



"VALORIZACIÓN DE ENGIE ENERGÍA PERÚ S.A."

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

Presentado por

Srta. Norma Huanqui

Srta. Elizabeth Llauca

Srta. Elizabeth Mujica

Asesor: Profesor Jorge Lladó

2016

Dedicado a mi familia y a mis compañeros quienes
estuvieron apoyándome durante estos años en la
Maestría.

Norma Huanqui Quijano

A mi madre y a mi familia por todo su apoyo y
cariño, que siempre son un aliciente.

Elizabeth Llauca Tornero

Agradezco a José Guerra por su crítica y
recomendaciones a lo largo de nuestra
investigación.

Elizabeth Mujica Guerra

Resumen ejecutivo

Engie Energía Perú S.A. (en adelante Engie) es una de las mayores compañías de generación y transmisión de energía eléctrica en el Perú, con una capacidad instalada de 1.952 MW. La empresa opera seis centrales de generación eléctrica, distribuidas en todo el país. Su participación en el mercado de generación eléctrica es de 20,75% en el 2015.

El trabajo de valorización se desarrolló sobre la base de los estados financieros consolidados de Engie para los ejercicios 2010 al 2015 y el primer semestre de 2016. Se empleó el método de valorización por descuento de flujo de caja de la empresa (FCFF, por sus siglas en inglés) y, complementariamente, el método de múltiplos de empresas comparables para contrastar los resultados obtenidos.

El valor obtenido de la firma es de USD 2.210 millones y el valor fundamental por acción a junio 2016 es de S/ 12,13 (con tipo de cambio referencial de 3.30), el cual se encuentra 44,4% por encima del precio de mercado de S/ 8,40. La tasa de descuento (WACC) utilizada fue de 8,18%.

Para el método de valorización por múltiplos se utilizó como base los indicadores de compañías similares en términos de sector (producción de energía) y ubicación (Sudamérica). Los múltiplos utilizados fueron: el ratio EV/EBITDA, y *P/E* (precio / utilidad), siendo el resultado S/ 11,81. El valor por acción estimado con este método refuerza los resultados obtenidos con el método del FCFF descontado al WACC.

Actualmente, se viene efectuando la construcción de una central termoeléctrica que tendrá una capacidad de 500 MW (+/-20%) como parte del proyecto Nodo Energético del Sur del Perú en la ciudad de Ilo; se espera que su puesta en operación el primer trimestre del 2017. Asimismo, se viene desarrollando el proyecto de ampliación de la Central Termoeléctrica Chilca Uno, en Lima. Como parte de las concesiones, Engie se adjudicó en marzo de 2016, un contrato de concesión para el suministro de energía renovable al SEIN (Sistema Eléctrico Interconectado Nacional) a través del proyecto Intipampa, que consiste en la construcción y operación de una central solar fotovoltaica en Moquegua, con una capacidad de 40 MW.

Estos proyectos han sido considerados en las proyecciones de la compañía, puesto que reforzarán su presencia e incrementarán su participación en el sector. Considerando el precio actual de las acciones, se recomienda comprar/mantener.

Índice

Índice de tablas	v
Índice de gráficos	vi
Índice de anexos	vii
1. Información general	1
1.1 Descripción de la empresa	1
1.2 Grupo económico.....	1
1.3 Estructura y composición accionaria	2
1.4 La acción de ENGIE Energía Perú S.A. en el mercado	2
1.5 Instalaciones de la empresa.....	3
1.5.1 Proyectos en ejecución.....	4
1.6 Cadena de valor.....	4
1.6.1 Proveedores.....	4
1.6.2 Principales clientes	5
1.6.3 Producción de energía.....	5
1.6.4 Ventas por potencia y energía.....	5
1.7 Deuda y política de dividendos de la empresa	6
1.7.1 Deuda de la empresa.....	6
1.7.2 Política de dividendos	7
1.8 Responsabilidad social.....	7
1.9 Análisis FODA.....	9
2. El mercado eléctrico	10
2.1 Generación eléctrica.....	10
2.1.1 La oferta.....	10
2.1.2 La demanda.....	12
2.2 Transmisión eléctrica	12
3. Análisis financiero	14
3.1 Análisis de resultados y ratios financieros	14
4. Valorización de ENGIE Energía Perú S.A.	16
4.1 Tasa de descuento	16
4.2 Proyecciones del flujo de caja.....	17
4.3 Resultados de valuación a través del FCFE	18
4.4 Sensibilidad.....	18
4.5 Valoración a través de múltiplos de empresas comparables	19

Conclusiones	20
Bibliografía	21
Anexos	24
Nota biográfica	69

Índice de tablas

Tabla 1.	Accionistas de Engie Energía Perú S.A.....	2
Tabla 2.	Potencia y generación de las centrales de Engie Energía Perú S.A.....	3
Tabla 3.	Venta de potencia y energía según tipo de cliente de Engie Energía Perú S.A. (en miles de dólares).....	6
Tabla 4.	Emisión de bonos corporativos Engie Energía Perú S.A. a junio 2016.....	6
Tabla 5.	División de dividendos 2014 y 2015 de Engie Energía Perú S.A.	7
Tabla 6.	Matriz FODA de Engie Energía Perú S.A.....	9
Tabla 7.	Longitud total de líneas de transmisión 2015 nivel nacional por tipo de línea	13
Tabla 8.	Participación en el mercado según longitud de líneas de las principales empresas concesionarias de transmisión eléctrica (2015).....	13
Tabla 9.	Composición de ventas (miles de USD) y producción (GW.h) de Engie	14
Tabla 10.	Composición de costo de ventas (miles de USD) de Engie.....	15
Tabla 11.	Parámetros utilizados en la tasa de descuento	16
Tabla 12.	Resultados de valorización (miles de USD)	18
Tabla 13.	Sensibilidad valor por acción	18
Tabla 14.	Valorización por múltiplos (miles de USD)	19

Índice de gráficos

Gráfico 1.	Unidades operativas de negocio de GDF Suez.....	1
Gráfico 2.	Evolución de la acción común ENGIEC1 (Nov 2008 - Jun 2016).....	3
Gráfico 3.	Evolución de la acción común ENGIEC1 versus S&P/BVL Índice General (Jun 2014 - Jun 2016).....	3
Gráfico 4.	Evolución de la potencia efectiva en MW (1995 - 2015).....	11
Gráfico 5.	Variación porcentual trimestral a 12 meses del PBI real y el subsector eléctrico (T100 – T116).....	12
Gráfico 6.	Ventas, y utilidad neta/ventas; costo de ventas y costo de ventas/ventas.....	14
Gráfico 7.	Ventas, y utilidad/ventas; costo de ventas y costo de ventas/ventas (1S 2016).....	16

Índice de anexos

Anexo 1.	Conformación del grupo económico Engie	25
Anexo 2.	SEIN	26
Anexo 3.	Centrales, subestaciones y líneas de transmisión	27
Anexo 4.	Principales clientes	30
Anexo 5.	Análisis de las cinco fuerzas de Porter	32
Anexo 6.	Generación eléctrica según servicio, sistema, origen y empresas generadoras (mercado eléctrico y uso propio)	35
Anexo 7.	Política de dividendos.....	37
Anexo 8.	Clasificaciones de <i>rating</i> otorgadas a la deuda de Engie Energía Perú S.A.....	37
Anexo 9.	Responsabilidad social y gobierno corporativo	38
Anexo 10.	Regulación tarifaria de la industria eléctrica	41
Anexo 11.	Estados financieros	44
Anexo 12.	Marco legal del sector electricidad.....	48
Anexo 13.	Análisis financiero y riesgo	50
Anexo 14.	Empresas comparables con Engie	55
Anexo 15.	Análisis y proyección de los ingresos de Engie (cantidad y precio)	57
Anexo 16.	Supuestos y consideraciones para la valorización	64
Anexo 17.	Flujo de caja libre de la firma.....	66

Introducción

El presente trabajo tiene por objetivo determinar el valor de Engie Energía Perú S.A. (antes Enersur S.A.) al 30 de junio del 2016. Engie es una empresa de capitales europeos dedicada a actividades de generación y transmisión de energía eléctrica en el Perú desde 1996. En el 2015, su facturación fue de USD 713,7 millones y para el 2016, según sus EE.FF., en el segundo trimestre la facturación ascendió a USD 377,6 millones, obteniendo un crecimiento de 9,20% respecto del resultado del segundo trimestre del año previo. Al cierre del 2015, Engie es la primera empresa generadora en el mercado del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional con una participación de 20,75 %, de acuerdo a cifras del OSINERGMIN¹.

Engie Energía Perú S.A. es parte de la unidad operativa denominada GDF SUEZ Energy Latin America de GDF SUEZ, sociedad constituida y existente bajo las leyes de Francia, cuyas acciones se encuentran listadas en las bolsas de Bruselas, Luxemburgo y París, y desarrolla sus actividades a través de cinco unidades operativas de negocio.

Desde octubre de 2005, Engie cotiza en la Bolsa de Valores de Lima, a junio de 2016 su capital asciende S/ 601,37 millones, íntegramente suscrito y pagado, dividido en 601.370.011 acciones comunes con un valor nominal de S/ 1. La acción ha tenido una tendencia a la baja durante el 2015 en línea con el estancamiento del crecimiento del Producto Bruto Interno. El precio de la acción ENGIEC1 se registró en S/ 8,40 al 30 de junio de 2016.

Esta investigación está motivada por el interés de determinar el potencial de crecimiento de la acción ENGIEC1 y cuáles son los *drivers* de dicho potencial. Para ello, se realizará el análisis de las diferentes actividades generadoras de valor para la empresa, así como el panorama del mercado del sector energético, tales como competidores, legislación, demanda y otros aspectos incidentes.

¹ Facturación Total sin IGV, según información proporcionada por las Empresas con carácter de DECLARACIÓN JURADA. Obtenido de “Participación de las Empresas Generadoras en el Mercado del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional Año 2015 Ley N 26876”. Osinergmin.

1. Información general

1.1 Descripción de la empresa

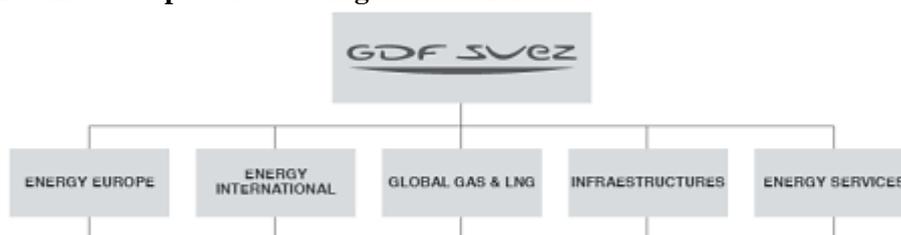
Engie Energía Perú S.A. se dedica a las actividades de generación, transmisión y comercialización de energía eléctrica, en el marco de la legislación aplicable al sector al cual pertenece (anexo 12). La compañía opera a través de seis centrales de generación eléctrica distribuidas en todo el país: Central Termoeléctrica Ilo 1, Central Termoeléctrica Ilo 21 y Central Termoeléctrica Reserva Fría Ilo 31, en Moquegua; Central Hidroeléctrica Yuncán, en Pasco; Central Termoeléctrica de Ciclo Combinado Chilca Uno, en Chilca-Cañete, y Central Hidroeléctrica Quitaracsa, en Ancash, así como una subestación eléctrica en Moquegua. En el país no existen otras empresas subsidiarias o pertenecientes al mismo grupo económico vinculadas a Engie Energía Perú S.A.

1.2 Grupo económico

Engie Energía Perú S.A. forma parte de GDF SUEZ S.A. (“GDF SUEZ”), una sociedad constituida y existente bajo las leyes de Francia, con presencia en más de 70 países, cuyas acciones se encuentran listadas en las bolsas de Bruselas, Luxemburgo y París.

GDF SUEZ nace en julio de 2008, producto de la fusión de Suez S.A. y Gaz de France S.A., ambas de origen francés. Desde el *upstream* hasta el *downstream*, GDF SUEZ opera en toda la cadena de valor energética, tanto en electricidad como en gas natural². Desarrolla sus actividades a través de cinco unidades operativas de negocio, según se muestra en el siguiente gráfico:

Gráfico 1. Unidades operativas de negocio de GDF Suez



Fuente: Memoria Anual 2015 de Engie Energía Perú S.A.

Engie Energía Perú S.A. se encuentra en el área de negocio de GDF SUEZ Energy Latin America de la unidad operativa de GDF SUEZ denominada Energy International, que se encuentra dividida en las siguientes áreas de negocio: GDF SUEZ Energy North America, GDF SUEZ Energy Latin

² Obtenido de la Memoria Anual del 2015 de Engie Energía Perú S.A.

America, GDF SUEZ Energy UK-Turkey, GDF SUEZ Energy South Asia, Middle East & Africa (SAMEA) y GDF SUEZ Energy Asia Pacífico.³

1.3 Estructura y composición accionaria

En la tabla 1 se muestra la titularidad de las acciones de Engie, al 30 de junio de 2016.

Tabla 1. Accionistas de Engie Energía Perú S.A.

Accionistas	Número de Acciones	Porcentaje %	Nacionalidad	Grupo Económico
International Power S.A.	371.478.629	61,77	Belga	ENGIE
IN-FONDO 2	42.993.457	7,15	Peruana	SURA
ProFuturo AFP-PR Fondo 2	31.374.191	5,22	Peruana	Scotiabank
Otros	155.523.734	25,86	Varios	
Total	601,370,011	100		

Fuente: Memoria Anual 2015 de Engie Energía Perú S.A. Elaboración propia.

1.4 Mercado de valores

A junio 2016, el capital de Engie asciende a S/ 601.370.011, íntegramente suscrito y pagado, dividido en 601.370.011 acciones comunes con un valor nominal de S/ 1 cada una. Estas acciones son cotizadas en la BVL, con el código ENGIEC1, desde octubre de 2005. Las acciones de Engie tienen una tendencia al alza⁴ al 30 de junio 2016, cerrando en S/ 8,40⁵. En el gráfico 2 se presenta el histórico del precio de las acciones de Engie. En el gráfico 3 se presenta el precio de las acciones de Engie y el índice general de la Bolsa de Valores, que presentan una correlación de 0,7995.

La caída en el precio de la acción ENGIEC1 en 2014 se debe a la capitalización de la prima de emisión por aumento de capital⁶, lo que generó un incremento de acciones comunes en 377,1 millones, hasta los 601,4 millones actualmente en circulación.

³ En el anexo 1 se muestra el diagrama de la conformación del grupo económico y la posición de Engie Energía Perú S.A. dentro de este.

⁴ Al 30 de junio de 2016, la acción tiene una tendencia al alza principalmente por una mayor demanda y a la celebración de nuevos contratos con clientes libres y regulados, así como mayor peaje de conexión del sistema principal de transmisión (cargos adicionales del SEIN).

⁵ El mínimo alcanzó en este periodo fue de S/ 6,85 el 03/02/2016

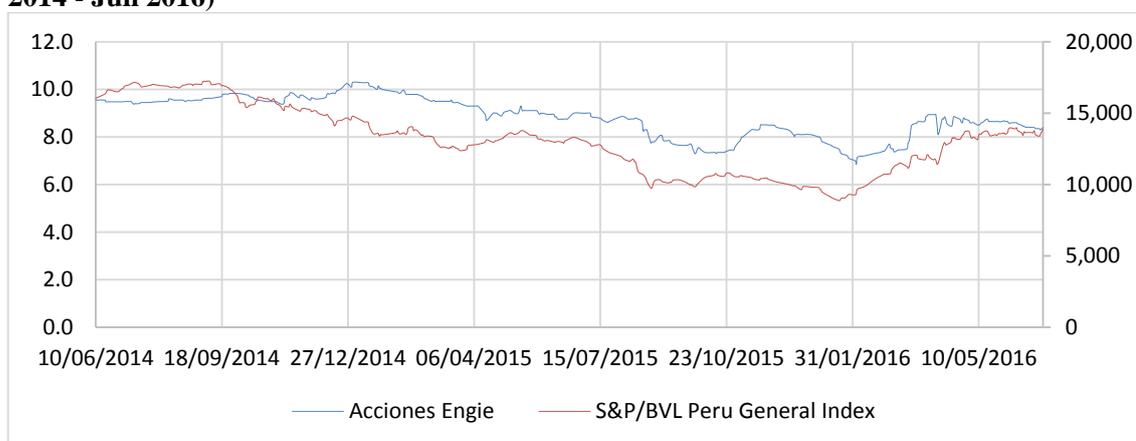
⁶ Mediante Junta General de Accionistas el 14 de febrero de 2012 se acordó incrementar el capital social por nuevos aportes de hasta S/ 401,4 millones, que incluía el valor de la prima de suscripción, con lo cual se suscribieron 24,4 millones de nuevas acciones.

Gráfico 2. Evolución de la acción común ENGIEC1 (Nov 2008 - Jun 2016)



Fuente: Superintendencia de Mercado y Valores (SMV). Elaboración propia.

Gráfico 3. Evolución de la acción común ENGIEC1 versus S&P/BVL Índice General (Jun 2014 - Jun 2016)



Fuente: Superintendencia de Mercado y Valores (SMV). Elaboración propia.

1.5 Principales activos de la empresa

Engie Energía Perú S.A. opera instalaciones de generación y transmisión de energía eléctrica en el Perú desde 1997. Actualmente opera, además, cuatro centrales termoeléctricas, dos centrales hidroeléctricas y una subestación eléctrica cuyas características se detallan a continuación:

Tabla 2. Potencia de las centrales de Engie Energía Perú S.A.

Zona	Plantas	Potencia nominal de unidades MW	Combustible unidades
Ilo, Moquegua	Central termoeléctrica Ilo1	216,8	Vapor, R500 y Diésel 2
	Central termoeléctrica Ilo21	135,0	Carbón y Diésel 2
	Central termoeléctrica de reserva Fría ilo31	500,0	Diésel 2
Pasco	Central Hidroeléctrica Yuncán	134,2	Agua
Chilca, Lima	Central termoeléctrica ciclo combinado ChilcaUno	851,8	Vapor y Gas Natural
Ancash	Central Hidroeléctrica Quitaracsa	114,0	Agua

Fuente: Memoria Anual 2015 de Engie Energía Perú S.A. Elaboración propia.

En conjunto, las plantas tienen una capacidad nominal de potencia⁷ de 1.951,8 MW. La subestación de Moquegua es un importante centro de recepción, transformación y distribución de electricidad en el sur del país que sirve como punto de conexión de las centrales Ilo1, Ilo21 e Ilo31 al SEIN. Engie cuenta con un total de 274,28 kilómetros de líneas de transmisión en 138 y 220 KV, que son usadas como parte del proceso de energía.

Además de agua, carbón y gas natural, las plantas de Engie trabajan con petróleo diésel, el cual es el insumo con mayor incidencia en el costo de ventas. Por lo que, con la finalidad de mitigar las posibles variaciones en el precio, la compañía contrató un *Commodity Swap Transaction*.

1.5.1 Proyectos en ejecución

Además de las centrales presentadas en la tabla 2, Engie tiene tres grandes proyectos en ejecución, según se detalla a continuación:

- Central Termoelectrica Nodo Energético del Sur, que tendrá una capacidad de 500 MW (+/- 20%) como parte del proyecto Nodo Energético del Sur del Perú en la ciudad de Ilo; se espera que su puesta en operación sea el primer trimestre del 2017.
- Ampliación Central termoelectrica Chilca Uno. Cuya primera etapa inició operaciones en mayo 2016, y se espera que la segunda etapa inicie operaciones en el primer trimestre de 2017, con una capacidad de 112,8 MW.
- Central Fotovoltaica Intipampa. Proyecto adjudicado en marzo 2016 para el suministro de energía renovable al SEIN, que consiste en la construcción y operación de una central solar fotovoltaica en Moquegua, con una capacidad de 40 MW. Se espera inicie operación el 2019.

1.6 Cadena de valor

1.6.1 Proveedores

Para la Central Térmica ChilcaUno: Engie Energía del Perú, la compañía mantiene un contrato de suministro de gas natural con el consorcio de productores del gas de Camisea. Contrato, que, con una vigencia de 15 años, establece que Engie debe adquirir gas del Consorcio en forma exclusiva hasta la cantidad diaria máxima establecida en 3,65 millones m³/día. Asimismo, ha suscrito un contrato de construcción con las empresas Duro Felguera S.A.- DF Mompresa S.A.U.

⁷ La energía eléctrica es una forma de energía que resulta de la existencia de una diferencia de potencial entre dos puntos, lo cual permite establecer una corriente eléctrica entre ellos. Su medición se da a través de vatios hora (Wh). Por su parte, la potencia eléctrica, es la relación de paso de energía de un flujo por unidad de tiempo y es medida en vatios (W), lo que equivale a 1 julio por segundo (1 J/s).

y Duro Felguera S.A. Sucursal Perú para el proyecto de ampliación de la C.T. ChilcaUno, y desde el 2006, tiene un contrato de servicios de mantenimiento, instalación de partes y soporte logístico y un *services contract* que contempla la prestación de servicios de inspección para los mantenimientos menores y mayores que requerirán las tres unidades de generación a gas de la C.T.ChilcaUno, con Siemens Power Generation Service Company, Ltd.. La vigencia de estos contratos es por 16 años.

Para la C.H. Quitaracsa tiene un contrato a suma alzada para el suministro e instalación de equipos electromecánicos de la central con las empresas Rainpower Norway A.S., Rainpower Perú S.A.C. y S.T.E. Energy S.p.A, y un contrato para el suministro y construcción de las obras civiles con la empresa constructora JME S.A.C.

Adicionalmente, en el 2014 suscribió contratos para la construcción de una central termoeléctrica con las empresas Técnicas Reunidas S.A, JJC Contratistas Generales S.A y empresas asociadas, bajo el proyecto Nodo Energético.

Para mantener los compromisos y valores corporativos que posee Engie, toda relación con los proveedores se basa en el cumplimiento y conocimiento por parte de ellos de los reglamentos que la Compañía mantiene a cabo, los cuales son:

- Reglamento Interno de Seguridad y Salud en el Trabajo
- Reglamento de Seguridad en el Sector
- Carta de Medio Ambiente
- Guía de SSO y Medio Ambiente de ENGIE

1.6.2 Principales clientes

A nivel nacional, Engie Energía Perú S.A. cuenta con una cartera de clientes libres y regulados que sumó una potencia contratada de 1.552,77 MW, en hora punta, de los cuales, 701,55 MW corresponden a clientes libres y 851,22 MW a clientes regulados, mientras que la potencia contratada fuera de horas punta alcanzó los 1.486,77 MW en total⁸, a diciembre de 2015, Los contratos son negociados en dólares americanos y en su mayoría son a largo plazo.

Uno de los pilares de la estrategia de Engie es de captar y retener proporcionando soluciones diferenciadas, es por ello que en base a eso al cierre del 2016 continuó presentando un portafolio

⁸ En el anexo 4 se muestra la potencia contratada por cada cliente a diciembre de 2015. Información obtenida de la Memoria Anual 2015 de Engie Energía del Perú.

diversificado. La potencia contratada en hora punta alcanzo 1,527.12 MW y fuera de hora punta 1,455.97 MW. Dicha cifra supera lo alcanzado en el 2015.

1.6.3 Producción de energía

Entre el ejercicio 2015 y 2016, Engie incrementa su participación dentro del SEIN (Sistema Eléctrico Interconectado Nacional), de 16.10% a 16.93%.

Esto hace que Engie se mantenga como una de las mayores generadoras en términos de capacidad instalada.

1.6.4 Ventas por potencia y energía

Gracias a la firma de nuevos contratos, las ventas por potencia y energía a clientes regulados tuvieron un incremento de 2,0%, mientras que aquellas destinadas a clientes libres se incrementaron en 24,5% respecto del 2014. La venta total por potencia y energía se incrementó en 10,9%. Si bien Engie se constituyó para ser el proveedor exclusivo de energía de la empresa minera Southern Perú Cooper Corporation, el contrato venció en abril 2017, y la renovación de contrato ya fue adjudicada a otra generadora. La Compañía ha reducido la concentración de sus ingresos con este cliente, debido a las expansiones de capacidad realizadas y a la estrategia de diversificación que mantiene la Compañía, por lo que dicha participación ha pasado de 95.5% del total de los ingresos en el 2000, a 23.0% a marzo 2017.

En la tabla3, se detalla la venta de energía, potencia y otros:

Tabla 3. Venta de potencia y energía según tipo de cliente de Engie Energía Perú S.A. (en miles de dólares)

Cientes	2015	2014	Variación
Cientes libres	280.919	225.570	24,5%
Cientes regulados	290.595	284.960	2,0%
COES	127	4.739	-97,3%
Total	571.641	515.269	10,9%

Fuente: Memoria Anual 2015 de Engie Energía Perú S.A. Elaboración propia.

1.7 Deuda y política de dividendos de la empresa

1.7.1 Deuda de la empresa

La deuda de Engie está conformada por emisiones de bonos corporativos y préstamos bancarios⁹. El primer programa de Bonos Corporativos de Engie Energía Perú S.A. se aprobó el 15 de agosto de 2007 por USD 400 millones, destinado al pago de deuda subordinada, a la reestructuración de los pasivos del emisor y a capital de trabajo. Durante la vigencia de los Bonos se debe mantener un índice de deuda financiera sobre EBITDA no mayor a 4,0 hasta el 2017 y no mayor a 3,5 en adelante. Actualmente el ratio se encuentra en 1,29.

En octubre de 2012, Engie inscribió en el RPMV (Registro Público del Mercado de Valores) el Segundo Programa de Bonos Corporativos por hasta un monto máximo en circulación de USD 500 millones (o su equivalente en soles). Pero no se llegó a realizar alguna emisión bajo este Segundo Programa de Bonos Corporativos.

El tercer programa de bonos corporativos se aprobó el 11 de junio de 2015 por un monto de USD 500 millones por un período de 6 años, destinado, principalmente, a capital de trabajo, solventar necesidades futuras del emisor y reestructuración de pasivos que incluyen amortización de corto y largo plazo. No registra resguardos financieros.

Tabla 4. Emisión de bonos corporativos Engie Energía Perú S.A. a junio 2016

Programa	Bonos corporativos	Monto emitido	Inicio	Vencimiento	Tasa de interés (interés anual fijo)
Primer programa	Primera emisión	S/ 120.700.000	30/11/07	30/11/17	6,8125%
	Segunda emisión	S/ 84.105.000	09/06/08	09/06/18	7,1875%
	Tercera emisión	\$ 10.000.000	09/06/08	09/06/28	6,3125%
	Cuarta emisión	\$ 15.000.000	30/06/09	30/06/16	6,5000%
	Sexta emisión	\$ 25.000.000	03/12/10	03/12/25	6,5000%
	Séptima emisión	S/ 42.420.000	03/12/10	03/12/20	7,59375%
Tercer programa	Primera emisión	S/ 250.000.000	23/06/2016	23/06/2026	7,1250%

Fuente: Memoria Anual 2015 de Engie Energía Perú S.A./ Bloomberg. Elaboración propia.

⁹ En el anexo 7 se muestra las clasificaciones de *rating* dadas a estos bonos corporativos.

Engie tiene obligaciones por dos préstamos bancarios a largo plazo: (i) Por USD 100 millones otorgado por The Bank of Tokyo Mitsubishi UFJ LTD. y Sumitomo Mitsui Banking Corporation, el 26 de junio de 2014, con vencimiento a 5 años, a una tasa Libor a tres meses más 1,90% efectiva anual. El monto del préstamo fue utilizado para el prepago de deudas de corto plazo por la compra de activos fijos en los proyectos de Quitaracsa y Nodo energético; y (ii) Por S/. 237,7 millones, del 28 de diciembre de 2015, para cancelar el arrendamiento financiero que mantenía por el financiamiento de la C.H. Quitaracsa. Además, tiene deuda a corto plazo por USD 121,3 millones con bancos locales, con vencimiento entre mayo y diciembre 2016.

1.7.2 Política de dividendos

Fue aprobada en Junta General de Accionistas de fecha 21 de septiembre de 2010. Se estipuló la distribución de dividendos por una suma de al menos 30% de las utilidades anuales disponibles.

Tabla 5. División de dividendos 2014 y 2015 de Engie Energía Perú S.A.

Fecha del acuerdo de Directorio o Junta Obligatoria Anual de Accionistas	Ejercicio	Dividendo total USD 000	Dividendo por acción común USD 000	Utilidad Neta USD 000	Payout Ratio
2016		55.122		131.504	
08 de noviembre	Adelanto ejercicio 2016	30.699	0,051		
14 de marzo	Saldo ejercicio 2015	24.423	0,0406		
2015		49.655		181.456	30%
17 de noviembre	Adelanto ejercicio 2015	30.015	0,0499		
16 de marzo	Saldo ejercicio 2014	19.640	0,0327		
2014		41.700		137.568	30%
11 de noviembre	Adelanto ejercicio 2014	21.630	0,0360		
18 de marzo	Saldo ejercicio 2013	20.070	0,0334		
2013		32.794		127.423	30%
12 de noviembre	Adelanto ejercicio 2013	18.158	0,0810		
12 de marzo	Saldo ejercicio 2012	14.636	0,0653		
2012		27.879		100.631	30%
11 de diciembre	Adelanto ejercicio 2012	15.553	0,0693		
3 de abril	Saldo ejercicio 2011	12.326	0,0550		

Fuente: Memoria Anual 2015 de Engie Energía Perú S.A. Elaboración Propia.

1.8 Responsabilidad social

Engie maneja una política de medio ambiente y responsabilidad social donde señala el enfoque estratégico para la construcción de valor compartido en el grupo en consideración a 3 niveles: i) contribuir a asegurar soluciones energéticas para los clientes, ii) garantizar una conducta responsable de la empresa y iii) desarrollar relaciones responsables con los grupos de interés (proveedores, clientes, accionistas, comunidades, autoridades, colaboradores y medios de comunicación). Con esta declaración de responsabilidad, la empresa busca garantizar la obtención de beneficios para los accionistas brindando un servicio de calidad a los clientes, fomentando la capacitación de los colaboradores y contribuyendo al beneficio medioambiental y social.

La empresa impulsa de la mano con sus comunidades la ejecución de programas de responsabilidad social y desarrollo sostenible en las zonas donde opera, beneficiando a miles de pobladores de las ciudades y centros poblados de Chilca (Lima), Huachón y Paucartambo (Pasco), Quitaracsa (Áncash) e Ilo (Moquegua). Dentro de ellos el programa “Creciendo Juntos” bajo el cual realiza proyectos orientados a las comunidades para el desarrollo de capacidades, de infraestructura, educación/salud y proyectos dirigidos al medioambiente¹⁰. Engie cumple con la normatividad ambiental vigente y realiza monitoreos e inspección ambiental de sus efluentes líquidos, cuerpos de agua receptores, emisiones gaseosas, calidad del aire, parámetros meteorológicos, calidad del suelo, ruido ambiental y campos electromagnéticos. Realiza también una gestión integral de residuos en cumplimiento con la ley general de residuos sólidos, y reporta y trata los incidentes y/o accidentes ambientales que se produzcan en el desarrollo de las actividades a fin de evitarlos y corregirlos.

Engie está comprometida en un crecimiento responsable de sus actividades (electricidad, servicios para la energía) busca liderar la transición energética a nivel mundial incrementando considerablemente la participación de fuentes renovables en la generación de energía, pero a precios competitivos. Viene invirtiendo en energía limpias, en desarrollo de proyectos energéticos con bajas emisiones de CO2 como la operación comercial del ciclo combinado de la central ChilcaUno que permite incrementar la oferta megawatts sin consumir más gas y sin generar mayores emisiones. Más recientemente podemos mencionar el proyecto Intipampa que utiliza energía solar.

Las inversiones de Engie recogen los puntos antes mencionados haciendo sostenible su compromiso social, la tecnología de la empresa cada vez se renueva y como factor importante en la posición competitiva de la empresa apuesta por enfocarse en energías renovables.

¹⁰ Más de los proyectos de responsabilidad social y gobierno corporativo pueden apreciarse en el anexo 9 del presente trabajo.

1.9 Análisis FODA

Tabla 6. Matriz FODA de Engie Energía Perú S.A.

<p><u><i>Fortalezas</i></u></p> <ul style="list-style-type: none"> - Bajo costo de producción de energía fluvial. - Matriz energética diversificada. - Solidez y solvencia del accionista mayoritario, International Power S.A. (61,77%) perteneciente al grupo GDF SUEZ. - Incremento de su capacidad energética instalada, así como de su potencia en los últimos años. - Eficiencia operativa basada en la mejora de márgenes operativos. - Acceso al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) - <p><u><i>Debilidades</i></u></p> <ul style="list-style-type: none"> - Facturación centrada en un solo cliente (contrato con Southern Peru Copper Corporation finaliza en el 2017). - Incremento del apalancamiento financiero de la empresa como resultado de la deuda en que se incurra para el financiamiento de los nuevos proyectos. - Manejo del circulante: Parte de préstamos bancarios obtenidos para pago de deudas. - Acción sensible ante postergación del proyecto GSP (Gaseoducto sur peruano). - Disminución de la producción en plantas hidroeléctricas en temporada seca (mayo a octubre) 	<p><u><i>Oportunidades</i></u></p> <ul style="list-style-type: none"> - Mercado flexible e incremento de la cartera de clientes. - Materialización de proyectos en cartera como resultado de la culminación del Gasoducto del Sur Peruano. - Crecimiento de la industria nacional que requiere de mayor energía. - Alto potencial hidrológico del Perú. - Crecimiento demográfico y rural. - Nuevas oportunidades de inversión a través de concesiones y/o compras que contribuyan a la diversificación de su matriz energética como resultado del especial interés del Estado por impulsar el desarrollo de energía eléctrica renovable, principalmente generada por energía solar y energía eólica. <p><u><i>Amenazas</i></u></p> <ul style="list-style-type: none"> - Deterioro de las condiciones de negocio para el sector de generación eléctrico peruano (sobreoferta). - Incrementos significativos en los niveles de apalancamiento de manera sostenida podrían limitar la flexibilidad financiera de la empresa. - Impacto de la crisis financiera mundial en el desarrollo de proyectos de inversión y en la demanda de energía. - Contingencias legales significativas por cambios inesperados en la regulación que pudiesen afectar el desarrollo del sector. - Ingreso de nuevas empresas de generación transmisión y comercialización de energía eléctrica a mediano plazo. - Riesgo de daño a las instalaciones de TGP que desemboquen en la interrupción del suministro de gas natural. Cabe señalar que existen pólizas de seguro para esto.
---	--

Fuente: Elaboración propia, 2016.

El análisis del entorno de Engie Energía Perú se encuentra detallado en el anexo 5.

Cabe destacar que GDF SUEZ, que es una de las mejores empresas energéticas a nivel global, en su propuesta de valor destaca como grupo con: una estrategia de diferenciación y una historia de crecimiento exitosa desde la fusión de 2008. Además, GDF SUEZ presenta:

- Estrategia centrada en la creación de valor basada en un modelo de negocio equilibrado y una presencia significativa y creciente en los mercados de rápido crecimiento.
- Sólida propuesta financiera que permite una política de dividendos atractiva y sostenible; y alta capacidad de endeudamiento.

Asimismo, para el caso de su filial peruana, Engie Energía Perú, presenta como propuesta de valor en su operación, además del apoyo financiero y operativo al ser parte del grupo Engie, lo siguiente:

Clientes

- Brinda soluciones energéticas innovadoras gracias a soluciones integrales con altos estándares de calidad y medioambiente.
- Asegura el suministro eléctrico a través de diversas fuentes de generación y ubicación geográfica de las mismas, que conforman un portafolio diversificado.
- Manifiene contacto permanente para evaluar el grado de satisfacción de los clientes para contribuir a mejorar los servicios.
- En el aspecto de atención, Engie tiene el compromiso de mantener una relación cercana al cliente y para ello cuenta con herramientas como el Punto Único de Contacto (PUC, las consultas de los reclamos se canalizan a través de una sola persona), extranet para clientes, visitas guiadas y centro de control y supervisión (conecta clientes con el COES o agentes mercado).

Medioambiente

- La política y la carta ambiental de la compañía son el marco para las actividades de auditoría, coordinación y supervisión, las mismas que aseguran el correcto desempeño ambiental de las operaciones y proyectos.
- Cuenta con instrumentos de gestión ambiental como PAMA (Programa de adecuación y manejo ambiental), EIA (Estudios de Impacto Ambiental), PMA (Planes de manejo ambiental) e ITS (Informes técnicos sustentatorios) para sus diferentes proyectos y plantas.
- Cumple con la regulación vigente en temas de permisos ambientales y de aguas.
- Cumple con el monitoreo periódico de sus efluentes líquidos, cuerpos de agua receptores, emisiones gaseosas, calidad del aire, parámetros meteorológicos, calidad del suelo, ruido ambiental y campos electromagnéticos, además del control de flora y fauna, taludes y caudal ecológico.
- Aprobó con “0 no conformidades” la auditoría de recertificación de la Norma ISO 14001 en el 2016.

Proveedores

- Puso en marcha la implementación de la Guía SSOMA (Seguridad y Salud Ocupacional y Medio Ambiente), con la finalidad de asegurar el cumplimiento de altos estándares de seguridad y salud en el trabajo y medioambiente.
- Posee 620 contratistas certificados y brinda una herramienta online para la calificación del servicio provisto.

Comunidades

- Las líneas de desarrollo social se han centrado en los ámbitos de i) infraestructura, ii) emprendimiento y desarrollo técnico - productivo, iii) educación, iv) salud y bienestar; y v) financiamiento de actividades. En el anexo 9 se detallan más a fondo estos proyectos.

Aunada a esta propuesta de valor, el cumplimiento de su misión y visión, y la práctica de sus valores corporativos contribuye a la creación de valor a largo plazo:

Misión	Ser reconocidos como el actor clave en el mercado eléctrico peruano por su desarrollo y creación de valor a largo plazo.
Visión	Somos una empresa generadora que suministra electricidad y brinda soluciones energéticas innovadoras, aplicando las mejores prácticas en beneficio de nuestros trabajadores, clientes y accionistas, contribuyendo al progreso de las comunidades donde operamos.
Valores	<ul style="list-style-type: none"> • Ética: trabajamos con honestidad, transparencia y respeto por todos y todo lo que nos rodea. • Trabajo en equipo: Fomentamos la coordinación, la confianza, el diálogo y la tolerancia y estamos siempre abiertos a tener presente las ideas de otras personas. • Profesionalismo: trabajamos con compromiso, puntualidad y orden, orientados a obtener resultados en forma eficiente. • Innovación y mejora continua: buscamos permanentemente cómo podemos hacer mejor las cosas. Nos adaptamos al cambio y lo vemos como oportunidad. • Responsabilidad social: promovemos la política del buen vecino y realizamos nuestras actividades contribuyendo al desarrollo sostenible de las comunidades donde operamos. Respetamos y cuidamos el Medio Ambiente y velamos por la Salud y Seguridad Ocupacional de nuestros compañeros.

2. El mercado eléctrico

En 1992, entró en vigencia la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) y su Reglamento (Ley 25844, y D.S. 009-93-EM) que establece como principio general la división de las actividades que conforman el sector eléctrico en tres pilares básicos: generación, transmisión y distribución, de modo que más de una actividad no pueda ser desarrollada por una misma empresa, de este modo se dio la eliminación del monopolio que ejercía el Gobierno sobre la totalidad de la actividad de generación y venta de energía, fomentando la participación de capitales privados, creando adicionalmente OSINERGMIN como institución reguladora. Asimismo, establece un régimen de libertad de precios para aquellos suministros factibles de desarrollarse de forma competitiva y un sistema de precios regulados para aquellos que por su naturaleza lo requieran. Con la finalidad de supervisar las actividades de generación, transmisión y distribución, se establecieron dos mercados diferentes: (i) el de contratos de suministro de energía, ya sea bajo regulación de precios o de libertad de precios, y (ii) el de transferencias de energía entre generadoras en un mercado *spot* siendo este último regulado por el Comité de Operación Económica del Sistema (COES). En diciembre de 2004, se aprobaron las modificaciones a la LCE, entre las que resaltan la modificación de la periodicidad de semestral a anual, y la reducción del horizonte temporal utilizados en la fijación de las tarifas de 4 a 2 años para la proyección de la oferta y demanda.

2.1 Generación eléctrica

2.1.1 La oferta

Al cierre del ejercicio 2015, el sector eléctrico registró una producción de energía eléctrica total de 48.278 GW según data publicada por el Ministerio de Energía y Minas (MINEM)¹¹. Este nivel de generación supera en 5,99% los 45.550 GW registrados el año previo, manteniendo así la dinámica expuesta en años anteriores (+ 6%). El detalle de la producción eléctrica según servicio, sistema, origen y empresas generadoras (mercado eléctrico y uso propio) se encuentra en el anexo 6.

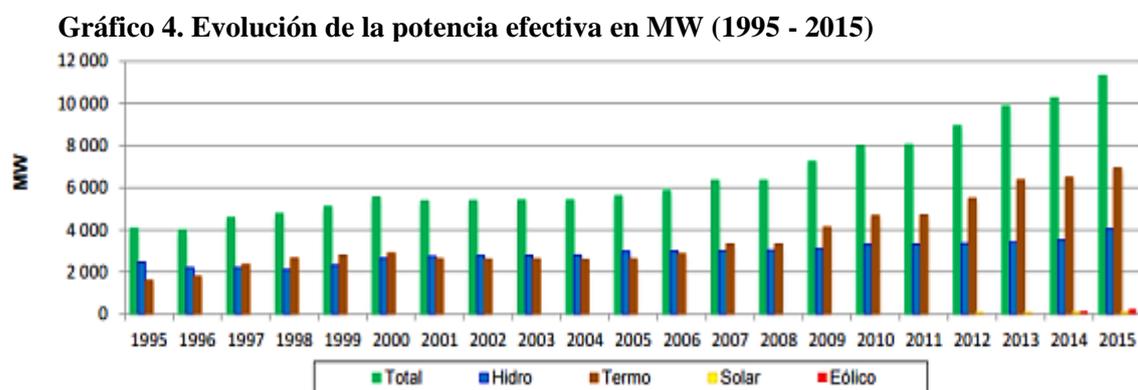
En este punto, cabe precisar las diferencias entre generación de energía eléctrica y potencias efectiva e instalada. La potencia efectiva es la capacidad real de entrega, es el resultado de la potencia instalada (capacidad de generación en condiciones ideales) menos las pérdidas

¹¹ Anuario Estadístico de Electricidad 2015. Ministerio de Energía y Minas. Capítulo Generación de Energía Eléctrica. Página 19

ocasionadas por condiciones reales de instalación. La producción eléctrica es la cantidad de energía total generada.

La generación eléctrica en el Perú, al cierre del 2015, se concentra en centrales hidroeléctricas (49,1%) y termoeléctricas (49,2)¹². Se observa un esfuerzo del Estado por impulsar el desarrollo de energía eléctrica renovable, principalmente energía solar (1,2%) y energía eólica (0,5%). En términos geográficos, las macrorregiones Centro (28,0%) y Lima (54,9%) centralizan la mayor parte de la producción de la energía nacional. La culminación del Gasoducto del Sur Peruano, cuyo plazo de finalización vence en 2019, permitirá el transporte de gas natural desde Camisea hacia la zona sur del Perú, por lo que se espera un incremento en el número de proyectos de centrales termoeléctricas en esta zona. De este modo, se lograría descentralizar en parte la producción de electricidad, que actualmente no se da fundamentalmente por dificultades de transporte¹³.

La potencia efectiva de generación eléctrica proveniente de recursos térmicos tuvo un crecimiento más acelerado que aquella proveniente de recursos hídricos, 9 y 4%, respectivamente. La inversión realizada desde mediados de la década pasada contribuyó a que la potencia efectiva de energía térmica sea superior a la hídrica. Desde el último periodo del 2015, la potencia efectiva de energía térmica fue 5.714 MW, mientras que la de energía hídrica 3.954 MW¹⁴.



Fuente: Evoluciones en el Sector Eléctrico 1995 - 2015 (MINEM). Elaboración propia.

¹² Ídem

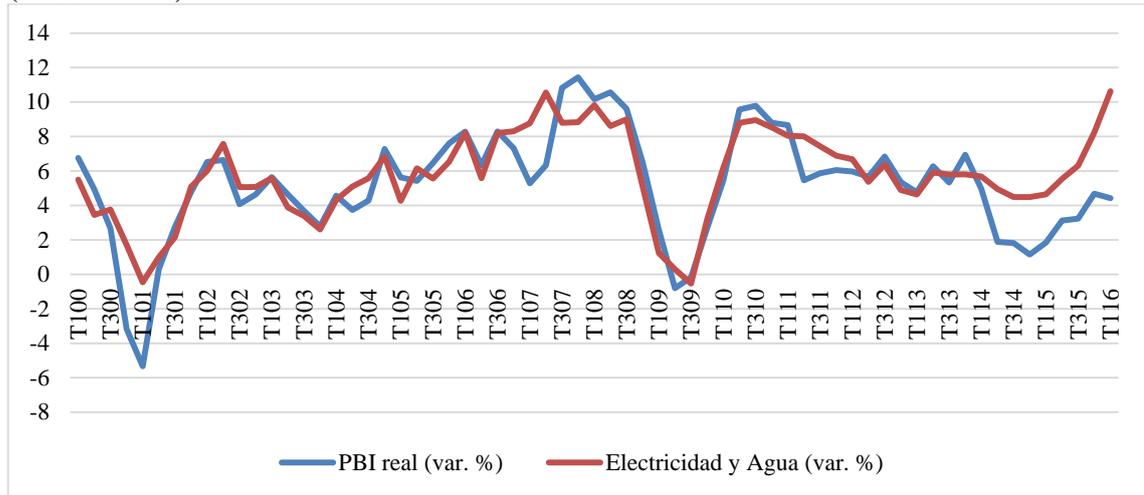
¹³ Informe Sectorial Perú: Sector Eléctrico. PCR Pacific Credit Rating. Informe a diciembre 2015

¹⁴ Evoluciones en el Sector Eléctrico 1995 - 2015 (MINEM)

2.1.2 La demanda

El crecimiento económico del Perú está relacionado con el crecimiento dinámico de la demanda energética. En el siguiente gráfico se aprecia una alta correlación entre el PBI real y el subsector eléctrico¹⁵.

Gráfico 5. Variación porcentual trimestral a 12 meses del PBI real y el subsector eléctrico (T100 – T116)



Fuente: Estudios Económicos BCR. Elaboración propia.

Tanto el BCRP como el MEF estiman tasas de crecimiento del PBI entre 3,6¹⁶ y 3,8%¹⁷ para el período 2016, lo que implica crecimientos similares en la demanda energética, pues estas han venido registrando correlaciones cercanas a uno, lo que indica alta correlación.

La demanda máxima de energía eléctrica fue de 6.275 MW en el año 2015. El MINEM estima que para el periodo 2016 la demanda máxima será de 7.480 MW.

2.2 Transmisión eléctrica

La transmisión de energía eléctrica en el Perú se efectúa a través del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) y los Sistemas Aislados (SS. AA.), ambos reúnen un total de 22.098 km de líneas de transmisión¹⁸, con niveles de tensión superiores a 30 Kv.

¹⁵ La data ha sido extraída de forma trimestral sobre la base de variaciones porcentuales a 12 meses que permitan apreciar la correlación

¹⁶ Encuesta de Expectativas Macroeconómicas del PBI - BCRP

¹⁷ Marco Macroeconómico Multianual 2017 – 2019, Ministerio de Economía y Finanzas

¹⁸ Anuario Estadístico de Electricidad 2015. Ministerio de Energía y Minas. Capítulo Transmisión de Energía Eléctrica.

Tabla 7. Longitud total de líneas de transmisión 2015 nivel nacional por tipo de línea

Sistema	Tipo de línea				Total
	Sistema	Sistema	Sistema	Sistema	
	Garantizado	Complementario	Principal	Secundario	
SEIN	4.115	3.327	2.685	11.692,0	21.820 98,7%
SS. AA.		253		25,0	278 1,3%
Total	4.115 19%	3.580 16%	2.685 12%	11.717 53%	22.098

Fuente: Anuario Estadístico de Electricidad 2015 (MINEM). Elaboración propia.

En el año 2015 se registraron más de 14 empresas concesionarias que desarrollan la actividad de transmisión eléctrica, dentro de las cuales destacan Red de Energía del Perú S.A. (22% del total nacional) y el Consorcio Transmantaro S.A. (10%). Otras empresas transmisoras, generadoras y distribuidoras del mercado eléctrico, así como empresas que generan energía para uso propio, disponen de 10.301,8 km de líneas, equivalentes al 47% del total nacional, en diversos niveles de tensión mayores a 30 kV, tal como se muestra en la tabla 8.

Tabla 8. Participación en el mercado según longitud de líneas de las principales empresas concesionarias de transmisión eléctrica (2015)

Nombre de empresa	Tensión (kV)					Total (km)	Participación %
	500	220	138	60 - 75	30 - 50		
Abengoa Transmisión Norte S.A.		1010,4	3,2			1013,6	5
Abengoa Transmisión Sur S.A.	889,8	59,5				949,3	4
ATN 1 S.A.		113,5				113,5	1
ATN 2 S.A.		131,8				131,8	1
Consorcio Energético Huancavelica S.A.		147,9	103,8	105,8		357,5	2
Consorcio Transmantaro S.A.	948,7	1292,3	40,6			2281,6	10
Etenorte S.R.L.		82,7	268,7			351,4	2
Eteselva S.R.L.		393,1				393,1	2
Empresa de Transmisión Guadalupe S.A.C				33		33	0
Interconexión Eléctrica ISA Perú S.A.		262,2	130,5			392,7	2
Red de Energía del Perú S.A.		3385,1	1240,5	34		4659,6	21
Red Eléctrica del Sur S.A.		534,4				534,4	2
Transmisora Andina S.A.			178,9			178,9	1
Transmisora Eléctrica del Sur S.A.		402,8	3,2			406	2
Otros*		849	2399	4774	2279	10301	47
Total	1838,5	8665,1	4368,8	4947,2	2278,6	22098,1	100

Fuente: Anuario Estadístico de Electricidad 2015 (MINEM). Elaboración propia.

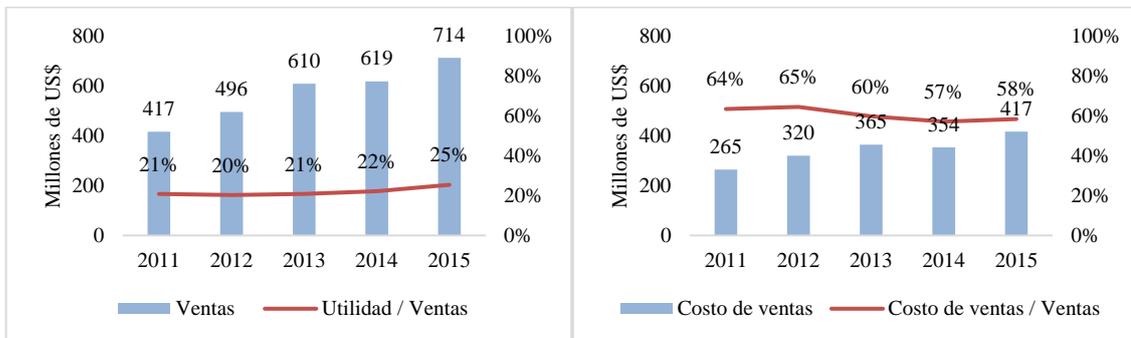
En el anexo 9 se detalla la regulación de la industria eléctrica.

3. Análisis financiero

3.1 Resultados integrales

Engie presenta un crecimiento equivalente de 14% anual en las ventas, pasando de USD 417 millones el 2011 a USD 714 millones el 2015, acompañado de un ligero incremento del margen de la utilidad neta, de 21% el 2011 a 25% el 2015, debido, principalmente, al ahorro en costos generado por las centrales hidroeléctricas. Esto se observa en el menor crecimiento equivalente de los costos (12% anual, del 2011 al 2015), reduciendo la participación de los costos de ventas en las ventas, de 64% el 2011 a 58% el 2015. Asimismo, el costo de ventas de Engie presenta una tendencia creciente en los últimos 5 años debido al incremento en las ventas; sin embargo, resalta del incremento atípico en del costo de ventas en el 2015 debido al aumento temporal de compra de energía generado por la captación de nuevos clientes de Engie, según se puede apreciar en el gráfico 6 y en la tabla 10.

Gráfico 6. Ventas, y utilidad neta/ventas; costo de ventas y costo de ventas/ventas



Fuente: Estados Financieros Auditados Engie Energía Perú S.A. Elaboración propia.

Las ventas de Engie se componen de venta de energía, venta de potencia, venta de peaje, compensaciones (propias de la regulación del sector), y otros. Siendo la principal fuente la venta de energía (59,0% y 58,8% de las ventas durante el 2014 y el 2015 respectivamente). Las ventas se deben principalmente a la producción de energía de la Central Térmica Chilca Uno, con una participación de 84,2% y 81,4% durante el 2014 y 2015 respectivamente.

Tabla 9. Composición de ventas (miles de USD) y producción (GW.h) de Engie

	2011	2012	2013	2014	2015
Venta de energía	267.544	324.859	364.406	364.912	419.322
Venta de potencia	93.908	106.617	151.875	172.643	185.855
Venta de peaje	29.555	43.160	58.035	69.814	94.119
Compensaciones D.U. 049 ¹⁹	21.979	13.923	28.448	6.027	11.080
Subtotal ventas	412.986	488.559	602.764	613.396	710.376
Otros ingresos	3.723	7.569	7.153	5.485	3.346
Total ventas	416.709	496.128	609.917	618.881	713.722
Producción C.T. Ilo 1	223	106	130	30	62

¹⁹ D.U. 049 es la abreviación del Decreto de Urgencia 049-2008, decreto de urgencia que asegura continuidad en la prestación del servicio eléctrico, y hace referencia a las compensaciones (liquidaciones) realizadas por el OSINERGMIN de acuerdo a la regulación del sector eléctrico.

Producción C.T. Ilo 2	732	556	837	163	248
Producción C.T. Ilo 3			32	5	35
Producción C.T. Chilca Uno	2.831	4.222	5.771	5.979	5.838
	2011	2012	2013	2014	2015
Producción C.H. Yuncán	890	898	948	921	901
Producción C.H. Quitaracsa					88
Total producción	4.675	5.782	7.718	7.098	7.172
Venta energía-potencia-peaje-compensaciones (USD 000)	412.986	488.559	602.764	613.396	710.376
Producción (GW.h)	4.675	5.782	7.718	7.098	7.172
Precio (USD 000 / GW.h)	88,33	84,50	78,10	86,41	99,05
$\Delta\%$ Precio		-4,34%	-7,57	10,65%	14,62%

Fuente: Estados Financieros Auditados Engie Energía Perú S.A. Elaboración propia.

El costo de ventas de Engie es explicado principalmente por el costo de insumos (principalmente combustibles) y la compra de energía (adquisición de energía por parte de Engie, producida por terceros). Estos representan más del 80% de los costos de ventas (sin incluir provisiones: depreciación, amortización y otros). Asimismo, las cargas de personal y otros gastos de generación representan más del 9,0% de los costos de ventas el 2015 (sin incluir provisiones: depreciación, amortización y otros).

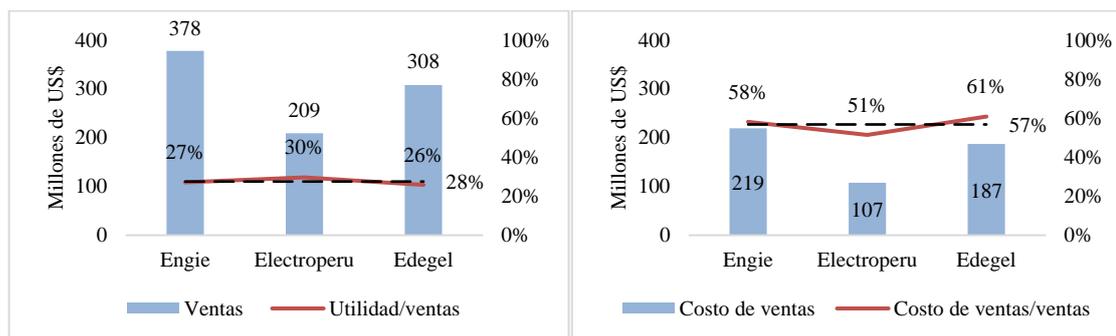
Tabla 10. Composición de costo de ventas (miles de USD) de Engie

	2011	2012	2013	2014	2015
Consumo de combustibles	140.796	154.279	174.345	146.570	161.697
Compra de energía	51.956	87.967	92.370	102.224	146.497
Cargas de personal	14.863	15.210	16.131	15.670	16.073
Suministros y repuestos	4.169	3.957	6.725	4.541	4.224
Derecho de usufructo y aporte social	3.949	3.949	3.949	3.949	3.949
Aporte 1% empresas eléctricas	3.658	4.425	5.045	5.287	5.750
Mantenimiento de equipos industriales	4.170	5.654	5.649	6.541	6.573
Otros gastos de generación	8.741	9.848	18.372	21.184	16.696
Sub total costo de ventas	232.302	285.289	332.586	305.966	361.459
Provisiones (D&A, otros)	33.920	35.082	43.107	47.846	55.831
Total costo de ventas	266.222	320.371	365.693	353.812	417.290

Fuente: Estados Financieros Auditados Engie Energía Perú S.A. Elaboración propia.

Comparándola con las empresas con mayor participación de mercado (Electroperu S.A. y Edegel S.A.A.), Engie mantiene márgenes muy cercanos al promedio de mercado. Al primer semestre del 2016, Engie presenta una relación utilidad/ventas de 27%, y una relación costo de ventas/ventas de 58%, muy cercana al promedio (28 y 57% respectivamente).

Gráfico 7. Ventas, y utilidad/ventas; costo de ventas y costo de ventas/ventas (1S 2016)



Fuente: Estados Financieros Auditados. Elaboración propia.

El detalle sobre el análisis de la situación financiera de Engie, el comportamiento del activo y el pasivo, los ratios financieros y el análisis de riesgos, se detalla en el anexo 13.

4. Valorización de Engie Energía Perú S.A.

La valorización de Engie Energía Perú S.A. a junio 2016 se ha realizado mediante la metodología de flujo de caja libre de la Firma (FCFF) descontado con una tasa de costo promedio ponderado del capital (WACC) y la metodología de múltiplos comparables.

4.1 Tasa de descuento

La estimación del WACC se realizó en dos partes. Primero se calculó el costo de los fondos propios para Engie Energía Perú S.A., a través del método del modelo de valoración de activos (CAPM); y después se calculó el WACC.

Tabla 11. Parámetros utilizados en la tasa de descuento

Tasa libre de riesgo	2,02%
Prima de mercado	6,18%
Beta apalancada	1,15
EMBIG Perú	2,27%
Tasa impositiva	33,03%
Costo de fondos propios	11,37%
% Equity	60,3%
Costo de deuda	5,01%
% Deuda	39,7%
WACC	8,18%

Fuente: Damodaran. Elaboración propia.

La tasa libre de riesgo se asume como el YTM (promedio julio 2015-junio 2016) de bono del tesoro americano a 10 años²⁰. La prima de mercado se estimó de la resta del riesgo de mercado (promedio histórico del rendimiento anual del S&P 500) con la tasa libre de riesgo (promedio histórico del YTM T-Bonds 10 años). El beta desapalancado se calcula a partir de empresas comparables (anexo 14)²¹. El EMBIG Perú es el promedio de los últimos 12 meses (julio 2015-junio 2016). Se considera la relación Deuda-*Equity* según valores de mercado (anexo 16). El costo de deuda se asume como el promedio ponderado de la deuda de Engie, considerando los YTM de los bonos en USD, el costo de la deuda de largo plazo (bancaria), y el costo del arrendamiento financiero.

Para el WACC de los flujos a perpetuidad se consideran similares supuestos, con excepción de: la tasa libre de riesgo (se toma el YTM de los bonos a 30 años), y el beta desapalancado (se utiliza un beta ajustado considerando 2/3 del beta ya estimado y 1/3 de 1).

4.2 Proyecciones del flujo de caja

Los supuestos incurridos para las proyecciones del flujo de caja de Engie se detallan en el anexo 16. Estas proyecciones consideran el comportamiento histórico de los flujos de Engie, las proyecciones para el sector energía, y las expectativas del crecimiento económico.

La estimación de ingresos se realiza proyectando la producción de energía, y una estimación del precio por volumen de energía para Engie. La estimación de la demanda recoge el comportamiento de largo plazo de la venta de energía, así como algunos *shocks* temporales observados en el primer semestre del 2016. La estimación del precio recoge los movimientos proyectados sobre el precio de energía en el mediano plazo, según se detalla en el anexo 15.

Para la construcción del flujo de caja se consideran 10 años (periodo 2S2016-2026) para recoger el efecto del ciclo económico del país, con flujos en USD. Para los flujos posteriores se asume un crecimiento de largo plazo de 0.3%²².

²⁰ Entre junio y julio 2016 el rendimiento de los bonos a 10 años de Estados Unidos ha registrado mínimos históricos. Esto se puede apreciar en data histórica y registros periodísticos (p.ej. <http://gestion.pe/mercados/brexit-rendimiento-bonos-tesoro-eeuu-10-anos-oscila-cerca-minimos-cuatro-anos-2164240>).

²¹ Si bien es posible estimar un beta del sector considerando la información disponible en la BVL, se considera más apropiado utilizar el promedio de mercado presentado en el anexo 14, en la medida en que los cálculos obtenidos con la información disponible en la BVL pueden presentar problemas debido a la poca liquidez y profundidad del mercado local.

²² Se estima un promedio del crecimiento de la población al 2050 (INEI), y una tasa de crecimiento sostenido (*sustainable growth rate*) estimada en función al ROE y la retención de utilidades en el largo plazo.

4.3 Resultados de valuación a través del FCFF

De acuerdo con el modelo de valorización realizado que se detalla en el anexo 17, el valor fundamental de las acciones de Engie Energía Perú S.A., en el escenario base, es S/ 12,13. Así, tomando en cuenta que el precio de la acción al cierre de junio 2016 fue de S/ 8,40, se recomienda mantener / comprar.

Tabla 12. Resultados de valorización (miles de USD)

VP FCFF	1.750.193
WACC valor terminal	9,02%
Crecimiento del FCFF (g)	0,03%
V. Terminal (Perpetuidad)	1.395.394
- Deuda	-1.013.500
+ Cash	77.890
Valor patrimonial	2.209.978
<hr/>	
Acciones en circulación	601.370.011
Valor por Acción en S/.	12,13
<hr/>	
Valor Actual de la acción (30.06.16)	8,40
Oportunidad de crecimiento	44,4%

Fuente: Elaboración propia, 2016

4.4 Sensibilidad

Para evaluar la robustez de los resultados del valor por acción mediante la metodología del FCFF, se realizó la sensibilidad de la tasa de descuento (WACC) con la tasa de crecimiento (g); y la variación de la demanda y el precio de venta (promedio) de la energía, según se detalla en la siguiente tabla.

Tabla 13. Sensibilidad valor por acción

Valor por acción S/		g																	
		-0.10%	0.10%	0.30%	0.50%	0.70%	0.90%	1.10%	1.30%	1.50%	1.70%	1.90%	2.10%	2.30%	2.50%	2.70%	2.90%	3.10%	3.30%
WACC	7.65%	10.51	10.70	10.90	11.11	11.33	11.56	11.81	12.07	12.34	12.63	12.93	13.26	13.60	13.97	14.37	14.79	15.25	15.74
	7.85%	10.12	10.30	10.49	10.68	10.89	11.11	11.33	11.57	11.83	12.09	12.38	12.68	13.00	13.34	13.70	14.09	14.51	14.95
	8.05%	9.75	9.92	10.09	10.28	10.47	10.67	10.88	11.11	11.34	11.59	11.86	12.13	12.43	12.74	13.08	13.44	13.82	14.23
	8.25%	9.40	9.55	9.72	9.89	10.07	10.26	10.46	10.67	10.89	11.12	11.36	11.62	11.89	12.19	12.49	12.82	13.17	13.55
	8.45%	9.06	9.20	9.36	9.52	9.69	9.87	10.05	10.25	10.45	10.67	10.90	11.14	11.39	11.66	11.94	12.25	12.57	12.92

Valor por Acción S/		Variación precio de la energía				
		-2,0%	-1,0%	0,0%	1,0%	2,0%
Variación demanda	-2,0%	7.18	7.37	7.55	7.74	7.93
	-1,0%	8.37	8.57	8.77	8.97	9.17
	0,0%	9.66	9.88	10.09	10.31	10.52
	1,0%	11.06	11.29	11.52	11.75	11.98
	2,0%	12.57	12.81	13.06	13.31	13.56

Fuente: Elaboración propia, 2016

Se observa que, en escenarios muy desfavorables, en los que se vea afectada la demanda, y el precio de venta de la energía, el valor por acción estimado llega a ubicarse por debajo del precio de la acción al 30.06.2016 (S/ 8,40).

4.5 Valoración a través de múltiplos de empresas comparables

Para comparar los resultados de la valorización, se consideró el método de múltiplos comparables, según se detalla en el anexo 14. Por lo que se estimó el valor por acción con los múltiplos EV/EBITDA, y P/E (precio / utilidad).

Tabla 14. Valorización por múltiplos (miles de USD)

EV/EBITDA	8,51
Valor patrimonial	2.826.480
Valor por Acción en S/.	10,38
<hr/>	
P/E	13,14
Valor patrimonial	2.415.241
Valor por acción en S/	13,25

Fuente: Elaboración propia, 2016

El valor por acción estimado con los múltiplos se ubica en promedio en S/ 11,81, lo que refuerza la recomendación de mantener / comprar obtenida con el método de FCFE descontado al WACC.

Conclusiones

Engie Energía Perú S.A. es una empresa con un crecimiento sostenido de generación eléctrica, sus costos están controlados y presenta eficiencias operativas gracias a los proyectos y ampliaciones que viene realizando. Luego de su reciente cambio de identidad global, Engie ha adoptado un nuevo enfoque a través de tres pilares que considera la empresa de gran importancia para la continuidad de sus operaciones: orientación centrada en el cliente, (asesoramiento a los clientes en temas de eficiencia de energía); atraer mayor talento con experiencia en el sector eléctrico, y la innovación a través de centrales de energía renovables más amigables ambientalmente. Asimismo, sus nuevos proyectos le aseguran una continuidad en la tasa de crecimiento de generación eléctrica, lo cual se traduce en aseguramiento de los ingresos proyectados de la empresa. Si bien estos nuevos proyectos le generaran nuevas deudas financieras, el mayor nivel de generación que tendrá reflejará mejores niveles de EBITDA para Engie lo cual le permite tener buenos ratios de cobertura de los gastos y servicios de deuda.

El modelo de valorización realizado para Engie Energía Perú S.A. fue por flujo de caja descontado, por ser una empresa en marcha, y el valor fundamental hallado para las acciones de Engie es de S/ 12,13. Comparado al precio de cierre que registró la empresa al 30 de junio de 2016 que fue de S/ 8,40, el potencial de apreciación de dichas acciones es de 20,2%, por lo que la recomendación correspondiente es de mantener o comprar.

Bibliografía

Aliaga, Ruby (2008). *Optimización de costos en la facturación eléctrica aplicados a la pequeña y micro empresa basados en una correcta aplicación del Marco Regulatorio y la Ley de Concesiones Eléctricas y su reglamento DL 25844- DS 093-2003*. (Tesis para optar por Título Profesional). Universidad Nacional de Ingeniería, Lima.

Banco Central de Reserva del Perú (2016). *Encuesta de Expectativas Macroeconómicas del PBI*. Fecha de visita: 06 de agosto de 2016. Disponible en: <http://www.bcrp.gob.pe/estadisticas/encuesta-de-expectativas-macroeconomicas.html>

Barreto, Ana (2016). *Peru's 4th Renewable Energy Auction Results. How long can you go?* Fecha de visita: 06 de agosto de 2016. Disponible en: base de datos Bloomberg. L.P.

Bloomberg (2016). *Engie Energía Perú (Ticker: ENGIEC1)*. Fecha de visita: 06 de agosto de 2016. Disponible en: base de datos Bloomberg L.P.

Chávez, E., Rodríguez, S., Salazar, S., Silva, J. & Mallaupoma, J. (2014). *Análisis Crediticio Enersur*. Lima: UPC Escuela de Postgrado.

Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional - COES (2009). *Sistema Eléctrico Interconectado Nacional*. Fecha de visita: 06 de agosto de 2016. Disponible en: <http://www.coes.org.pe/Dataweb2/2009/STR/estadistica/anual/MAPA2009.pdf>

Dammert, A., García, R., Molineli, F. (2008). *Regulación y supervisión del sector eléctrico*. Lima: Fondo Editorial de la Pontificia Universidad Católica del Perú.

Dammert, A., Molineli, F., Carbajal, M. (2013). *Fundamentos técnicos y económicos del sector eléctrico peruano*. Lima: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN).

Engie Energía Perú (2016). *Memoria Anual 2015*. Fecha de visita: 06 de agosto de 2016. Disponible en: http://engie-energia.pe/wp-content/uploads/2016/05/EnerSur_Memoria-Anual-2015_4.0_FINAL_OK.pdf

Engie Energía Perú (2015). *Memoria anual 2014*. Fecha de visita: 06 de agosto de 2016. Disponible en: <http://engie-energia.pe/wp-content/uploads/2015/11/MemoriaAnual2014-EnerSur-web.pdf>

Engie Energía Perú (2015). *Central Hidroeléctrica Yuncán*. Fecha de visita: 06 de agosto de 2016. Disponible en: <http://engie-energia.pe/wp-content/uploads/2015/11/Brochure-C-H-Yuncan.pdf>

Engie Energía Perú (2015). *Proyecto Central Hidroeléctrica Quitaracsa*. Fecha de visita: 06 de agosto de 2016. Disponible en: http://engie-energia.pe/wp-content/uploads/2015/11/BrochureQuitaracsa_web.pdf

Engie Energía Perú (2014). *Memoria anual 2013*. Fecha de visita: 06 de agosto de 2016. Disponible en: <http://engie-energia.pe/wp-content/uploads/2015/11/EnerSurMemoriaAnual2013web1.pdf>

Engie Energía Perú (2013). *Memoria anual 2012*. Fecha de visita: 06 de agosto de 2016. Disponible en: http://engie-energia.pe/wp-content/uploads/2015/11/memoria_anual_2012.pdf

Engie Energía Perú (2012). *Memoria anual 2011*. Recuperado de: http://engie-energia.pe/wp-content/uploads/2015/11/memoria_anual_2011.pdf

Equilibrium Clasificadora de Riesgo (2016). *Informe de Clasificación Equilibrium*. Fecha de visita: 06 de agosto de 2016. Disponible en: <http://www.equilibrium.com.pe/Enersur.pdf>

Ministerio de Economía y Finanzas – MEF (2016). *Marco Macroeconómico Multianual 2017-2019*. Fecha de visita: 06 de agosto de 2016. Disponible en: https://www.mef.gob.pe/contenidos/pol_econ/marco_macro/MMM_2017_2019.pdf

Ministerio de Energía y Minas – MINEM (2016). *Anuario Ejecutivo de Electricidad 2015*. Fecha de visita: 06 de agosto de 2016. Disponible en: http://www.minem.gob.pe/_estadistica.php?idSector=6&idEstadistica=10179

Ministerio de Energía y Minas – MINEM (2015). *Anuario Ejecutivo de Electricidad 2014*. Fecha de visita: 06 de agosto de 2016. Disponible en: http://www.minem.gob.pe/_publicacion.php?idSector=6&idPublicacion=516

Ministerio de Energía y Minas – MINEM (2015). *Evolución de indicadores del sector eléctrico 1995-2015*. Fecha de visita: 06 de agosto de 2016. Disponible en: <http://www.minem.gob.pe/publicacion.php?idSector=6&idPublicacion=517>

Ministerio de Energía y Minas – MINEM (2014). *Normatividad Eléctrica*. Fecha de visita: 06 de agosto de 2016. Disponible en: http://www.minem.gob.pe/_publicacion.php?idSector=6&idPublicacion=457

Navarro, M. (2016). Energía Disruptiva. *G de Gestión*, edición N° 69, 14-15.

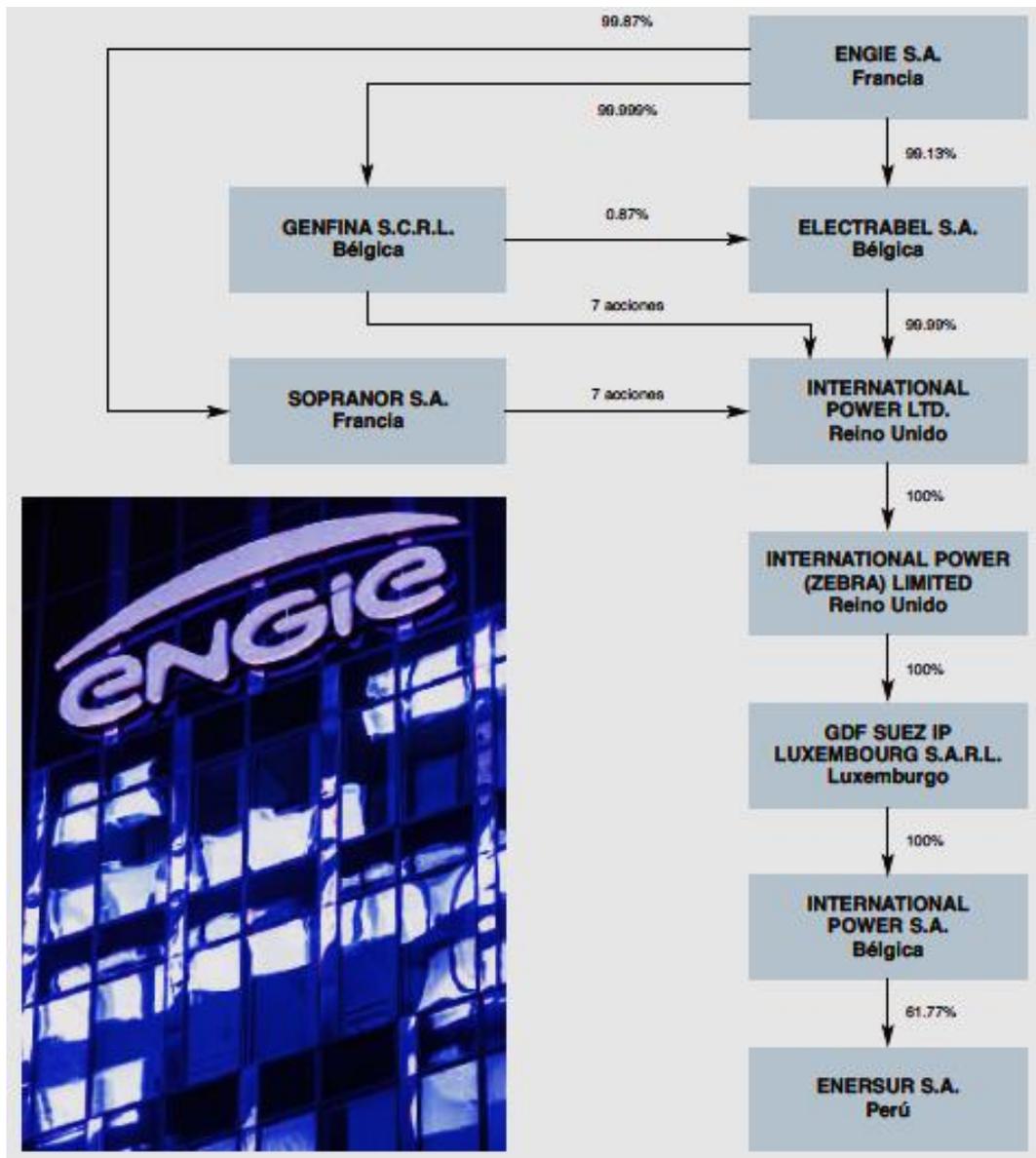
OLADE (2013). *Modelos de Mercado, Regulación Económica y Tarifas del Sector Eléctrico en América Latina y el Caribe – Perú*. Fecha de visita: 06 de agosto de 2016. Disponible en: <http://www.olade.org/wp-content/uploads/2015/08/Informe-Final-PERU.pdf>

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería – OSINERGMIN (2016). *Participación de las Empresas Generadoras en el Mercado del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional Año 2015 Ley N 26876*. Fecha de visita: 06 de agosto de 2016. Disponible en: http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/electricidad/Documentos/Publicaciones/Participacion-Empresas-Mercado-Elctrico-2015.xlsx

Pacific Credit Rating (2014). *Informe Sectorial Perú: Sector Eléctrico*. Fecha de visita: 06 de agosto de 2016. Disponible en: http://www.ratingspcr.com/uploads/2/5/8/5/25856651/sector_electrico_peruano_201409-fin.pdf

Anexos

Anexo 1. Conformación del grupo económico Engie



Fuente: Memoria anual 2015 Engie

Anexo 2. SEIN (Sistema Eléctrico Interconectado Nacional)

La transmisión de energía eléctrica en el país se realiza a través del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) y los Sistemas Aislados (SSAA). El Sistema Eléctrico Interconectado Nacional del Perú o SEIN, es el conjunto de líneas de transmisión y subestaciones eléctricas conectadas entre sí, así como sus respectivos centros de despacho de carga, el cual permite la transferencia de energía eléctrica entre los diversos sistemas de generación eléctrica del Perú. El SEIN es abastecido por un parque de generación conformado por centrales hidráulicas y centrales térmicas; asimismo, en los últimos años se han puesto en operación centrales tanto hidráulicas como térmicas, catalogadas como centrales de Recursos Energéticos Renovables (RER), dado el fomento por parte del Estado Peruano a un mayor aprovechamiento de los recursos renovables.

El SEIN abastece al 85% de la población peruana conectada, aunque existen también sistemas "aislados", no enlazados al SEIN, que cubren el resto del país. La inversión en generación, transmisión y distribución eléctrica en las áreas urbanas es principalmente privada, mientras que los recursos para la electrificación rural provienen únicamente de recursos públicos.

La seguridad del suministro del SEIN depende de la disponibilidad de las unidades de generación y de la oportuna ejecución de las actividades de mantenimiento programado. La adecuada calidad y continuidad del servicio eléctrico se garantiza teniendo unidades óptimas condiciones de operación, tanto las que están sincronizadas al SEIN, como las que se encuentran en calidad de "disponibles para su conexión a la red" tan pronto sean requeridas por el coordinador de la operación del sistema (en tiempo real).

Mapa del SEIN



Fuente: COES SINAC

Anexo 3. Centrales, subestaciones y líneas de transmisión

A continuación, detalles más específicos de las centrales, subestaciones y líneas de transmisión de Engie Energía Perú S.A. según su memoria anual:

Central Termoelectrónica Ilo1 (C.T. Ilo1)

La C.T. Ilo1, ubicada al norte de la ciudad de Ilo, fue adquirida en 1997 a Southern Peru Copper Corporation (SPCC). Está ubicada junto a la fundición de cobre de SPCC.

La central está conformada por cuatro calderos de fuego directo que operan con petróleo residual 500; tres turbinas a vapor (TV2, TV3 y TV4) con potencia nominal total de 154,00 MW; dos turbinas a gas de 39,29 MW y 42,20 MW de potencia nominal, respectivamente, y un grupo moto-generador de 3,30 MW de potencia nominal que operan con biodiesel B5. Una de las turbinas a gas posee arranque en *black start* y es única en el sistema sur del Perú.

La C.T. Ilo1 tiene una potencia nominal total de 238,79 MW y cuenta con dos plantas desalinizadoras que proveen de agua industrial y potable para la operación de la central y para SPCC. A inicios del 2013 la turbina a vapor 1 (TV1) de 22,00 MW fue retirada del servicio.

Central Termoelectrónica Ilo21 (C.T. Ilo21)

La C.T. Ilo21 es la única central de generación eléctrica a carbón en el Perú y está ubicada al sur de la ciudad de Ilo. Su construcción se inició en julio de 1998 y entró en operación comercial en agosto del 2000. Posee un generador accionado por una turbina a vapor con una potencia nominal de 135,00 MW.

La planta cuenta con una cancha de carbón con capacidad de almacenamiento para 200.000 toneladas y un muelle de 1.250 metros de largo, diseñado para buques de 70.000 toneladas de desplazamiento.

Dispone de dos plantas desalinizadoras que proveen agua industrial y potable para la operación de la central, así como una planta de tratamiento de aguas destinada al tratamiento de aguas residuales, utilizadas en la reforestación de las áreas circundantes a la central.

Para distribuir la energía producida en la C.T. Ilo21 hacia el SEIN, y posteriormente a sus clientes, Engie Energía Perú S.A. implementó la expansión de un sistema de transmisión eléctrica en la zona. Este consiste en una línea de transmisión de 220 kV –doble terna Ilo21-Moquegua, de 400 MVA cada una– además de la subestación Moquegua, equipada con dos autotransformadores de 300 MVA cada una y, finalmente, con las líneas de transmisión de 138 kV, Moquegua-Botiflaca y Moquegua-Toquepala. Este plan de expansión de Engie Energía Perú S.A. ha permitido reforzar la red de transmisión de electricidad de la zona.

Central Termoelectrónica de Reserva Fría Ilo31 (C.T. Ilo31)

La C.T. Ilo31 está ubicada al lado de la central a carbón C.T. Ilo21. Es una central que opera bajo el régimen de reserva fría y de acuerdo al contrato firmado con el Estado Peruano.

La central inició su implementación en mayo de 2011 y entró en operación comercial el 21 de junio de 2013. Su construcción demandó una inversión aproximada de 220 millones de dólares. Posee tres turbinas a gas que utilizan biodiesel B5 y proveen una potencia de 500,00 MW.

La central cuenta con tanques de almacenamiento de diésel con una capacidad de 195,000 barriles, que aseguran una operación de 10 días a máxima carga.

Central Hidroeléctrica Yuncán

Mediante un concurso público internacional, el 6 de febrero de 2004 Engie Energía Perú S.A. se adjudicó la concesión de la C.H. Yuncán bajo la modalidad de contrato de usufructo, por un plazo de 30 años, contados a partir de septiembre de 2005, cuando se firmó el acta de entrega. El costo total de la concesión asciende a 205 millones de dólares, divididos de la siguiente manera:

- 1). Por derecho de contrato: 57,6 millones de dólares.
- 2). Por derecho de usufructo: 125 millones de dólares.
- 3). Aportes sociales a la zona de influencia: 22 millones de dólares.

Los dos últimos ítems serán pagados a lo largo de un periodo de 17 años.

La C.H. Yuncán, que posee una potencia nominal de 134,16 MW, está en las cuencas de los ríos Paucartambo y Huachón, departamento y provincia de Pasco, a 340 kilómetros al noreste de la ciudad de Lima.

Posee tres turbinas Pelton de 44,72 MW de potencia nominal cada una, que permiten producir anualmente, en función de los recursos hídricos disponibles, un promedio esperado de 840 GWh de energía.

Para captar el caudal del río Paucartambo se ha construido una presa y un reservorio de control diario llamado Huallamayo, con una capacidad de 1,8 millones de m³ y un volumen útil de 458,000 m³. El caudal captado mediante un sistema de túneles de 21 kilómetros de longitud total llega al conducto forzado y, posteriormente, a la casa de máquinas en caverna, donde es aprovechado para generar energía, para luego entregar las aguas al desarenador de la C.H. de Yaupi de Statkraft del Perú S.A. (antes SN Power). Esta última opera “en cascada” con la C.H. Yuncán.

La C.H. Yuncán comprende una línea de transmisión de 220 kV de 50 kilómetros de longitud y una terna de 260 MVA, que interconecta la central (SE Santa Isabel) con el sistema principal de transmisión en la subestación Carhuamayo Nueva.

En agosto de 2009 se implementó la sala de mando remoto, ubicada a 375 km de la central (oficinas de Lima). Desde allí se opera y controla la puesta en servicio, sincronización y variaciones de carga de unidades, así como el equipamiento electromecánico de la subestación Santa Isabel, además de las presas de Huallamayo y Uchuhuerta.

Central Hidroeléctrica ChilcaUno (C.T. ChilcaUno)

La C.T. ChilcaUno se encuentra ubicada en Chilca, provincia de Cañete, departamento de Lima, a 63,5 kilómetros al sur de la capital. Es la primera central construida desde la llegada del gas natural de Camisea, combustible que utiliza para la generación de energía eléctrica.

Posee tres turbinas a gas, dos de 180,00 MW de potencia nominal, y una tercera de 199,80 MW de potencia nominal, todas las cuales pueden operar tanto en ciclo abierto como en ciclo cerrado. Cuenta con tres calderos de recuperación de calor, instalados en la salida de gases de cada turbina a gas, que generan vapor para una cuarta turbina a vapor de 292,00 MW de potencia nominal. Actualmente, la central tiene una potencia nominal total de 852,00 MW.

La central se empezó a construir en septiembre de 2005 y, al siguiente año, ingresó en operación comercial la primera unidad. Posteriormente, en julio de 2007, entró en funcionamiento la segunda unidad, y la tercera lo hizo en agosto de 2009. En noviembre de 2012 entró en operación comercial la turbina a vapor, cerrando el ciclo y convirtiendo la central en una de ciclo combinado.

Cuenta con una estación de filtración, regulación de presión y medición de flujo, que acondiciona y prepara el gas natural según los requerimientos de combustión de las turbinas.

Para conectarse al SEIN y poder entregar la energía generada, la central dispone de una subestación eléctrica de doble barra en 220 kV y de torres de transmisión, donde se conectan las líneas provenientes de la subestación de Chilca (SE Chilca) operada por la empresa Red de Energía del Perú (REP).

La central cuenta con una sala que centraliza el monitoreo y el control de las tres unidades de generación, así como de la estación de regulación y medición de gas natural y la subestación eléctrica.

Subestación de Moquegua

Se ubica en la provincia de Mariscal Nieto, departamento de Moquegua, a 6 kilómetros al sur de la ciudad de Moquegua. Cuenta con una sala de control, dos autotransformadores de 300 MVA 138/220 kV cada uno y doble barra en 220 y 138 kV. En las barras de 220 kV se conectan las líneas de transmisión Socabaya-Moquegua, Ilo2-Moquegua, Moquegua-Puno, Moquegua-Tacna y Moquegua-Montalvo; mientras que en las barras de 138 kV están las líneas Ilo1-Moquegua, Moquegua-Botiflaca, Moquegua-Toquepala-REP y el suministro a la ciudad de Moquegua, vía celda de transformación 138/10 kV.

La subestación es un importante centro de recepción, transformación y distribución de electricidad en el sur del país que sirve de punto de conexión de las centrales Ilo1, Ilo21 e Ilo31 al SEIN.

Líneas de transmisión

Engie Energía Perú S.A. cuenta con un total de 274,28 kilómetros de líneas de transmisión en 138 y 220 kV, las que se usan como parte de nuestro proceso de energía.

Están distribuidas según se indica a continuación:

- Línea Ilo2-Moquegua (doble terna): con una longitud de 72 km y una capacidad de 400 MVA por cada terna, en 220 kV.
- Línea Moquegua-Botiflaca1: con una longitud de 31 km y una capacidad de 196 MVA en 138 kV.
- Línea Moquegua-Mill Site: con una longitud de 39 km y una capacidad de 100 MVA en 138 kV.
- Línea Ilo1-Moquegua: con una longitud de 2,27 km y una capacidad de 130 MVA en 138 kV.
- Línea Moquegua-Botiflaca2: con una longitud de 5,99 km y una capacidad de 160 MVA en 138 kV.
- Línea Santa Isabel-Carhuamayo Nueva (L-226): posee una simple terna, con una longitud de 50 km y una capacidad de 260MVA en 220 kV.
- Línea Chilca-REP (doble terna): con una longitud de 0,75 km y una capacidad de 600 MVA por cada terna en 220 kV.

Anexo 4. Principales clientes

Clientes libres a diciembre de 2015

Cliente	Potencia contratada en hora punta (MW)	Potencia contratada fuera de hora punta (MW)
Southern Peru Copper Corporation	207,0	207,0
Quimpac S.A.	20,0	56,0
PANASA	12,0	12,0
Minera Bateas S.A.C.	3,5	3,5
Nyrstar Coricancha (ex San Juan)	5,0	5,0
Universidad de Lima	2,8	3,0
Compañía Minera Antapaccay S.A.	21,0	21,0
Manufactura Record S.A.	0,3	1,3
Las Bambas MMG	98,0	98,0
Minera Santa Luisa	1,0	4,0
Owens Illinois Perú	12,0	12,0
Industrial Papelera Atlas	1,2	2,0
Compañía Minera Antamina S.A.	150,0	150,0
Apumayo	1,2	1,5
Papelera del Sur	4,5	4,5
Linde Gas Perú	2,7	2,7
Votoramtin Metais – Cajamarquilla S.A.	110,0	0,0
Cerámica Lima S.A.	3,8	3,8
Esmeralda Corp. 2	4,0	5,0
Banco de Crédito del Perú	1,7	3,3
Corporación Eléctrica del Ecuador – CELEC EP	40,0	40,0
Total	701,7	635,6

Fuente: Memoria anual 2015 Engie

Contratos licitados y bilaterales a diciembre del 2015 (clientes regulados)

Cliente	Potencia contratada en hora punta (MW)	Potencia contratada fuera de hora punta (MW)
Edelnor (Licitaciones ED-01, ED-02 y ED-03)	268,4	268,4
Luz del Sur (Licitaciones ED-01, ED-02 y ED-03)	181,8	181,8
Electrosur (Licitaciones ED-02 y ED-03)	12,5	12,5
Electrosureste (Licitaciones ED-01, ED-02 y ED-03)	29,8	29,8
Electropuno (Licitaciones ED-03)	2,7	2,7
Seal (Licitaciones ED-01, ED-02 y ED-03)	42,8	42,8
Electronoroeste (Licitaciones ED-01, ED-02 y ED-03)	31,2	31,2
Hidrandina (Licitaciones HDNA)	18,1	18,1
Electronorte (Licitaciones HDNA)	12,9	12,9
Electronoroeste (Licitaciones HDNA)	9,0	9,0
Electrocentro (Licitaciones HDNA)	10,7	10,7
Coelvisac (Licitaciones HDNA)	0,4	0,4
Edelnor (Licitación 2014-2017)	150,0	150,0
Edelnor (Licitación 2015-2016)	40,0	40,0
Electronoroeste (Bilateral 2012)	10,0	10,0
Electro Ucayali (Bilateral 2012)	23,0	23,0
Hidrandina (Bilateral 2014)	8,0	8,0
Total	851,3	851,3

Fuente: Memoria anual 2015 Engie

Anexo 5. Análisis de las cinco fuerzas de Porter²³

El análisis del entorno específico de Engie Energía Perú S.A. ha sido elaborado en base al modelo de las cinco fuerzas de Michael E. Porter, en función de los factores que afectan el subsector generación del sector energía, en el cual opera la empresa. A continuación, se detallan dichos factores, los mismos que, a su vez, forman parte de cada una de las cinco fuerzas competitivas que determinan el atractivo del sector:

	Fuerza (según Porter)	Factor	Descripción del factor (subsector electricidad - generadoras eléctricas)
1	Amenaza de entrada de nuevos competidores	Requerimientos de capital y costo de inicio alto	Necesidad de invertir un volumen elevado de recursos financieros para el ingreso de empresas generadoras de energía eléctrica, así como para la construcción y entrada en operación de centrales hidroeléctricas y/o térmicas (barrera a la entrada)
		Experiencia	Alto grado de especialización técnica que implica know-how (barrera a la entrada)
		Tecnologías de generación eléctrica a base de gas.	Entrada de nuevas centrales térmicas que principalmente utilizan gas natural.
		Regulación de la industria	Mecanismos específicos de regulación. (barrera a la entrada)
2	Poder de negociación de proveedores	Cantidad de proveedores importantes	Gran cantidad compañías de ingeniería, Construcción, mantenimiento y provisión de suministros para hidroeléctricas.
		Poder de negociación de proveedores	El principal recurso de hidroeléctricas es el agua en estado natural, la cual se encuentra dentro de territorios que son ocupados por comunidades nativas.
		Costo de cambio del proveedor	Bajo costo de cambio de proveedores de suministros.
3	Rivalidad entre competidores	Crecimiento de la industria	Tendencia al crecimiento, exceso de demanda frente a la oferta.
		Diversidad de competidores	Existen empresas de generación eléctrica, principalmente hídricas y térmicas.
		Número de competidores	Reducido número de competidores, en comparación con otros sectores.
		Márgenes de la industria	Márgenes adecuados de utilidad para empresas hidroeléctricas.
4	Amenaza de productos y servicios sustitutos	Disponibilidad de sustitutos	El producto de energía eléctrica no cuenta con sustituto.
5	Poder de negociación de clientes	Cantidad de compradores libres importantes	Gran número de clientes libres, tales como mineras y centros comerciales, que representan gran parte del nivel de ventas.

Fuente: Elaboración propia, 2016.

²³ Basado en Chávez, E., Rodríguez, S., Salazar, S., Silva, J. & Mallaupoma, J. (2014). Análisis Crediticio Enersur. Lima: UPC Escuela de Postgrado.

Amenaza de entrada de nuevos competidores

Baja amenaza de entrada de nuevos competidores. La generación fluvial de energía eléctrica requiere de una considerable inversión de recursos financieros y tecnología, así como un alto grado de especialización técnica, otra barrera de ingreso es el tiempo de construcción de las centrales de generación de energía, que dependiendo de la potencia a instalar, su construcción podría tardar hasta cinco años; por su parte, las centrales térmicas podrían ser construidas en un plazo de un año, sin embargo, tienen un costo de insumo elevado a comparación de las centrales de generación fluvial que tienen costo de insumo cero.

Rivalidad de los competidores existentes

El sector de electricidad está normado por la Ley de Concesiones Eléctricas del año 1992 que enfoca el negocio eléctrico en tres niveles: generación, transmisión y distribución. En el subsector generación existe el mayor número de competidores, alrededor de 25. El Informe Sectorial Perú: Sector Electricidad (a diciembre 2015), señala que a corto plazo se observa una ligera sobreoferta, no obstante, se espera un mayor crecimiento de la demanda en el mediano plazo, lo cual podría generar un descalce entre la demanda y oferta en el SEIN. Asimismo, señala que la participación de la energía hidráulica y térmica se han mantenido como principales fuentes de electricidad en el país (98,27% a Dic. 2015). Dentro de los principales productores de energía eléctrica por grupo económico se encuentra el Estado ocupando el primer lugar con una participación de 23,4% del total, mientras que Enersur se ubica en el tercer lugar con una participación del 16,0%.

Productos sustitutos

La energía eléctrica como producto no cuenta con sustituto, esta puede ser obtenida mediante la utilización de diferentes recursos, tales como: recursos renovables: fuerza del viento, fuerza hidráulica, radiación solar, fuerza de las olas marinas; y recursos no renovables, combustibles fósiles, gas, minerales radioactivos, entre otros. El principal factor de sustitución para la energía generada por recursos no renovables radica en que las fuentes sustitutas, no generen contaminación, por lo que la energía fotovoltaica, la energía eólica, la energía de biomasa y la geotérmica toman mayor importancia.

Poder de negociación de los clientes

En el Perú, las empresas generadoras de energía eléctrica venden sus productos a tres tipos de clientes: distribuidores, clientes libres y otras generadoras. Los precios están regulados por OSINERGMIN. Los clientes libres, tales como las mineras y centros comerciales, tienen un alto poder para negociar un buen precio por sus grandes demandas de energía, dado que requieren diariamente de grandes cantidades de energía.

Poder de negociación de los proveedores

La industria de hidroenergía tiene como principal proveedor al medioambiente. Las fuentes naturales de almacenamiento de agua, así como los cauces y caídas se encuentran dentro de territorios ocupados por comunidades nativas, por lo que resalta la importancia del poder de negociación que existe por parte de las mismas. Existe una serie de proveedores de equipos necesarios para la producción de energía eléctrica, con experiencia en la construcción y puesta en marcha de las principales centrales hidroeléctricas construidas en el Perú. Del mismo modo, se cuenta con la presencia de compañías de ingeniería, construcción y mantenimiento de centrales hidroeléctricas con amplia experiencia en la ejecución de proyectos hidroenergéticos a nivel mundial. La oferta de proveedores es amplia por lo tanto su poder de negociación es bajo.

Delo expuesto, se puede concluir que la industria del sector energético, dentro del cual opera Engie Energía Perú S.A., es de un atractivo medio, ya que, si bien existen barreras de ingreso altas, baja amenaza de productos sustitutos y un bajo poder de negociación de los proveedores, existe un alto poder de negociación de los consumidores, los denominados clientes libres, y una

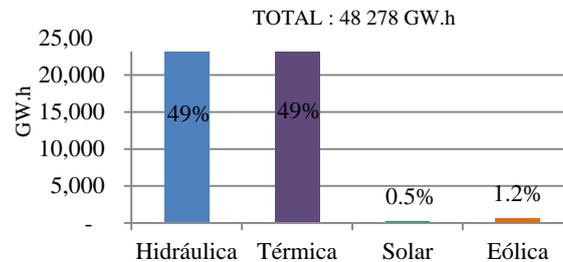
ligera tendencia a la sobreoferta. Por otro lado, debido al marco regulatorio existente, en las tarifas, que han venido creciendo consistentemente entre los años del 2011 al 2014 pero tuvieron una reducción en el precio de 2.77% a diciembre del 2015, la rentabilidad que se puede obtener en el sector no es tan elevada en comparación con otras industrias. Sin embargo, el riesgo, medido a través de la variabilidad de los retornos de las empresas, es relativamente bajo, respecto a otros sectores.

Anexo 6. Generación eléctrica según servicio, sistema, origen y empresas generadoras (mercado eléctrico y uso propio)

Según el Anuario Estadístico de Electricidad 2015 (MINEM), las estadísticas de producción eléctrica son las siguientes:

Producción de energía eléctrica según tipo de servicio y origen (GW.h)

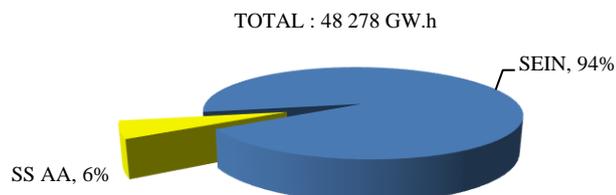
Servicio	Origen				Total
	Hidráulica	Térmica	Solar	Eólica	
Para mercado eléctrico	23.127	21.766	230	596	45.719
Para uso propio	595	1.963			2.558
Total	23.722 49%	23.729 49%	230 0,5%	596 1,2%	48.278



Fuente: Elaboración propia, 2016

Producción de energía eléctrica según sistema y origen (GW.h)

Sistema	Origen				Total
	Hidráulica	Térmica	Solar	Eólica	
SEIN	23.029	21.643	230	594.4	45.497 94%
SS AA	693	2.086		1.2	2.780 6%
Total	23.722 49%	23.729 49%	230 0,5%	596 1,2%	48.278



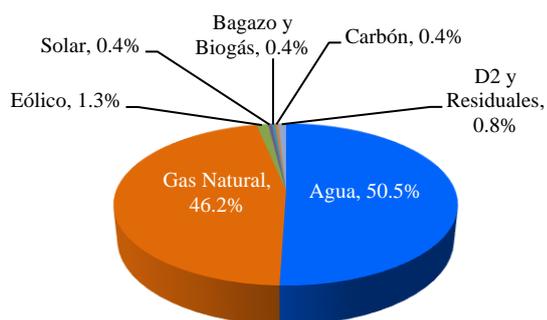
Fuente: Elaboración propia, 2016

Producción de energía eléctrica según tipo de servicio y sistema (GW.h)

Servicio	Sistema		Total
	SEIN	SS AA	
Para mercado eléctrico	45.139	581	45.719 95%
Para uso propio	359	2.200	2.558 5%
Total	45.498 94%	2.781 6%	48.278

Producción de energía eléctrica de las unidades COES, por recurso (GW.h)

Recurso	GW.h	Participación%
Agua	23.188	50,5
Gas natural	21.223	46,2
Eólico	590	1,3
Solar	186	0,4
Bagazo y biogás	176	0,4
Carbón	163	0,4
D2 y residuales	383	0,8
TOTAL	45.909	100,0



Fuente: Elaboración propia, 2016

Anexo 7. Política de dividendos

TEXTO DE LA POLÍTICA DE DIVIDENDOS APROBADA POR JUNTA GENERAL DE ACCIONISTAS DE FECHA 1 DE OCTUBRE DE 2015

- La distribución de dividendos se efectuará de acuerdo a la participación en el capital social de cada accionista.
- Solo se distribuirá el monto que quedare luego de efectuar las deducciones expresamente dispuestas por Ley.
- La distribución se efectuará primero con cargo a los resultados acumulados obtenidos hasta el 31 de diciembre de 2014 y, cuando estos se agoten, con cargo a los resultados obtenidos a partir del 1 de enero de 2015.
- Con cargo a los resultados según el orden señalado en el literal c) anterior, se repartirá cada año una suma equivalente al treinta por ciento (30%) de las utilidades anuales disponibles, según estas sean determinadas en cada ejercicio anual, a contar del ejercicio 2015, o un porcentaje mayor si así se estimara conveniente.
- El Directorio de la Sociedad determinará las fechas en que se efectuará el pago de los dividendos acordados, según la disponibilidad de recursos.
- El cumplimiento de la política de dividendos se encuentra condicionada a las utilidades que realmente se obtengan y a los resultados acumulados que efectivamente existan.
- El Directorio de la Sociedad podrá acordar la distribución de dividendos a cuenta de acuerdo a balances periódicos. La distribución se efectuará con cargo a los resultados según el orden señalado en el literal c) anterior.

Anexo 8. Clasificaciones de *rating* otorgadas a la deuda de Engie Energía Perú S.A.

Equilibrium Clasificadora de Riesgo S.A.
Informe de Clasificación
Contacto:
María Luisa Tejada
mtejada@equilibrium.com.pe
Gabriela Bedregal
gbedregal@equilibrium.com.pe
511- 616 0400



ENGIE ENERGÍA PERÚ S.A. (antes ENERSUR S.A.)

Lima, Perú

25 de mayo de 2016

Clasificación	Categoría	Definición de Categoría
Primer Programa de Bonos Corporativos ENGIE Energía Perú 1 ^a , 2 ^a , 3 ^a , 4 ^a , 6 ^a y 7 ^{ma} Emisión	AAA pe	Refleja la capacidad más alta de pagar el capital e intereses en los términos y condiciones pactados.
Tercer Programa de Bonos Corporativos ENGIE Energía Perú	AAA pe	Refleja la capacidad más alta de pagar el capital e intereses en los términos y condiciones pactados.
Acciones Comunes	1 ^a Clase pe	El más alto nivel de solvencia y mayor estabilidad en los resultados económicos del emisor.

"La clasificación que se otorga a los valores no implica recomendación para comprar, vender o mantener los instrumentos en cartera".

Anexo 9. Responsabilidad social y gobierno corporativo

- **Desarrollo de capacidades**

Agroemprendimientos: una nueva forma de mirar el campo

“Agroemprendimientos” es un programa de Engie Energía Perú S.A. enfocado a mejorar la gestión agrícola de las comunidades campesinas vecinas a la Central Hidroeléctrica Yuncán en Pasco. Busca fortalecer las capacidades productivas agrícolas de la comunidad para mejorar su eficiencia en la producción de sus cultivos. El programa prioriza el cultivo sostenible, apoyado en la tecnología, de productos más restables y con valor agregado frente a los tradicionales cultivos de la zona.



Fuente: Memoria Anual 2015 de Engie Energía Perú S.A.

Pescando oportunidades

En Ilo (Moquegua), zona de influencia de las operaciones termoeléctricas de Engie Energía Perú S.A., se lleva a cabo el programa “Pescando Oportunidades” con el propósito de contribuir al desarrollo de las capacidades productivas de los pescadores artesanales de esta provincia a través del aprendizaje de conocimientos técnicos alternativos, como es la soldadura, que les permitan desempeñarse en actividades complementarias o alternativas a la pesca.

Aprende y emprende

“Aprende y Emprende” de Engie Energía Perú S.A. es un programa dirigido a la población de Chilca (Cañete), lugar de ubicación de la Central Termoeléctrica ChilcaUno, a promover a aquellos chilcanos con una idea de negocio por desarrollar o que ya estén trabajando en una micro o pequeña empresa. El objetivo del programa es mejorar la calidad de vida de las personas a través de la promoción del autoempleo, las empresas familiares y los emprendimientos.

- **Infraestructura**

Revolución digital en Santa Isabel, Paucartambo (Pasco)

Engie Energía Perú S.A. acordó con un grupo de agricultores de Santa Isabel (Paucartambo), mejorar sus cultivos con nuevas técnicas, conocimientos y herramientas, de tal manera que pudieran conseguir precios hasta 20 veces más altos que los de la papa, con el cultivo del rocoto y la granadilla.

Mejorando la infraestructura vial en Chilca (Cañete, Lima)

Como parte de sus programas de responsabilidad social, Engie Energía Perú S.A. ejecuta diversas obras de infraestructura que buscan mejorar la calidad de vida de la comunidad de Chilca.



Fuente: Memoria Anual 2015 de Engie Energía Perú S.A.

- **Educación y salud**

Programa de salud Chilca Saludable (Chilca, Lima)

Chilca Saludable comprende la realización de diversas actividades en materia de atención integral de salud y mejoramiento del servicio de salud de los pobladores de Chilca. En el año 2012, Engie Energía Perú S.A. realizó campañas y ferias de salud en alianza conjunta con la Microrred de Salud de Chilca, la Universidad Peruana Cayetano Heredia y la Municipalidad Distrital de Chilca. En estas campañas y ferias se ha tenido una óptima participación de la población logrando atender a 1.500 niños y 3.500 personas en general; beneficiando con ello a gran parte de la población del distrito de Chilca.

Maratón de la energía (Ilo, Moquegua)

Por 12 años consecutivos, Engie Energía Perú S.A. organiza el evento deportivo más importante de Ilo: la "Maratón de la Energía". 1.800 atletas de diferentes edades, especialmente escolares y atletas profesionales y aficionados, participan en las categorías 2,5, 5 y 10 km. El evento se realiza en el marco del aniversario institucional de Engie Energía Perú S.A. y tiene como sede el estadio Domingo Nieto. Junto a la carrera, Engie Energía Perú S.A. organiza diversas presentaciones artísticas y danzas para la población asistente.



Fuente: Memoria Anual 2015 de Engie Energía Perú S.A.

Caravana escolar de Engie Energía Perú S.A.

Cada año Engie Energía Perú S.A. pone en marcha la "Caravana Escolar" programa de dotación de material educativo dirigido a escolares de los niveles inicial, primaria y secundaria de las zonas de influencia de la empresa ubicadas en Moquegua, Chilca, Pasco y Ancash.

- **Medioambiente**

Educa con Energía: programa de escuelas sostenibles de Engie Energía Perú S.A. (Pasco)

En el 2012, Engie Energía Perú S.A. puso en marcha el programa "Educa con Energía" como un espacio de reflexión y de acción que se concentre en las aulas para expandir hacia la sociedad mensajes y consejos alineados con el uso sostenible de los recursos naturales. Las localidades participantes son los centros poblados de Auquimarca, Huallamayo y Santa Isabel del distrito de Paucartambo.



Fuente: Memoria Anual 2015 de Engie Energía Perú S.A.

EcoChilca: juntos protegemos el medioambiente (Chilca, Lima)

El programa de gestión ambiental EcoChilca, que lleva más de dos años de ejecución en la promoción de una cultura de protección y conservación del medioambiente, en el 2012 dio más énfasis al trabajo con las organizaciones sociales de base (comedores populares y comités de vaso de leche) y sociedad civil, sin descuidar el trabajo con las instituciones educativas de Chilca.

Anexo 10. Regulación tarifaria de la industria eléctrica ²⁴

1. Descripción del sistema tarifario en el Perú

El marco normativo en el Perú está dado por la Ley de Concesiones Eléctricas, el cual asegura una oferta eléctrica confiable, garantiza el funcionamiento eficiente del sector y la aplicación de una tarifa para los consumidores finales considerando el uso óptimo de los recursos energéticos disponibles.

Los títulos II y V de la Ley nos hablan acerca de las tarifas de energía en el Perú y sobre los sistemas de precios de la electricidad. El sistema tarifario en el Perú está a cargo de la Comisión de Tarifas Eléctricas, el cual es un organismo técnico y descentralizado del sector energía y minas. Este organismo es responsable de fijar las tarifas de energía eléctrica y las tarifas de transporte e hidrocarburos líquidos por ductos, de transporte y distribución de gas natural por ductos.

1.1. Sistemas de precios de la electricidad

Los precios regulados reflejarán los costos marginales de suministro y se estructurarán de modo que promuevan la eficiencia del sector. Estarán sujetos a regulación de precios:

- La transferencia de potencia y energía entre generadores.
- Los retiros de potencia y energía en el COES que efectúen los distribuidores y usuarios libres.
- Las tarifas y compensaciones de sistemas de transmisión y distribución.
- Las ventas de energía de generadores a concesionarios de distribución destinados a servicio público de electricidad.
- Las ventas a usuarios de servicio público de electricidad.

2. Metodología para la fijación de las tarifas

La Ley de Concesiones Eléctricas describe las metodologías para obtener los precios máximos de generación, transmisión y distribución de electricidad, a la vez es el ente regulador encargado de fijar las tarifas mediante la aplicación de dichas tarifas.

2.1. Precios máximos de generador a distribuidor de servicio público

Las ventas de electricidad a un distribuidor, destinadas al servicio público de electricidad, se efectúan en los puntos donde se inician las instalaciones del distribuidor (tarifas en barra).

Las tarifas en barra y sus fórmulas de reajuste son fijadas anualmente por OSINERGMIN y entrarán en vigencia en los meses de mayo y noviembre de cada año. Para lo cual el subcomité de generadores y transmisores efectúa los cálculos correspondientes en la actividad que corresponda.

Para lo cual se proyecta la demanda para los próximos 24 meses y se determina un programa de obras de generación y transmisión factibles de entrar en operación en dicho período, se determina el programa de operación que minimice la suma del costo actualizado de operación y el costo de racionamiento para el período de estudio, tomando en cuenta, las series hidrológicas históricas, los embalses y los costos de combustible.

²⁴ Basado en la siguiente tesis: Aliaga, Ruby (2008). *Optimización de costos en la facturación eléctrica aplicados a la pequeña y micro empresa basados en una correcta aplicación del Marco Regulatorio y la Ley de Concesiones Eléctricas y su reglamento DL 25844- DS 093-2003.* (Tesis para optar el Título Profesional). Universidad Nacional de Ingeniería, Lima.

Se calcula los costos marginales de corto plazo esperados de energía del sistema, para los bloques horarios que establezca la Comisión de Tarifas Eléctricas, se determina el precio básico de la energía por bloques horarios, como un promedio de los costos marginales antes calculados, y la demanda actualizados al 31/03 del año correspondiente.

Se determina el tipo de unidad generadora más económica para suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual del sistema eléctrico, a la vez se determina el precio básico de la potencia de punta. Se calcula para cada una de las barras del sistema, un factor de pérdidas un factor de pérdidas de potencia y un factor de pérdidas de energía en la transmisión.

Finalmente, se determina el precio de la potencia de punta en barra, para cada una de las barras del sistema, agregando al precio básico de la potencia de punta los valores unitarios del peaje de transmisión y el peaje por conexión. También se calcula el precio de energía en barra, para cada una de las barras del sistema, multiplicando el precio básico de la energía nodal correspondiente a cada bloque horario por el respectivo factor nodal de energía (los factores nodales de energía se calculan considerando las pérdidas marginales y la capacidad del sistema de transmisión). En las barras del sistema secundario de transmisión el precio incluirá el peaje correspondiente de dicho sistema.

El subcomité de generadores y transmisores presentará al OSINERGMIN los correspondientes estudios técnico-económicos de las propuestas de precios en barra, que explique y que justifique lo siguiente: la demanda de potencia y energía del sistema eléctrico para el período de estudio, el programa de obras de generación y transmisión, los costos de combustibles, costos de racionamiento, la tasa de actualización utilizada en los cálculos, costos marginales, precios básicos de la potencia de punta y de la energía, factores nodales de energía, el costo total de transmisión considerado, los valores resultantes para los precios en barra y la fórmula de reajuste propuesta.

2.2. Precios máximos de transmisión

El Ministerio de Energía y Minas define el sistema principal y los sistemas secundarios de transmisión en cada sistema interconectado. El sistema principal permite a los generadores comercializar potencia y energía en cualquier barra de dicho sistema, mientras que los sistemas secundarios permiten a los generadores conectarse al sistema principal a comercializar potencia y energía en cualquier barra de éstos sistemas.

Los generadores conectados al sistema principal abonan mensualmente a su propietario una compensación para cubrir el costo total de transmisión, el cual comprende la anualidad de la inversión y los costos estándares de operación y mantenimiento del sistema económicamente adaptado. La compensación se abona separadamente a través de dos conceptos denominados ingresos tarifarios y peaje por conexión. Donde el ingreso tarifario será calculado en función a la potencia y energía entregadas y retiradas en barras, sin incluir el peaje respectivo. El peaje por conexión es la diferencia entre el costo total de transmisión y el ingreso tarifario. El peaje por conexión unitario es la diferencia entre el costo total de transmisión y el ingreso tarifario.

2.3. Precios máximos de distribución

Las tarifas máximas a usuarios regulados comprenden los precios a nivel generación, los peajes unitarios de los sistemas de transmisión correspondientes y el valor agregado de distribución (VAD).

3. Componentes de las tarifas

Las tarifas de electricidad comprenden el costo para el desarrollo de las actividades de generación, transmisión y distribución eléctrica, las cuales permiten la prestación del servicio público de electricidad.

3.1. Tarifas de generación

Considera la tarifa de potencia más la tarifa de energía. La tarifa de potencia es siempre igual al costo de inversión en una unidad TG ciclo simple, solo varía cuando los costos varían. La tarifa de energía depende de la demanda y la calidad de la oferta, a mayor demanda corresponde mayor precio, manteniendo la oferta invariable, a más oferta corresponde un menor precio, manteniendo la oferta invariable. Se regula cada 6 meses, en noviembre y mayo.

$$\text{Tarifa de Generación} = \text{Tarifa de Potencia} + \text{Tarifa Energía}$$

3.2. Tarifa de transmisión

La tarifa de transmisión está compuesta por el ingreso tarifario, peaje unitario y la garantía por red principal de Camisea.

$$\text{Tarifa de Transmisión} = \text{Ingreso Tarifario} + \text{Peaje} + \text{GRP}$$

El ingreso tarifario es el monto que los generadores deben transferir los transmisores; el peaje unitario es el monto que los consumidores deben pagar a los transmisores para completar los costos del servicio, y la garantía por red principal de Camisea, es el monto por unidad necesaria que los consumidores transfieran a los concesionarios de la Red Principal de Camisea para completar sus ingresos garantizados. El peaje por conexión disminuye si la demanda aumenta, el GRP disminuye si el consumo de gas se incrementa (principalmente en la generación con gas). Se regula cada año en el mes de mayo.

3.3. Tarifa de distribución

La tarifa de distribución está representada por el VAD, valor agregado de distribución, el cual considera lo siguiente:

- Costos asociados al usuario (cargos fijos).
- Las pérdidas estándar de distribución.
- Costos de inversión, mantenimiento y operación asociados a la distribución.

$$\text{Tarifa de Distribución} = \text{Costos asociados al usuario} + \text{Pérdidas} + \text{VADMT} + \text{VADBT}$$

Los costos asociados al usuario, denominados cargos fijos, cubren los costos de lectura del medidor, procesamiento de la lectura, emisión, reparto y cobranza de la factura o recibo. Las pérdidas son las inherentes de las instalaciones de distribución eléctrica. Los costos estándar de inversión y mantenimiento y operación se reconocen a través del VAD de media y baja tensión (VADMT y VADBT). El VAD es el costo necesario para poner a disposición del usuario, la energía eléctrica desde la salida del alimentador de media tensión (ubicada en la subestación de transmisión), hasta el empalme de acometida del usuario. Se regula cada 4 años en el mes de noviembre

Anexo 11. Estados financieros

Estado de ganancias y pérdidas al 31 de diciembre de 2015

ENERSUR S.A.			
ESTADOS FINANCIEROS INDIVIDUAL ANUAL AL 31 DE DICIEMBRE DEL 2015 (EN MILES DE DOLARES)			
CUENTA	2015	2014	2013
Ingresos de actividades ordinarias	713,722	618,881	609,917
Costo de Ventas	-417,290	-353,812	-365,693
Ganancia (Pérdida) Bruta	296,432	265,069	244,224
Gastos de Ventas y Distribución	0	0	0
Gastos de Administración	-23,079	-24,636	-26,092
Ganancia (Pérdida) de la baja en Activos Financieros medidos al Costo Amortizado	0	0	0
Otros Ingresos Operativos	541	2,244	8,394
Otros Gastos Operativos	-4923	-4,373	-583
Otras ganancias (pérdidas)	0	0	0
Ganancia (Pérdida) por actividades de operación	268,971	238,304	225,943
Ingresos Financieros	707	1,544	2,623
Gastos Financieros	-30,539	-36,853	-38,317
Diferencias de Cambio neto	-6,469	-4,230	-4,447
Otros ingresos (gastos) de las subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas	0	0	0
Resultado antes de Impuesto a las Ganancias	232,670	198,765	185,802
Gasto por Impuesto a las Ganancias	-51,214	-61,197	-58,379
Ganancia (Pérdida) Neta de Operaciones Continuas	181,456	137,568	127,423
Ganancia (Pérdida) Neta del Ejercicio	181,456	137,568	127,423

Fuente: Memoria Anual 2015 de Engie Energía Perú S.A.

Balance al 31 de diciembre de 2015

ENERSUR S.A.					
ESTADOS FINANCIEROS INDIVIDUAL ANUAL AL 31 DE DICIEMBRE DEL 2015 (EN MILES DE DOLARES)					
CUENTA	31 de Diciembre del 2015	2014	2013	2012	2011
Activos					
Activos Corrientes					
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	52,181	28,530	25,485	96,926	21,646
Otros Activos Financieros					
Cuentas por cobrar comerciales y otras cuentas por cobrar	100,091	79,047	109,748	59,865	45,391
Cuentas por Cobrar Comerciales (neto)	87,865	75,971	86,655	55,976	42,962
Otras Cuentas por Cobrar (neto)	12,061	2,541	23,051	3,844	2,391
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas	165	535	42	45	38
Anticipos					
Inventarios	56,152	82,770	78,798	35,831	46,044
Activos Biológicos					
Activos por Impuestos a las Ganancias	3,957				
Otros Activos no financieros	8,139	7,141	7,179	6,425	7,265
Total Activos Corrientes	220,520	197,488	221,210	199,047	120,346
Activos No Corrientes					
Otros Activos Financieros	5786	712	5,486	19,011	6,631
Inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas					
Cuentas por Cobrar Comerciales					
Otras Cuentas por Cobrar					
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas					
Anticipos	29,272	19,965	22,399	24,282	12,737
Activos Biológicos					
Propiedades de Inversión					
Propiedades, Planta y Equipo (neto)	1,673,005	1,380,136	1,161,747	1,015,148	622,066
Activos intangibles distintos de la plusvalía	394	512	79,577	63,033	61,964
Activos por impuestos diferidos					
Plusvalía					
Otros Activos no financieros	126,032	125,279	27,725	24,609	21,425
Total Activos No Corrientes	1,834,489	1,526,604	1,296,934	1,146,083	724,823
TOTAL DE ACTIVOS	2,055,009	1,724,092	1,518,144	1,345,130	845,169
Pasivos y Patrimonio					
Pasivos Corrientes					
Otros Pasivos Financieros	244,270	192,200	199,900	73,875	43,705
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	80,250	51,533	50,482	48,906	43,625
Cuentas por Pagar Comerciales	59,219	39,416	42,129	32,449	32,097
Otras Cuentas por Pagar	19,873	11,591	8,197	16,327	11,289
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas	1158	526	156	130	239
Ingresos diferidos					
Provisión por Beneficios a los Empleados	12,939	11,438	11,793	10,608	7,849
Otras provisiones					
Pasivos por Impuestos a las Ganancias		6,925			8,558
Otros Pasivos no financieros					
Total Pasivos Corrientes	337,459	262,096	262,175	133,389	103,737
Pasivos No Corrientes					
Otros Pasivos Financieros	730,248	622,837	533,344	591,272	356,988
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar					
Cuentas por Pagar Comerciales					
Otras Cuentas por Pagar					
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas					
Ingresos Diferidos					
Provisión por Beneficios a los Empleados					
Otras provisiones	1,705	1,952	2,078	2,284	589
Pasivos por impuestos diferidos	114,777	100,849	81,794	68,050	60,819
Otros pasivos no financieros					
Total Pasivos No Corrientes	846,730	725,638	617,216	661,606	418,396
Total Pasivos	1,184,189	987,734	879,391	794,995	522,133
Patrimonio					
Capital Emitido	219,079	219,079	78,170	78,170	69,079
Primas de Emisión	35,922	35,922	176,831	176,831	35,922
Acciones de Inversión					
Acciones Propias en Cartera					
Otras Reservas de Capital	43,816	29,391	15,634	13,816	13,816
Resultados Acumulados	572,335	454,959	372,848	280,037	207,283
Otras Reservas de Patrimonio	-332	-2,993	-4,730	1,281	-3,064
Total Patrimonio	870,820	736,358	638,753	550,135	323,036
TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO	2,055,009	1,724,092	1,518,144	1,345,130	845,169

Fuente: Memoria Anual 2015 de Engie Energía Perú S.A.

Anexo 12. Marco legal del sector electricidad

En la década de los 90, en el marco de una serie de reformas estructurales, el Estado inició un proceso de reestructuración, mediante la separación de la cadena de producción, apertura del mercado a la competencia y la introducción de la inversión privada dentro del sector eléctrico; en ese sentido, se reemplazó el monopolio estatal, a través de ELECTROPERÚ, por un nuevo esquema con operadores privados, creando OSINERGMIN como institución reguladora y responsable de hacer cumplir las obligaciones fiscales de los licenciatarios según lo establecido por la ley y su reglamento. A estos efectos, el Estado promulgó una serie de normas con la finalidad de asegurar la eficiencia.

Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) y Reglamento (Ley 2584, D.S. 009-93-EM)

Esta ley entró en vigor en 1992, desagrega el monopolio estatal integrado verticalmente en generación, transmisión eléctrica y distribución, de forma tal que más de una actividad no pueda ser desarrollada por una misma empresa. Asimismo, se estableció un régimen de libertad de precios para aquellos suministros factibles de desarrollarse de forma competitiva y un sistema de precios regulados para aquellos que por su naturaleza lo requieran. En diciembre 2004, se aprobaron las modificaciones a la LCE, entre las que resaltan la modificación de la periodicidad de semestral a anual, y la reducción del horizonte temporal utilizados en la fijación de las tarifas de 4 a 2 años para la proyección de la oferta y demanda.

Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica y Reglamento (Ley 28832, D.S. 017-2000-EM)

Tiene por objeto perfeccionar las reglas establecidas en la Ley de Concesiones Eléctricas con la finalidad de: Asegurar la suficiencia de generación eléctrica eficiente para reducir la exposición del sistema eléctrico peruano a la volatilidad de precios, al racionamiento prolongado por falta de energía y asegurar al consumidor final una tarifa competitiva; Reducir la intervención administrativa en la determinación de precios de generación mediante soluciones de mercado; y Promover competencia efectiva en el mercado de generación.

Ley que Establece Mecanismo para Asegurar el Suministro de Electricidad para el Mercado Regulado (Ley 29179)

Establece que la demanda de potencia y energía, destinadas al servicio público de electricidad y que no cuenten con contratos de suministro de energía que la respalden, deberá ser asumida por los generadores conforme al procedimiento que establezca por Osinergmin.

Ley Antimonopolio y Antioligopolio en el Sector Eléctrico y su Reglamento (Ley 26876, D.S. 017-98-ITINCI)

Dispone que las concentraciones verticales iguales o mayores al 5% u horizontales iguales o mayores al 15%, en las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica estén sujetos a un procedimiento de autorización previa a fin de evitar concentraciones que afecten negativamente la libre competencia.

Ley de Concesiones Eléctricas (LCE)²⁵

La Ley de Concesiones Eléctricas clasifica las actividades del sector eléctrico en generación, transmisión y distribución. Además, establece el régimen de libertad de precios para que las operaciones del sector puedan darse en un ámbito de libre competencia.

²⁵ Basado en la siguiente tesis: Aliaga, Ruby (2008). *Optimización de costos en la facturación eléctrica aplicados a la pequeña y micro empresa basados en una correcta aplicación del Marco Regulatorio y la Ley de Concesiones Eléctricas y su reglamento DL 25844- DS 093-2003*. (Tesis para optar por Título Profesional). Universidad Nacional de Ingeniería, Lima.

Generación

Es la producción de electricidad a través de centrales hidroeléctricas, termoeléctricas, fotovoltaicas y demás instalaciones generadoras. En el caso que una empresa, ya sea estatal o privada, desee explotar recursos hidráulicos o geotérmicos en centrales con capacidades mayores a 10 MW, se requiere una concesión del Ministerio de Energía y Minas.

Transmisión

Esta actividad tiene como objeto las transferencias de energía de las empresas generadoras hacia los clientes. Los costos de transmisión se cubren mediante el pago un peaje por conexión pagado por las empresas generadoras a los operadores de los sistemas de transmisión.

Distribución

El marco regulatorio permite que la distribución de electricidad pueda ser desarrollada por personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras, de acuerdo con el sistema de concesiones y autorizaciones establecidos por el Ministerio de Energía y Minas (MEM), que estipula que las empresas requieren de una concesión cuando la potencia instalada es mayor a los 500 kW. Los concesionarios de distribución están obligados a prestar servicio eléctrico a quien lo requiera dentro de su área de concesión. Además, están obligados a tener contratos vigentes con las empresas generadoras que cubran sus requerimientos de potencia y energía.

En cuanto a la estructura del sector eléctrico, la Ley de Concesiones Eléctricas ha determinado la existencia de cinco actores principales:

- Los clientes o usuarios, que están divididos en dos categorías: clientes libres (demanda mayor a 1000kW) quienes actualmente representan el 46% del consumo de energía, y clientes regulados, los cuales representan el 54% del consumo.
- Las empresas eléctricas, que pueden ser generadoras, transmisoras o distribuidoras, y que operan en forma independiente.
- El Comité de Operación Económica del Sistema (COES) del sistema interconectado nacional, es un organismo de carácter técnico que coordina la operación del sistema al mínimo costo, garantizando la seguridad en el abastecimiento de la electricidad.
- El estado, representado por el MEM a través de la Dirección General de Electricidad (DGE), que ejerce las funciones en materia normativa dentro del sector y, además, es responsable del otorgamiento de concesiones y autorizaciones para participar en el sector eléctrico.
- Entidades supervisoras como:
 - La Comisión de Tarifas Eléctricas (CTE) es el organismo técnico y autónomo, responsable de fijar tarifas máximas de generación, transmisión y distribución, así como establecer las fórmulas tarifarias de electricidad aplicables a los clientes regulados.
 - El organismo Supervisor en Energía y Minería (OSINERGMIN), entidad con autonomía funcional, técnica, administrativa y económica, pertenecientes al MEM, encargada de fiscalizar el cumplimiento de las disposiciones legales y técnicas relacionadas con las actividades de los sectores eléctricos e hidrocarburos.
 - El Instituto de Defensa de la Libre Competencia y la Propiedad Intelectual (INDECOPI) vela por la aplicación de normas de libre competencia, así como otras normas de su competencia, en los sectores eléctricos e hidrocarburos.

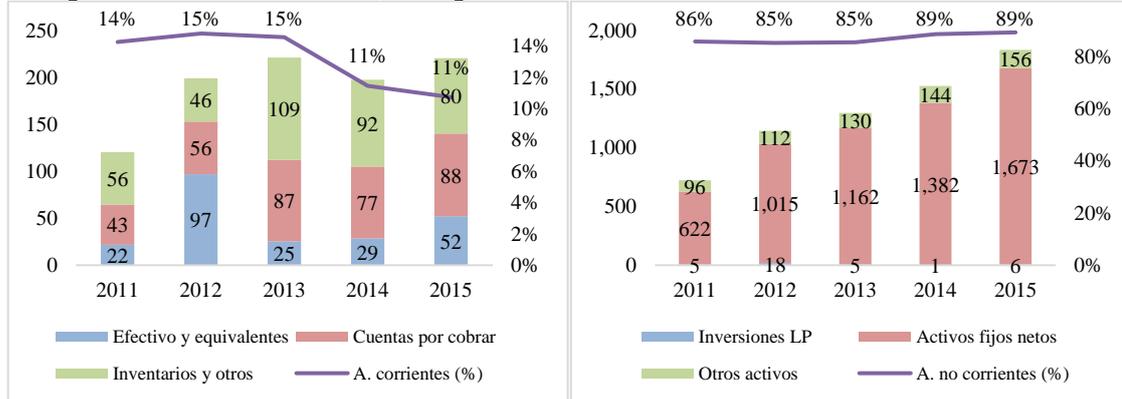
El marco regulatorio en el Perú está dado por la Ley de Concesiones Eléctricas (Decreto Ley 25844 de noviembre 1992, actualizado a marzo 2007) y su Reglamento: Decreto Supremo 099-93-EM y Decreto Supremo 043-44-EM. Entre las principales normas de la Ley de Concesiones Eléctricas y su reglamento, está la reorganización del sector eléctrico, en generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica, define regímenes de concesión, establece el procedimiento de cálculo para las tarifas de electricidad y fija la operación coordinada de la generación a mínimo costo, entre otras.

Anexo 13. Análisis financiero y riesgo

Situación financiera

El tamaño de activos de Engie en el 2015 es 2,44 veces el registrado el 2011 (2.055 millones de USD / 844 millones de USD). Este incremento se debe principalmente a las inversiones en activo no corriente (inversiones en centrales térmicas e hidroeléctricas). De tal manera que del 2011 al 2015, los activos no corrientes pasaron de 86 a 89% como proporción de los activos.

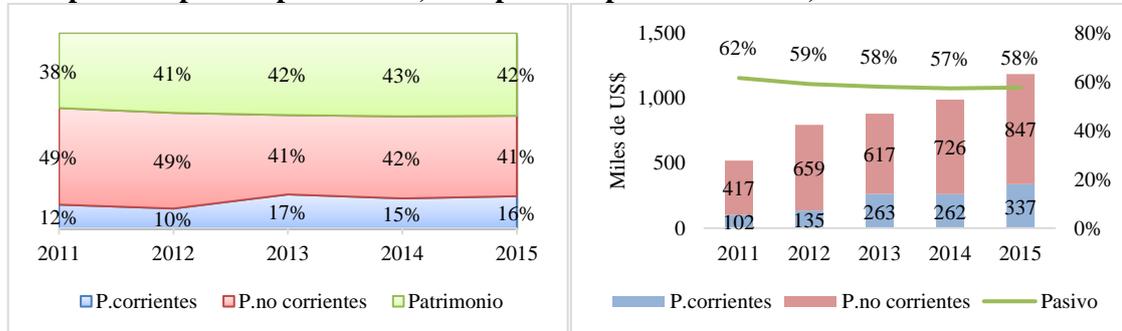
Composición activo corriente; Composición activo no corriente



Fuente: Estados Financieros Auditados Engie Energía Perú S.A. Elaboración propia.

El constante incremento de los activos en los últimos 5 años tiene como fuente, en mayor medida, el incremento del patrimonio (principalmente por utilidades retenidas), y en segunda instancia, el incremento del pasivo no corriente (arrendamientos financieros y préstamos bancarios).

Composición pasivo+patrimonio; Composición pasivo corriente, no corriente



Fuente: Estados Financieros Auditados Engie Energía Perú S.A. Elaboración propia.

Los pasivos presentan una participación decreciente (sobre el total pasivo total + patrimonio), pasando de 62% el 2011 a 58% el 2015. Esto se debe, principalmente, al incremento del pasivo corriente; así como también al incremento de los préstamos a corto plazo y las cuentas por cobrar. El incremento del pasivo corriente obedece al mayor volumen de ventas, debido al incremento de la producción la central térmica Chilca Uno, y al inicio de operación de la central térmica Ilo 3 (2013), y la central hidráulica Quitaracsá (2015).

Es preciso mencionar que Engie presenta un pasivo no corriente por impuesto a las ganancias diferido de US\$ 115 millones al cierre del 2015 (13,6% del activo no corriente en ese año). Este pasivo surge a raíz de diferencias entre los cálculos contables y tributarios.

Ratios financieros

Respecto a la rentabilidad, Engie mantiene un margen EBITDA creciente, llegando hasta 44,9% el 2015. Sin embargo, los ratios ROE y ROA presentan una tendencia inversa, debido al mayor incremento del patrimonio y los activos. Sin embargo, respecto al 2014, el 2015 Engie presenta una ligera mejora del ROE y ROA, a pesar de la disminución del margen EBITDA. Esto se explica, principalmente, por la desaceleración del incremento de los activos, y por el fin de la construcción e inicio de operaciones de la central hidroeléctrica Quitaraca.

Engie presenta un deterioro de su capacidad de afrontar obligaciones de corto plazo, según se observa en la siguiente tabla. En el 2015 los ratios de liquidez presentan niveles menores a los registrados el 2011, debido al mayor incremento del pasivo corriente sobre el activo corriente. El temporal aumento de la liquidez de Engie registrado el 2012 se debe principalmente al incremento de efectivo y equivalente (USD 75 millones más que en el 2011) en ese año.

El grado de endeudamiento (deuda neta/EBITDA) de Engie se ha incrementado en los últimos años, a pesar del aumento constante del EBITDA. Sin embargo, la relación pasivo/patrimonio (contable) ha mejorado, pasando de 1,60 el 2011 hasta 1,36 el 2015. Asimismo, en términos de mercado, la relación deuda/*equity* se acerca ligeramente hacia los valores contables.

Indicadores de rentabilidad, liquidez, solvencia, y capital de trabajo de Engie

	2011	2012	2013	2014	2015
Rentabilidad (%)					
Margen bruto	36,48	35,43	40,17	42,83	41,53
Margen EBITDA	40,02	37,48	43,51	46,42	44,91
ROE	15,15	11,47	11,81	11,16	12,09
ROA	11,57	9,20	8,90	8,49	9,60
Liquidez					
Ratio efectivo	0,21	0,72	0,10	0,11	0,15
Ratio corriente	1,18	1,47	0,84	0,75	0,65
Prueba ácida	0,63	1,13	0,43	0,40	0,42
Solvencia					
Deuda/EBITDA	2,39	3,57	2,76	2,84	3,04
Deuda neta/EBITDA	2,26	3,05	2,67	2,74	2,88
Pasivo/Patrimonio (contable)	1,60	1,44	1,38	1,34	1,36
Deuda/ <i>Equity</i> (mercado)	0,34	0,38	0,36	0,40	0,68
Capital de trabajo (días)					
Rotación de CxC	36,66	36,49	42,68	47,98	42,19
Rotación de inventario	52,28	46,77	57,32	83,11	60,92
Rotación de CxP	35,12	39,07	34,11	41,48	46,20
Conversión de efectivo	53,82	44,20	65,89	89,61	56,91

Fuente: Estados Financieros Auditados Engie Energía Perú S.A., Bloomberg LP. Elaboración propia.

Riesgos

Engie está expuesta a riesgos de tipo estratégico, operacional, legal, financiero, entre otros. Estos riesgos son, en la mayoría de casos, mitigados parcialmente por Engie. Sin embargo, estos no pueden ser mitigados totalmente, y en casos extremos pueden afectar los resultados de Engie.

En el caso de los riesgos financieros, Engie está expuesta a riesgo de mercado, riesgos de liquidez y riesgo de crédito originados por la variación del tipo de cambio, de precios y de tasa de interés.

Estos riesgos son administrados a través de políticas y procedimientos específicos establecidos por la Gerencia de Finanzas, Organización y Capital Humano.

De los riesgos mencionados, el principal es el riesgo de tipo de cambio. A continuación, se detallan los riesgos a los que está expuesta la compañía.

Riesgos de tipo de cambio

La compañía realiza operaciones en moneda extranjera, por ello, está expuesta a variaciones en el tipo de cambio. Los saldos de activos y pasivos financieros denominados en moneda extranjera están expresados en dólares estadounidenses al tipo de cambio oferta y demanda publicado por la SBS, el cual, al 31 de diciembre de 2015 fue de USD 0,293 por S/ 1,00. Cabe señalar que la facturación se da en dólares, moneda funcional de la compañía.

	2015	2014
	S/ 000	S/ 000
Activos		
Efectivo y equivalentes de efectivo	41.551	28.205
Cuentas por cobrar comerciales	174.929	147.738
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	-	31
Otras cuentas por cobrar	2.236	1.638
Total	218.716	177.612
Pasivos		
Cuentas por pagar comerciales	70.027	59.531
Pasivos por beneficios a los empleados	36.987	28.325
Otras cuentas por pagar	21.310	18.415
Provisiones	5.616	5.616
Obligaciones financieras	890.732	248.179
Total	1.024.672	360.066
Posición pasiva, neta	- 805.956	- 182.454
Posición de compra de derivados	890.732	248.179

Fuente: Notas a los EEEF al 31 de diciembre 2015. Elaboración propia.

Al 31 de diciembre de 2015, Engie Energía Perú S.A. posee una posición pasiva neta de S/ 805.956 M, es decir, que posee mayor cantidad de pasivos en moneda nacional, las cuales, para evitar riesgos en la variación del tipo de cambio, fueron cubiertos en dólares estadounidenses, la cual es la moneda funcional de los EEEF. Parte de estas obligaciones financieras en soles forman parte de la primera, segunda y séptima emisión de bonos corporativos, los cuales se detallan a continuación:

Bonos	Monto (en miles)	Inicio	Vencimiento	Tasa de Interes
Primera emisión	S/ 120,700	30/11/2007	30/11/2017	6.81%
Segunda emisión	S/ 84,105	09/06/2008	09/06/2018	7.19%
Septima emisión	S/ 42,420	03/12/2010	03/12/2020	7.59%

Fuente: Elaboración propia, 2016

Para poder mitigar el riesgo de futuras fluctuaciones de tipo de cambio la Compañía ha contratado *swaps* de monedas y tasas de interés. Para poder evaluar el riesgo que podría asumir la empresa

ante evoluciones en el tipo de cambio, se realiza análisis de sensibilidad bajo un porcentaje de 5%.

Riesgos de tasa de interés

La compañía está expuesta al riesgo de tasa de interés, el cual es principalmente originado por la obtención de endeudamiento a tasas de intereses variables. Las obligaciones financieras a tasas fijas exponen a la compañía al riesgo de tasa de interés sobre el valor razonable de sus obligaciones financieras. Para el caso de las obligaciones con tasas de interés variable, la compañía efectúa operaciones de cobertura de tasa de interés con el cual mitiga el riesgo de tasa de interés. La compañía hizo *swaps* para cubrir los riesgos de tasa de interés y de tipo de cambio. Como resultado de las emisiones de bonos corporativos en nuevos soles, dentro del marco del Primer Programa de Bonos Corporativos, la compañía decidió contratar instrumentos financieros derivados *swaps* de monedas y tasa de interés (*Cross Currency Interest Rate Swap*). Con eso, la compañía logra fijar los pagos en dólares durante la vigencia de los bonos.

Riesgo de crédito

Los instrumentos financieros que someten parcialmente a la compañía a concentraciones de riesgo de crédito consisten principalmente en efectivo y cuentas por cobrar comerciales.

Con respecto a las cuentas por cobrar comerciales por venta de energía y potencia la compañía cuenta al 31 de diciembre de 2014 con 17 clientes libres que representan un 43,09% de los ingresos totales que incluyen venta de energía eléctrica, potencia, etc. y 14 clientes regulados que representan un 56,91% de los ingresos totales.

Al 31 de diciembre de 2015, la Compañía mantiene cuentas por cobrar comerciales vencidas, pero no deterioradas por USD 17.155 (USD 10.345 al 31 de diciembre de 2014), para los cuales no se ha establecido estimación para deterioro de cuentas por cobrar, dado que la experiencia crediticia de los mismos se considera que no ha variado significativamente, y la Gerencia de la Compañía considera que tales importes aún siguen siendo recuperables.

La estimación por deterioro de cuentas por cobrar se determina de acuerdo con las políticas establecidas por la Gerencia y se reconoce considerando, entre otros factores, los saldos pendientes de cobro con una antigüedad mayor a 360 días, sus posibilidades de ser recuperados, y la evidencia de dificultades financieras del deudor que incrementen más allá de lo normal el riesgo de incobrabilidad de los saldos pendientes de cobro, de modo que su monto tenga un nivel que la Gerencia estima adecuado para cubrir eventuales pérdidas en las cuentas por cobrar a la fecha del estado de situación financiera.

La Gerencia de Finanzas evalúa la calidad crediticia de los clientes, tomando en consideración su posición financiera, la experiencia pasada, y se establecen límites de créditos individuales sobre la base de calificaciones internas. Los límites de crédito se monitorean con regularidad. La gerencia considera que el riesgo crediticio no es significativo debido a que tienen periodos de cobro de 15 y 30 días, no habiendo problemas de cobrabilidad en el pasado.

Riesgo de liquidez

La Gerencia tiene la responsabilidad principal de la administración del riesgo de liquidez la cual se ha establecido políticas y procedimientos en cuanto al endeudamiento en corto, mediano y largo plazo. La Gerencia de Finanzas administra el riesgo de liquidez mediante el monitoreo de

flujos de efectivo y los vencimientos de sus activos y pasivos financieros. Los activos financieros son de vencimiento corriente a excepción de ciertos anticipos otorgados relacionados con los contratos de inspección y mantenimiento de turbinas.

Riesgo tributario

La Compañía firmó un convenio de estabilidad jurídica el 20 de diciembre de 2012 con el Estado peruano. De acuerdo a dicho convenio, las actividades de generación de energía eléctrica están sujetas al régimen fiscal que se encuentre vigente al 2012 y por un periodo de diez años. La tasa del impuesto a las ganancias fijada en ese entonces fue del 30%. El 31 de diciembre del 2014, la ley N 30296 publicada en el Diario Oficial El Peruano, introdujo modificaciones en materia tributaria para los periodos de 2015 en adelante.

En el caso de los contribuyentes que perciben rentas de tercera categoría se modificó la tasa del impuesto con una reducción gradual de esta, siendo aplicable para el ejercicio 2015 la tasa del 28%. Es por ello que, ante estos cambios tributarios, con fecha, 1 de septiembre de 2015, mediante sesión de Directorio se aprobó la renuncia al convenio de estabilidad jurídica de fecha 20 de diciembre de 2012. Con fecha, 9 de noviembre de 2015, la Compañía presentó a la Agencia de Promoción de la Inversión Privada – PROINVERSIÓN, la renuncia al convenio de estabilidad jurídica de fecha 20 de diciembre de 2012. Esto produjo una disminución en el gasto y pasivo de impuesto a las ganancias diferido de USD13,168 al 31 de diciembre de 2015.

Anexo 14. Empresas comparables con Engie

Las empresas comparables con Engie por las actividades que realizan, así como por cercanía geográfica, se detallan a continuación:

Empresas comparables

Ticker	Nombre	País
EKTR4 BZ Equity	ELECTRICIDADE E SERVICOS-PRF	Brasil
COCE5 BZ Equity	CIA ENERGETICA DO CEARA-PR A	Brasil
CGEDISTR CI Equity	CGE DISTRIBUCIÓN SA	Chile
AESGENER CI Equity	AES GENER SA	Chile
ENDESAAM CI Equity	ENDESA AMERICAS SA	Chile

Fuente: Bloomberg.

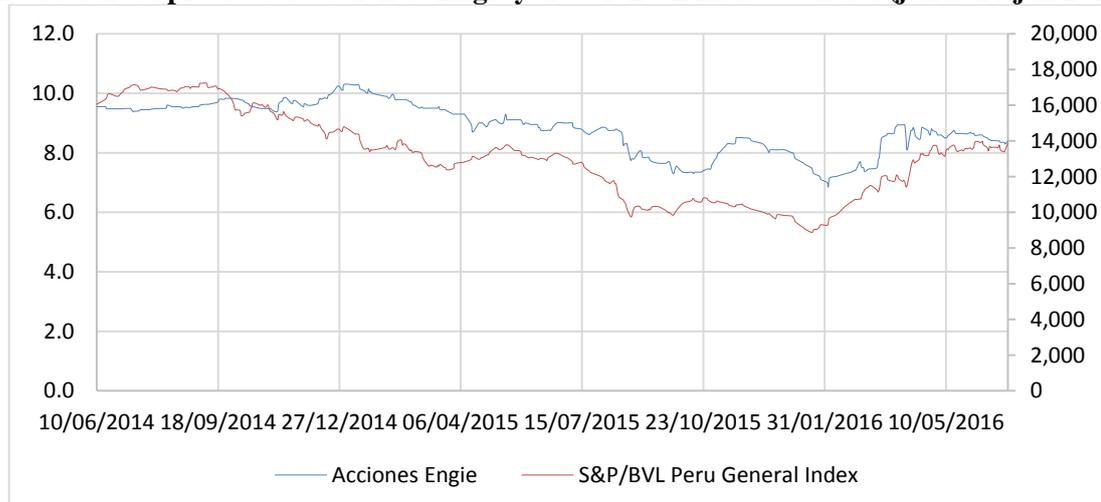
El beta apalancado se obtiene de Bloomberg, calculado mediante una regresión de los retornos semanales de los últimos 2 años contra el índice S&P 500. Finalmente, el beta apalancado se desapalanca considerando la tasa impositiva y la relación deuda - capital, y se pondera considerando el valor de mercado del capital de cada comparable, respectivamente. Con lo que se obtiene un beta desapalancado de 0,79. Este resultado es similar a la correlación entre el precio de las acciones de Engie y el índice general de la BVL según se aprecia en el siguiente gráfico.

Estimacion del beta desapalancado sectorial

Ticker	Mkt.Cap. (millones S/)	Mkt.Cap. %	Beta unlevered
EKTR4 BZ Equity	3.809	11,4%	0,69
COCE5 BZ Equity	3.575	10,7%	0,75
CGEDISTR CI Equity	2.221	6,6%	0,59
AESGENER CI Equity	11.423	34,1%	0,84
ENDESAAM CI Equity	12.449	37,2%	0,83
Total	33.476	100,0%	0,79

Fuente: Bloomberg. Elaboración propia.

Evolución del precio de la acción de Engie y el S&P/BVL Índice General (jun 2014-jun 2016)



Fuente: Superintendencia de Mercado y Valores (SMV). Elaboración propia.

Para la estimación de los múltiplos comparables, se considera el promedio aritmético de los múltiplos EV (valor de la empresa)/EBITDA y P (precio)/E(utilidad) o PER (ratio precio utilidad). Los ratio se estiman en 8,51x EV/EBITDA y 13,14x P/E.

Estimacion múltiplos comparables

Ticker	EV/EBITDA	P/E
EKTR4 BZ Equity	7,41	13,28
COCE5 BZ Equity	6,65	10,80
CGEDISTR CI Equity	10,72	15,87
AESGENER CI Equity	9,25	12,63
ENDESAAM CI Equity	-	-
Promedio	8,51	13,14

Fuente: Bloomberg. Elaboración propia.

Anexo 15. Análisis y proyección de los ingresos de Engie (cantidad y precio)

Para la producción anual de energía se realiza un análisis del comportamiento histórico, el cual se detalla en la siguiente tabla:

Producción anual de energía (GW.h) 2004-2009

	2004	2005	2006	2007	2008	2009
C.T. Ilo 1	658,35	469,02	439,90	242,00	570,72	446,33
C.T. Ilo 2	993,56	830,88	880,98	840,13	909,28	929,15
C.T. Ilo 3						
C.T. ChilcaUno			89,49	1.956,52	2.560,92	2.552,45
C.H. Yuncán		250,48	838,97	784,62	782,14	821,72
C.H. Quitaracsa						
Total	1.651,91	1.550,38	2.249,34	3.823,27	4.823,06	2.749,65

Fuente: Engie Energía Perú. Elaboración propia.

Producción anual de energía (GW.h) 2010-2015

	2010	2011	2012	2013	2014	2015
C.T. Ilo 1	499,49	222,63	106,34	129,69	29,88	61,78
C.T. Ilo 2	1.066,92	732,36	555,51	836,59	163,21	248,09
C.T. Ilo 3				32,43	5,20	35,15
C.T. ChilcaUno	2.429,59	2.830,54	4.221,74	5.771,30	5.978,54	5.837,72
C.H. Yuncán	692,59	889,92	898,34	947,98	921,45	901,05
C.H. Quitaracsa						88,46
Total	4.688,59	4.675,45	5.781,93	7.717,99	7.098,27	7.172,25

Fuente: Engie Energía Perú. Elaboración propia.

Al respecto, cabe resaltar que:

- En junio de 2013 se inició la operación comercial Ilo 3, con una producción promedio anual de 5,20 GW.h.
- Sin embargo, en septiembre de 2015, debido a la congestión en la interconexión centro-sur, se registró una mayor operación de las centrales Ilo1, Ilo2, e Ilo3, la cual se estima se mantenga hasta el primer semestre del 2016 (*shock* temporal).

Sobre las centrales Chilca Uno, Yuncán, y Quitaracsa

- La producción de ChilcaUno presenta un incremento a partir de septiembre de 2012 debido al inicio de operación de la turbina a vapor de ciclo combinado, a partir del cual presenta una producción promedio anual de 5.862,52 GW.h.
- La producción de Yuncán se ha mantenido estable entre 2011 – 2015, con una producción promedio anual de 923,49 GW.h.
- En el caso de Quitaracsa, recién entró en operación en octubre de 2015, generando 88,46 GW.h en aproximadamente 2 meses y medio. Por lo que se proyecta una producción promedio anual de 424,62 GW.h ($= 12 * 88,46 / 2,5$).

Sobre la producción base estimada, se utilizan tasas de crecimiento para proyectar la demanda de Engie en base a un modelo econométrico, el cual toma como referencia el modelo econométrico usado por OSINERGMIN en la proyección de la demanda de energía²⁶.

El modelo general utilizado por OSINERGMIN modela el logaritmo natural de las ventas (LOG(VTAS)) en base a: una constante (C), el logaritmo natural del PBI (LOG(PBI)), el logaritmo natural de la población (LOG(POB)), y el logaritmo natural de la tarifa (LOG(TARIF)), según se detalla en el siguiente cuadro.

Modelo de proyección de demanda - OSINERGMIN

Dependent Variable: LOG(VTAS)				
Method: Least Squares				
Date: 11/06/15 Time: 13:32				
Sample (adjusted): 1981 2015				
Included observations: 35 after adjustments				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-15.447920	0.41730	-37.01839	0.00000
LOG(PBI)	0.736358	0.02280	32.30077	0.00000
LOG(POB)	1.625375	0.05970	27.22485	0.00000
LOG(TARIF)	-0.076206	0.01898	-4.01619	0.00030
R-squared	0.99820	Mean dependent var		9.33723
Adjusted R-sq	0.99803	S.D. dependent var		0.50481
S.E. of regress	0.02242	Akaike info criterion		-4.65058
Sum squared r	0.01558	Schwarz criterion		-4.473
Log likelihood	85.38505	Hannan-Quinn criter.		-4.58921
F-statistic	5735.78700	Durbin-Watson stat		2.04765
Prob(F-statistic	0.00000			

Fuente: OSINERGMIN.

Para realizar estimaciones sobre el crecimiento de la demanda de Engie se utilizó la mayor cantidad de información histórica de demanda disponible de Engie. Es así que al analizar la producción de energía de Engie en el periodo 2004-2015, se consideró la data de la central hidroeléctrica Yuncán para el periodo 2006-2015. Se descartó la información de las centrales Ilo 1 e Ilo 2 debido a los constantes *shocks* temporales que han sufrido su producción a lo largo del periodo analizado. Asimismo, debido al único *shock* temporal observado en la central Yuncán en el año 2010, se consideró un ajuste en la producción de dicho año²⁷.

Para determinar qué modelo utilizar para las proyecciones, se consideró, inicialmente, un modelo general que incluya las posibles variables que podrían explicar el comportamiento de la producción de energía de Engie. Es así que se realizó una regresión del logaritmo natural de la producción de energía de la central Yuncán (Ln(Producción)) sobre el logaritmo natural del PBI (Ln(PBI)), el logaritmo natural de la población (Ln(Población)), el logaritmo natural del precio, el coeficiente de electrificación nacional (Coef.nacional), el coeficiente de electrificación rural (Coef.rural) y una constante (C), según se detalla en el siguiente cuadro.

²⁶ El referido modelo de OSINERGMIN se detalla en el anexo B del Estudio Técnico Económico de Determinación de Precios de Potencia y Energía en Barras para la Fijación Tarifaria de mayo 2016, el cual fue realizado por el Subcomité de Generadores del COES en el marco del proceso de fijación tarifaria mayo 2016 – abril 2017, y se encuentra en el siguiente enlace: http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/institucional/regulacion-tarifaria/procesos-regulatorios/electricidad/tarifas-en-barra/proc-fijacion-mayo2016-abril2017/pres_subcomit_generad_COES

²⁷ Para efectos del modelo econométrico, se reemplazó la producción de la central Yuncán del año 2010 por el promedio aritmético de la producción del 2009 y 2011.

Modelo de proyección de demanda inicial

Dependent Variable: Ln(Producción)				
Method: Least Squares				
Date:				
Sample (adjusted): 2007 2014				
Included observations: 8 after adjustments				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	21.9097	7.5423	2.90	0.1009
Ln(PBI)	0.3598	0.4140	0.87	0.4765
Ln(Población)	-6.1875	2.2383	-2.76	0.1097
Ln(Precio)	-0.1578	0.0882	-1.79	0.2153
Coef.nacional	1.9950	1.2716	1.57	0.2572
Coef.rural	0.4072	0.2591	1.57	0.2566
R-squared	0.9933	Mean dependent var		6.7578
Adjusted R-squared	0.9767	S.D. dependent var		0.0725
S.E. of regression	0.0111	Akaike info criterion		-6.0544
Sum squared res	0.0002	Schwarz criterion		-5.9948
Log likelihood	30.22	Hannan-Quinn criter.		-6.4562
F-statistic	59.65	Durbin-Watson stat		2.6521
Prob(F-statistic)	0.0166			

Fuente: Elaboración propia, 2016.

Sin embargo, al realizar las pruebas t de Student, se observan problemas de significancia estadística en los coeficientes de las variables consideradas en el modelo. Por lo que se evalúan otros modelos, eliminando una por una las variables con menor nivel de significancia. Luego de varias pruebas, se concluye que el mejor modelo para la estimación del crecimiento de la demanda de Engie es el que depende del coeficiente de electrificación nacional, según se detalla a continuación.

Modelo de proyección de demanda de Engie²⁸

Dependent Variable: Ln(Producción)				
Method: Least Squares				
Date:				
Sample (adjusted): 2007 2014				
Included observations: 8 after adjustments				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-82.1266	7.5266	-10.91	0.0000
Coef.nacional^0	89.0510	7.5407	11.81	0.0000
R-squared	0.9588	Mean dependent var		6.7578
Adjusted R-squared	0.9519	S.D. dependent var		0.0725
S.E. of regression	0.0159	Akaike info criterion		-5.2311
Sum squared res	0.0015	Schwarz criterion		-5.2112
Log likelihood	22.92	Hannan-Quinn criter.		-5.3650
F-statistic	139.46	Durbin-Watson stat		2.4861
Prob(F-statistic)	0.0000			

Fuente: Elaboración propia, 2016.

El modelo considerado estima el Ln(Producción) en base a una constante y al coeficiente de electrificación nacional elevado a la 0,01. Es preciso mencionar que el exponente del coeficiente de electrificación nacional utilizado, se estimó a través de un proceso de optimización, y maximiza el coeficiente de determinación del modelo.

²⁸ El coeficiente de electrificación nacional se define como el número de personas con acceso a energía eléctrica (clientes del sistema) / total de la población nacional. Si bien esta variable es un índice, recoge la razón entre la población y la población con acceso a energía eléctrica. Este efecto solo es posible de medir a través de una razón (ratio), por lo que se considera apropiado para los fines de proyección de demanda de energía del modelo.

Para la estimación del crecimiento de la demanda de Engie a través del modelo presentado líneas arriba se consideraron las proyecciones del coeficiente de electrificación nacional realizadas por el MINEM para el periodo 2016-2025. Para los años posteriores se asume el mismo coeficiente de electrificación del año 2025. El detalle de la tasa de crecimiento estimada, a utilizar en la proyección de demanda de Engie, se detallan en los siguientes cuadros²⁹.

Estimación del crecimiento de la demanda 2015-2020

	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Coef.nacional	0,9330	0,9510	0,9640	0,9730	0,9830	0,9920
Ln(Producción) estimado	6,8626	6,8796	6,8917	6,8999	6,9090	6,9172
Producción estimada GW.h	955,83	972,22	984,05	992,22	1.001,29	1.009,45
Δ% Producción	1,26%	1,72%	1,22%	0,83%	0,91%	0,81%

Fuente: MINEM, Engie. Elaboración propia.

Estimación del crecimiento de la demanda 2021-2026

	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Coef.nacional	0,9950	0,9960	0,9970	0,9980	0,9990	0,9990
Ln(Producción) estimado	6,9199	6,9207	6,9216	6,9225	6,9234	6,9234
Producción estimada GW.h	1.012,17	1.013,08	1.013,98	1.014,89	1.015,79	1.015,79
Δ% Producción	0,27%	0,09%	0,09%	0,09%	0,09%	0,00%

Fuente: MINEM, Engie. Elaboración propia.

Finalmente, se consideraron algunos ajustes sobre la producción base, de manera que se recojan los *shocks* temporales y los riesgos por tipo de central:

- Para las estimaciones de Ilo1, Ilo2 e Ilo3 en el 2016, se considera que el primer semestre tendrá impactos similares a los registrados en los últimos tres meses del 2015 (debido a la congestión en la interconexión centro-sur).
- En el caso particular de las centrales de Yuncán e Quitaracsa, se considera un ajuste adicional, debido a que la producción en estas centrales hidroeléctricas suele ser afectada por la disponibilidad de recursos hídricos. Para Yuncán se estima la producción como el 95% de la producción promedio estimada, y para Quitaracsa, como el 90% de la producción promedio estimada³⁰.
- Adicionalmente, se estimó la venta de energía de: (i) la ampliación de la central Chilca (ChilcaDos), que inició operaciones en mayo 2016, (ii) una de las dos centrales del proyecto energético planta Ilo, que se espera se encuentre operando en el segundo trimestre del 2017, y (iii) el proyecto fotovoltaico Intipampa³¹.

²⁹ El crecimiento de la demanda (variaciones porcentuales) no se aplica a la producción de las centrales Ilo 1, Ilo 2, e Ilo 3 debido a su comportamiento decreciente en el tiempo, ni tampoco a la producción de la futura central fotovoltaica debido a la incertidumbre sobre su producción.

³⁰ Se castiga más Quitaracsa por su reciente inicio de operación (octubre 2015).

³¹ En mayo de 2016 Engie Energía Perú S.A. suscribió un contrato para suministrar energía al SEIN de 108.404 GWh/año, con el proyecto solar fotovoltaico Intipampa, con potencia de central 40 MW, a un precio monómico de 48,50 USD / MWh. Dado que es un proyecto reciente, y no cuenta con otros contratos de suministro, solo se considera la demanda de 108.404 GWh/año.

Proyección de venta energía (GW.h) 2016-2021

	2016	2017	2018	2019	2020	2021
C.T. Ilo 1	119,18	4,39	4,39	4,39	4,39	4,39
C.T. Ilo 2	463,73	32,44	32,44	32,44	32,44	32,44
C.T. Ilo 3	65,09	5,20	5,20	5,20	5,20	5,20
C.T. ChilcaUno	5.937,84	6.010,04	6.059,97	6.115,39	6.165,21	6.181,81
C.H. Yuncán	870,68	881,27	888,59	896,71	904,02	906,45
C.H. Quitaracsa	388,71	415,29	418,74	422,57	426,02	427,16
C.T. ChilcaDos	104,14	247,76	249,82	252,10	254,15	254,84
Nodo Energético Planta Ilo		658,93	885,87	893,97	901,26	903,69
Proyecto Fotovoltaico Intipampa				108,40	108,40	108,40
	7.949,38	8.255,33	8.545,02	8.731,19	8.801,10	8.824,39

Fuente: Elaboración propia, 2016

Proyección de venta energía (GW.h) 2022-2027

	2022	2023	2024	2025	2026	2027
C.T. Ilo 1	4,39	4,39	4,39	4,39	4,39	4,39
C.T. Ilo 2	32,44	32,44	32,44	32,44	32,44	32,44
C.T. Ilo 3	5,20	5,20	5,20	5,20	5,20	5,20
C.T. ChilcaUno	6.187,35	6.192,88	6.198,41	6.203,94	6.203,94	6.203,94
C.H. Yuncán	907,26	908,08	908,89	909,70	909,70	909,70
C.H. Quitaracsa	427,54	427,93	428,31	428,69	428,69	428,69
C.T. ChilcaDos	255,07	255,30	255,52	255,75	255,75	255,75
Nodo Energético Planta Ilo	904,49	905,30	906,11	906,92	906,92	906,92
Proyecto Fotovoltaico Intipampa	108,40	108,40	108,40	108,40	108,40	108,40
	8.832,16	8.839,92	8.847,68	8.855,44	8.855,44	8.855,44

Fuente: Elaboración propia, 2016

Respecto al precio, cabe precisar que la principal fuente de ingresos de Engie es la venta de energía, seguido de los ingresos de potencia y los ingresos de peaje. Estos ingresos dependen directamente de la producción de energía, y en segunda instancia de la potencia. Sin embargo, para el caso específico de los ingresos de potencia, estos se determinan de acuerdo a la potencia registrada en la hora de demanda máxima del mes evaluado, que se determina a nivel de sistema.

En consecuencia, la estimación de los ingresos de peaje no depende directamente de la operación de Engie, sino de la operación conjunta de todo el sistema eléctrico. Lo cual hace que la estimación directa de dicho ingreso sea muy compleja, y requiera la evaluación individual, por hora y mes, de todo el sistema eléctrico.

Para fines prácticos³², y dado que se observa una relación relativamente estable entre los ingresos de potencia y peaje con respecto a los ingresos por venta de energía, se consideró un precio

³² Es importante precisar que otra forma de estimar los ingresos de Engie sería considerar ventas por clientes libres, y ventas por clientes regulados; y estimar estas ventas por separado, según su comportamiento particular. Sin embargo, no existe información detallada que permita realizar dicha evaluación (lo más cercano es venta de energía total -GW.h- por tipo de cliente). Inclusive el regulador (OSINERGMIN) no cuenta con información de las ventas (US\$) por clientes libre y clientes regulados de las empresas generadoras de energía (según información que se pudo obtener de entrevistas con analistas de OSINGERMIN).

unitario; que tiene como premisa implícita que los ingresos de potencia y los ingresos de peaje pueden estimarse en terminos de los ingresos por venta de energía.

Precio unitario por venta de energía (USD 000 / GW.h)

	2011	2012	2013	2014	2015
Ventas (energía, potencia, peaje, y compensaciones) (USD 000)	412.986	488.559	602.764	613.396	710.376
Producción (GW.h)	4.675	5.782	7.718	7.098	7.172
Precio (USD 000 / GW.h)	88,33	84,50	78,10	86,41	99,05

Fuente: Elaboración propia, 2016

Para estimar el crecimiento del precio unitario proyectado se consideró el comportamiento de mediano plazo del ratio Ventas / Producción, estimando una tasa promedio de crecimiento del precio de 0,90%, calculada como el promedio aritmetico de la variacion porcentual de la relación Ventas / Producción en el periodo 2004-2015, según se detalla en las siguientes tablas.

Evolución del ratio Ventas / Producción 2004-2009

	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Ventas (miles de USD)	174.052	192.551	201.919	274.473	446.137	372.257
Producción (GW.h)	1.652	1.550	2.249	3.823	4.823	4.750
Ventas / Producción	105,36	124,20	89,77	71,79	92,50	78,38
Δ%		17,87%	-27,72%	-20,03%	28,85%	-15,27%

Fuente: Elaboración propia, 2016

Evolución del ratio Ventas / Producción 2010-2015

	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Ventas (miles de USD)	398.909	416.709	496.128	609.917	618.881	713.722
Producción (GW.h)	4.689	4.675	5.782	7.718	7.098	7.172
Ventas / Producción	85,08	89,13	85,81	79,03	87,19	99,51
Δ%	8,56%	4,76%	-3,73%	-7,90%	10,33%	14,14%

Fuente: Elaboración propia, 2016

La relación ingresos (energía, potencia y peaje) - producción de energía, registra un promedio de 87,28 miles de USD / GW.h en los últimos 5 años para Engie. Para la proyección se consideran los valores obtenido el 2015 (99,0451 miles de USD por GW.h), y un crecimiento estable de 0,09% para los años 2016 – 2026 según lo mencionado líneas arriba³³. Para el caso de la central fotovoltaica, se considera como precio base de la energía los 48,50 USD / MW.h a los que fue adjudicado el proyecto.

³³ Se adopta de manera moderada este crecimiento, ya que las estimaciones realizadas tomando en cuenta la regulación del precio de la energía resultan muy elevadas. En particular, al estimar el FAPEM (Factor de actualización del precio de la energía a nivel generación en las Subestaciones Base del Sistema), se obtienen ajustes anuales que van desde 0,24% hasta 16,40%. Las estimaciones del FAPEM se realizaron con proyecciones del MEF (en el Marco Macroeconómico Multianual 2017-2019 Revisado) y del *U.S. Energy Information Administration* (en el *Annual Energy Outlook 2016*).

Cabe recordar que el FAPEM es un factor que utiliza OSINEGMIN para actualizar los precios en barra fijados anualmente, y que este factor depende de las variaciones porcentuales de: el tipo de cambio, el precio del petróleo diésel N° 2, el precio del petróleo residual N° 6, el precio del gas natural, y el precio del carbón bituminoso; los cuales se ponderan con coeficientes que dependen de cada barra del sistema. El detalle de la regulación tarifaria se presenta en el anexo 10.

Anexo 16. Supuestos y consideraciones para la valorización

Para la estimación del flujo de caja proyectado de Engie, se llevaron a cabo además los siguientes supuestos:

Otros supuestos de proyección de flujo de caja

Posición	Valores o porcentajes históricos (promedio 5 años)	Análisis y expectativas	Valores o porcentajes para los próximos años
Otros ingresos (Ventas)	1,0% de los ingresos (energía, potencia, peaje y compensaciones)	La partida otros ingresos, que son parte de las ventas, presenta una tendencia relativamente decreciente, con respecto a los ingresos por energía, potencia, peaje y compensaciones. El valor registrado el 2015 asciende a 0,47%.	2016 - 2026: 0,47% de los ingresos
Costos de insumos (costo de ventas)	45,74% de los ingresos	El costo de combustible, la compra de energía, y el consumo de suministros y repuestos, presentan una tendencia relativamente estable en los últimos 5 años.	2016 - 2026: 45,74% de los ingresos
Mantenimiento (costo de ventas)	1,0% de los ingresos	El costo de mantenimiento de equipos materiales presenta un comportamiento relativamente estable en los últimos 5 años, y se espera que mantenga esta esta proporción.	2016 - 2026: 1,02% de los ingresos
Cargas de personal (costo de ventas)	15.589,40 miles de USD	Las cargas de personal son altamente explicadas por la producción de energía (coeficiente de determinación = 0,94), y se espera se mantenga este comportamiento.	2016 - 2026: 12.807,83 miles de USD + 0,429 miles de USD por GW.h
Otros gastos de generación (costo de ventas)	14.968,20 miles de USD	La partida otros gastos de generación son altamente explicadas por la producción de energía (coeficiente de determinación = 0,80), y se espera se mantenga este comportamiento.	2016 - 2026: - 10.475,80 miles de USD + 3,921 miles de USD por GW.h
Derecho de usufructo y aporte social (costo de ventas)	3.949,00 miles de USD	El costo por derecho de usufructo y aporte social se ha mantenido constante en los últimos 5 años, y se espera se mantenga en ese nivel.	2016 - 2026: 3.949,00 miles de USD
Aporte de las empresas eléctricas (costo de ventas)	0,9% de los ingresos	El aporte de las empresas eléctricas se define como el 1% de las ventas de las empresas, según la normativa vigente.	2016 - 2026: 1,0% de los ingresos
Cargas diversas y otros (gastos de administración)	1,35% de los ingresos	Los costos de cargas diversas de gestión, servicio prestados por terceros, y tributos, presentan una tendencia relativamente estable en los últimos 5 años.	2016 - 2026: 1,35% de los ingresos
Cargas de personal (gastos de administración)	12.993,80 miles de USD	Las cargas de personal son altamente explicadas por la producción de energía (coeficiente de determinación = 0,99), y se espera se mantenga este comportamiento.	2016 - 2026: 3.031,76 miles de USD + 1,535 miles de USD por GW.h
Servicios de asistencia (gastos de administración)	752,00 miles de USD	Los costos de servicios de asistencia administrativa, financiera y técnica son altamente explicadas por la producción de energía (coeficiente de determinación = 0,88), y se espera se mantenga este comportamiento.	2016 - 2026: 602,81 miles de USD + 0,023 miles de USD por GW.h
Otros ingresos operativos	0,51% de los ingresos	Los otros ingresos operativos presentan una tendencia decreciente en los últimos 5 años. En el último año se observó un valor de 0,08% de los ingresos.	2016 - 2026: 0,08% de los ingresos

Posición	Valores o porcentajes históricos (promedio 5 años)	Análisis y expectativas	Valores o porcentajes para los próximos años
Otros gastos operativos	0,46% de los ingresos	Los otros gastos operativos presentan una tendencia creciente (en términos absolutos) en los últimos 5 años. En el último año se observó un valor de 0,69% de los ingresos.	2016 - 2026: 0,69% de los ingresos
Capital de trabajo	Rotación (días): CxC: 45 Inventario: 60 CxP: 45 (redondeo últimos 3 años)	Para el capital de trabajo se estiman los días de rotación de las cuentas por cobrar (CxC), inventario, y cuentas por pagar (CxP). Para el cálculo se considera el redondeo al múltiplo de 5 más cercano, considerando los 3 últimos años (con excepción de la rotación de inventario del 2014, debido a su comportamiento atípico).	Rotación (días): CxC: 45 Inventario: 60 CxP: 45
Gastos de capital	64.912,20 miles de USD	Los gastos de capital presentan un comportamiento variable, y dependen de los proyectos en ejecución de Engie. En ese sentido, se considera la ejecución del proyecto Intipampa con un monto inversión referencial de USD 71,5 millones, de tal modo que inicie operación el 2019; así como gastos de capital de tipo mantenimiento de activos, mantengan el ritmo de reinversión de Engie con el objetivo de mantener el valor del activo en el tiempo.	Capex: 0.85% del activo no corriente del año anterior 2017 – 2018 (proyecto Intipampa): 35.750,00 miles de USD
Depreciación	40.686,20 miles de USD	La depreciación presenta una tendencia creciente en los últimos 5 años, pasando de 32.121,00 miles de USD el 2011, a USD 49.589,00 el 2015. Se considera que la depreciación se mantendrá a los niveles relativos respecto al activo no corriente, de 3.25% para depreciación y 0.15% amortización.	Depreciación: 3,39% respecto al activo no corriente del año anterior.
Impuesto a la renta y participación de trabajadores	29,5 y 5%	Según la normativa vigente, se considera que el impuesto a la renta es 29,5%. La participación de trabajadores se mantiene constante en 5%. Adicionalmente, se considera el pago del impuesto a las ganancias diferido al 31.12.2015. Este pasivo surge a raíz de diferencias entre los cálculos contables y tributarios, por lo que se considera el pago de este pasivo durante la vida promedio de los activos.	2016 - 2026: 33,03%

Fuente: Elaboración propia, 2016

Asimismo, se consideran valores de mercado de deuda y capital al cierre de junio 2016, se mantiene la relación deuda-capital constante; y se asume un tipo de cambio de 3,30 S/ por USD. Se considera pago de dividendos del 30%.

El costo de la deuda para flujos en USD se estima en 5,01% a partir de el promedio de el costo de deuda de Engie para: flujos en USD de los bonos de la tercera y sexta emisión del primer programa (YTM), con vencimiento para los años 2028 y 2025 respectivamente; inversiones de largo plazo, y arrendamiento financiero.

Anexo 17. Flujo de caja libre de la firma

Estado de ganancias y pérdidas proyectado

En miles de USD	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Ventas	798.139	836.279	873.378	897.911	913.226	923.849	932.944	942.128	951.401	960.765	969.368
Ventas por C. térmicas e hidráulicas	794.397	832.359	869.283	885.049	900.215	910.709	919.683	928.744	937.894	947.132	955.614
Producción (GW.h)	7.949	8.255	8.545	8.623	8.693	8.716	8.724	8.732	8.739	8.747	8.747
Precio (USD 000 / GW.h)	99,93	100,83	101,73	102,64	103,56	104,49	105,42	106,37	107,32	108,28	109,25
Venta por C. fotovoltaica				8.694	8.772	8.850	8.929	9.009	9.090	9.171	9.254
Producción (GW.h)				108	108	108	108	108	108	108	108
Precio (USD 000 / GW.h)	78,08	78,78	79,49	80,20	80,92	81,64	82,37	83,11	83,85	84,60	85,36
Otros ingresos	3.742	3.921	4.094	4.169	4.240	4.290	4.332	4.375	4.418	4.461	4.501
Costo de ventas	-420.325	-439.789	-458.687	-471.180	-478.766	-483.918	-488.276	-492.676	-497.119	-501.605	-505.695
Margen bruto	377.814	396.491	414.691	426.731	434.461	439.932	444.669	449.452	454.283	459.161	463.673
Gastos de administración	-26.774	-27.765	-28.716	-29.337	-29.653	-29.832	-29.967	-30.102	-30.239	-30.378	-30.494
Otros ingresos y/o gastos (neto)	-4.900	-5.134	-5.362	-5.513	-5.607	-5.672	-5.728	-5.785	-5.842	-5.899	-5.952
EBITDA	346.140	363.591	380.613	391.881	399.201	404.427	408.974	413.565	418.202	422.884	427.228
Depreciación y amortización	-51.827	-51.827	-51.827	-53.416	-53.416	-53.416	-53.416	-53.416	-53.416	-53.416	-53.416
EBIT	294.313	311.764	328.786	338.465	345.785	351.012	355.558	360.149	364.786	369.468	373.812
Impuestos	-97.197	-102.960	-108.581	-111.778	-114.196	-115.922	-117.423	-118.939	-120.470	-122.017	-123.451
EBIT x (1-t)	197.116	208.804	220.204	226.687	231.590	235.090	238.135	241.210	244.315	247.451	250.361
EBIT	294.313	311.764	328.786	338.465	345.785	351.012	355.558	360.149	364.786	369.468	373.812
Gastos financieros	-35.635	-36.253	-36.851	-37.430	-37.392	-37.353	-37.312	-37.270	-37.225	-37.179	-37.131
EBT	258.678	275.511	291.935	301.035	308.394	313.659	318.246	322.880	327.561	332.289	336.681
Impuestos	-85.428	-90.988	-96.411	-99.417	-101.847	-103.586	-105.101	-106.631	-108.177	-109.738	-111.189
Utilidad neta	173.249	184.524	195.523	201.618	206.547	210.073	213.145	216.249	219.384	222.551	225.492

Fuente: Elaboración propia, 2016

Balance general proyectado (activo)

En miles de USD	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
ACTIVO											
Activo corriente	232.558	365.340	505.300	283.593	287.886	290.845	293.369	295.917	298.491	301.089	303.471
Caja	35.535	160.314	292.496	65.647	66.767	67.544	68.209	68.880	69.558	70.243	70.872
Cuentas por cobrar (neto)	96.568	101.183	105.672	108.640	110.493	111.778	112.879	113.990	115.112	116.245	117.286
Existencias (neto)	73.154	76.542	79.831	82.005	83.325	84.222	84.981	85.746	86.520	87.300	88.012
Otros activos corrientes	27.301	27.301	27.301	27.301	27.301	27.301	27.301	27.301	27.301	27.301	27.301
Activo no corriente	1.941.614	1.977.364	2.013.114	2.013.114	2.013.114	2.013.114	2.013.114	2.013.114	2.013.114	2.013.114	2.013.114
Activos fijos netos	1.785.900	1.821.650	1.857.400	1.857.400	1.857.400	1.857.400	1.857.400	1.857.400	1.857.400	1.857.400	1.857.400
Activos fijos brutos	2.226.527	2.314.104	2.401.681	2.455.097	2.508.513	2.561.929	2.615.345	2.668.760	2.722.176	2.775.592	2.829.008
Depreciación acumulada	440.627	492.454	544.281	597.697	651.113	704.529	757.945	811.360	864.776	918.192	971.608
Depreciación	51.827	51.827	51.827	53.416	53.416	53.416	53.416	53.416	53.416	53.416	53.416
Otros activos a largo plazo	155.714	155.714	155.714	155.714	155.714	155.714	155.714	155.714	155.714	155.714	155.714
Total activo	2.174.172	2.342.704	2.518.414	2.296.707	2.301.000	2.303.959	2.306.483	2.309.031	2.311.605	2.314.203	2.316.585

Fuente: Elaboración propia, 2016

Balance general proyectado (pasivo y patrimonio)

En miles de USD	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
PASIVO											
Pasivo corriente	318.183	320.505	322.760	324.250	325.155	325.770	326.290	326.815	327.345	327.880	328.368
Cuentas por pagar comerciales	50.144	52.466	54.721	56.211	57.116	57.731	58.251	58.776	59.306	59.841	60.329
Préstamos a corto plazo	210.388	210.388	210.388	210.388	210.388	210.388	210.388	210.388	210.388	210.388	210.388
Otro pasivo a corto plazo	57.651	57.651	57.651	57.651	57.651	57.651	57.651	57.651	57.651	57.651	57.651
Pasivo no corriente	861.407	875.616	889.372	888.465	887.539	886.571	885.562	884.509	883.411	882.266	881.071
Obligaciones financieras	712.487	726.696	740.452	739.545	738.619	737.651	736.642	735.589	734.491	733.346	732.151
Bonos corporativos	186.316	149.584	123.989	123.989	111.080	111.080	111.080	111.080	111.080	86.080	10.000
Largo plazo	100.796	59.847	57.129	54.411	0	0	0	0	0	0	0
Arrendamientos Financieros	425.376	293.079	188.156	132.971	75.174	14.638	0	0	0	0	0

En miles de USD	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Nueva deuda de largo plazo	0	224.187	371.178	428.174	552.365	611.933	625.562	624.509	623.411	647.266	722.151
Otros pasivos a largo plazo	148.920	148.920	148.920	148.920	148.920	148.920	148.920	148.920	148.920	148.920	148.920
Total pasivo	1.179.591	1.196.121	1.212.132	1.212.716	1.212.694	1.212.341	1.211.852	1.211.324	1.210.756	1.210.146	1.209.439
PATRIMONIO											
Capital social emitido	255.001	276.542	298.083	298.083	298.083	298.083	298.083	298.083	298.083	298.083	298.083
Reserva legal	51.000	55.308	59.617	59.617	59.617	59.617	59.617	59.617	59.617	59.617	59.617
Resultados acumulados	688.581	814.731	948.582	726.292	730.607	733.918	736.931	740.007	743.149	746.357	749.446
Total patrimonio	994.582	1.146.582	1.306.282	1.083.992	1.088.307	1.091.618	1.094.631	1.097.707	1.100.849	1.104.057	1.107.145
Total pasivo + patrimonio	2.174.172	2.342.704	2.518.414	2.296.707	2.301.000	2.303.959	2.306.483	2.309.031	2.311.605	2.314.203	2.316.585

Fuente: Elaboración propia, 2016

Flujo de caja proyectado (2016-2026)

En miles de USD	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
EBIT x (1-T)	197.116	208.804	220.204	226.687	231.590	235.090	238.135	241.210	244.315	247.451	250.361
Depreciación y amortización	51.827	51.827	51.827	53.416	53.416	53.416	53.416	53.416	53.416	53.416	53.416
Variación de capital de trabajo	-5.680	-5.523	-3.652	-2.268	-1.567	-1.339	-1.352	-1.365	-1.379	-1.265	-1.276
Inversiones	-51.827	-87.577	-87.577	-53.416	-53.416	-53.416	-53.416	-53.416	-53.416	-53.416	-53.416
FCFF	191.436	167.531	180.802	224.419	230.022	233.751	236.783	239.845	242.937	246.186	249.084

Fuente: Elaboración propia, 2016

Flujo de caja proyectado (2S2016-2026)

En miles de USD	2S2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
EBIT x (1-T)	94.061	208.804	220.204	226.687	231.590	235.090	238.135	241.210	244.315	247.451	250.361
Depreciación y amortización	23.724	51.827	51.827	53.416	53.416	53.416	53.416	53.416	53.416	53.416	53.416
Variación de capital de trabajo	-2.840	-5.523	-3.652	-2.268	-1.567	-1.339	-1.352	-1.365	-1.379	-1.265	-1.276
Inversiones	-45.089	-87.577	-87.577	-53.416	-53.416	-53.416	-53.416	-53.416	-53.416	-53.416	-53.416
FCFF	69.856	167.531	180.802	224.419	230.022	233.751	236.783	239.845	242.937	246.186	249.084

Fuente: Elaboración propia, 2016

Nota biográfica

Norma Huanqui Quijano

Contadora pública por la Pontificia Universidad Católica del Perú, actualmente se encuentra cursando la Maestría en Finanzas Corporativas de la Universidad del Pacífico. Cuenta con 9 años de experiencia profesional en empresas del sector servicios y financieros, desempeñándose tanto en el área de contabilidad como de impuestos. Actualmente se encuentra desempeñando el cargo de analista de contabilidad en el Banco de Crédito del Perú.

Elizabeth Llauca Tornero

Licenciada en Economía, graduada de la Universidad Nacional Mayor de San Marcos, se encuentra cursando la maestría en Finanzas Corporativas de la Universidad del Pacífico. Cuenta con 10 años de experiencia en el área de finanzas dentro del sector bancario y de telecomunicaciones. Actualmente se desempeña como analista senior en el área de Planeamiento Financiero de DIRECTV Perú.

Elizabeth Mujica Guerra

Licenciada en Administración de Empresas, graduada de la Universidad Nacional Mayor de San Marcos, actualmente se encuentra cursando la Maestría en Finanzas Corporativas en la Universidad del Pacífico. Cuenta con 10 años de experiencia en áreas financieras en los sectores construcción y telecomunicaciones. Actualmente se encuentra desempeñando el cargo de jefa de Tesorería en una constructora del país.