# EDEGEL S.A.A. Y SUBSIDIARIA

| Fecha de comité: 02 de agosto de 2016 con EEFF[1] al 31 de marzo del 2016 | | Sector Eléctrico, Perú |
|---|---|---|
| **Aspecto o Instrumento Clasificado** | **Clasificación** | **Perspectiva** |
| Acciones Comunes | Primera Clase, Nivel 1 | Estable |
| Tercer Programa de Bonos Corporativos de Edegel S.A.A. | pAAA | Estable |
| Cuarto Programa de Bonos Corporativos de Edegel S.A.A. | pAAA | Estable |
| Quinto Programa de Bonos Corporativos de Edegel S.A.A. | pAAA | Estable |


| Equipo de Análisis | | |
|---|---|---|
| Mariella Pajuelo Liberati<br>rmpajuelo@ratingspcr.com | Daicy Peña<br>dpena@ratingspcr.com | (511) 208.2530 |


***Primera Clase, Nivel 1:*** *Las acciones clasificadas en esta categoría son probablemente las más seguras, estables y menos riesgosas del mercado. Muestran una muy buena capacidad de generación de utilidades y liquidez en el mercado.*
***Categoría pAAA:*** *Emisiones con la más alta calidad de crédito. Los factores de riesgo son prácticamente inexistentes*.

*"La información empleada en la presente clasificación proviene de fuentes oficiales; sin embargo, no garantizamos la confiabilidad e integridad de la misma, por lo que no nos hacemos responsables por algún error u omisión por el uso de dicha información. Las clasificaciones de PCR constituyen una opinión sobre la calidad crediticia y no son recomendaciones de compra y venta de instrumentos."*

## Racionalidad

En comité de clasificación de riesgo, PCR decidió ratificar la clasificación de las acciones comunes de Edegel en Primera Clase, Nivel 1, y al Tercer, Cuarto y Quinto Programa de Bonos Corporativos de Edegel S.A. en AAA. La clasificación se soporta en la posición privilegiada de la Compañía derivada de su amplia capacidad de generación, lo cual le permite suscribir importantes contratos de suministro de largo plazo, así como del contrato a precio fijo que mantiene para su abastecimiento de gas natural, y el respaldo de *know how* del Grupo Enel. La alta calidad crediticia de Edegel y Subsidiaria se refuerza periodo a periodo por el crecimiento sostenido de su generación operativa, así como por la disminución de su deuda financiera.

## Resumen Ejecutivo

- **Líder en generación y potencia efectiva.** La Compañía ostenta una potencia efectiva instalada que le permite ubicarse dentro de las generadoras más grandes en Perú, resaltando que es dueña de una de las tres centrales de ciclo combinado existentes en el país. Su participación en el subsector de generación eléctrica la ubica en una posición privilegiada para suscribir contratos de suministro de largo plazo con diversos clientes y vender importantes niveles de potencia. Sus contratos tienen vencimiento principalmente en el mediano y largo plazo, por lo que una significativa porción de sus ingresos son estables, resaltando que la mayor parte de la culminación de los mismos, se dará en el 2025.
- **Contrato de abastecimiento de gas natural.** El gas natural es uno de los principales insumos utilizados para la producción termoeléctrica, por lo que la Compañía mantiene un contrato de adquisición de gas natural proveniente de los yacimientos de Camisea (a precio fijo), con vencimiento en agosto de 2019, con lo cual se encuentra protegida contra la variación de los precios internacionales, además de acceder a una fuente más barata en comparación a otros combustibles. La logística del gas natural está asegurada mediante contratos de largo plazo con Transportadora de Gas del Perú, con vencimiento en enero de 2034, y con Gas Natural de Lima y Callao, con vencimiento en agosto de 2019.
- **Evolución positiva de resultados.** El resultado del ejercicio presenta una tendencia creciente a lo largo de los años, sustentada principalmente en la evolución favorable de la venta de energía y potencia. Luego la provisión de cobranza dudosa que afectó los resultados al 2015, continúa la tendencia creciente de los resultados a marzo 2016 sustentada principalmente en los mayores ingresos. Asimismo, se observa un nivel de pérdida por diferencia de tipo de cambio bastante bajo; en este sentido, las tarifas eléctricas consideran las variaciones del dólar respecto a sol, lo cual genera un *hedge* intrínseco.
- **Fortalecimiento de perfil crediticio.** Sustentado en la amortización parcial de sus bonos corporativos, la cual junto a su creciente generación operativa, se derivan en una mejora de la posición de Edegel y Subsidiaria para afrontar sus obligaciones, reflejado en la tendencia decreciente del *payback* y su holgado nivel de cobertura.
- **Adecuado nivel de liquidez y gestión del circulante**. Los niveles de liquidez de la Compañía se encuentran en un nivel adecuado en línea con la mayor generación de efectivo. Asimismo, es de mencionar su favorable ciclo de conversión neto. Como parte de la gestión del circulante, la Compañía mantiene líneas de crédito con las empresas del Grupo Enel por el monto de USD 90.50 MM, además de mantener líneas disponibles y comprometidas con instituciones financieras locales a fin de afrontar problemas de liquidez en caso se presentaran. Si bien se observa una mayor presión respecto a la liquidez, se encuentra en línea con la concentración de vencimientos de pasivos en un plazo menor a un año, se considera que el nivel se mantiene aún en un nivel adecuado. Asimismo, se espera una recuperación a lo largo del 2016.
- **Respaldo del Grupo Enel.** Edegel y Subsidiaria recibe respaldo en temas de *know how* de Enel S.p.A (clasificación internacional de largo plazo Baa2, BBB y BBB+) la cual posee amplia experiencia en el sector, siendo la principal empresa generadora en Italia y una de las principales en Europa.

[1] No auditados.

## Análisis Sectorial

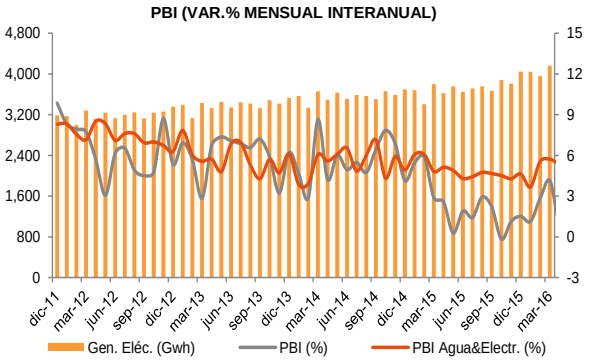
***Estructura del Sector***

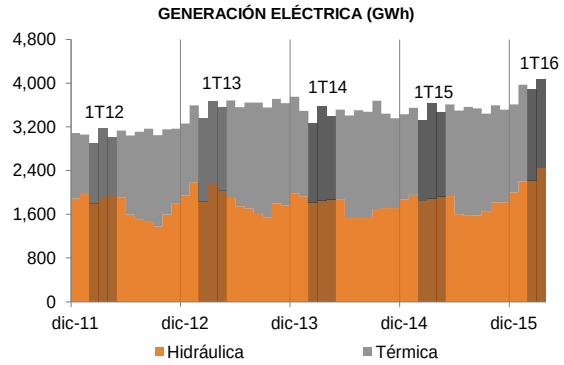
La industria de energía eléctrica en el Perú se encuentra dividida en tres subsectores: i) Generación, encargado de la producción de energía a través de diversas fuentes, entre las que destacan la producción hidroeléctrica, y termoeléctrica, esta última utiliza como insumos gas natural, carbón y petróleo; ii) Transmisión, encargado de la propagación de la electricidad mediante líneas de transmisión hasta una subestación, cuyos transformadores convierten la electricidad de alto voltaje a electricidad de menor voltaje, y; iii) Distribución, mediante el cual se reparte la electricidad desde las subestaciones hacia los consumidores finales. Los clientes del sector eléctrico se dividen en dos categorías, resaltando que aquellos usuarios cuya demanda de potencia tenga como límite inferior 200 Kw y como límite superior 2,500 Kw pueden optar entre la condición de usuario "regulado" o la condición de usuario "libre".

-*Clientes Regulados*. 7.72 millones de clientes[2] (+4.4% respecto al 2014)[3]. Son aquellos usuarios sujetos a la regulación del precio de la energía y de la potencia y que se encuentran dentro de la concesión del distribuidor, con demandas de potencia que no superan los 200 Kw. La tarifa eléctrica regulada, es fijada periódicamente por el OSINERGMIN, de acuerdo con los criterios, las metodologías y los modelos económicos establecidos en la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) y su Reglamento.
-*Clientes Libres.* 338 (+29.8% respecto al 2014) grandes consumidores de electricidad[4] (importantes complejos mineros, comerciales e industriales) con una demanda de potencia superior a 2,500 Kw cada uno. Los precios de carga y energía y otras condiciones de suministro de electricidad se negocian libremente. El proveedor puede ser una empresa de generación, de distribución o cualquier otro proveedor minorista.

***Entorno Energético***

El desempeño del sector eléctrico presenta una alta correlación con el crecimiento de la economía, resaltando que en el caso peruano se sustenta en mayor medida en empresas mineras e industrias de hierro y acero. Si bien se observa una elevada correlación, es de mencionar que en épocas de recesión económica disminuyen las tasas de crecimiento del sector eléctrico, no obstante esto es mitigado por el crecimiento vegetativo de la demanda, el cual está ligado entre otros factores, al crecimiento de la población. En este sentido, en los últimos 10 años la producción de energía creció a una tasa media de 6.5%, mientras que el promedio para la economía fue de 6.0%. Contrastando la generación eléctrica de los últimos 5 años con el crecimiento del producto bruto interno, el primero se ha ubicado alrededor de 100 pbs por encima. En este sentido, se espera un crecimiento por encima del promedio debido a las mayores cifras proyectadas de crecimiento económico, además de las inversiones previstas para los siguientes periodos.




**Fuente:** INEI, BCRP **/ Elaboración:** PCR

Actualmente, el MEM enfatiza que el sector se ha recuperado de la caída en su margen de reserva[5] del 2008, gracias al crecimiento de la oferta de generación eléctrica debido al acceso del gas de Camisea[6] y a la mayor expansión de infraestructura de generación, sobre todo de aquellas centrales termoeléctricas que utilizan el gas de Camisea. En contraste con esta situación, y en línea con el importante incremento de inversiones realizadas desde el 2009, actualmente el sector se encuentra atravesando una situación de sobreoferta ubicándose entre 50%-60% al cierre del 2015. En este sentido, el consumo per cápita de los últimos 10 años presentó un incremento de 26%, mientras que la generación per cápita tuvo una variación de 65%. Si bien esta situación seguirá en los siguientes periodos, se espera una reducción gradual en línea con el progresivo crecimiento de la demanda, no obstante, se estima que para el 2025, aún la reserva se ubique alrededor del 30%. Dado este contexto, la solvencia energética del país, y los acuerdos suscritos de integración eléctrica con Brasil y Ecuador se espera que a partir de los años 2019-2021 se empiece a exportar energía en mayor medida[7], lo cual traería consigo una reducción de tarifas.

***Generación***

La electricidad en el Perú es generada fundamentalmente por centrales hidroeléctricas (56.4% al 1T16), y térmicas (41.7% al 1T16), de las cuales alrededor del 71% de centrales térmicas utiliza gas natural proveniente de los yacimientos de Camisea. La

[2] Fuente: MINEM. Evolución de indicadores del Sector Eléctrico 1995-2015. Cifras Preliminares.
[3] En los últimos 10 años, la variación media fue de 5.4%.
[4] Fuente: MINEM. Evolución de indicadores del Sector Eléctrico 1995-2015. Cifras Preliminares.
[5] Porcentaje en el que la oferta eléctrica excede la demanda eléctrica. La caída del margen de reserva en 2008 (30% a Dic.07, 23% a Dic. 08) se debe a que la oferta eléctrica se mantuvo constante entre el 2007 y el 2008, mientras que la demanda se incrementó.
[6] Lo que ha generado un nodo energético en el distrito de Chilca (Cañete).
[7] Se exportó 57 MW a Ecuador en el 2015.

mayor participación de centrales que utilizan gas natural se justifica en los costes atractivos que ofrece el proyecto Camisea en comparación con otras fuentes energéticas, lo cual trae consigo mayores márgenes de rentabilidad. Además, la mayor disponibilidad debido al gaseoducto sur peruano permitirá descentralizar parte de la concentración de producción de electricidad de la zona centro, causado fundamentalmente por las dificultades de transporte. A pesar de los ahorros derivados de la utilización de gas, la producción de energía en plantas térmicas es hasta cuatro veces más costosa que la generada en centrales hidroeléctricas[8], esto se debe a que en las primeras el costo de combustibles[9] se incrementa considerablemente por sus costos variables. No obstante, se debe considerar el ciclo hidrológico en la generación de electricidad, que abarca en los meses de noviembre a mayo, y está compuesto por un periodo de avenida[10], seguido de un periodo de estiaje[11], periodo en el cual usualmente toma mayor importancia la generación termoeléctrica.

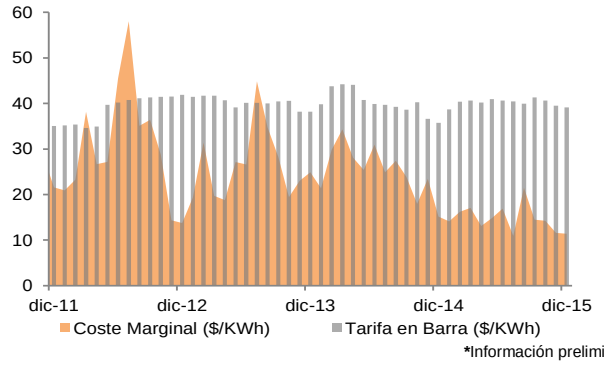
La estructura de la matriz energética ha mantenido la participación de la energía hidráulica y térmica como principales fuentes de electricidad en el país (98.1% al 1T16), el Plan Energético Nacional fomenta una matriz energética renovable en el marco de un desarrollo económico sustentable. Por ello, desde el año 2012 se inicia la generación a partir de Recursos Energéticos Renovables (RER) no convencionales como energía solar, aunque estas representan aún una parte mínima de la producción total. Entre el periodo 2011-15, el crecimiento de la generación eléctrica fue de 5.4% (4.4% para el PBI), en línea con el menor crecimiento de la economía. Sin embargo, durante los primeros tres meses del 2016 la generación se incrementó en 11.7%, evidenciando una importante recuperación, y superando el crecimiento promedio de la producción de electricidad registrada entre 2008 y 2013 (6.5%). La importante variación se sustenta principalmente en la mayor generación de Kallpa debido al mayor volumen de ventasen línea con el incremento del número de clientes, así como la mayor generación de Electroperú, entre otras empresas. Adicionalmente, se destaca el ingreso de la empresa de generación eléctrica Chevez, así como de Luz del Sur, las cuales aportaron importantes montos de energía. Finalmente, se destaca el ingreso de alrededor de 14 empresas a generar energía eléctrica.

Los principales productores de energía eléctrica por grupo económico son: i) el Estado (23.4% del total), a través Electroperú (15.4% del total), quien cuenta con la central hidroeléctrica más grande e importante del Perú en el Mantaro (11.6% del total), Egemsa (3.0%), Egasa (2.6%), San Gabán (2.0%), y Egesur (0.5%), ii) Grupo Enel (17.9% del total), a través de Edegel (16.2% del total), Chinango (3.1%) y Empresa Eléctrica de Piura (0.2%), iii) Enersur (14.1% del total), empresa que cuenta con la central térmica Chilva-TV (2.7% del total), una de las más importantes del país, y iv) Kallpa Generación (11.8% del total), que cuenta con la central térmica Kallpa-TV (4.1% del total). Es importante resaltar que se observa una elevada concentración de producción de energía en el centro del país[12] (63.7% al 2015), lo cual incrementa el riesgo de abastecimiento, en caso de desastres naturales o en caso que alguna central falle. En este sentido, Lima concentra alrededor del 41.7% del total de consumo de energía eléctrica, dado que aproximadamente 31.4% de la población se ubica en la capital.

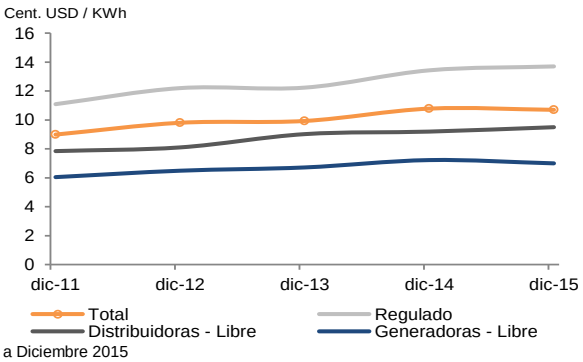
***Tarifas eléctricas***

El precio medio total de energía entre los años 2005 y 2015 tuvo un crecimiento promedio anual de 4%, mientras que la variación del 2015 respecto al 2014 fue negativa (-2.77%)[13] debido a la sobreoferta. Las tarifas del mercado regulado y libre experimentaron un incremento de 5% de los periodos 2010-2015, siendo el precio medio de los primeros considerablemente superior (USD 13.7/kWh y USD 7.0 /kWh, respectivamente). El incremento del mismo se debe tanto a las mayores tarifas de distribución como de generación, las cuales se han incrementado en un porcentaje similar en los últimos 5 años (5.00%).

**TARIFA EN BARRA Y COSTO MARGINAL (USD/MWh)**




**EVOLUCIÓN DE TARIFA TOTAL**




*Información preliminar a Diciembre 2015

**Fuente:** MEM **/ Elaboración:** PCR

Los clientes libres dentro del mercado de muy alta tensión han visto crecer sus tarifas en 7.36%, seguido de los clientes de media tensión (6.69%) y baja tensión (4.66%), rescátese que esta relación es inversa al nivel de precios medios de cada sector; es decir, en aquellos sectores donde el precio es mayor, el crecimiento ha sido menor. Para los clientes regulados en cambio, los mayores crecimientos se dieron en los mercados de alta tensión (+7.36%) y media tensión (+7.71%), para estos casos, los precios son

[8] Existen dos tipos i) de pasada, sólo aprovecha el movimiento del caudal, ii) de embalse, se beneficia de la creación de una represa.
[9] El precio de Gas Natural en Boca de Pozo tiene un precio fijo máximo de 1 USD/MMBTU determinado en el Contrato de Licencia de explotación del Lote 88 de Camisea para los generadores eléctricos.
[10] Frecuentes precipitaciones, lo cual eleva el caudal de los ríos.
[11] Escasas precipitaciones.
[12] Lima, Callao, Junín, Huánuco, Ucayali y Pasco.
[13] Datos preliminares MEM.

mayores mientras más baja es la tensión suministrada. A nivel de sector económico, la variación media ha sido más pronunciada para el sector industrial (6.00%), seguido del residencial (5.00%). Respecto al 2014, tanto el sector comercial, como residencial y de alumbrado público experimentaron retrocesos, mientras que el industrial fue el único que tuvo un ligero crecimiento. No obstante, este es el que evidencia el menor precio (cent. USD 8.1 / kWh), mientras que el residencial es el más elevado (cent. USD 15.5 kWh). Es de mencionar que las tarifas se encuentran influenciadas también por el tipo de cambio, por lo que la depreciación del nuevo sol tiende a impulsar al alza las mismas.

***Proyectos de inversión***

Las inversiones ejecutadas en el sector eléctrico han tenido un importante incremento a partir del 2009, evidenciando una tasa de crecimiento media de 11.8% en los últimos 10 años. Los mayores montos invertidos se dieron principalmente en el subsector de generación, el cual presentó un incremento de 703% en los últimos 10 años, impulsado principalmente por empresas privadas, debido a las medidas tomadas por el Estado con el fin de incentivar las inversiones en el sector.

Los anuncios de proyectos de inversión privada para los años 2016 y 2017 ascienden a USD 24.4 mil MM, de los cuales, el sector eléctrico representa el 12.9% del monto inversión prevista, por debajo del sector minero (28.9%), el sector de hidrocarburos (15.8%) y el sector de infraestructura (14.1%)[14]. Si bien se observa una baja participación de la generación a partir de RER, el Gobierno espera que se incremente considerablemente para los años 2020 y 2021. Para ello, a través del Plan Energético Nacional, el Estado fomenta el desarrollo de centrales hidroeléctricas y de generación de energías renovables no convencionales (solar, eólica, entre otras). En este sentido, cinco de los diez anuncios de proyectos de inversión comprenden centrales hidroeléctricas dentro de las cuales destaca: la Central Hidroeléctrica Cerro del Águila (510 MW). Del mismo modo, el anuncio del proyecto del Parque Eólico Samaca es una muestra del compromiso por el desarrollo de energías no convencionales en el país.

**PRINCIPALES ANUNCIOS DE PROYECTOS DE INVERSIÓN EN EL SECTOR ELÉCTRICO: 2016-2017**

| Empresa | Proyecto de inversión |
|---|---|
| Enersur,Kallpa Generación | Nodo energético del Sur |
| Quimpac S.A, Inkia Energy | Central Hidroeléctrica Cerro del Águila |
| Inveravante | Centrales Hidroeléctricas Acco Pucará |
| Interconexión Eléctrica (ISA) | Línea de Trans. 500 KV-Marcona-Socabaya-Montalvo y subestaciones |
| Odebrecht S.A.C | Central Hidroeléctrica Belo Horizonte |
| Isolux de México,Isolux Ingeniería de España | Lt Moyobamba-Iquitos (220 KV) |
| Corsán-Corviam; Energy y Enex | Central Hidroeléctrica Molloco |
| Generación Eléctrica Las Salinas | Parque Eólico Samaca |
| Termochilca S.A.C | Central Térmica Santo Domingo de Olleros-Ciclo Combinado |

**Fuente**: BCRP / **Elaboración:** PCR

## Aspectos Fundamentales

***Reseña***

El origen de Edegel se remonta a la constitución de Empresas Eléctricas Asociadas en el año 1906, empresa privada dedicada a la generación, transmisión y distribución de electricidad, la cual fue estatizada en el año 1974. Luego, mediante la promulgación de la Ley de Concesiones Eléctricas en 1992, el Estado Peruano aprobó la separación de la compañía estatal (Electrolima) en tres diferentes unidades de negocio (generación, transmisión y distribución). Es por ello que en enero de 1994, se crea la Empresa de Generación Eléctrica de Lima S.A. (EDEGEL), dedicada únicamente al negocio de generación eléctrica de Electrolima.

El 30 de noviembre de 1995, Edegel fue transferida al sector privado a raíz de la venta del 100% de las acciones de clase "A" al consorcio Generandes, lo que finalmente dio lugar en 1996 a la constitución de una nueva sociedad, denominada Edegel S.A. (Edegel), que absorbió los activos y pasivos correspondientes a la generación de electricidad. En este proceso, Edegel adquirió el Convenio de Estabilidad Jurídica que el Estado Peruano había celebrado con Empresa de Generación Eléctrica de Lima S.A. Posteriormente, en el año 1998 se llevó a cabo la modificación de su estatuto social con el fin de adaptarse a su condición actual de sociedad anónima abierta, con lo cual cambió su razón social a Edegel S.A.A. (en adelante, Edegel). En junio de 2006, se dio la fusión por absorción de Empresa de Generación Termoeléctrica Ventanilla S.A. (Etevensa) – empresa perteneciente a Endesa Chile- por parte de Edegel. A raíz de la fusión, Edegel añadió la planta termoeléctrica de Ventanilla a su portafolio de generación eléctrica, mientras que se hizo responsable de las obligaciones resultantes de la adjudicación.

***Subsidiaria***

El 14 de abril del 2000, Edegel y Peruana de Energía S.A. (en adelante, Perené), firmaron un acuerdo de asociación con el objeto de desarrollar los proyectos hidroeléctricos de Yanango y Chimay. Posteriormente, dicho contrato fue resuelto, con lo que Edegel se convirtió en la propietaria de ambos proyectos, mientras que Perené pasó a ser un financista de los mismos. El 01 de diciembre de 2005, Perené solicitó la constitución de una empresa con los activos, pasivos y derechos de ambas centrales, por lo que Chinango S.A.C. (en adelante, Chinango) fue constituida mediante escritura pública el 24 de marzo de 2008, con el objetivo de llevar a cabo actividades de generación, comercialización y transmisión de energía eléctrica. Chinango entró en operación el 31 de mayo de 2009. Edegel posee el 80% del capital social de Chinango y el 20% restante es propiedad de Perené.

[14] Reporte de Inflación (BCRP) a Marzo 2016.

***Grupo económico***

Edegel, matriz de Chinango, pertenece al grupo Generandes Perú S.A. (en adelante, Generandes), empresa dedicada a actividades relacionadas con la generación eléctrica, directamente o a través de sociedades con objeto social similar, y a adquirir, mantener, explotar y vender inversiones en activos de sociedades dedicadas a generación eléctrica; su actividad actualmente es ser titular del 54.20% de las acciones de la empresa.

Generandes pertenece al Grupo Económico Enel S.p.A (en adelante, Enel), a través de las subsidiarias Enel Latinoamérica S.A. y Enersis Latinoamérica S.A. Enel es la empresa más grande de Italia dedicada a la producción y distribución de electricidad y gas natural. Sus principales operaciones se concentran en Europa, América Latina (a través de Endesa) y América del Norte, asimismo, cuenta con presencia en África. Cuenta con una clasificación internacional de largo plazo Baa2 (perspectiva estable), BBB (perspectiva positiva) y BBB+ (perspectiva estable).

Es de mencionar que dentro del Grupo se está llevando a cabo una reorganización societaria, mediante la división de Enersis[15], una de las principales multinacionales eléctricas de Latinoamérica, con el fin de separar las actividades de generación y distribución en Chile y el resto de operaciones fuera del mencionado país. El objetivo de la reorganización es resolver duplicidades y redundancias derivadas de la compleja estructura societaria actual. De darse la posible reorganización, los accionistas mantendrían en las sociedades resultantes de las divisiones realizadas una participación idéntica a la que tuvieron con anterioridad. Se resalta que las operaciones derivadas de la reorganización no requerirían aportes adicionales de recursos por parte de los accionistas, y no tendría impacto alguno en las operaciones de Edegel, salvo la transferencia directa y/o indirecta de acciones emitidas por la Compañía entre empresas pertenecientes al Grupo Enel, esto sin alterar la unidad de decisión y control dentro de Edegel.

El 03 de setiembre del 2014 Enersis S.A. (perteneciente al Grupo Enel) adquirió la totalidad de las acciones de las que INKIA Americas Holding era titular indirectamente en Generandes S.A. (a través de Southern Cone Power Perú), equivalentes al 39.01% de las acciones emitidas por esta última, con lo cual el Grupo Enel es propietario del 100% de las acciones de Generandes.

***Accionariado***

Al 31 de marzo de 2016 la composición accionaria es la siguiente:

**ESTRUCTURA ACCIONARIAL**

| Accionista | Participación | Nacionalidad | Grupo Económico |
|---|---|---|---|
| Generandes Perú S.A. | 54.20% | Peruana | Enel |
| Endesa Americas S.A. | 29.40% | Chilena | Enel |
| AFP Prima Fondo 2 | 3.56% | Peruana | Grupo Credicorp |
| Otros accionistas | 12.85% | - | - |

**Fuente:** Edegel S.A.A. / **Elaboración:** PCR

En febrero de 2016 se informó la transferencia de acciones representativas de capital social de Endesa Chile a Endesa Americas S.A. bajo el marco de la reorganización societaria que se está llevando a cabo dentro del Grupo Enel.

***Directores y Plana Gerencial***

En enero de 2015, se aceptó la renuncia del Sr. Ignacio Blanco Fernández como Presidente del Directorio, cargo que desempeñó por 5 años, y se procedió a nombrar al Sr. Carlos Temboury Molina como Director titular y Presidente del Directorio. El Sr. Temboury es ingeniero industrial, con más de 20 años de experiencia en el sector eléctrico, los que incluyen al Grupo. Ha desempeñado su labor en España, Italia, Francia e Irlanda, resaltando que en este último ocupó también la posición de *Country Manager*. Los miembros del Directorio poseen amplia experiencia en el sector eléctrico, así como en los sectores de comercio e industria, asimismo, gran parte de sus miembros desempeñan cargos en el Grupo Endesa.

El Sr. Francisco Pérez Thoden se desempeña como Gerente General desde mayo 2013, cabe resaltar su experiencia en el sector eléctrico, así como su carrera profesional en el Grupo Endesa desde el año 1986. Los miembros de la plana gerencial ostentan una vasta experiencia en el sector eléctrico y en el sector financiero. Desde julio 2015, el Sr. Paolo Pescarmona se desempeña como Gerente de Finanzas. Cuenta con una vasta experiencia ocupando cargos gerenciales relacionados a administración, finanzas y control; asimismo, desde el año 2000 ha ocupado diversos cargos en el Grupo Enel en Italia. Se resalta que forma parte del Directorio de Edelnor desde el 2013, y es Gerente Económico Financiero desde abril 2015.

Al 31 de marzo de 2016 la composición es la siguiente:

**COMPOSICIÓN DE DIRECTORIO Y ESTRUCTURA ADMINISTRATIVA**

| Directorio | | | Plana Gerencial | | |
|---|---|---|---|---|---|
| Carlos Molina Temboury | Presidente | Enero 2015 | Francisco Pérez T. | Gerente General | Mayo 2013 |
| Francisco Pérez T. | Vice Pte | Setiembre 2014 | Daniel Abramovich A. | Gerente Asesoría Legal | Noviembre 2011 |
| Daniel Abramovich Ackerman | Secretario | Abril 2014 | Guillermo Lozada Pozo | Gerente de Adm. y Control (e)* | Enero 2005 |
| Paolo Pescarmona | Director | Marzo 2015 | Paolo Pescarmona | Gerente de Finanzas | Julio 2015 |
| Joaquín García Calderón | Director | Marzo 2015 | Carlos Rosas Cedillo | Gerente Comercial | Diciembre 2010 |
| Rocío Pachas Soto | Director | Marzo 2013 | | | |
| Claudio Herzka Buchdahl** | Director | Marzo 2013 | | | |

*Encargado **Director Independiente

**Fuente:** Edegel S.A.A. / **Elaboración:** PCR

[15] Durante diciembre 2015, se rebajó la clasificación de riesgo de Enersis de Baa3 a Baa2 con perspectiva estable, dado que a raíz de la reorganización de la compañía, Enersis ya no tendrá acceso a las utilidades provenientes de Chilectra, así como de las empresas de origen Chileno que forman parte del Grupo.

Es de señalar que los mismos cuentan con una adecuada solvencia económica.

## Desarrollos Recientes

- Con fecha 21 de enero de 2016, se informó la designación de Francisco Pérez Thoden como gerente general de Empresa Eléctrica de Piura S.A
- Con fecha 18 de diciembre de 2015, se informó la aprobación de la división de Endesa Chile en dos sociedades surgiendo de esta División, Endesa Américas.
- Con fecha 27 de julio de 2015, se resolvió por unanimidad que de aprobarse la separación de actividades de generación y distribución en Chile del resto de actividades realizadas fuera del mismo, la reorganización se realizaría mediante la creación de nuevas divisiones de Chilectra y Endesa Chile a las cuales se les asignaría los activos y pasivos que tengan fuera de Chile. Asimismo, se daría la división de Enersis bajo el mismo criterio, creando Enersis Américas. Posteriormente, Enersis Américas absorbería por fusión las nuevas divisiones de Chilectra y Endesa Chile con operaciones fuera de Chile.
- Con fecha 28 de abril de 2015, el Directorio de Enersis S.A. resolvió por unanimidad iniciar el análisis de una reorganización societaria con el fin de separar las actividades de generación y distribución en Chile del resto de operaciones fuera de dicho país llevadas a cabo por Enersis y sus filiales Endesa Chile y Chilectra.

## Operaciones y Estrategia

***Operaciones***

El giro de negocio de Edegel y Subsidiaria (en adelante, la Compañía), es la generación y comercialización de energía y potencia eléctrica. Actualmente cuenta con 9 Centrales de Generación. Las centrales hidroeléctricas[16], tienen una antigüedad mayor a 40 años, a excepción de Yanango y Chimay, las cuales iniciaron sus operaciones en el año 2000. Por el lado de las centrales térmicas, la planta de Ciclo Combinado inició operaciones en el año 2006, resaltando que fue la primera central de dicho tipo en Perú –actualmente se cuenta con 3-, y la primera que utiliza gas natural proveniente de los yacimientos de Camisea. Entre las ventajas más relevantes de una planta de Ciclo Combinado se encuentran la mayor eficiencia, lo cual tiene un impacto positivo en los costos variables y márgenes de rentabilidad de la empresa. Asimismo, este tipo de plantas contribuye a la conservación del medio ambiente, dado que sus emisiones son más bajas.

**CENTRALES DE GENERACION**

| Centrales Hidroeléctricas | Ubicación | Río – Cuenca - Embalse | Caudal |
|---|---|---|---|
| Huinco | Lima - Huarochirí | Santa Eulalia - Marcapomacocha | 25 $m^3$/seg |
| Matucana | Lima - Huarochirí | Rímac - Yuracmayo | 15.8 $m^3$/seg |
| Callahuanca | Lima - Huarochirí | Rímac – Santa Eulalia | 23 $m^3$/seg |
| Moyopampa | Lima - Lurigancho | Rímac – Santa Eulalia | 17.5 $m^3$/seg |
| Huampani | Lima - Lurigancho | Rímac – Santa Eulalia | 21 $m^3$/seg |
| Yanango** | Junín – San Ramón | Tarma - Yanango | 20 $m^3$/seg |
| Chimay** | Junín - Jauja | Tulumayo | 82 $m^3$/seg |
| **Centrales Térmicas** | **Ubicación** | **Plantas** | **Combustible** |
| Santa Rosa | Lima - Lima | UTI – Ciclo Abierto | Diesel 2 / Gas natural |
| Ciclo Combinado Ventanilla | Lima - Callao | Ciclo Combinado | Gas natural |

** Propiedad de Chinango S.A.C.

**Fuente:** Edegel S.A.A. / **Elaboración:** PCR

La Compañía mantiene una estrategia de diversificación en la generación eléctrica. Los dos tipos de centrales que posee, le otorgan una ventaja en lo que respecta a factores intrínsecos que afectan a las mismas, como en el caso de la generación hidráulica, debido a que enfrenta periodos de estiaje[17] entre los meses comprendidos entre mayo a octubre, lo cual puede ser mitigado con generación térmica. En cuanto a los costos, la generación hidroeléctrica posee costos fijos altos, y costos variables bastante bajos, mientras que lo contrario sucede para la generación termoeléctrica (costos fijos bajos y costos variables elevados).

Para la producción termoeléctrica, la compañía utiliza principalmente gas natural como insumo, por lo que está sujeta a la variación de sus precios internacionales. Para minimizar los riesgos que se derivan de las fluctuaciones de sus cotizaciones, Edegel y Subsidiaria mantienen un contrato de adquisición de gas natural proveniente de los yacimientos de Camisea (a precio fijo) con Pluspetrol, asumido por Edegel tras la absorción de Etevensa, el cual vencerá en agosto de 2019, y le permite obtener una fuente energética relativamente barata frente a otras como el diesel para el abastecimiento de sus plantas termoeléctricas. Asimismo, la logística del gas natural está asegurada mediante contratos de largo plazo con Transportadora de Gas del Perú (vence en enero de 2034) y con Gas Natural de Lima y Callao (vence en agosto de 2019). En lo que respecta a gestión de la calidad, las operaciones de Edegel cumplen con todas las especificaciones de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE). Esta norma regula principalmente la calidad del producto y de suministro. Dentro de los parámetros más importantes que se controlan son la tensión, frecuencia, perturbaciones y las interrupciones de suministro.

***Clientes y contratos de suministro***

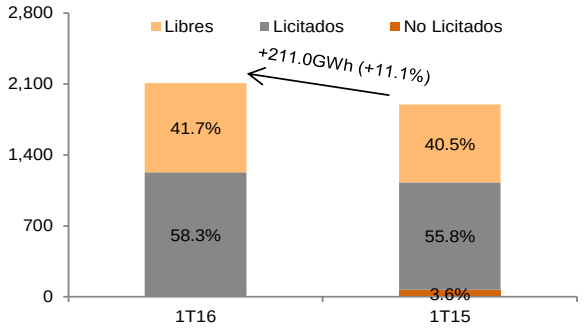
Edegel y Subsidiaria se ubica como una de las compañías líderes de generación eléctrica bruta en el Perú, lo cual le permite suscribir contratos de largo plazo con diversos clientes y vender importantes niveles de potencia. La venta de energía se realiza a clientes regulados licitados y no licitados, a clientes libres, y en el mercado spot. En este último, se da transferencias de potencia y energía entre generadores a precios spot fijados por el COES acorde con la LCE y su Reglamento.

La Compañía mantiene 22 contratos con clientes libres, los cuales representan 48.7% de la potencia contratada y 70 contratos

[16] Cuenta con 3 hidroeléctricas de pasada –utiliza el flujo del río para generar energía - y 4 de embalse – utiliza reservas para la generación-.
[17] Nivel de caudal mínimo alcanzado, a causa de escasez de lluvias

firmados con 9 clientes regulados. Para el año 2016, entraron en vigencia 2 contratos regulados y 3 contratos libres, mientras que a partir de mayo iniciarán 3 contratos adicionales. En total los mencionados contratos añadirán 228.7 MW a la potencia contratada. Es de mencionar que Edelnor y Luz del Sur representan conjuntamente 77.9% de la potencia total de clientes regulados, no obstante, sus contratos tienen una duración de alrededor de 9 años, mientras que por el lado de los clientes libres resaltan las compañías mineras Votorantim y Chinalco, las cuales representan 48.6% de la potencia total de clientes libres, y mantienen contratos con un vencimiento promedio de 5 años. La cartera de la Compañía se encuentra diversificada en diversas industrias, entre las que resalta el sector minero, distribuidores eléctricos, industria química, metalmecánica y textil. La participación en diversos sectores económicos la protege de retrocesos y estacionalidades que puedan afectar a los mismos.

**VENTA DE ENERGÍA POR TIPO DE CLIENTE**




**POTENCIA CONTRATADA (MW)**

| Periodo | Regulados | Libres | Total |
|---|---|---|---|
| 2016 | 950 | 850 | 1,772 |
| 2017 | 950 | 811 | 1,733 |
| 2018-2019 | 950 | 574 | 1,496 |
| 2020 | 922 | 514 | 1,436 |
| 2021 | 872 | 331 | 1,202 |
| 2022 | 790 | 331 | 1,121 |
| 2023 | 790 | 327 | 1,117 |
| 2024-2025 | 627 | 297 | 924 |
| 2026 | 68 | 207 | 275 |
| 2027 | 68 | 31 | 99 |
| 2028 | 0 | 30 | 30 |

**Fuente:** Edegel S.A.A. / **Elaboración:** PCR

La potencia contratada ha presentado un incremento (+98.1 MW) respecto al 1T15, debido a los clientes libres. Por otro lado, si bien se observa una disminución de la generación hidráulica, la venta de energía en volumen se incrementó en 11.1% respecto al periodo similar del año anterior. Edegel y subsidiaria mantienen contratos mediano y largo plazo, por lo que buena parte de sus ingresos son estables; resaltando que más del 30% del vencimiento de los mismos, se darán en el 2025.

***Capacidad y Generación de Energía***

Perú a lo largo de los años ha tenido un buen desempeño económico, el cual si bien muestra signos de ralentización, se mantiene con uno de los mejores desempeños de la región, lo cual va de la mano con una mayor demanda eléctrica y por ende una mayor producción. Luego de un periodo de crecimiento continuo y una participación estable de la generación eléctrica de Edegel y Subsidiaria en el Sistema Interconectado Nacional (SEIN), su generación bruta presentó dos periodos de disminución (2012-2013), lo cual se debe en parte al término de contratos con clientes importantes, así como del retiro temporal de la unidad TG7 (Westinghouse) perteneciente a la central térmica Santa Rosa, a partir de junio 2013. La potencia efectiva de Edegel y Subsidiaria se ubica entra las mayores del SEIN y generó 19.3% del total de energía del Sistema. Cabe mencionar que el reemplazo de la turbina TG7 entró en operación comercial desde el 5 de diciembre de 2014, lo que le permite aportar 121 MW adicionales al sistema eléctrico.

**CENTRALES DE GENERACION**

| Centrales | Potencia Efectiva (MW) | | Factor de Carga (%)** | |
|---|---|---|---|---|
| | 1T16 | 1T15 | 1T16 | 1T15 |
| **Centrales Hidroeléctricas** | **783.2** | **776.4** | **73.2** | **83.1** |
| Huinco | 267.8 | 267.8 | 52.4 | 64.3 |
| Matucana | 137.0 | 137.0 | 75.9 | 93.2 |
| Callahuanca | 84.2 | 80.4 | 82.3 | 90.7 |
| Moyopampa | 69.2 | 66.1 | 90.2 | 96.7 |
| Huampani | 30.2 | 30.2 | 80.2 | 83.5 |
| Yanango* | 42.6 | 42.6 | 79.9 | 83.9 |
| Chimay* | 152.2 | 152.2 | 91.5 | 95.9 |
| **Centrales Térmicas** | **902.4** | **900.4** | **45.3** | **41.4** |
| Santa Rosa | 418.6 | 416.3 | 17.9 | 15.3 |
| Ciclo Combinado Ventanilla | 483.8 | 483.8 | 68.9 | 63.8 |
| **Total** | **1,685.5** | **1,676.5** | **58.3** | **60.6** |

*Propiedad de Chinango SAC ** Relación entre generación real de energía y generación máxima en un periodo de tiempo
**Fuente:** Edegel S.A.A. / **Elaboración:** PCR

La Compañía cuenta con 21 lagunas, las cuales se derivan vía túneles y canales, lo que le permite regular el caudal para generación y para abastecimiento de agua. La estacionalidad en la generación de energía, en lo que respecta a producción hidroeléctrica que se observa entre los meses de mayo a octubre, se debe a la época de estiaje; sin embargo, al contar con centrales tanto de pasada como de embalse, el efecto se mitiga. Por otro lado, en dichos meses se presenta un incremento en los costos, dado que las centrales térmicas generan más energía en dichas épocas.

***Inversiones***

Las inversiones de Edegel y Subsidiaria se encuentran orientadas a mantener la fiabilidad de suministro. Entre las obras realizadas resaltan el mantenimiento e inspección de turbinas, mantenimiento de interruptores y puesta en servicio de nuevos sistemas de monitoreo.

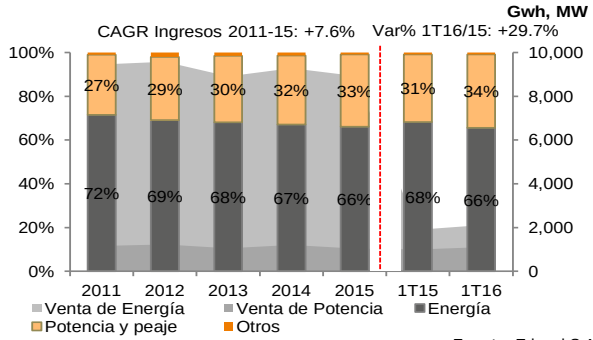
## Análisis Financiero

***Eficiencia Operativa***

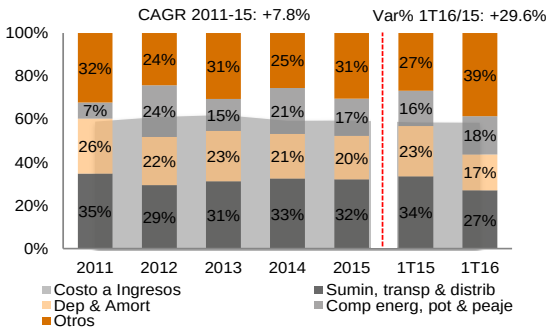
La Compañía recibe ingresos principalmente de la venta de energía (65.7% al 1T16), así como por potencia y peaje (33.5% al 1T16); ambas fuentes dependen de la capacidad de generación de las centrales de Edegel y Subsidiaria, y de los contratos de suministro que mantiene tanto con clientes libres como con regulados. Los factores mencionados forman parte de las ventajas de Edegel y Subsidiaria, dado que cuenta con una de las mayores potencias efectivas del SEIN[18], lo que se deriva en una posición privilegiada para la suscripción de contratos. Asimismo, se resalta que respecto a producción de energía en el SEIN, mantiene el primer lugar con una participación de 17.6% del total. El porcentaje restante de ingresos (0.8%) corresponde a compensaciones[19], COES, servicios de capacidad adicional[20], entre otros.

El desempeño de sus ingresos durante el periodo de evaluación ha presentado una tendencia creciente a excepción del 2013 debido a que los mismos están en función del vencimiento de contratos, lo cual sucedió en el mencionado año (término de 24 contratos). Durante el 1T16, se observó un fuerte incremento de los ingresos (+S/. 123.0 MM; +29.7%), evidenciando la mayor tasa del periodo de evaluación, la cual se ubica por encima del promedio de crecimiento compuesto 2010-15 (9.5%), impulsado por el mayor consumo de energía y potencia de clientes regulados, así como el incremento de las tarifas, además de los nuevos contratos que entraron en vigencia al periodo evaluado. Las ventas corresponden a una generación bruta de 2,135 GWh y venta de 1,102 MW de potencia (2,178 GWh, y 995 MW al 1T15). Edegel y Subsidiaria mantienen contratos importantes, los cuales tienen vencimiento principalmente en el mediano y largo plazo, por lo que buena parte de sus ingresos son estables; resaltando que la mayor parte de la culminación de los mismos, se darán en el 2025. Se resalta que durante el 2015 vencieron 6 contratos, equivalentes a 6.3% del total de la potencia contratada, mientras que para el 2016 la potencia contratada de los contratos que entrarán en vigencia durante el año superan los vencimientos del año anterior. Es de mencionar que se espera un menor crecimiento de los ingresos de la Compañía, dado que el sector eléctrico está fuertemente correlacionado al desempeño de la economía, el cual ha presentado una considerable disminución de su tasa de crecimiento en contraste con periodos anteriores.

**EVOLUCIÓN DE INGRESOS**




**EVOLUCIÓN DE COSTOS**




**Fuente:** Edegel S.A.A. / **Elaboración:** PCR

El costo de ventas muestra, al igual que los ingresos, presenta una tendencia estacional debido a que en los meses de estiaje (entre mayo y octubre) se incrementa la generación termoeléctrica, lo que conlleva a una mayor estructura de costos, dado que esta es más costosa que la hidroeléctrica, es por esto que usualmente en dicho periodo se presenta un crecimiento de los costos por encima de los ingresos. Es así que el margen bruto de Edegel y Subsidiaria, es bastante variable, sustentado tanto en la estacionalidad presentada en la generación, como en la demanda de energía y el inicio y término de contratos de suministro.

61.3% del costo de ventas corresponde a i) suministro, transporte y distribución relacionados a gas natural (27.0%), resaltando que es una fuente energética más barata, ii) depreciación y amortización (16.7%), en línea con las necesidades de infraestructura requeridas por una empresa de generación eléctrica, y iii) compra de energía, potencia y peaje (17.7%), acorde con las mayores ventas. La Compañía presenta una ventaja al contar con contratos de suministro de gas natural, dado que lo mantiene protegido de variaciones en su precio.

Al 1T16 la variación del costo de ventas se ubicó por encima de la tasa de crecimiento compuesta para el periodo 2010-15 (29.7% vs. 7.8%, respectivamente), siendo esta variación menor al crecimiento de los ingresos. El mayor costo de ventas deviene del importante crecimiento del consumo de petróleo como consecuencia del mantenimiento realizado en el ducto de transporte de gas, seguido de mayores compras en el mercado spot, el incremento de compensaciones de Energía Renovable[21], actualización de precios (determinado por COES), y la compensación por generación adicional[22], entre otros. Como consecuencia, el margen bruto se mantuvo relativamente estable en contraste con el 1T15, el cual es el nivel más elevado dentro del periodo de evaluación.

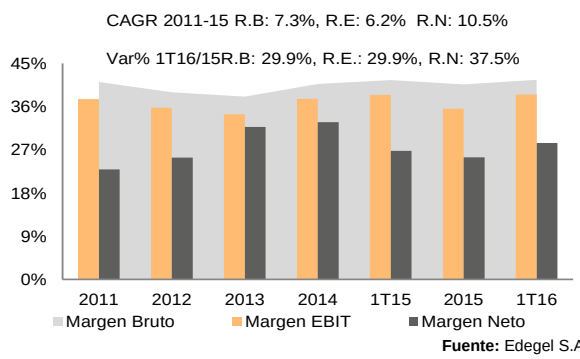
[18] Al 2015 representó 17.5% del total de potencia efectiva del SEIN. Al 2013 contaba con la mayor potencia del SEIN (21.6% del total), no obstante a partir del 2014 fue desplazada por Enersur (al 2015 representa 19.3%).
[19] Los generadores conectados al Sistema Principal de Transmisión deben abonar a su propietario una compensación para cubrir el Costo Total de Transmisión.
[20] Surge del ingreso a despacho en el sistema de centrales de emergencia.
[21] En el 2015 ingresaron nuevas centrales renovables en el sistema, por lo que se incrementó el Peaje de Conexión al Sistema Principal de Transmisión.
[22] Generación de centrales de emergencia, las cuales ante cualquier falla o imprevisto, ingresan a despacho en el sistema.

La generación de la compañía en términos operativos (EBITDA) continúa su tendencia creciente desde el 2011[23], apoyado en el creciente resultado bruto. Los gastos operacionales de Edegel y Subsidiaria evidencian un buen manejo, absorbiendo una proporción baja de los ingresos (promedio 2011-15: 3.4%). Los gastos administrativos equivalen al 1T16 han tenido un crecimiento conservador, con lo cual se han mantenido estables respecto al porcentaje de ingresos que absorbe (3.1%). Si bien el EBITDA de la Compañía se ha incrementado respecto al periodo similar del anterior (+S/. 43.9 MM; +20.3%), el margen ha disminuido debido a la influencia principalmente de la compra de petróleo, debido a lo cual el margen bruto sólo experimentó un leve incremento así como por la menor depreciación del periodo, en línea con las menores adiciones de maquinaria y equipo.

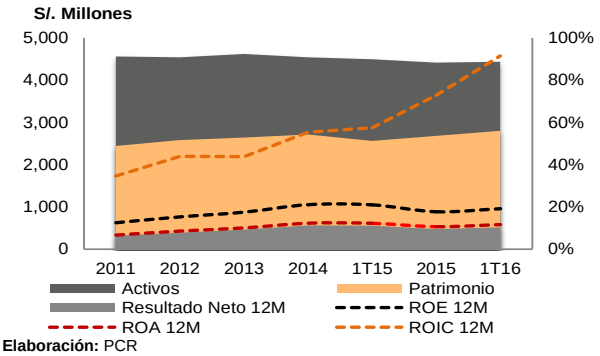
***Rendimiento Financiero***

El resultado neto ha presentado un desempeño favorable a partir del 2011, sustentado principalmente en los mayores ingresos, y en menor medida en la constante disminución de los gastos financieros. Al 2015, se presentó una disminución excepcional del resultado (-S/. 88.6 MM; -15.9%), influenciado principalmente por la estimación de deterioro de cuentas por cobrar, lo cual tuvo un importante impacto en el margen operativo de la compañía[24]. En este sentido, Edegel ganó el proceso relacionado al cobro, el cual fue elevado al poder judicial. Durante los primeros tres meses del 2016, el resultado neto presentó un importante incremento, impulsado por el mayor resultado operativo, el cual logró compensar los menores ingresos provenientes de empresas asociadas, dado que Enel Brasil no declaró dividendos al 1T16. Asimismo, el mayor margen se produjo únicamente por la disminución del impuesto a la renta del periodo.

**EVOLUCIÓN DE MARGENES**




**INDICADORES DE RENTABILIDAD**




**Fuente:** Edegel S.A.A. / **Elaboración:** PCR

Los indicadores de rentabilidad presentan un crecimiento sostenido apoyado en los niveles crecientes del margen neto y el uso eficiente de activos. Al 2014, se generó un ingreso extraordinario, lo cual aunado con la estimación por cuentas de cobranza dudosa, generaron que los indicadores el 2015 sean menores, no obstante, los niveles se mantienen entre los más elevados del periodo de evaluación. Al 1T16, los indicadores se ubican por debajo de los presentados al 1T15, como consecuencia de la razón de crecimiento de los activos y el patrimonio, el primero en línea con las mayores ventas, y el segundo por los mayores resultados. En cuanto al retorno sobre el capital invertido (ROIC), este ha tenido un desempeño favorable, evidenciando una mayor rentabilidad, impulsado por el creciente resultado operativo, así como por la disminución de las obligaciones financieras dentro del periodo de evaluación. Es de mencionar que los activos fijos representan 79.9% de los activos totales, dada la importancia del CAPEX en empresas de generación eléctrica, sin embargo, durante el periodo de evaluación se presenta una disminución constante de los mismos derivado de una mayor depreciación de los activos respecto a las adiciones.

La Compañía se encuentra expuesta a las variaciones del tipo de cambio debido a sus pasivos financieros y en menor medida cuentas por cobrar a entidades relacionadas y cuentas por cobrar y pagar comerciales, resaltando el incremento de las pérdidas desde el ejercicio 2013 como consecuencia de la depreciación de la moneda nacional. La cobertura del riesgo de tipo de cambio de Edegel y Subsidiaria se formula sobre la base de flujos de caja proyectados y busca mantener un equilibrio entre los flujos indexados al dólar con el nivel de activos y pasivos en dicha moneda. Asimismo, utiliza instrumentos financieros derivados para cubrirse del mismo. Al 1T16 la Compañía presentó una posición pasiva neta de USD 72.7 MM (USD 133.2 MM al 2015) y pérdida por diferencia de tipo de cambio de S/. 1.0 MM (S/. 12.7 MM al 2015); las disminuciones obedecen a los mayores cuentas por cobrar, así como la menor deuda en dólares americanos. En este sentido, se resalta que la baja representatividad de la diferencia por tipo de cambio se debe a que las tarifas del sector eléctrico consideran la apreciación/depreciación del dólar respecto a la moneda peruana, generando de esta manera un *hedge* intrínseco.

***Liquidez***

La Compañía ha venido mejorando sus niveles de liquidez a lo largo del periodo de evaluación, en línea con las menores obligaciones financieras, y los mayores ingresos por ventas, lo que le permite atender con mayor holgura sus obligaciones operativas. Los indicadores de liquidez de Edegel y Subsidiaria presentan fuertes incrementos en algunos periodos consecuencia en parte de dividendos declarados por empresas vinculadas y en el año 2014 por el monto correspondiente al siniestro de la Central Térmica Santa Rosa.

[23] A excepción del 2014 producto del término de contratos de suministro.
[24] Adicionalmente, estuvo afectado por el efecto extraordinario del recupero de intereses por contingencias presentado al 2014, y el incremento de la diferencia de cambio, el cual sin embargo, no representó un monto representativo respecto a los ingresos.

Al 1T16 se observó un incremento del indicador de liquidez, llegando a ser el ratio más elevado sin considerar el efecto circunstancial del 2014. Esto obedece principalmente a las mayores cuentas por cobrar comerciales, mientras que las cuentas por pagar tuvieron un comportamiento contrario, en línea con el menor periodo de pago, y en menor medida la disminución de la porción corriente de la deuda de largo plazo, la cual si bien disminuyó respecto al 2015, se encuentra en niveles elevados en contraste con el periodo de evaluación debido principalmente al monto correspondiente a arrendamiento financiero. En este sentido, 47.7% del total de vencimientos de la deuda estructural se concentra en un plazo menor a un año, asimismo, tomando en cuenta el cronograma de vencimiento de pasivos[25], se observa una importante concentración y por lo tanto mayor presión para la liquidez de la compañía en el plazo menor a un año, ascendiendo a un monto de S/. 527.5 MM, contrastando considerablemente con periodos anteriores. Si bien el porcentaje de vencimiento de deuda estructural se ha incrementado en contraste con el cierre del 2015 (41.7%), se resalta también el incremento de la generación de efectivo del periodo. Edegel y subsidiaria contaron al 1T16 con un monto de Caja ascendente a S/. 89.2 MM, y líneas de crédito disponibles y comprometidas por S/. 562.9 MM (S/. 585.4 MM al 2015), con lo cual haría frente a los mencionados vencimientos. De esta forma, se esperaría una liberación de las presiones sobre la liquidez para plazos mayores, en línea principalmente con la importante disminución esperada de la porción corriente de la deuda de largo plazo.

Si bien al periodo evaluado el disponible se incrementó ligeramente, se encuentra en niveles bajos en contraste con años anteriores a causa de la importante amortización de deuda, así como por el desembolso realizado para la compra y desarrollo de activos intangibles[26] de periodos anteriores. Considerando las cuentas con mayor facilidad de conversión, el ratio de liquidez presentó un comportamiento similar (pasó de 0.93x al 2015 a 1.06x al 1T16). El adecuado nivel de liquidez de la Compañía se sustenta adicionalmente en el plazo holgado entre el cobro a sus clientes y el pago a sus proveedores, el cual presentó una cifra considerablemente mayor en los periodos 2013-14 debido al menor periodo medio de pago como consecuencia de los contratos de mantenimiento y provisión de repuestos para las turbinas de las plantas Ventanilla y Santa Rosa, además del incremento del monto a pagar por trabajos en curso relacionados al siniestro en la Central Térmica Santa Rosa, dado que el pago de estos se dio en función de las horas de operación de las plantas térmicas.

El flujo de efectivo de operaciones de la Compañía se ha incrementado respecto al 1T15 consecuencia del fuerte incremento de cobranzas proveniente de las ventas de energía y potencia. Edegel y Subsidiaria se beneficia del Sistema de gestión financiera de circulante entre las compañías del grupo Enel en Perú (*cash pooling*)[27], mediante la realización de préstamos a fin de optimizar los excedentes de caja, los préstamos entre subsidiarias se realizan a tasas similares a las del mercado. Adicionalmente, se resalta el importante monto de líneas disponibles y comprometidas, lo cual le permite afrontar sus necesidades de liquidez de manera eficiente en caso se presentaran.

PCR considera que el nivel de liquidez mantenido por Edegel y Subsidiaria es adecuado, y se fortalece por su poder de negociación, sustentado en su capacidad de generación y potencia, lo que se traslada en un ciclo de conversión cómodo. Adicionalmente, la disminución de la deuda de la Compañía, junto con los mayores ingresos contribuirá al fortalecimiento de la misma, asimismo, sus líneas de crédito comprometidas le brindan flexibilidad y rapidez en caso sea necesario mayor financiamiento.

***Solvencia***

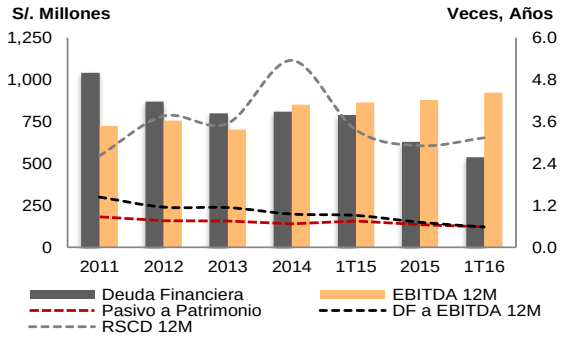
La deuda financiera de Edegel y Subsidiaria representa 32.7% de sus pasivos, y está compuesta principalmente por i) préstamos bancarios (34.1% del total de la deuda financiera), los cuales han disminuido considerablemente debido principalmente a la pre-cancelación de un préstamo, ii) bonos corporativos (45.8%), porcentaje que se espera se reduzca considerablemente a fines del 2016 debido al vencimiento de dos emisiones, y iii) un contrato de arrendamiento financiero (19.4%) suscrito con Scotiabank para la construcción de una planta de ciclo abierto en la Central Térmica Santa Rosa. Dado que 73% (90% al 2015) de la deuda se encuentra denominada en dólares, la depreciación del sol impacta en el monto de deuda registrado en el balance.

El menor nivel de deuda financiera conlleva a una mejor solvencia, reflejado en el nivel de apalancamiento de la Compañía, el cual ha presentado una tendencia decreciente en línea con la amortización de los Bonos Corporativos. Al 1T16 se observa una reducción del apalancamiento producto principalmente del fortalecimiento del patrimonio (+S/. 120.8 MM; +4.5%), en línea con los mejores resultados obtenidos por la compañía, así como por el decrecimiento de la deuda (-S/.92.5 MM; -14.7%). De no tomar en cuenta los ingresos diferidos generados relacionados al uso de instalaciones hidráulicas[28], el indicador pasaría de 0.59x a 0.55x. Por su parte, el ratio de deuda financiera a patrimonio también presentó una mejora. Es de mencionar que el 2015, el patrimonio disminuyó afectado principalmente por diferencias de cambio por conversión de operaciones en el extranjero.

Respecto a la exposición a tasas de interés, 78% de la deuda financiera que mantiene está pactada a tasa fija (69% al 2015); asimismo, acorde con las estimaciones realizadas por la compañía, variaciones de +/- 0.5% de las tasas de interés tendrían un efecto mínimo para sus resultados. De este modo, respecto a la exposición contable de la deuda a tasa fija, el mismo no es significativo dado que las tasas pactadas no difieren de forma significativa al promedio del mercado.

[25] Incluye deuda financiera, cuentas por pagar comerciales, a relacionadas y diversas.
[26] Corresponde a derechos y concesiones, incluye el proyecto Huascacocha, el cual permite a la Compañía contar con un mayor caudal de agua para el desarrollo de sus actividades de generación de energía eléctrica.
[27] La línea de crédito para las operaciones de *cashpooling* es por USD 55.50MM o su equivalente en nuevos soles, por un plazo máximo de 18 meses.
[28] Corresponde a derechos y concesiones, incluye el proyecto Huascacocha, el cual permite a la Compañía contar con un mayor caudal de agua para el desarrollo de sus actividades de generación de energía eléctrica.

**INDICADORES DE COBERTURA Y SOLVENCIA**




**CRONOGRAMA VENCIMIENTO DE DEUDA ESTRUCTURAL (S/. M) AL 1T16**

| Periodo | Monto | Porcentaje |
|---|---|---|
| 2016 | 256,195 | 47.6% |
| 2017 | - | - |
| 2018 | 46,539 | 8.7% |
| 2019-2028 | 235,207 | 43.7% |

**Fuente:** Edegel S.A.A. / **Elaboración:** PCR

La Compañía no posee una política activa de capitalizaciones, aumentando su patrimonio principalmente por los resultados del ejercicio y disminuyendo circunstancialmente con el reparto de dividendos, no obstante, se encuentra en un nivel adecuado de solvencia, por lo que el fuerte monto de su nuevo programa no presenta un problema. Esta afirmación se soporta en el bajo periodo de cancelación de la deuda financiera únicamente con su generación operativa, el cual ha venido mejorando durante el periodo de evaluación debido a la disminución de la deuda, así como la creciente generación, y al 1T16 fue de 0.58 años (2015: 0.72 años)[29]. Por el lado del ratio de servicio de cobertura de deuda ha presentado un comportamiento favorable a lo largo del periodo de evaluación, a excepción del 2015 debido al importante importe relacionado a la parte corriente deuda de corto plazo. Al 1T16 el indicador presenta una mejora (pasó de 2.91x a 3.13x)[30] favorecido por el incremento del EBITDA. En este sentido, durante el 2016 vence 47.7% de la deuda estructural, mientras que en los siguientes años la proporción es considerablemente menor por lo que se espera una mejora del ratio. A criterio de PCR, Edegel y Subsidiaria posee una holgada cobertura de sus obligaciones financieras de corto plazo y un buen nivel de solvencia financiera.

Como consecuencia de la emisión de bonos, la Compañía debe mantener un índice de endeudamiento[31] por debajo de 1.50x, el cual cumple de manera sobresaliente (0.16 al 1T16) acorde con el cálculo para el 3er y 4to Programa de Bonos de Edegel. Asimismo, debe mantener un nivel de deuda financiera a patrimonio menor a 1.50x y un indicador de deuda a EBITDA[32] menor a 4 años (0.19x y 0.56 años al 1T16, respectivamente) para el contrato de arrendamiento financiero. Adicionalmente, su Subsidiaria debe mantener un nivel de deuda neta a EBITDA[33] menor a 3 años, y un indicador de deuda financiera neta a patrimonio menor a 1.50x (0.80 años y 0.29x al 1T16, respectivamente). Todos los *covenants* son de cumplimiento trimestral. Es de mencionar que en marzo 2013 Edegel aprobó el Quinto Programa de Bonos Corporativos por un monto máximo de USD 350 MM. PCR considera que el elevado monto del programa no se traduciría en un deterioro del perfil crediticio de la compañía.

Respecto al efecto del tipo de cambio, y resaltando las proyecciones de depreciación del sol, es importante considerar que dentro del cálculo de las tarifas eléctricas, está incluido el efecto del dólar sobre los costos, generando de esta manera un *hedge* natural. Al respecto, los costos de origen termoeléctrico[34] (53% del total de costos de generación), dependen de la cotización del dólar, en este sentido, se resalta que ante la variación del tipo de cambio, las tarifas del sector eléctrico han presentado incrementos con el fin de neutralizar dicho efecto, así como por las nuevas inversiones realizadas en el sector. PCR considera que el esquema de deuda financiera es adecuado para su estructura de costos e ingresos, por lo que la volatilidad cambiaria no representa un riesgo sobre la solvencia a largo plazo de Edegel y Subsidiaria. Con el fin de cubrirse de fluctuaciones en la tasa LIBOR, sobre el arrendamiento financiero con Scotiabank un préstamos bancario. La Compañía mantiene *swaps* de tipo de interés de largo plazo con diversas instituciones financieras y que cubren un monto nocional de USD 35.1 MM.

## Instrumentos Clasificados

***Bonos Corporativos de Edegel S.A.A.***

Edegel mantiene en circulación bonos corporativos correspondientes a dos programas de emisión (Tercer y Cuarto Programa), mientras que en marzo de 2013 aprobó el Quinto Programa de Bonos Corporativos. El objeto de dichas emisiones de deuda es el financiamiento de las obligaciones del Emisor en general, incluyendo pero sin limitarse a i) financiamiento de inversiones, ii) refinanciamiento del pago parcial o total de su deuda, iii) atención de las necesidades de capital de trabajo y iv) cualquier otro destino que se defina.

[29] Indicadores no consideran Otros Gastos Financieros, neto.
[30] Indicadores no consideran Otros Gastos Financieros, neto.
[31] Neto de caja, hasta un monto por $50 MM. Para la conversión, se utilizó el tipo de cambio bancario de compra a fin de mes calculado por el BCR. El índice es de cumplimiento trimestral.
[32] Calculado con EEFF Individuales de Edegel.
[33] Calculado con EEFF Individuales de Chinango.
[34] incluyen compra de energía, potencia y peaje, costos por gas natural y el consumo del petróleo.

**PROGRAMAS DE EMISIÓN INSCRITOS AL 31.03.16**

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| **Tercer Programa de Bonos Edegel** | | | | |
| Aprobación por Junta General de Accionistas: 9 de junio de 2005 | | | | |
| Monto máximo aprobado: $100 millones (o equivalente en soles). Garantía: Patrimonio (No específica) | | | | |
| | **1ra Emisión** | **3ra Emisión** | **8va Emisión** | **11ra Emisión** |
| Monto de la Emisión | S/. 50,000,000 | S/.25,000,000 | US$ 10,000,000 | US$ 9,523,810 |
| Monto en Circulación | S/. 25,000,000 | S/.25,000,000 | US$ 10,000,000 | US$ 8,166,000 |
| Series | A | A | A | A |
| Tasa de interés | 6.3125% | 6.2813% | 6.3438% | 7.7813% |
| Pago de intereses | Semestral | Semestral | Semestral | Semestral |
| Fecha de colocación | 20-jun-07 | 02-jul-07 | 24-ene-08 | 19-ene-09 |
| Fecha de redención | 21-jun-22 | 03-jul-19 | 25-ene-28 | 20-ene-19 |
| **Cuarto Programa de Bonos de Edegel** | | | | |
| Aprobación por Junta General de Accionistas: 31 de marzo de 2008 | | | | |
| Monto máximo aprobado: $100 millones (o equivalente en soles). Garantía: Patrimonio (No específica) | | | | |
| | **1ra Emisión** | **2da Emisión** | **4ta Emisión** | **5ta Emisión** |
| Monto de la Emisión | US$ 10,000,000 | US$ 10,000,000 | US$ 10,000,000 | US$ 10,000,000 |
| Monto en Circulación | US$ 10,000,000 | US$ 10,000,000 | US$ 10,000,000 | US$ 10,000,000 |
| Series | A | A | A | A |
| Tasa de interés | 6.625% | 6.00% | 6.4688% | 5.7813% |
| Pago de intereses | Semestral | Semestral | Semestral | Semestral |
| Fecha de colocación | 14-Jul-09 | 18-Sep-09 | 27-Ene-10 | 29-Sep-10 |
| Fecha de redención | 15-Jul-16 | 21-Sep-16 | 28-Ene-18 | 30-Sep-20 |
| **Quinto Programa de Bonos de Edegel** | | | | |
| Aprobación por Junta General de Accionistas: 22 de marzo de 2013 | | | | |
| Fecha de inscripción: 23 de setiembre de 2013. Vigencia: 2 años a partir de la inscripción del programa, prorrogado durante el 2015 por 2 años más. | | | | |
| Monto máximo aprobado: $350 millones (o equivalente en soles). Garantía: Patrimonio (No específica) | | | | |

**Fuente:** Edegel S.A.A. / **Elaboración:** PCR

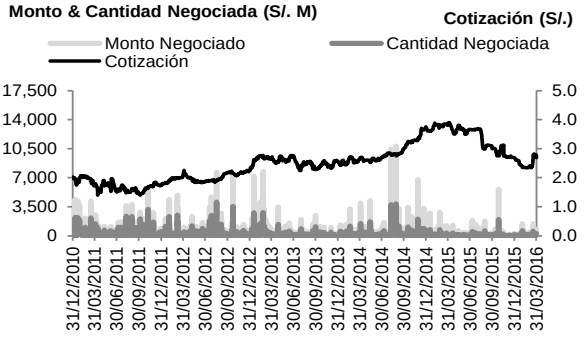
**Resguardos adicionales:**

- No acordar la aplicación de utilidades para la distribución de dividendos, no acordar el pago de dividendos ya sea en dinero o especie (salvo los provenientes de capitalización de utilidades o reservas) ni pagar suma alguna o entregar bienes muebles o inmuebles, dinero, derechos, obligaciones, valores mobiliarios y demás a sus accionistas y/o afiliadas y/o subsidiarias por tal concepto en caso que se produzca un evento de incumplimiento y mientras éste no haya sido subsanado.
- No realizar cambios sustanciales en el giro de su negocio sin la aprobación previa de la Asamblea General de Obligacionistas.
- No transferir o ceder toda o parte de la deuda que asuma como consecuencia del Cuarto Programa a menos que exista un acuerdo favorable por parte de la Asamblea General de obligacionistas.

***Acciones Comunes***

El capital social de Edegel está compuesto por 2,293,668,594 acciones comunes, íntegramente suscritas y pagadas con derecho a voto a valor nominal de S/. 0.88. Su cotización promedio se ha incrementado constantemente durante el periodo de evaluación, y presenta un bajo coeficiente de variabilidad, y desviación estándar, lo que indica un crecimiento sólido; el desempeño favorable de las acciones ha traído consigo un fuerte incremento del patrimonio bursátil.

**COTIZACION, MONTO Y CANTIDAD NEGOCIADA PROMEDIO**




**SUMAS PAGADAS POR EDEGEL A SUS ACCIONISTAS**

| En MM | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 1er Dividendo | 54.9 | 139.9 | 123.2 | 166.1 | 195.2 | 108.5 |
| 2do Dividendo | 86.5 | 50.7 | 51.5 | 70.3 | 74.5 | 62.0 |
| D. Complement. | 74.8 | 44.2 | 14.2 | 101.9 | 158.5 | 28.9 |
| **Total dividendos** | **216.1** | **234.7** | **189.0** | **338.3** | **428.2** | **198.3** |
| **En MM** | **2005** | **2006** | **2007** | **2008** | **2009** | |
| 1er Dividendo | 72.0 | 96.3 | 86.6 | 35.0 | 64.1 | |
| 2do Dividendo | - | | 19.7 | | 64.9 | |
| D. Complement. | 50.3 | 86.3 | 34.5 | 59.1 | 66.1 | |
| **Total dividendos** | **122.3** | **182.6** | **140.8** | **94.1** | **195.2** | |

**Fuente:** BVL / **Elaboración:** PCR

Al 1T16, las acciones de Edegel se ubican entre las más negociadas, -reflejado en su frecuencia de negociación de 66.1%, con mayor número de operaciones, monto negociado y de mayor capitalización en el mercado bursátil peruano. Los indicadores bursátiles *Earnings Per Share* (EPS), Bolsa Libro (BTM) y *Price / Earnings* (P/E), han tenido un desempeño positivo a lo largo de los años, sustentado en los sólidos fundamentos de Edegel y subsidiaria, lo cual se deriva en una mayor generación de valor para sus accionistas, así como en sus expectativas de desempeño.

*Política de dividendos*

El 23 de marzo de 2015 se dio un cambio en la política de dividendos, hasta el 60% (antes 80%) de la utilidad de libre disposición. El primer dividendo sería hasta el 50% (antes 80%) de las utilidades acumuladas durante el primer semestre. El segundo hasta el 50% (antes 80%) de las utilidades acumuladas hasta el tercer trimestre, luego de deducido el primer dividendo a cuenta. El dividendo complementario se realizará hasta completar el 60%[35] (antes 100%) de la utilidad libre de disposición al cierre del ejercicio y será pagadero en la fecha que determine la Junta General de Accionistas, salvo que se

[35] Si bien se establece un porcentaje guía, los importes a distribuir son definidos por el Directorio en base a la disponibilidad de fondos y al equilibrio financiero de la compañía.

acuerde modificar el destino del saldo de la utilidad de libre disposición no distribuido a cuenta durante el ejercicio. La decisión de distribución es tomada por el Directorio en base a la disponibilidad de fondos, planes de inversión y equilibrio financiero.

**EDEGEL S.A.A. Y SUBSIDIARIA**
**HISTORIAL DE CLASIFICACIONES Y RESUMEN DE EEFF CONSOLIDADOS (S/. M)**

| Estado de Situación Financiera | dic-11 | dic-12 | dic-13 | dic-14 | dic-15 | mar-15 | mar-16 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Activo Corriente | 390,495 | 426,179 | 555,890 | 572,535 | 564,129 | 546,684 | 636,806 |
| Activo Corriente Prueba Ácida | 313,823 | 340,466 | 438,166 | 474,165 | 459,783 | 452,004 | 536,732 |
| Activo No Corriente | 4,168,078 | 4,110,084 | 4,062,574 | 3,967,868 | 3,850,212 | 3,948,255 | 3,798,935 |
| Activo Total | 4,558,573 | 4,536,263 | 4,618,464 | 4,540,403 | 4,414,341 | 4,494,939 | 4,435,741 |
| Pasivo Corriente | 457,572 | 430,291 | 585,184 | 447,168 | 604,226 | 673,951 | 600,653 |
| Pasivo No Corriente | 1,664,291 | 1,527,906 | 1,398,002 | 1,382,116 | 1,135,044 | 1,261,292 | 1,039,196 |
| Pasivo Total | 2,121,863 | 1,958,197 | 1,983,186 | 1,829,284 | 1,739,270 | 1,935,243 | 1,639,849 |
| Patrimonio Neto | 2,436,710 | 2,578,066 | 2,635,278 | 2,711,119 | 2,675,071 | 2,559,696 | 2,795,892 |
| Deuda Financiera | 1,040,981 | 869,104 | 799,665 | 810,267 | 629,218 | 789,743 | 536,758 |
| Corto Plazo | 171,018 | 146,020 | 165,417 | 119,760 | 262,155 | 219,267 | 255,012 |
| Largo Plazo | 869,963 | 723,084 | 634,248 | 690,507 | 367,063 | 570,476 | 281,746 |
| **Estado de Resultados** | | | | | | | |
| Ingresos Brutos | 1,370,671 | 1,524,139 | 1,432,443 | 1,701,481 | 1,840,060 | 413,967 | 536,960 |
| Costo de Ventas | 806,666 | 929,600 | 886,689 | 1,008,450 | 1,092,218 | 241,965 | 313,582 |
| Gastos operacionales | 48,762 | 49,714 | 52,592 | 52,903 | 92,956 | 12,796 | 16,591 |
| Resultado de Operación | 515,243 | 544,825 | 493,162 | 640,128 | 654,886 | 159,206 | 206,787 |
| Gastos Financieros | 104,955 | 54,761 | 43,610 | 39,088 | 39,794 | 8,681 | 7,132 |
| Utilidad (Perdida) Neta del Ejercicio | 314,035 | 386,885 | 455,085 | 557,398 | 468,791 | 110,952 | 152,596 |
| **EBITDA y Cobertura** | | | | | | | |
| EBITDA | 724,026 | 755,344 | 702,783 | 850,682 | 879,125 | 216,221 | 260,124 |
| EBITDA 12M | 724,026 | 755,344 | 702,783 | 850,682 | 879,125 | 864,852 | 923,028 |
| EBITDA / Gastos Financieros | 6.9 | 13.8 | 16.1 | 21.8 | 22.1 | 24.9 | 36.5 |
| EBITDA 12M / (Gts Financ. + Pte Cte) | 2.62 | 3.76 | 3.55 | 5.35 | 2.91 | 3.36 | 3.13 |
| **Solvencia** | | | | | | | |
| Pasivo No Corriente / Pasivo Total | 0.78 | 0.78 | 0.70 | 0.76 | 0.65 | 0.65 | 0.63 |
| Deuda Financiera / Pasivo Total | 0.49 | 0.44 | 0.40 | 0.44 | 0.36 | 0.41 | 0.33 |
| Deuda Financiera / Patrimonio | 0.43 | 0.34 | 0.30 | 0.30 | 0.24 | 0.31 | 0.19 |
| Pasivo No Corriente / Patrimonio | 0.68 | 0.59 | 0.53 | 0.51 | 0.42 | 0.49 | 0.37 |
| Pasivo Total / Patrimonio | 0.87 | 0.76 | 0.75 | 0.67 | 0.65 | 0.76 | 0.59 |
| Pasivo No Corriente / EBITDA 12M | 2.30 | 2.02 | 1.99 | 1.62 | 1.29 | 1.46 | 1.13 |
| Deuda Financiera / EBITDA 12M | 1.44 | 1.15 | 1.14 | 0.95 | 0.72 | 0.91 | 0.58 |
| **Rentabilidad** | | | | | | | |
| ROA 12M | 6.6% | 8.5% | 10.0% | 12.3% | 10.6% | 12.2% | 11.6% |
| ROE 12M | 12.5% | 15.3% | 17.5% | 21.0% | 17.7% | 21.0% | 19.1% |
| ROIC 12M | 6.6% | 8.5% | 10.0% | 12.3% | 10.6% | 12.2% | 11.6% |
| Margen Bruto | 41.1% | 39.0% | 38.1% | 40.7% | 40.6% | 41.5% | 41.6% |
| Margen Operativo | 37.6% | 35.7% | 34.4% | 37.6% | 35.6% | 38.5% | 38.5% |
| Margen Neto | 22.9% | 25.4% | 31.8% | 32.8% | 25.5% | 26.8% | 28.4% |
| **Calce de Cuentas de Corto Plazo** | | | | | | | |
| Liquidez General | 0.85 | 0.99 | 0.95 | 1.28 | 0.93 | 0.81 | 1.06 |
| Prueba Acida | 0.69 | 0.79 | 0.75 | 1.06 | 0.76 | 0.67 | 0.89 |
| Capital de Trabajo | -67,077 | -4,112 | -29,294 | 125,367 | -40,097 | -127,267 | 36,153 |
| Periodo Medio de Cobro (días) | 32 | 33 | 38 | 42 | 47 | 45 | 52 |
| Periodo Medio de Pago (días) | 36 | 42 | 82 | 83 | 59 | 73 | 53 |
| Ciclo de Conversión Neto (días) | -5 | -10 | -44 | -40 | -13 | -28 | -1 |
| **Indicadores Bursátiles** | | | | | | | |
| Precio (S/.) | 1.73 | 1.99 | 2.54 | 2.83 | 3.42 | 3.76 | 2.47 |
| Desviación estándar | 0.17 | 0.13 | 0.14 | 0.33 | 0.40 | 0.09 | 0.15 |
| Coeficiente de Variabilidad | 10.0% | 6.5% | 5.6% | 11.5% | 11.6% | 2.3% | 6.1% |
| EPS (S/.) | 0.13 | 0.17 | 0.20 | 0.24 | 1.02 | 1.12 | 1.07 |
| P/E (Veces) | 13.00 | 11.82 | 12.78 | 11.64 | 19.07 | 15.61 | 12.64 |
| BTM (Veces) | 1.63 | 1.77 | 2.21 | 2.39 | 3.34 | 0.90 | 2.31 |
| Patrimonio Bursátil (S/.MM) | 3,978,379 | 4,574,561 | 5,817,157 | 6,486,579 | 8,938,058 | 8,622,283 | 6,451,109 |
| **Historial de Clasificaciones** | **jun-14** | **set-14** | **dic-14** | **mar-15** | **jun-15** | **set-15** | **dic-15** |
| Acciones Comunes | PCN1 | PCN1 | PCN1 | PCN1 | PCN1 | PCN1 | PCN1 |
| 3er Programa de Bonos Corporativos | AAA | AAA | AAA | AAA | AAA | AAA | AAA |
| 4to Programa de Bonos Corporativos | AAA | AAA | AAA | AAA | AAA | AAA | AAA |
| 5to Programa de Bonos Corporativos | AAA | AAA | AAA | AAA | AAA | AAA | AAA |

**Fuente:** Edegel S.A.A. / **Elaboración:** PCR