equipos diversos						4,158	779	0	0	0
<b>D&amp;A</b>						<b>244,988</b>	<b>241,274</b>	<b>240,443</b>	<b>240,443</b>	<b>240,443</b>
<b>D&amp;A Acum</b>										
Edificios					1,078,045	1,148,245	1,218,446	1,288,646	1,358,847	1,429,047
Maquinaria y equipo					1,969,750	2,139,992	2,310,235	2,480,477	2,650,719	2,820,962
Unidades de transporte					2,073	2,081	2,081	2,081	2,081	2,081
Muebles y enseres					3,357	3,736	3,789	3,789	3,789	3,789
Equipos diversos					24,172	28,330	29,109	29,109	29,109	29,109
<b>D&amp;A Acum</b>					<b>3,077,397</b>	<b>3,322,385</b>	<b>3,563,659</b>	<b>3,804,102</b>	<b>4,044,545</b>	<b>4,284,987</b>

Fuente: Elaboración propia, 2016.

## CAPEX

Para la proyección de esta variable, se consideró la relación existente entre la inversión en capital y la cantidad de producción (Gwh) vendida, ya que Edegel invierte en este concepto con el fin de incrementar su capacidad productiva y, de esta manera, responder a la demanda de energía y potencia presentada. Se identificó que la empresa invierte en promedio S/. 32 mil soles para generar 1 GWh adicional de producción. Así mismo, se multiplicó este costo por la inflación anual (4%) hasta el 2020. Considerando que se tiene la demanda de GWh proyectada por el modelo MCO, se puede identificar la inversión adicional en capital que requiere Edegel para cumplir con sus estimaciones de venta según se puede observar en la tabla 28.

**Tabla 39. Detalle de cálculo de CAPEX**

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
<b>CAPEX</b>	<b>86,573</b>	<b>122,208</b>	<b>161,264</b>	<b>142,966</b>	<b>136,918</b>	<b>159,134</b>	<b>182,796</b>	<b>213,002</b>	<b>241,377</b>	<b>273,238</b>
Diferencia de CAPEX de Año "x" - Año "x-1" (a)		35,635	39,056	-18,298	-6,048	22,216	23,661	30,206	28,375	31,861
Producción de GWh	8,647	9,094	7,888	8,709	7,971	8,639	9,322	10,162	10,920	11,738
Diferencia de Producción de Año "x" - Año "x-1" (b)		447	-1,206	821	-738	668	684	839	758	818
Relación entre variación de CAPEX vs Producción (a/b)		273.3	-133.7	174.1	-185.5	33.3	34.6	36.0	37.4	38.9

Fuente: Elaboración propia, 2016.

## Incremento de capital de trabajo

Esta variable se proyectó en función del comportamiento de la caja mínima, las cuenta por cobrar, los inventarios y las cuentas por pagar. Para ello, se proyectaron las cuentas

correspondientes del Estado de Situación Financiera en función del comportamiento histórico de los años 2011 a 2015, con el fin de obtener los ratios y valores de las variables indicadas.

**Tabla 40. Detalle de cálculo de capital de trabajo**

<i>Assumptions</i>	2011	2012	2013	2014	2015E	2016E	2017E	2018E	2019E	2020E
Caja mínima (días ventas)	19.71	3.66	(32.75)	(29.55)	9.46	20.25	6.68	0.80	1.58	3.37
AR (CxC) (DOS o días de venta)	32.23	33.13	37.70	35.14	50.10	65.32	53.98	47.70	42.56	37.92
Inventory (Inventarios) (DSI o días de CV)	29.38	26.02	27.73	24.80	24.07	30.95	30.98	30.26	29.84	29.39
AP (CxP) (DPO o días de compras)	41.90	55.49	98.18	89.50	64.71	76.01	78.28	77.16	70.82	63.94
<i>NWK Accounts</i>	2011	2012	2013	2014	2015E	2016E	2017E	2018E	2019E	2020E
+ Caja mínima	74,597	15,503	(130,332)	(139,678)	48,363	105,078	36,330	4,676	9,846	22,351
+ CxC (días de ventas)	121,997	140,273	150,024	166,084	256,052	338,870	293,687	279,003	265,053	251,800
+ Inventarios (días de CV)	48,986	52,152	52,349	55,138	58,244	76,828	80,669	84,703	88,938	93,385
- CxP (días de compras)	(77,504)	(111,711)	(185,142)	(199,758)	(157,237)	(189,490)	(204,672)	(216,856)	(211,910)	(203,987)
<b>NWK (NOF)</b>	<b>168,076</b>	<b>96,217</b>	<b>(113,102)</b>	<b>(118,214)</b>	<b>205,421</b>	<b>331,285</b>	<b>206,014</b>	<b>151,526</b>	<b>151,927</b>	<b>163,549</b>
<b>Change in NWK (Aumento / Disminución de las NOF)</b>	<b>168,076</b>	<b>(71,858)</b>	<b>(209,319)</b>	<b>(5,112)</b>	<b>323,636</b>	<b>125,864</b>	<b>(125,271)</b>	<b>(54,488)</b>	<b>401</b>	<b>11,622</b>

Fuente: Elaboración propia, 2016.

## Anexo 12. Proyecciones flujo de caja descontado

Tabla 41. Flujo de caja descontado en miles de soles

S/ (Miles de soles)	2011	2012	2013	2014	2015E	2016E	2017E	2018E	2019E	2020E	Perpetuidad
Ingresos totales	1.362.711	1.524.141	1.432.443	1.701.481	1.840.060	1.867.705	1.958.797	2.105.600	2.242.179	2.390.512	2.390.512
Costo de venta	(600.301)	(721.694)	(679.727)	(800.229)	(870.959)	(893.712)	(937.301)	(1.007.595)	(1.072.901)	(1.143.880)	(1.143.880)
<b>Margen bruto</b>	<b>762.410</b>	<b>802.447</b>	<b>752.716</b>	<b>901.252</b>	<b>969.101</b>	<b>973.993</b>	<b>1.021.496</b>	<b>1.098.105</b>	<b>1.169.278</b>	<b>1.246.632</b>	<b>1.246.632</b>
Gastos de administración	(48.762)	(49.714)	(52.592)	(52.903)	(92.956)	(86.872)	(90.637)	(96.319)	(101.667)	(107.438)	(113.536)
Otros ingresos operativos	7.960	12.590	119.212	63.950	25.161	18.677	19.588	21.057	22.422	23.905	25.487
<b>EBITDA</b>	<b>721.608</b>	<b>765.323</b>	<b>819.336</b>	<b>912.299</b>	<b>901.306</b>	<b>905.798</b>	<b>950.447</b>	<b>1.022.824</b>	<b>1.090.032</b>	<b>1.163.100</b>	<b>1.158.583</b>
D&A	(206.365)	(207.905)	(206.962)	(208.221)	(221.259)	(252.194)	(256.856)	(265.645)	(276.856)	(289.560)	(303.941)
<b>EBIT</b>	<b>515.243</b>	<b>557.418</b>	<b>612.374</b>	<b>704.078</b>	<b>680.047</b>	<b>653.604</b>	<b>693.591</b>	<b>757.197</b>	<b>813.177</b>	<b>873.540</b>	<b>854.642</b>
Ingresos financieros	4.914	6.678	4.937	6.917	2.281	2.038	2.139	2.302	2.453	2.617	5.145
Gastos financieros	(104.955)	(54.761)	(43.610)	(39.088)	(39.794)	(39.378)	(34.843)	(14.281)	(9.531)	(21.994)	(24.006)
Diferencias de cambio neto	(3.787)	(243)	(5.618)	(4.024)	(12.661)	(4.401)	(6.076)	(1.754)	0	0	0
Participación en asociadas	62.281	55.145	54.728	27.707	31.761	32.987	34.290	35.645	37.053	38.516	40.038
<b>EBIT (Utilidad antes de impuestos)</b>	<b>473.696</b>	<b>564.237</b>	<b>622.811</b>	<b>695.590</b>	<b>661.634</b>	<b>644.850</b>	<b>689.101</b>	<b>779.109</b>	<b>843.151</b>	<b>892.680</b>	<b>875.820</b>
Taxes	(167.621)	(177.349)	(167.726)	(138.192)	(192.843)	(180.558)	(186.057)	(210.359)	(219.219)	(232.097)	(227.713)
<b>Net Income (utilidad neta)</b>	<b>306.075</b>	<b>386.888</b>	<b>455.085</b>	<b>557.398</b>	<b>468.791</b>	<b>464.292</b>	<b>503.043</b>	<b>568.749</b>	<b>623.932</b>	<b>660.583</b>	<b>648.107</b>
<b>Utilidad operativa (EBIT)</b>	<b>515.243</b>	<b>557.418</b>	<b>612.374</b>	<b>704.078</b>	<b>680.047</b>	<b>653.604</b>	<b>693.591</b>	<b>757.197</b>	<b>813.177</b>	<b>873.540</b>	<b>854.642</b>
Impuesto (t)	(154.573)	(167.225)	(183.712)	(211.223)	(190.413)	(183.009)	(187.270)	(204.443)	(211.436)	(227.120)	(222.207)
<b>(EBIT) x (1-t)</b>	<b>360.670</b>	<b>390.193</b>	<b>428.662</b>	<b>492.855</b>	<b>489.634</b>	<b>470.595</b>	<b>506.321</b>	<b>552.754</b>	<b>601.751</b>	<b>646.419</b>	<b>632.435</b>
" + Depreciación / Amortización "	206.365	207.905	206.962	208.221	221.259	252.194	256.856	265.645	276.856	289.560	303.941
<b>EBITDA</b>	<b>567.035</b>	<b>598.098</b>	<b>635.624</b>	<b>701.076</b>	<b>710.893</b>	<b>722.789</b>	<b>763.178</b>	<b>818.399</b>	<b>878.607</b>	<b>935.979</b>	<b>936.376</b>
(-) CAPEX	(86.573)	(122.208)	(161.264)	(142.966)	(136.918)	(159.134)	(182.796)	(213.002)	(241.377)	(273.238)	(295.097)
(-) Incremento capital de trabajo	(168.076)	71.858	209.319	(5.112)	(323.636)	(125.864)	125.271	54.488	(401)	(11.622)	(11.622)
<b>Flujo de caja libre (FCFF)</b>	<b>312.387</b>	<b>547.748</b>	<b>683.679</b>	<b>563.222</b>	<b>250.339</b>	<b>437.791</b>	<b>705.653</b>	<b>659.885</b>	<b>636.828</b>	<b>651.119</b>	<b>629.657</b>
Tasa de descuento						7.81%	7.55%	8.06%	8.30%	8.59%	9.64%

Fuente: Elaboración propia, 2016. (Sobre la base de Superintendencia del Mercado de Valores S/A b)

### Anexo 13. Metodología para la selección de muestra para valorización por múltiplos

Las bases de datos electrónicas clasifican a las empresas de acuerdo al Sistema de Clasificación Industrial Estándar ("SIC") Standard Industrial Classification Number – "SIC", publicado por el "Executive Office of the President, Office of Management and Budget" de los Estados Unidos de América ([https://www.osha.gov/pls/imis/sic\\_manual.html](https://www.osha.gov/pls/imis/sic_manual.html)). El esquema SIC es un sistema de cuatro dígitos de clasificación de industrias desarrollado para clasificar a las empresas de acuerdo al tipo de actividad económica en que principalmente se desarrollan. Una compañía será clasificada bajo un código SIC primario y hasta cinco códigos SIC secundarios.

El código SIC primario tiende a indicar la categoría de negocios, de la cual deriva el mayor porcentaje de las ventas de una compañía. Esta actividad principal, generalmente, representa el principal producto o grupo de productos producido o distribuido, o bien el principal tipo de servicio prestado. Sin embargo, relativamente pocas empresas limitan sus actividades a un solo código SIC. Los códigos secundarios identifican las restantes categorías de negocios de las que las compañías obtienen un porcentaje significativo de sus ventas totales. Por lo general, cualquier código SIC secundario representa al menos el 10% del volumen total de ventas de una empresa.

#### Bases de datos

Para la selección de las empresas comparables, se ha utilizado el software GS Prime. Este software agrega y compila información de 3 bases de datos distintas, las mismas que tienen información de diverso origen:

- Standard and Poor's Compustat North America database (CS)
- Standard and Poor's Compustat Global database (GV)
- Thomson Reuters (TR)

El uso de estas bases de datos combinadas ha permitido acceder a consultar datos de más de 140.000 empresas que operan mundialmente. Las compañías incluidas son empresas que cotizan sus acciones en bolsa, las cuales están clasificadas de acuerdo con el sistema de Clasificación Industrial Estándar

Se descartaron empresas que no presentaron información financiera de los 5 años analizados. La búsqueda dio como resultado 127 empresas. Luego, se revisó la descripción de cada empresa para identificar aquellas cuya actividad principal sea la generación de energía y que tenga información completa en Bloomberg y, como resultado, quedaron ocho empresas comparables las mismas que se presentan en el **¡Error! El resultado no es válido para una tabla..**

Fuente: Elaboración propia, 2016.



## Anexo 14. Metodología del método de múltiplos

**Tabla 42. Múltiplos de las empresas comparables**

	2013	2014	2015	2013	2014	2015	2013	2014	2015
	PER	PER	PER	EV/ Venta	EV/ Venta	EV/ Venta	EV/ Ebitda	EV/ Ebitda	EV/ Ebitda
	Mediana			Promedio			Promedio		
<b>Múltiplos de las empresas comparables</b>	15,81X	16,59X	18,65X	4,29X	4,60X	<b>4,52X</b>	13,09X	12m26X	<b>12,10X</b>

Fuente: Elaboración propia, 2016.

**Tabla 43. Ventas y Ebitda de Edegel**

	Ventas en Millones de S/			EBITDA		
	2013	2014	2015	2013	2014	2015
<b>Edegel</b>	1.432,44	1.701,48	<b>1.840,06</b>	822,00	914,63	<b>904,29</b>

Fuente: Elaboración propia, 2016.

**Tabla 44. Enterprise value de Edegel**

EV/Ventas*(Ventas en millones S/)			EV/Ebitda*(EBITDA)		
2013	2014	2015	2013	2014	2015
6.145,18	7.826,81	<b>8.317,07</b>	10.759,91	11.213,39	<b>10.941,86</b>

Fuente: Elaboración propia, 2016.

**Tabla 45. Valor de Edegel y de la acción**

Enterprise Value en millones de S/ (Promedio de 8 317,07 y 10 941,86)	9.629,47
Efectivo en millones de soles	86,31
Deuda financiera largo plazo (parte corriente) en millones de soles	262,21
Deuda financiera largo plazo en millones de soles	368,51
Número de acciones en millones	2,616
Precio por acción	<b>3,47</b>

Fuente: Elaboración propia, 2016.

## Anexo 15. Análisis de sensibilidad

### Precio a nivel generación de clientes regulados

A mayor nivel del precio de generación, se obtendrá un mayor precio de la acción, ya que dicho precio aporta directamente al incremento de los ingresos.

**Tabla 46. Sensibilidad de precio a nivel generación (clientes regulados)**

Sensibilidad de la tarifa en barra (clientes regulados)							
S/	2016	2017	2018	2019	2020	Perpetuidad	
WACC		7.81%					
Nro. Acciones comunes	2,616,072,176						
Tasa de Descuento	7.81%	7.55%	8.06%	8.30%	8.59%	9.64%	

Tarifa en barra (clientes regulados)	2016	2017	2018	2019	2020	Perpetuidad	Precio de acción
0.150	420,058	683,163	631,973	602,692	610,375	7,623,361	2.70
0.155	428,874	692,809	642,487	614,142	622,681	7,774,051	2.75
0.160	437,690	702,455	653,001	625,592	634,986	7,924,585	2.80
0.165	446,505	712,101	663,513	637,041	647,290	8,074,963	2.85
0.170	455,319	721,745	674,026	648,489	659,594	8,225,186	2.90
0.175	464,133	731,389	684,537	659,937	671,896	8,375,254	2.96
0.180	472,947	741,033	695,048	671,384	684,199	8,525,167	3.01
0.185	481,760	750,676	705,558	682,830	696,501	8,674,926	3.06
0.190	490,572	760,318	716,068	694,276	708,802	8,824,531	3.11
0.195	499,384	769,960	726,577	705,721	721,102	8,973,982	3.16
0.200	508,196	779,601	737,085	717,166	733,402	9,123,280	3.21
0.205	517,007	789,242	747,593	728,610	745,702	9,272,424	3.26
0.210	525,818	798,883	758,101	740,054	758,001	9,421,416	3.32
0.215	534,628	808,522	768,608	751,497	770,300	9,570,254	3.37
0.220	543,438	818,162	779,114	762,940	782,598	9,718,940	3.42
<b>Valorización modelo</b>	<b>437,791</b>	<b>705,653</b>	<b>659,885</b>	<b>636,828</b>	<b>651,119</b>	<b>8,121,732</b>	<b>2.86</b>

Fuente: Elaboración propia, 2016.

### WACC o costo de capital ponderado

A mayor costo de capital ponderado, se obtendrá un menor precio de la acción, ya que dicha variable exige un mayor rendimiento de la utilidad neta para el incremento del precio de la acción, esta variable es una medida de la exigencia de rentabilidad de los accionistas.

**Tabla 47. Sensibilidad de costo de capital ponderado (WACC)**

Sensibilidad del WACC	
S/	
Costo de Capital Ponderado	Precio de acción (S/)
3.00%	2.99
3.50%	2.98
4.00%	2.96
4.50%	2.95
5.00%	2.94
5.50%	2.92
6.00%	2.91
6.50%	2.89
7.00%	2.88
7.50%	2.87
8.00%	2.85
8.50%	2.84
9.00%	2.83
9.50%	2.81
10.00%	2.80
<b>Valorización modelo</b>	<b>2.86</b>

Fuente: Elaboración propia, 2016.

### Consumo de energía eléctrica

A mayor consumo de los usuarios, se requerirá una mayor generación de energía eléctrica, por lo que los ingresos y el precio de la acción incrementarán.

**Tabla 48. Sensibilidad de consumo de energía eléctrica**

Sensibilidad de consumo de energía						
S/	2016	2017	2018	2019	2020	Perpetuidad
WACC	7.81%					
Nro. Acciones comunes	2,616,072,176					
Tasa de Descuento	7.81%	7.55%	8.06%	8.30%	8.59%	9.64%

Consumo de Energía Eléctrica	2016	2017	2018	2019	2020	Perpetuidad	Precio de acción
20,000	336,125	590,400	533,240	496,596	502,956	6,696,497	2.33
25,000	354,259	608,539	550,661	513,907	519,430	6,865,797	2.40
30,000	372,337	626,611	568,007	531,143	535,829	7,031,596	2.46
35,000	390,374	644,633	585,299	548,323	552,172	7,194,151	2.53
40,000	408,380	662,618	602,550	565,462	568,474	7,353,639	2.59
45,000	426,361	680,574	619,770	582,569	584,743	7,510,180	2.66
50,000	444,323	698,507	636,964	599,651	600,988	7,663,861	2.72
55,000	462,270	716,422	654,139	616,712	617,211	7,814,749	2.78
60,000	480,204	734,323	671,297	633,757	633,418	7,962,891	2.84
65,000	498,127	752,211	688,441	650,787	649,612	8,108,324	2.90
70,000	516,042	770,088	705,575	667,807	665,793	8,251,079	2.97
75,000	533,949	787,958	722,698	684,816	681,966	8,391,177	3.02
80,000	551,850	805,819	739,814	701,818	698,129	8,528,638	3.08
85,000	569,745	823,675	756,923	718,812	714,286	8,663,477	3.14
90,000	587,636	841,525	774,025	735,800	730,437	8,795,705	3.20
<b>Valorización modelo</b>	<b>437,791</b>	<b>705,653</b>	<b>659,885</b>	<b>636,828</b>	<b>651,119</b>	<b>8,121,732</b>	<b>2.86</b>

Fuente: Elaboración propia, 2016.

## Participación de mercado

A mayor participación de mercado, incrementará el precio de la acción, ya que Edegel podrá hacer un mejor uso de su capacidad de producción e incrementará su factor de carga o utilización.

**Tabla 49. Sensibilidad de participación de mercado**

Sensibilidad de participación de mercado						
S/	2016	2017	2018	2019	2020	Perpetuidad
WACC	7.81%					
Nro. Acciones comunes	2,616,072,176					
Tasa de Descuento	7.81%	7.55%	8.06%	8.30%	8.59%	9.64%

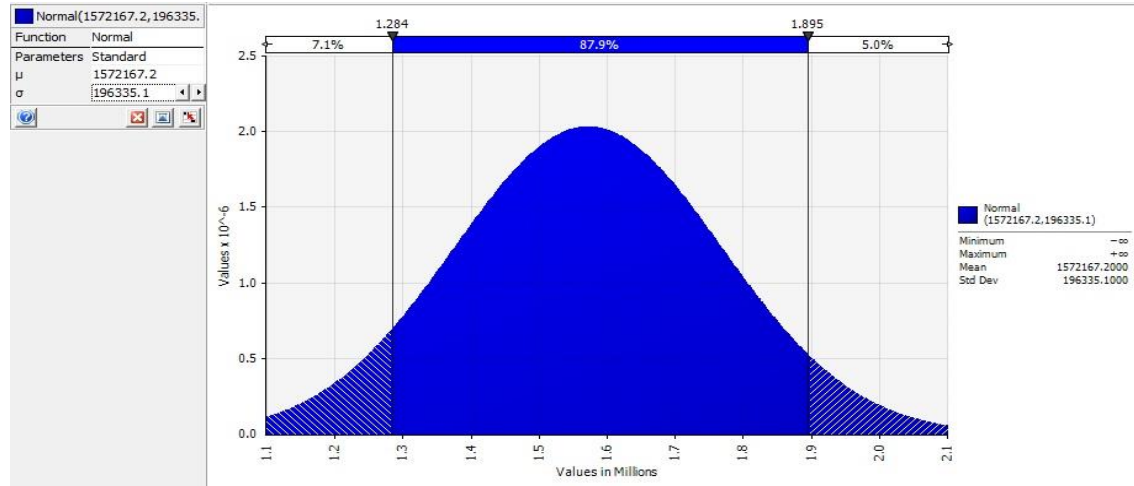
  

Particiación de mercado	2016	2017	2018	2019	2020	Perpetuidad	Precio de acción
13%	390,133	654,340	606,310	579,684	636,828	7,586,308	2.66
14%	394,975	659,554	611,754	585,490	636,828	7,642,239	2.68
14%	399,814	664,765	617,195	591,293	636,828	7,697,796	2.70
15%	404,651	669,974	622,634	597,094	636,828	7,752,982	2.72
15%	409,487	675,180	628,070	602,892	636,828	7,807,800	2.74
16%	414,320	680,385	633,504	608,688	636,828	7,862,252	2.76
16%	419,152	685,587	638,936	614,481	636,828	7,916,340	2.78
17%	423,983	690,788	644,365	620,273	636,828	7,970,065	2.80
17%	428,812	695,987	649,794	626,063	636,828	8,023,429	2.82
18%	433,640	701,184	655,220	631,851	636,828	8,076,434	2.84
18%	438,466	706,381	660,645	637,638	636,828	8,129,082	2.86
19%	443,292	711,575	666,068	643,423	636,828	8,181,372	2.88
19%	448,116	716,769	671,490	649,207	636,828	8,233,308	2.90
20%	452,939	721,961	676,910	654,989	636,828	8,284,888	2.92
20%	457,761	727,152	682,329	660,770	636,828	8,336,116	2.93
<b>Valorización modelo</b>	<b>437,791</b>	<b>705,653</b>	<b>659,885</b>	<b>636,828</b>	<b>651,119</b>	<b>8,121,732</b>	<b>2.86</b>

Fuente: Elaboración propia, 2016.

## Anexo 16. Probabilidad de obtener utilidad neta “0” en @Risk

### Gráfico 15. Probabilidad de utilidad neta 0



Fuente: Elaboración propia, 2016.