EDEGEL S.A.A. Y SUBSIDIARIA

Fecha de comité: 20 de mayo de 2016 con EEFF[1] al 31 de diciembre del 2015	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 L. rmpajuelo@ratingspcr.com	Carla Miranda P. cmiranda@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.
- **Disminución del resultado neto.** El resultado del ejercicio presenta una tendencia creciente a lo largo de los años, sustentada principalmente en la venta de energía y potencia. No obstante, al 2015 se revierte la tendencia producto del fuerte incremento de gastos administración, cuyo crecimiento está explicado en mayor medida por la estimación de deterioro de cuentas por cobrar, lo cual tuvo un importante impacto en el margen operativo de la compañía, así como por el incremento de la pérdida por diferencia de tipo de cambio. En este sentido, es de mencionar que las tarifas eléctricas consideran las variaciones del dólar respecto a sol, lo cual genera un *hedge* intrínseco. Como consecuencia, a pesar del incremento de la mencionada pérdida, la misma representa un porcentaje mínimo de los ingresos.
- **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 55.50 MM, además de mantener líneas disponibles y comprometidas por S/. 585.4 MM 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 por Moody's, BBB por Standard & Poor's y BBB+ por Fitch Ratings) la cual posee amplia experiencia en el sector, siendo la principal empresa generadora en Italia y una de las principales en Europa.

[1] Auditados.

Análisis Sectorial

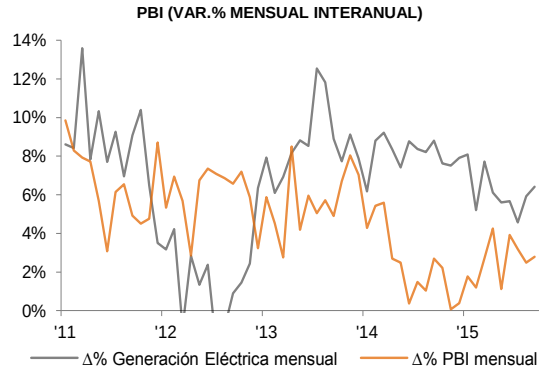
Estructura del Sector

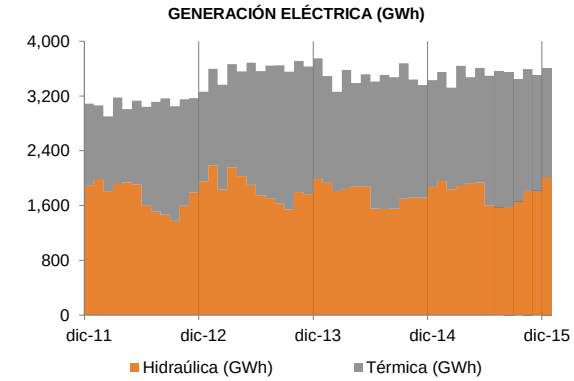
La industria de energía eléctrica en el Perú se encuentra dividida en tres subsectores: i) Generación, encargado de la producción de energía a través de diversas fuentes, entre las que destacan la generación hidroeléctrica, y termoeléctrica, esta última utiliza como insumos gas natural, carbón y petróleo; 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*. Alrededor de 6.45 millones de clientes[2].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.* 275 grandes consumidores de electricidad[3] (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 a los clientes libres se negocian libremente. El proveedor puede ser una empresa de generación, de distribución o cualquier otro proveedor minorista. Los clientes que se encuentren entre los 200 Kw y se ubiquen por debajo de los 2,500 Kw, pueden elegir entre ser considerado como clientes libres o regulados.

Entorno Energético

La electricidad en el Perú es generada fundamentalmente por centrales térmicas[4] (49.79% a Dic. 2014), de las cuales el 71% de centrales térmicas utiliza gas natural proveniente de los yacimientos de Camisea; y por centrales hidroeléctricas (50.2% a Dic. 2015)[5]. La 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. 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. Por otro lado, el consumo de energía se encuentra muy ligado al desarrollo de la economía, en el caso peruano, en mayor medida a las empresas mineras e industriales de hierro y acero. El consumo de energía alcanzó un incremento interanual de 4.8%[6] (40,031.3 GWh a Dic. 14; 42,225.7 a Dic. 15), porcentaje mayor al crecimiento del PBI durante el mismo periodo (2.9% a Dic. 15) y en línea con la *performance* del PBI en minería e hidrocarburos (9.3%).





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

Actualmente, el MEM enfatiza que el sector se ha recuperado de la caída en su margen de reserva[7] del 2008, gracias al crecimiento de la oferta de generación eléctrica debido al acceso del gas de Camisea[8] y a la mayor expansión de infraestructura de generación, sobre todo de aquellas centrales termoeléctricas que utilizan el gas de Camisea. Sin embargo, la demanda también ha experimentado un aumento impulsado por el mayor dinamismo de los clientes libres (en particular, del sector minero) y el progresivo crecimiento del consumo de electricidad de los hogares, los cuales están en función de sus mejores ingresos y equipamiento; y la incorporación de nuevos usuarios al sistema[9].En este sentido, en los próximos tres años se espera un incremento de la demanda de energía eléctrica gracias al ingreso de nuevos usuarios en el sistema eléctrico, a la entrada en operación de nuevos proyectos a partir del 2016 (Cerro Verde y Las Bambas), y a las mejores perspectivas de la economía peruana (4.0% a Dic. 2016 y 4.8% a Dic.

[2] Fuente: MINEM. Actualizado a diciembre 2014.
[3] Ídem.
[4] Donde el 71% proviene del uso de gas de Camisea (BCRP).
[5] Generación de energía eléctrica (MEM) a Diciembre 2014.
[6] Venta de energía eléctrica a nivel nacional (MEM).
[7] El 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 sí se incrementó en el 2008.
[8] Lo que ha generado un nodo energético en el distrito de Chilca (Cañete).
[9] Anuario Ejecutivo de Electricidad 2014 (MEM).

2017). Por consiguiente, la exportación de energía eléctrica permitirá la complementariedad de sistemas eléctricos de países vecinos como el caso de Ecuador.

Generación

La estructura de la matriz energética ha cambiado con el transcurso de los años. Si bien se ha mantenido la participación de la energía hidráulica y térmica como principales fuentes de electricidad en el país (98.3% a Dic. 2015), el Plan Energético Nacional fomenta una matriz energética renovable en el marco de un desarrollo económico sustentable. Por ello, desde diciembre del 2012 se aprecia un incremento de la energía eólica y a partir de abril 2014 en la energía solar, aunque estas representan aún una parte mínima de la producción total en la actualidad (1.2% y 0.5% respectivamente de la producción nacional a diciembre del 2015). Además, durante el 2014, 32 centrales RER iniciaron operaciones, con una potencia instalada de 517 MW, lo cual significa un 5.3% de la potencia instalada a nivel nacional. La producción de energía eléctrica aumentó 6.6% a diciembre del 2015, a raíz de la expansión en la generación de energía hidroeléctrica y termoeléctrica. Dicho nivel es cercano al crecimiento promedio de la producción de electricidad registrada entre 2008 y 2013 (6.5%), acorde con la recuperación de la economía peruana en el transcurso del 2015. Las centrales que generan mayor electricidad son Electroperú en el Mantaro (11.6%), que es la central de generación hidroeléctrica más grande e importante del Perú; la central térmica del grupo Kallpa-TV (4.3%); y la central térmica del grupo Chilca-TV (3.6%). Por su parte, la producción de energía en plantas térmicas es hasta cuatro veces más costosa que la generada en centrales hidroeléctricas[10], esto se debe a que en las primeras el costo de combustibles[11] 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[12], seguido de un periodo de estiaje[13].

Entre las tendencias del subsector de generación, se encuentra el mayor uso de gas natural[14] como insumo para la generación termoeléctrica, dado que es una fuente más barata, y ambientalmente amigable, y en adición, ayuda al objetivo de diversificación de fuentes energéticas. En cuanto a las perspectivas del sector, 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.

Principales generadoras

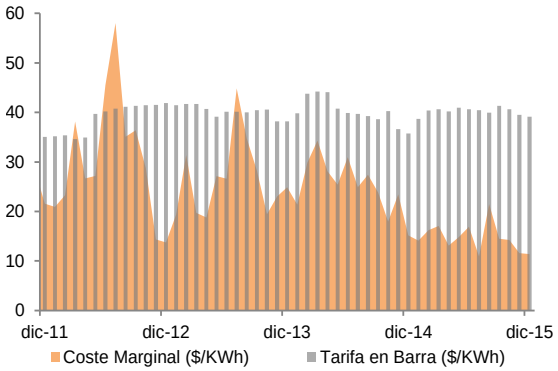
Los principales productores de energía eléctrica por grupo económico son: i) el Estado (23.4% del total), a través Electroperú (16.0% del total), Egasa (2.8%), San Gabán (1.8%), Egemsa (2.2%) y Egesur (0.5%), ii) Grupo Enel (19.9% del total), a través de Edegel (16.2% del total), Chinango (2.5%) y Empresa Eléctrica de Piura (1.3%), iii) Enersur (16.0% del total), y iv) Kallpa Generación (11.5% del total). Lima concentra el 41.7% del total de consumo de energía eléctrica, destacando que el 31.4% de la población se ubica en la capital. El consumo promedio de energía per cápita fue de 1,299.1 KWh/hab al 2015, resaltando que el mayor consumo de energía per cápita sigue siendo el de Moquegua (10,361.3 KWh/hab) en línea con su PBI (S/.51,293 KWh/hab) que se mantiene en el primer lugar. Por otro lado, es importante resaltar que se observa una elevada concentración de producción de energía en el centro del país[15] (63.7% al 2015), lo cual incrementa el riesgo de abastecimiento, en caso de desastres naturales o en caso que alguna central falle.

Tarifas eléctricas

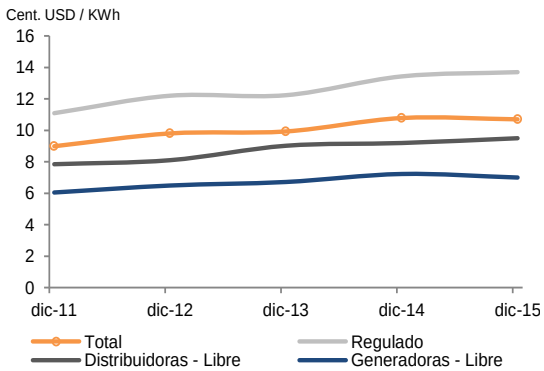
El precio medio de las tarifas cobradas por las generadoras han venido creciendo consistentemente entre los años 2011- 2014; sin embargo, para diciembre del 2015, se observa una reducción en el precio de 2.77%[16], con esta información el precio medio de energía por generadoras ha crecido a una tasa compuesta anual de 3.93% en los últimos 4 años. Por su parte, y en línea a los factores de ajuste de las tarifas eléctricas por incremento en el precios de generación de energía, las tarifas de las distribuidoras han crecido también a lo largo de los últimos cuatro años, tanto para los clientes regulados, como para los clientes libres, siendo la tasa de crecimiento compuesta interanual de 5.40% y 5.05%, respectivamente. Así mismo, 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%). Rescátese también, que para estos casos, los precios son mayores mientras más baja es la tensión suministrada. A nivel de sector económico, los precios medio son mayores para el sector residencial (0.15 USD/kW.h, -1.9%), seguido de alumbrado público (0.13 USD/kW.h, -0.2%), comercial (0.12 USD/kW.h, -0.2%) e industrial (0.08 USD/kW.h, +0.5%).

[10] Existen dos tipos i) de pasada, sólo aprovecha el movimiento del caudal, ii) de embalse, se beneficia también de la creación de una represa.
[11] 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.
[12] Frecuentes precipitaciones, lo cual eleva el caudal de los ríos.
[13] Escasas precipitaciones.
[14] Ley Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural (Ley 27133), y su Reglamento D.S. N° 040-99-EM.
[15] Lima, Callao, Junín, Huánuco, Ucayali y Pasco.
[16] Datos preliminares MEM.

TARIFA EN BARRA Y COSTO MARGINAL (USD/MWh)



EVOLUCIÓN DE TARIFA TOTAL



*Información preliminar a Diciembre 2015
Fuente: MEM **/ Elaboración:** PCR

Proyectos de inversión

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%)[17]. A diciembre del 2015, el último proyecto aprobado por el MEM fue la línea de transmisión Marcona-Socabaya-Montalvo y subestaciones asociadas (500 KW) presentado por el Consorcio Transmantaro. La fecha de inicio del proyecto se estima para febrero del 2017, con una inversión de USD 446 MM.

Actualmente se observa una alta dependencia al gas natural como fuente de energía (47.6%), mientras que la energía eólica aporta en 256 GWh (0.6%) de la oferta de electricidad; la energía solar, 199 GW (0.5%); y la energía hidráulica, 21,001 GWh (50.2%)[18]. No obstante, el Gobierno estima que las energías renovables tendrán una participación del 60% en la matriz energética nacional entre 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 destacan: la Central Hidroeléctrica Cerro del Águila (510 MW) y la Central Eléctrica Curibamba (192 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 Transmisión 500 KV-Marcona-Socabaya-Montalvo y subestaciones asociados
Grupo Enel	Central Hidroeléctrica Curibamba
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

[17] Reporte de Inflación (BCRP) a Marzo 2016.
[18] Plan Energético Nacional 2014-2025 (MEM).

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.

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 por Moody's (perspectiva estable), BBB por Standard & Poor's (perspectiva positiva) y BBB+ por Fitch Ratings (perspectiva estable).

Es de mencionar que dentro del Grupo se está llevando a cabo una reorganización societaria, mediante la división de Enersis[19], 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. 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 diciembre de 2015 la composición accionaria es la siguiente:

ESTRUCTURA ACCIONARIAL

Accionista	Participación	Nacionalidad	Grupo Económico
Generandes Perú S.A.	54.20%	Peruana	Enel
Empresa Nacional de Electricidad S.A.	29.40%	Chilena	Enel
AFP Prima Fondo 2	5.69%	Peruana	Grupo Credicorp
Otros accionistas	10.71%	-	-

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

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 diciembre de 2015 la composición es la siguiente:

[19] Durante diciembre 2015, Moody's 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.

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
Ramiro Alfonsín	Director	Marzo 2015			
Claudio Herzka Buchdahl**	Director	Marzo 2013			

*Encargado **Director Independiente

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

Desarrollos Recientes

- 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 01 de octubre de 2015, mediante Junta General de Accionistas se acordó el aumento del capital social por capitalización de reserva legal S/. 283.7 MM, emitiéndose 322,403,582 nuevas acciones comunes con derecho a voto con valor nominal de 0.88 céntimos de nuevo sol cada una.
- Con fecha 27 de julio de 2015, en sesión extraordinaria de Directorio 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 del país 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. 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. Las operaciones no requerirían aportación de recursos financieros adicionales por parte de los accionistas.

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[20], 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[21] 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.

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

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.

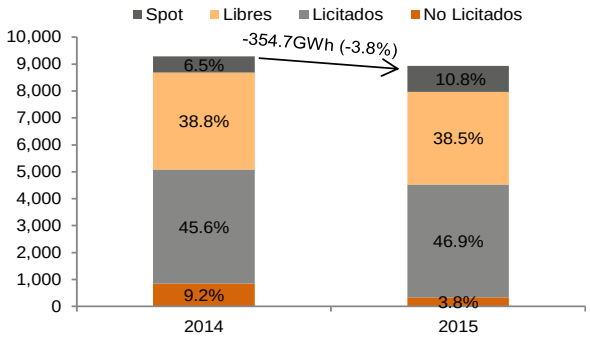
Clientes y contratos de suministro

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 16 contratos con clientes libres, los cuales representan 43.9% de la potencia contratada y 74 contratos firmados con 9 clientes regulados. Para el año 2016, entrarán en vigencia 2 contratos regulados y 4 contratos libres, los cuales añadirán 209 MW a la potencia contratada.

Es de mencionar que Edelnor y Luz del Sur representan conjuntamente 74.3% 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 53.1% 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
2015	890	873	1,763
2016	922	846	1,768
2017	922	807	1,729
2018-2019	922	540	1,462
2020	922	470	1,392
2021	872	340	1,212
2022-2023	790	340	1,130
2024-2025	627	310	936
2026	68	220	288
2027	68	54	122
2028	-	54	54

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

La potencia contratada ha presentado una disminución (-155 MW) respecto al 2014, debido a clientes libres. Asimismo, se observa una menor generación de energía térmica y consecuentemente menores ventas de energía y potencia principalmente a clientes regulados y en menor medida libres. Sin embargo, estos factores no afectaron el desempeño de sus ingresos, producto de mayores tarifas. 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 16.6% 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 (%)**	
	2014	2015	2014	2015
Centrales Hidroeléctricas	**754.6**	**783.2**	**69.3**	**71.5**
Huinco	247.3	267.8	60.5	57.3
Matucana	137.0	137.0	80.2	77.8
Callahuanca	80.4	84.2	86.7	87.2
Moyopampa	66.1	69.2	96.3	95.8
Huampani	30.2	30.2	89.6	90.4
Yanango*	42.6	42.6	68.3	65.0
Chimay*	150.9	152.2	49.0	69.5
Centrales Térmicas	**897.6**	**902.4**	**64.1**	**45.2**
Santa Rosa	412.6	418.6	38.8	21.1
Ciclo Combinado Ventanilla	485.0	483.8	79.6	65.8
Total	**1,652.2**	**1,685.5**	**66.6**	**57.4**

*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 termoeléctrica e 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 presentan costos variables por encima de las centrales hidroeléctricas.

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. Asimismo, resalta el proyecto de la Central Hidroeléctrica Curibamba ubicada en Junín, la cual contará con una potencia total de 192 MW; a la fecha de elaboración del informe, la compañía cuenta con la aprobación del estudio de pre-operatividad, así como los permisos necesarios, el Estudio de Impacto Ambiental (EIA) y la concesión definitiva. Endesa Chile, empresa relacionada, ganó la buena pro para los servicios de ingeniería relacionados al proyecto.

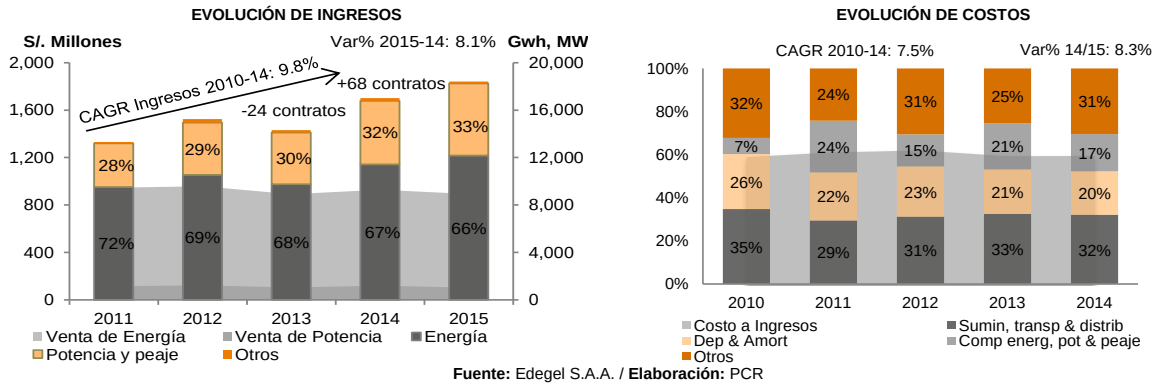
La Central aprovechará los ríos Comas y Uchubamba, será una central de pasada[22] con un caudal de 86m^3/s y producción anual estimada de 1,010 GWh. Adicionalmente contará con una línea de transmisión conectada al SEIN. La inversión se estimaría en USD 600 MM y su construcción tomaría alrededor de 5 años. El proyecto se encuentra en la fase de evaluación de las ofertas de construcción.

Análisis Financiero

Eficiencia Operativa

La Compañía recibe ingresos principalmente de la venta de energía (66.2% al 2015), así como por potencia y peaje (33.0% al 2015); 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[23] (representa 17.5% del total de potencia efectiva del SEIN), 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 18.8% del total[24]. El porcentaje restante de ingresos (0.9%) corresponde a compensaciones[25], COES, servicios de capacidad adicional[26], 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). Al 2015, si bien se observa un crecimiento de los ingresos (+S/. 138.6 MM; +8.1%), este se encuentra por debajo del promedio compuesto 2010-2014 de 9.8%, en parte debido a que el incremento se deriva únicamente de mayores tarifas, dado que se observa una menor potencia contratada respecto al periodo similar del año anterior (-155 MW). Las ventas corresponden a una generación bruta de 8,363 GWh y venta de 1,037 MW de potencia (8,848 GWh, y 1,203 MW al 2014). A pesar de los periodos de decrecimiento de los ingresos, 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. El 2015 vencieron 6 contratos, equivalentes a 6.3% del total de la potencia contratada, no obstante, los contratos que iniciarán durante el 2016 superan la potencia de los contratos que vencieron al cierre del año 2015. 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.



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

[22] No existe acumulación de agua corriente arriba, se acepta el caudal disponible del río.
[23] 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% del total de potencia efectiva del SEIN).
[24] Enersur y Electroperú se encuentra en segundo lugar con una participación de 16.1% del total de producción de energía en el SEIN.
[25] Los generadores conectados al Sistema Principal de Transmisión deben abonar a su propietario una compensación para cubrir el Costo Total de Transmisión.
[26] Surge del ingreso a despacho en el sistema de centrales de emergencia.

El costo de ventas muestra, al igual que los ingresos, 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.
69.5% del costo de ventas corresponde a i) suministro, transporte y distribución relacionados a gas natural, resaltando que es una fuente energética más barata, ii) depreciación y amortización, en línea con las necesidades de infraestructura requeridas por una empresa de generación eléctrica, y iii) compra de energía, potencia y peaje, 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 2015 la variación del costo de ventas se ubicó por encima de la tasa de crecimiento compuesta para el periodo 2010-14 (8.3% vs. 7.5%, respectivamente), y presentó un incremento ligeramente superior a los ingresos en términos porcentuales. El mayor costo de ventas deviene del incremento de compensaciones de Energías Renovables, y actualización de precios (determinado por COES), así como un mayor consumo de petróleo en línea con el periodo de estiaje, y compensación por generación adicional[27], entre otros. Por otro lado, la disminución más pronunciada se generó en la compra de energía, potencia y peaje. Como consecuencia, el margen bruto se mantuvo relativamente estable en contraste con el 2014, y se resalta que se encuentra entre los niveles más altos dentro del periodo de evaluación.

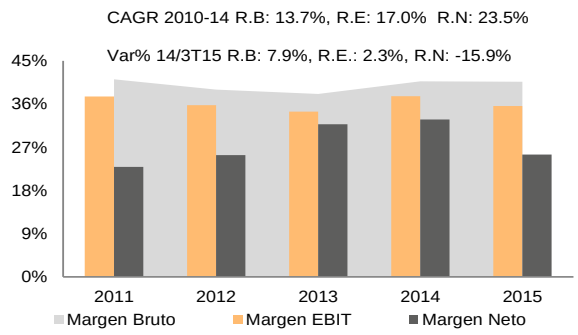
La generación de la compañía en términos operativos (EBITDA) continúa su tendencia creciente desde el 2011[28], apoyado en el creciente resultado bruto. Los gastos operacionales de Edegel y Subsidiaria evidencian un buen manejo, absorbiendo una proporción baja de los ingresos (promedio 2011-14: 3.3%), no obstante, al 2015 se observa un fuerte incremento explicado principalmente por la estimación de deterioro de cuentas por cobrar[29], y en menor medida el incremento de servicios prestados por relacionadas. De esta forma, los gastos administrativos equivalen a 5.1% de los ingresos; proporción que aún se considera baja. El EBITDA[30] de la Compañía se ha incrementado respecto al periodo anterior, no obstante, el margen ha disminuido ligeramente debido al fuerte incremento del resultado operativo en el 2014 debido a la entrada en vigencia de nuevos contratos.

Rendimiento Financiero

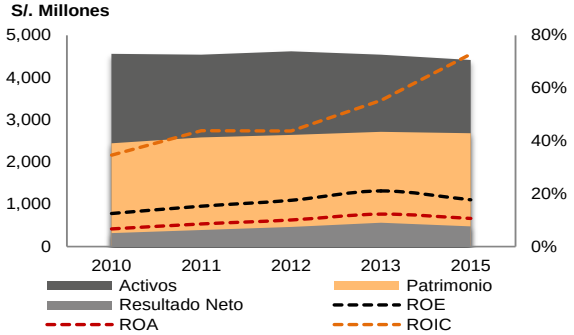
El resultado neto ha presentado un desempeño favorable a partir del 2011, sustentado principalmente en los mayores ingresos, y en menor medida en la constante disminución de los gastos financieros. A diferencia de periodos anteriores, al cierre del 2015 se observa una disminución del resultado neto (-S/. 88.6 MM; -15.9%), influenciado principalmente por el fuerte incremento de gastos de administración, cuyo crecimiento está explicado en mayor medida por la estimación de deterioro de cuentas por cobrar, lo cual tuvo un importante impacto en el margen operativo de la compañía. Adicionalmente, se considera 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 representa un monto representativo respecto a los ingresos.

Los indicadores de rentabilidad presentan un crecimiento sostenido apoyado en los niveles crecientes del margen neto y el uso eficiente de activos; si bien se observa un retroceso al 2015, producto del ingreso extraordinario del 2014, así como por la estimación por cuentas de cobranza dudosa, los niveles se mantienen entre los más elevados del periodo de evaluación (2011-2015). 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 81.4% 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.

EVOLUCIÓN DE MARGENES



INDICADORES DE RENTABILIDAD



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

[27] Generación de centrales de emergencia, las cuales ante cualquier falla o imprevisto, ingresan a despacho en el sistema.
[28] A excepción del 2014 producto del término de contratos de suministro.
[29] Se genera específicamente por un cliente. Edegel ganó el proceso elevado al poder judicial.
[30] Aislando el efecto de otros gastos operativos netos, resaltando que para el periodo 2013-2014 se generó un ingreso extraordinario derivados del siniestro de la unidad TG7.

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 2015 la Compañía presentó una posición pasiva neta de USD 133.2 MM (USD 213.0 MM al 2014) y pérdida por diferencia de tipo de cambio de S/. 12.7 MM. 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 los años 2013-14 por el monto correspondiente al siniestro de la Central Térmica Santa Rosa.

Al 2015 se observa una caída en el indicador de liquidez general producto del incremento de la porción corriente de la deuda de largo plazo (+S/. 142.4 MM; +118.8%), dado que 41.6% del total de vencimientos de la deuda estructural se concentraba en un plazo menor a un año. En este sentido, tomando en cuenta el cronograma de vencimiento de pasivos[31], 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/. 528.8 MM, contrastando considerablemente con periodos mayores. Edegel y subsidiaria contaron al cierre del 2015 con un monto de Caja ascendente a S/. 86.3 MM, y líneas de crédito disponibles por S/. 484 MM, y comprometidas por S/. 102 MM, 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.

Por el lado de los activos circulantes, se resalta la fuerte disminución del disponible a causa de la amortización de deuda, la cual ascendió a S/. 684.1 MM (S/. 173.0 MM al 2014), así como por el desembolso realizado para la compra y desarrollo de activos intangibles[32]. Considerando las cuentas con mayor facilidad de conversión, el ratio de liquidez presentó un comportamiento similar (pasó de 1.06x al 2014 a 0.76x al 2015). A pesar de la disminución, se considera que la Compañía mantiene un adecuado nivel, lo cual se refleja también en el plazo holgado entre el cobro a sus clientes y el pago a sus proveedores, el cual presenta una diferencia favorable de 13 días, evidenciando un calce adecuado. Si bien se observa una considerable disminución respecto a los periodos 2013-14 debido al menor periodo medio de pago, la cifra de dichos años estuvo influenciado excepcionalmente por 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 2014 consecuencia del fuerte incremento de cobranzas proveniente de las ventas de energía y potencia, y en mayor medida impulsado por el ingreso de efectivo relacionado al uso de instalaciones hidráulicas[33]. Edegel y Subsidiaria se beneficia del Sistema de gestión financiera de circulante entre las compañías del grupo Enel en Perú (*cash pooling*)[34], 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 36.2% de sus pasivos, y está compuesta principalmente por i) préstamos bancarios (40.3% del total de la deuda financiera), los cuales han disminuido considerablemente debido principalmente a la pre-cancelación de un préstamo, ii) bonos corporativos (40.3%), monto que se ha incrementado ligeramente respecto al 2014 producto la apreciación del dólar respecto al sol, 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.

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 2015 se observa una

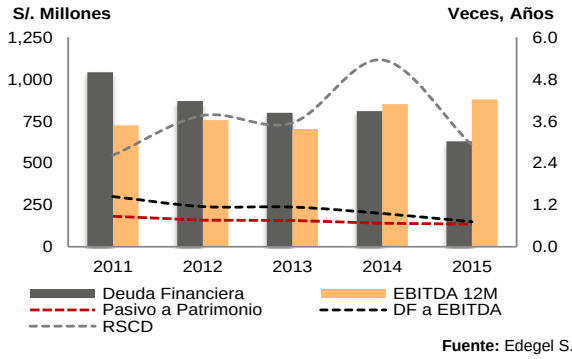
[31] Incluye deuda financiera, cuentas por pagar comerciales, a relacionadas y diversas.
[32] Corresponde a derechos y concesiones, incluye el proyecto Huascacocha, el cual permite a la Compañía contar con un mayor caudal de agua para el desarrollo de sus actividades de generación de energía eléctrica.
[33] Ingreso que se genera por un contrato con EGEHUANZA. Por este concepto se mantiene un ingreso diferido registrado en el pasivo por S/. 89.7 MM.
[34] 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.

reducción del apalancamiento producto del fuerte decrecimiento de la deuda (-S/.181.0 MM; -22.3%), a pesar de la disminución del patrimonio (-S/. 36.0 MM; -1.3%), la cual se genera por diferencias de cambio por conversión de operaciones en el extranjero y en menor medida coberturas de flujo de efectivo. Es así que el ratio de deuda financiera a patrimonio también presentó una mejora.

Es de mencionar que en marzo 2013 Edegel aprobó el Quinto Programa de Bonos Corporativos por un monto máximo de USD 350 MM, al respecto, se cuenta con EIA aprobado del Proyecto Hidroeléctrico Curibamba, que significaría una inversión estimada en USD 600 MM.

Respecto a la exposición a tasas de interés, 60% de la deuda financiera que mantiene está pactada a tasa fija (49% al 2014); 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. Asimismo, 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.

INDICADORES DE COBERTURA Y SOLVENCIA



CRONOGRAMA DE VENCIMIENTO DE DEUDA ESTRUCTURAL (S/. M)

Periodo	Monto	Porcentaje
2016	56.0	33.3
2017	40.8	24.3
2018	37.6	22.4
2019	13.6	8.1
2020	10.0	5.9
2028	10.0	5.9

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 2015 fue de 0.72 años (2014: 0.95 años)[35]. Por el lado del ratio de servicio de cobertura de deuda ha presentado un comportamiento favorable a lo largo del periodo de evaluación, no obstante presenta una disminución al 2015 (pasó de 5.35x a 2.91x)[36] como consecuencia del incremento de la parte corriente de la deuda de corto plazo. En este sentido, durante el 2015 se vence 41.7% 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[37] por debajo de 1.50x, el cual cumple de manera sobresaliente (0.20 al 2015) 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[38] menor a 4 años (0.24x y 0.70 años al 2015, respectivamente) para el contrato de arrendamiento financiero. Adicionalmente, su Subsidiaria debe mantener un nivel de deuda neta a EBITDA[39] menor a 3 años, y un indicador de deuda financiera neta a patrimonio menor a 1.5x (0.97 años y 0.36x al 2015, respectivamente). Todos los *covenants* son de cumplimiento trimestral.

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[40] (51% 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.

[35] Indicadores no consideran Otros Gastos Financieros, neto.
[36] Indicadores no consideran Otros Gastos Financieros, neto.
[37] 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.
[38] Calculado con EEFF Individuales de Edegel.
[39] Calculado con EEFF Individuales de Chinango.
[40] incluyen compra de energía, potencia y peaje, costos por gas natural y el consumo del petróleo.

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.

PROGRAMAS DE EMISIÓN INSCRITOS AL 31.12.15

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

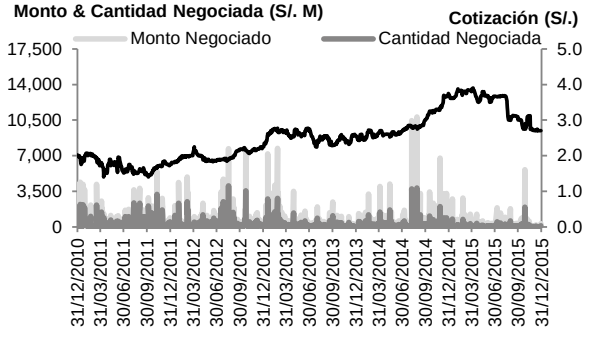
Resguardos adicionales:

- 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 31 de diciembre de 2015, las acciones de Edegel se ubican entre las más negociadas, -reflejado en su frecuencia de negociación de 74.6%-, 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, la cual será a partir del mencionado año hasta el 60% (antes 80%) de las utilidades 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%[41] (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 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 de la Compañía.

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

Estado de Situación Financiera	dic-10	dic-11	dic-12	dic-13	dic-14	dic-15
Activo Corriente	301,535	390,495	426,179	555,890	572,535	564,129
Activo Corriente Prueba Ácida	223,696	313,823	340,466	438,166	474,165	459,783
Activo No Corriente	4,457,712	4,168,078	4,110,084	4,062,574	3,967,868	3,850,212
Activo Total	4,759,247	4,558,573	4,536,263	4,618,464	4,540,403	4,414,341
Pasivo Corriente	368,869	457,572	430,291	585,184	447,168	604,226
Pasivo No Corriente	1,986,930	1,664,291	1,527,906	1,398,002	1,382,116	1,135,044
Pasivo Total	2,355,799	2,121,863	1,958,197	1,983,186	1,829,284	1,739,270
Patrimonio Neto	2,403,624	2,436,710	2,578,066	2,635,278	2,711,119	2,675,071
Deuda Financiera	1,244,085	1,040,981	869,104	799,665	810,267	629,218
Corto Plazo	236,913	171,018	146,020	165,417	119,760	262,155
Largo Plazo	1,007,172	869,963	723,084	634,248	690,507	367,063
Estado de Resultados						
Ingresos Brutos	1,169,860	1,370,671	1,524,139	1,432,443	1,701,481	1,840,060
Costo de Ventas	754,602	806,666	929,600	886,689	1,008,450	1,092,218
Gastos operacionales	38,931	48,762	49,714	52,592	52,903	92,956
Resultado de Operación	376,327	515,243	544,825	493,162	640,128	654,886
Gastos Financieros	68,786	104,955	54,761	43,610	39,088	39,794
Utilidad (Perdida) Neta del Ejercicio	239,358	314,035	386,885	455,085	557,398	468,791
EBITDA y Cobertura						
EBITDA	587,664	724,026	755,344	702,783	850,682	879,125
EBITDA 12M	587,664	724,026	755,344	702,783	850,682	879,125
EBITDA / Gastos Financieros	8.5	6.9	13.8	16.1	21.8	22.1
EBITDA 12M / (Gts. Financ.+ Pte Cte)	2.40	2.62	3.76	3.55	5.35	2.91
Solvencia						
Pasivo No Corriente / Pasivo Total	0.84	0.78	0.78	0.70	0.76	0.65
Deuda Financiera / Pasivo Total	0.53	0.49	0.44	0.40	0.44	0.36
Deuda Financiera / Patrimonio	0.52	0.43	0.34	0.30	0.30	0.24
Pasivo No Corriente / Patrimonio	0.83	0.68	0.59	0.53	0.51	0.42
Pasivo Total / Patrimonio	0.98	0.87	0.76	0.75	0.67	0.65
Pasivo No Corriente / EBITDA	3.38	2.30	2.02	1.99	1.62	1.29
Deuda Financiera / EBITDA	2.12	1.44	1.15	1.14	0.95	0.72
Rentabilidad						
ROA	5.0%	6.6%	8.5%	10.0%	12.3%	10.6%
ROE	10.0%	12.5%	15.3%	17.5%	21.0%	17.7%
ROIC	5.0%	6.6%	8.5%	10.0%	12.3%	10.6%
Margen Bruto	22.3%	41.1%	39.0%	38.1%	40.7%	40.6%
Margen Operativo	32.2%	37.6%	35.7%	34.4%	37.6%	35.6%
Margen Neto	20.5%	22.9%	25.4%	31.8%	32.8%	25.5%
Calce de Cuentas de Corto Plazo						
Liquidez General	0.82	0.85	0.99	0.95	1.28	0.93
Prueba Acida	0.61	0.69	0.79	0.75	1.06	0.76
Capital de Trabajo	-67,334	-67,077	-4,112	-29,294	125,367	-40,125
Periodo Medio de Cobro (días)	33	32	33	38	42	47
Periodo Medio de Pago (días)	41	36	42	82	83	59
Ciclo de Conversión Neto (días)	-8	-5	-10	-44	-40	-13
Indicadores Bursátiles						
Precio (S/.)	1.55	1.73	1.99	2.54	2.83	3.42
Desviación estándar	0.23	0.17	0.13	0.14	0.33	0.40
Coeficiente de Variabilidad	14.9%	10.0%	6.5%	5.6%	11.5%	11.6%
EPS (S/.)	0.10	0.13	0.17	0.20	0.24	0.18
P/E (Veces)	14.89	13.00	11.82	12.78	11.64	19.07
BTM (Veces)	1.48	1.63	1.77	2.21	2.39	3.34
Patrimonio Bursátil (S/.MM)	3,563,402	3,978,379	4,574,561	5,817,157	6,486,579	8,938,058

Historial de Clasificaciones	jun-14	set-14	dic-14	mar-15	jun-15	set-15
Acciones Comunes	PCN1	PCN1	PCN1	PCN1	PCN1	PCN1
3er Programa de Bonos Corporativos de Edegel S.A.A.	AAA	AAA	AAA	AAA	AAA	AAA
4to Programa de Bonos Corporativos de Edegel S.A.A.	AAA	AAA	AAA	AAA	AAA	AAA
5to Programa de Bonos Corporativos de Edegel S.A.A.	AAA	AAA	AAA	AAA	AAA	AAA

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

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