



“VALORIZACIÓN DE LA EMPRESA ENGIE S.A.”

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

Presentado por

Sr. Augusto Burgos Moquillaza

Sr. Ricardo Ángeles Sánchez

Sr. Daniel Montoya Roncal

Asesor: Profesor Alfredo Aguilar

2017

Dedicamos el presente trabajo a nuestras familias,
por todo su apoyo y comprensión incondicional para
culminar esta etapa de nuestras vidas.

Agradecemos a nuestros amigos, profesores y asesor por todas sus observaciones, aportes y críticas al presente documento.

Resumen ejecutivo

El presente trabajo corresponde a la valorización de Engie a través del método de flujo de caja descontado, método de múltiplos y método de dividendos descontados.

Cabe indicar que el input analizado para esta valorización corresponde a información disponible a diciembre de 2016, considerando las principales variables endógenas y exógenas que afectan directamente al flujo de caja libre de la compañía. Asimismo, se ha consultado y entrevistado a algunos de los especialistas claves del sector, como el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (Osinergmin), analistas de casas de bolsa del sector eléctrico que cubren las principales empresas que listan en la Bolsa de Valores de Lima y al gerente financiero de Engie, el Sr. Eduardo Milligan Wenzel.

Después de analizar los resultados del valor fundamental a través de los tres métodos de valorización descritos anteriormente, se optó por considerar el calculado a través del método de flujo de caja descontado, debido a que los supuestos empleados son más consistentes en comparación con el método de múltiplos y dividendos descontados.

Finalmente, uno de los principales *drivers* que sustenta el crecimiento proyectado de Engie corresponde al *Backlog* de clientes que mantiene la compañía y al proceso de destrabe de proyectos de infraestructura a través del nuevo gobierno “promercado”, que influye indirectamente a favor de Engie. Por tal motivo, la recomendación de inversión es sobreponderar, debido al valor fundamental por acción de PEN 12,80, por encima del precio de mercado al cierre de diciembre de 2016.

Índice de contenidos

Índice de tablas.....	viii
Índice de gráficos	ix
Índice de anexos	x
Capítulo I. Introducción.....	1
Capítulo II. Descripción del negocio.....	2
1. Fuentes de generación de energía	2
2. Tipos de clientes.....	2
3. Áreas geográficas.....	3
4. Hechos de importancia.....	3
5. Estructura y composición accionaria	3
6. Organigrama y puestos clave	5
7. Ciclo de vida	5
8. Cadena de valor.....	6
Capítulo III. Análisis del macroambiente.....	8
1. PESTLE	8
2. FODA.....	8
Capítulo IV. Descripción y análisis de la industria.....	10
1. Sector eléctrico peruano.....	10
2. Análisis de Porter	10
3. Principales competidores	12
4. <i>Market share</i>	13
Capítulo V. Posicionamiento competitivo y factores organizativos y sociales.....	14
1. Visión, misión y valores.....	14

2. Identificación de la propuesta de valor	14
3. Matriz Canvas - modelo de negocio.....	14
4. Ventajas comparativas y ventajas competitivas	15
5. Posicionamiento competitivo	16
6. Revelamiento de la estrategia aplicada	16
7. Factores organizativos y sociales	17
Capítulo VI. Análisis financiero y características de la inversión	18
1. Finanzas operativas	18
1.1. Análisis financiero de la empresa	18
1.1.1. Análisis de ratios financieros	18
1.1.2. Análisis horizontal	19
1.1.3. Análisis vertical.....	20
1.2. Análisis NOF – FM.....	20
2. Finanzas estructurales	21
2.1. Políticas financieras de la empresa	21
2.2. Características de la inversión.....	21
2.3. Coherencia de políticas – análisis Dupont	22
2.4. Análisis del financiamiento.....	23
3. Diagnóstico	24
Capítulo VII. Valoración	25
1. Supuestos de proyección.....	25
2. Determinación de flujos de caja libre.....	25
3. Determinación del costo de capital	27
4. Métodos de valorización	29
4.1. Método valor de los dividendos	29
4.2. Método de flujo de caja descontado.....	29
4.3. Método de múltiplos	32
5. Justificación del uso de métodos.....	32

Capítulo VIII. Análisis de riesgos	34
1. Riesgos de la empresa	34
2. Análisis de sensibilidad.....	34
3. Simulación de Montecarlo	35
Capítulo IX. Resumen de inversión	37
1. Conclusiones y recomendaciones	37
Bibliografía	38
Anexos	41
Nota biográfica	69

Índice de tablas

Tabla 1.	Permanencia promedio de principales ejecutivos.....	5
Tabla 2.	Etapas en el ciclo de vida del producto	6
Tabla 3.	Análisis PESTLE.....	8
Tabla 4.	Matriz de acciones estratégicas	9
Tabla 5.	<i>Market share</i>	13
Tabla 6.	Ratios financieros comparativos.....	19
Tabla 7.	Análisis horizontal.....	19
Tabla 8.	Análisis vertical.....	20
Tabla 9.	Análisis Dupont.....	22
Tabla 10.	Método de dividendos descontado	29
Tabla 11.	Método de flujo de caja descontado	30
Tabla 12.	Método de múltiplos.....	32
Tabla 13.	Resumen de valores fundamentales.....	33
Tabla 14.	Descripción de riesgos.....	34
Tabla 15.	Análisis de sensibilidad	34

Índice de gráficos

Gráfico 1.	Principales hechos de importancia	3
Gráfico 2.	Estructura accionaria 2016	4
Gráfico 3.	Evolución del precio y volumen negociado	4
Gráfico 4.	Cadena de valor	6
Gráfico 5.	Análisis FODA	9
Gráfico 6.	Análisis de Porter	10
Gráfico 7.	Matriz Canvas.....	15
Gráfico 8.	Ratio de pago de dividendos.....	21
Gráfico 9.	Evolución de ventas y adición en activos fijos.....	22
Gráfico 10.	Tipo de deuda financiera	23
Gráfico 11.	Costo medio ponderado de capital WACC.....	27
Gráfico 12.	Distribución anual del Tipo de Cambio.....	31
Gráfico 13.	Distribución de valores probables	35
Gráfico 14.	Análisis de simulación de Montecarlo.....	36

Índice de anexos

Anexo 1.	Evolución de generación de energía por tipo de fuente.....	42
Anexo 2.	Producción de energía por tipo de fuente	42
Anexo 3.	Evolución de generación hidroeléctrica/termoeléctrica a nivel nacional y de Engie.....	43
Anexo 4.	Evolución de venta de energía por tipo de cliente a nivel nacional.....	44
Anexo 5.	Evolución de Backlog de Engie.....	46
Anexo 6.	Composición de ingresos de Engie.....	49
Anexo 7.	Ubicación de plantas de generación eléctrica.....	49
Anexo 8.	Hechos de importancia de ventas	49
Anexo 9.	Organigrama de Engie.....	50
Anexo 10.	Análisis PESTLE.....	50
Anexo 11.	Análisis FODA	53
Anexo 12.	Generación del sector eléctrico.....	53
Anexo 13.	Análisis de Porter	54
Anexo 14.	Ubicación geográfica de los principales generadores de electricidad	55
Anexo 15.	Principales indicadores financieros	56
Anexo 16.	Plazo de las deudas financieras	60
Anexo 17.	Componentes del CAPM.....	62
Anexo 18.	Método de dividendos descontado	62
Anexo 19.	Método de flujo de caja descontado	63
Anexo 20.	Método de múltiplos.....	65
Anexo 21.	Simulación de Montecarlo.....	66
Anexo 22.	Probabilidad de manipulación	67

Capítulo I. Introducción

Engie es una empresa generadora de energía que inició sus operaciones en el año 1996. Durante el 2016 se posicionó como la segunda empresa generadora de energía eléctrica del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, con una generación de 6.417 GWh durante ese año, y una participación de 13% en el total de energía generada en el sistema.. Durante los últimos cinco años, Engie tuvo un plan de inversión agresivo con la finalidad de aumentar su capacidad de planta y generar flujos futuros. Durante el 2016, inició operaciones el proyecto Chilca 2, Nodo Energético y ganó la licitación para operar la planta solar de Intipampa, que entraría en producción comercial durante el segundo trimestre del 2017.

La estructura del presente trabajo se compone de ocho capítulos: en el capítulo I se presenta la introducción; en el capítulo II, la descripción del negocio en el que participa la empresa, sus tipos de clientes, la segmentación geográfica, hechos de importancia, composición accionaria, organigrama, ciclo de vida y la cadena valor. En el capítulo III se describe el análisis PESTLE y FODA.

En el capítulo IV se realiza la descripción y análisis de la industria a través del análisis Porter, los principales competidores y el *market share*. El capítulo V describe la visión, misión y valores de Engie, la identificación de la propuesta de valor, matriz Canvas y las ventajas comparativas y competitivas, su posicionamiento competitivo, las estrategias empleadas por tipo de cliente y los factores organizativos y sociales. En el capítulo VI se expone el análisis financiero a través de sus ratios financieros, análisis horizontal y vertical, fondo de maniobra y necesidad operativa de fondos. Asimismo, se analiza las finanzas estructurales a través de las políticas financieras de la empresa, características de la inversión, la coherencia de políticas y el análisis financiero. En el capítulo VII se realiza la valorización de la empresa a través de los métodos de flujo de caja descontado, dividendos descontados y múltiplos. En el capítulo VIII se describe la matriz de riesgos y se realiza el análisis de sensibilidad y simulación de Montecarlo. Por último, en el capítulo IX se encuentran las conclusiones y recomendaciones.

Capítulo II. Descripción del negocio

Engie es una empresa perteneciente al grupo ENGIE (antes GDF Suez), compañía francesa que tiene como finalidad la generación de energía eléctrica a nivel nacional. El crecimiento de un país se mide a través de la variación de su producto bruto interno (PBI) y los elementos que lo componen. Sin embargo, los factores que conllevan a un incremento en la producción nacional, es decir, los factores productivos, como el trabajo y el capital, requieren de un insumo imprescindible para lograr movilizar la economía, y ese es, la electricidad.

Como se verá más adelante, el desarrollo y el consumo de electricidad está ligado al aumento del PBI per cápita de un país y, por ende, de manera indirecta a la generación de bienestar en su población. Es por esta razón que se eligió el sector eléctrico como tema de investigación.

1. Fuentes de generación de energía

La generación del mercado peruano fue sostenida a través de las centrales hidroeléctricas en los últimos años. Sin embargo, debido al proyecto de gas natural de Camisea, la evolución de la producción de energía ha mostrado una preferencia por el uso de centrales térmicas sobre las hidroeléctricas (ver anexo 1). Al cierre de 2016, la generación hidráulica y termoeléctrica representó el 48% y 50%, respectivamente (ver anexo 2). Engie ha liderado la producción termoeléctrica durante los últimos años (ver anexo 3). Al cierre de 2016, el 86% de la producción total de Engie fue generada a través de sus centrales termoeléctricas.

2. Tipos de clientes

La Ley de Concesiones Eléctricas contempla dos tipos de clientes: clientes regulados, cuyo consumo se encuentra por debajo de 200kw al año y clientes libres, cuyo consumo es superior a dicho límite. Los clientes regulados están sujetos a las normas de precios máximos y cualquier otro pronunciamiento técnico del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin), mientras que los clientes libres pueden negociar libremente las condiciones operativas y de precio con distribuidores o incluso directamente con los generadores. Al cierre de 2016, la venta de energía a nivel nacional a los clientes regulados y libres asciende a 41% y 59%, respectivamente (ver anexo 4). Según la evolución de la estructura del portafolio de clientes de Engie (ver anexo 5), se puede observar una estructura equilibrada entre ambos tipos de clientes.

Asimismo, según se observa en el Backlog comercial, ha diversificado su portafolio aumentando la cartera de clientes en otros sectores de la economía.

La venta de energía representa más del 50% de sus ingresos durante los últimos 5 años; sin embargo, es importante mencionar otros tipos de ingreso como la venta de potencia, ingresos por peaje y las compensaciones (ver anexo 6).

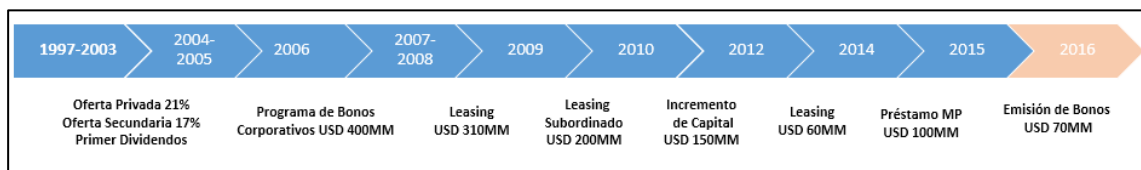
3. Áreas geográficas

Al 31 de diciembre de 2016, la capacidad instalada de Engie fue de 2.673 MW, distribuidas en 6 plantas ubicadas en el centro y sur del país. La distribución de sus plantas es estratégica con relación a su cartera de clientes (ver anexo 7).

4. Hechos de importancia

Desde su constitución a la fecha (1997 – 2007), Engie ha realizado inversiones por más de US\$ 2.000 millones colocándose dentro de las mayores compañías de generación eléctrica del Perú, como se muestra en el gráfico 1. Asimismo, se adjunta los hechos de importancia de índole comercial (ver anexo 8).

Gráfico 1. Principales hechos de importancia

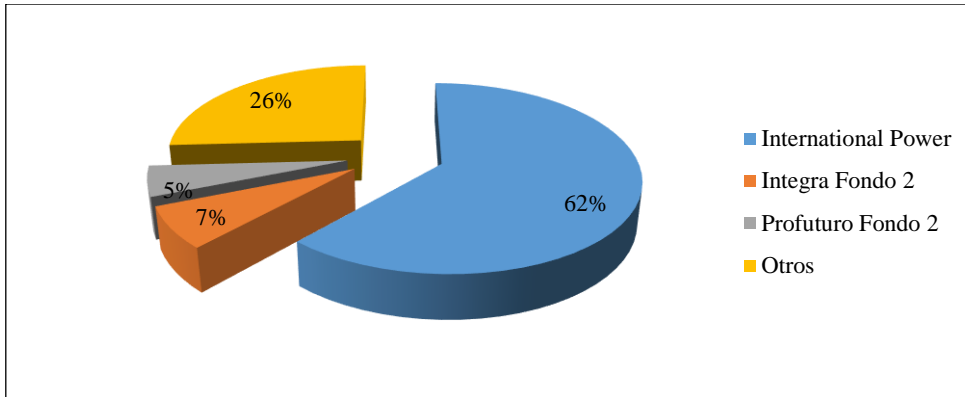


Fuente: Engie, 2016.

5. Estructura y composición accionaria

Al cierre del 2016, el accionariado de Engie se encuentra distribuido como sigue: 62% de participación al grupo Engie, 7,2% al grupo Sura, 5,2% al grupo Scotiabank y 26% a otros inversionistas.

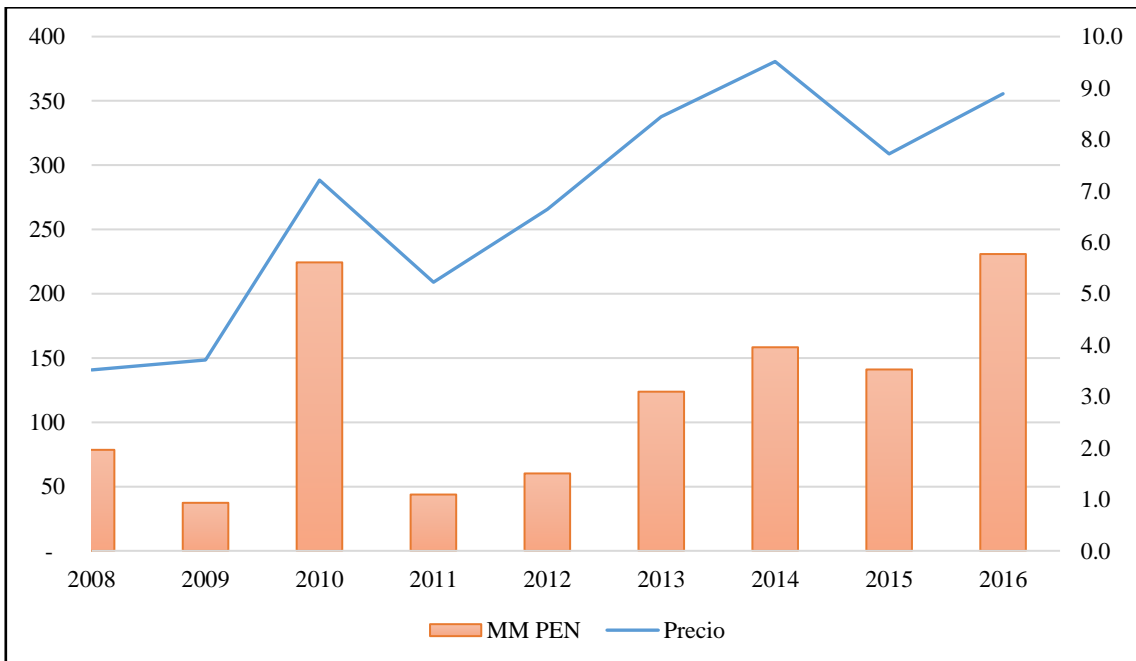
Gráfico 2. Estructura accionaria 2016



Fuente: Memoria Engie, 2016.

Engie mantiene 601.370.011 acciones comunes de un sol de valor nominal cada una e inscritas en la Bolsa de Valores de Lima, cuyo nemónico es ENGIEC1 y cotiza en moneda nacional. La acción se considera líquida según su frecuencia de cotización del 60% publicado en el boletín anual de la Bolsa de Valores de Lima. Asimismo, Engie no cuenta con acciones de inversiones o algún tipo de preferentes.

Gráfico 3. Evolución del precio y volumen negociado



Fuente: Bloomberg, 2016.

6. Organigrama y puestos clave

La permanencia promedio de los funcionarios ejecutivos de primera línea asciende de 2,5 a 3,3 años, reflejando la inexistencia del conflicto de interés, como se muestra en el gráfico 2. Asimismo, se puede observar el organigrama de los principales funcionarios que reportan a la Gerencia General al cierre del ejercicio 2016 en el anexo 9.

Tabla 1. Permanencia promedio de principales ejecutivos

Principales ejecutivos de Engie	2016	2015	2014	2013	2012	2011	2010	2009	2008	2007	2006	2005	Permanencia promedio
Gerente General	Michael Gantois			Alexandre Keisser			Patrick Eeckelers			William Van Twembeke			3.5 años
Gerente de Operaciones	Felissa Ros	Adrianus Van den Broek			Victor Tejada	Paulo Rocha		Axel Leveque				2.8 años	
Gerente Comercial	Daniel Cámac				Rafael Flores			Julio Villafuerte				5.0 años	
Gerente de Administración y Finanzas	Eduardo Milligan			Phillipe Tordoir			André Cangucú				4.0 años		
Contador	Jaime Dioses				No Disponible								5.0 años
Auditoria Externa	Gris y Asociados S. Civil de R.L. (Miembro de Deloitte)											15.0 años	

Fuente: Memoria Engie, 2016.

7. Ciclo de vida

Según Armstrong y Kotler (2013), el ciclo de vida de un producto es el curso de ventas y ganancias de un producto o servicio a lo largo de su existencia. Engie se encuentra en la etapa de crecimiento del ciclo de vida del negocio debido a las principales características del crecimiento del mercado, cambios tecnológicos del producto y competidores. Asimismo, durante los últimos diez años, las tasas compuestas anuales de crecimiento positivas del sector de energía y de Engie confirman la etapa de crecimiento.

Tabla 2. Etapas en el ciclo de vida del producto

Características de la Etapa	Introducción	Crecimiento	Recesión	Madurez	Declive
Rapidez de crecimiento del mercado	Moderada	Alto	Nivelándose	Insignificante	Negativa
Cambio técnico en el diseño del producto	Alto	Moderada	Limitada	Limitada	Limitada
Segmentos	Pocos	Pocos a muchos	Pocos a muchos	Pocos a muchos	Pocos
Competidores	Pequeños	Grandes	Decrecientes	Limitada	Pocos
Rentabilidad	Negativa	Grande	Declive	Grande para grandes poseedores de	Declive

Respuestas normativa de la empresa	Introducción	Crecimiento	Recesión	Madurez	Declive
Metas estratégicas de MKT	Estimular la demanda primaria	Gana Participación	Gana Participación	Mantener la acción	Cosechar
Producto	Calidad	Continuar mejoras de calidad	Racionalizar	Concentrarse en características	No cambiar
Línea de Producto	Angosta	Ampliar	Racionalizar	Mantener longitud de la línea	Reducir la longitud de la línea
Precio	Desnatao(contra penetración)	Reducir	Reducir	Mantener o reducir	Reducir
Canales	Selectivo	Intensivo	Intensivo	Intensivo	Selectiva
Comunicación	Altas	Altas	Altas	Altas o declive	Reducir
Etapa actual de Engie.					
Respuesta de Engie.					

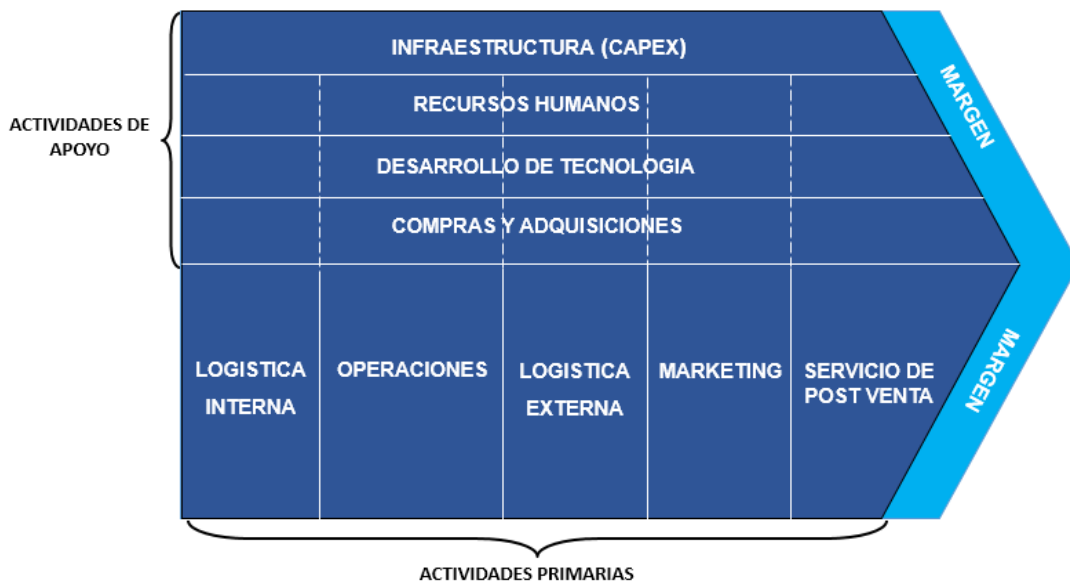
Fuente: Phillip Kotler, 2016.

8. Cadena de valor

Según Michael Porter (1985), la cadena de valor es un modelo teórico que permite describir las actividades de una organización para generar valor al cliente final y a la misma empresa.

Engie opera en toda la cadena de valor energética, desde el upstream hasta el downstream, tanto en electricidad como en gas natural y servicios energéticos a través de las actividades primarias y de apoyo.

Gráfico 4. Cadena de Valor.



Fuente: Michael Porter, 2016.

Engie entrelaza internamente el conjunto de actividades y funciones para suministrar energía al usuario final.

Las actividades primarias de Engie, las que intervienen en la creación del producto, corresponden a la logística de insumos para la generación de energía, su comercialización y el servicio de post-venta al cliente final.

Las actividades de soporte de Engie, las que respaldan a las primarias y viceversa, se encuentran compuestas por la gestión de recursos humanos, compras y adquisiciones de bienes y servicios, y desarrollo tecnológico. Principalmente Engie se encuentra enfocada en su infraestructura, a través de la inversión en capex, con la finalidad de ampliar su capacidad instalada y su respectivo financiamiento.

Finalmente, el margen de Engie, que es el incremento intangible del valor, será reflejado en la generación de energía a través de una variedad de fuentes energéticas, con una capacidad suficiente, para brindar soluciones innovadoras a sus clientes y un excelente servicio postventa.

Capítulo III. Análisis del macroambiente

1. PESTLE

Entre los diferentes enfoques para realizar el análisis del ambiente externo, se ha evaluado que los factores político, económico, social, tecnológico y ecológico son los más relevantes para Engie (ver anexo 10); por lo tanto, se realizó un análisis detallado de los principales aspectos dentro de cada uno de estos factores, resumiendo su grado de impacto y probabilidad.

Tabla 3. Análisis PESTLE

Factor	Impacto	Probabilidad
1. Político		
1.1 Participación estatal en la generación eléctrica	Alto	Baja
1.2 Exportación / Importación de energía	Alto	Media
1.3 Gasto del gobierno	Alto	Baja
2. Económico		
2.1 Variación de precios de <i>commodities</i>	Medio	Media
2.2 Desaceleración económica	Alto	Alta
2.3 Incremento de tasas de interés	Medio	Baja
2.4 Aumento del tipo de cambio	Bajo	Media
3. Social		
3.1 Protestas medioambientales	Alto	Alta
3.2 Escasez local de personal calificado	Bajo	Baja
4. Tecnológico		
4.1 Velocidad de obsolescencia	Alto	Media
4.2 Consumo eléctrico	Alto	Media
5 Legal		
5.1 Restricciones a clientes libres o bajar barreras de entrada	Alto	Baja
6. Ecológico		
6.1 Factores climatológicos	Alto	Media

Fuente: Elaboración propia, 2016.

2. FODA

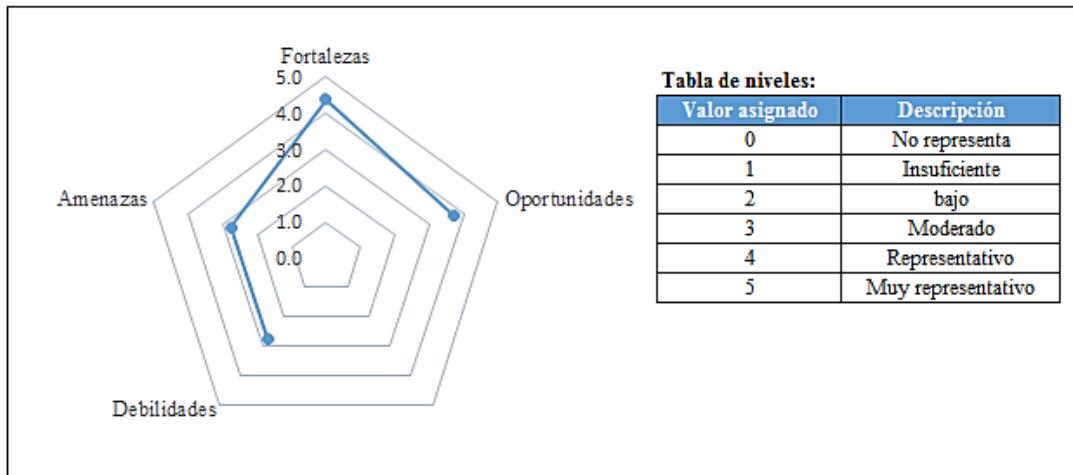
Luego de realizar una evaluación ponderada de las fortalezas, oportunidades, debilidades y amenazas, se ha elaborado una matriz de acciones estratégicas que resultan en cuatro cuadrantes con estrategias propuestas, como se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 4. Matriz de acciones estratégicas

	Fortalezas	Debilidades
	Diversidad de fuentes energéticas	Política agresiva de financiamiento
	Alta capacidad de generación de ingresos	Poca diversificación comercial
Oportunidades	Estrategia Max - Max: inversiones en ampliación y repotenciación en plantas no hídricas	Estrategia Min - Max: reducción de la política de dividendos y mejorar ratios de rendimiento
Aceleración de inversiones por parte del gobierno Efectos climatológicos		
Amenazas	Estrategia Max - Min: contratos de largo plazo y contratación de seguros	Estrategia Min - Min: mejora de eficiencia operativa en las plantas
Alza de precios de los commodities Competencia		

Fuente: Elaboración propia, 2016.

Gráfico 5. Análisis FODA



Fuente: Elaboración propia, 2016.

Capítulo IV. Descripción y análisis de la industria

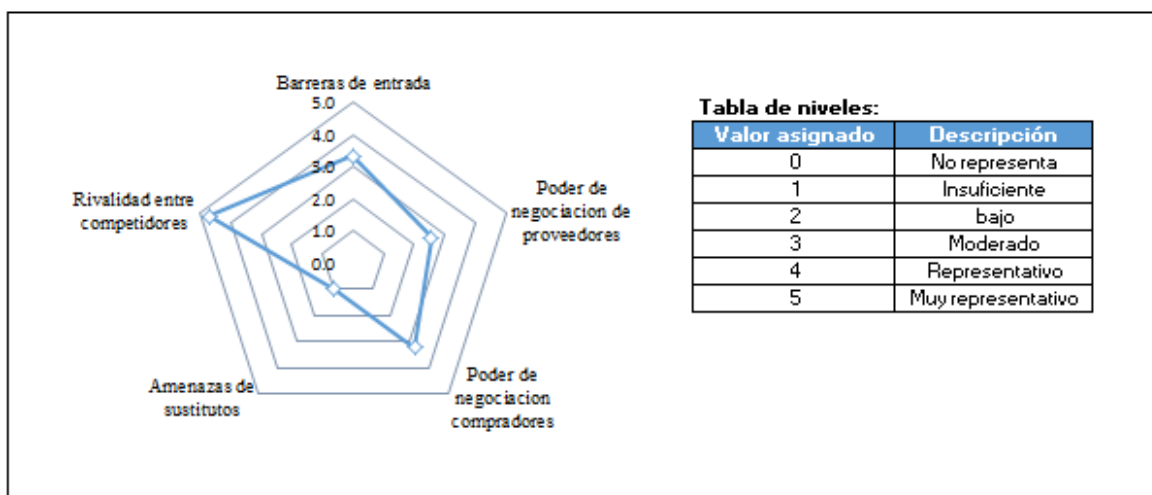
1. Sector eléctrico peruano

El sector eléctrico en el Perú sigue un modelo de competencia minorista, separando claramente roles entre los diferentes actores del sector: generadores, distribuidores y clientes o usuarios finales. El mercado se encuentra supervisado por Osinergmin, que establece las tarifas públicas y supervisa el cumplimiento de las normas técnicas. El Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES) tiene como principal función asignar la oferta de electricidad de acuerdo a criterios de eficiencia productiva entre los usuarios que demandan electricidad. Engie se encuentra entre las principales generadoras de energía eléctrica. Al cierre de 2016, el 40% de la generación total del sector eléctrico corresponde a tres empresas: Engie, Edegel y Electroperú (ver anexo 12).

2. Análisis de Porter

De acuerdo con el análisis de las cinco fuerzas de Porter, se concluye que la rivalidad entre los competidores existentes y el poder de negociación de los compradores son las fuerzas que determinan la forma de competir en la industria. Producto de estas características se presenta una intensa competencia de precios que aprovechan los compradores para firmar contratos de largo plazo.

Gráfico 6. Análisis de Porter



Fuente: Elaboración propia, 2016.

- **Poder de negociación de los compradores: amenaza media**

Según el COES, Edegel suscribió un contrato con la Universidad Peruana Unión a un precio de US\$ 31 por MWh; Engie hizo lo propio con La Universidad de Lima a un precio de US\$ 34,12 por Mwh. Por otro lado, se observó que Cerro Verde celebró un contrato con Egasa en el 2004 a US\$ 21,85 por MWh con una capacidad contratada de 53MW durante 10 años, el año 2011 contrata con Kallpa Generación S.A. una capacidad adicional de 140MW por US\$ 35,30 durante 10 años más, posteriormente suscribe con Engie un contrato por 38MW a US\$ 26,18 a iniciarse el 1 de enero de 2016 por 6 años. Estas condiciones dan indicios de que los clientes tienen poder de negociación dependiendo de la capacidad a contratar y plazo del contrato. Por otro lado, los generadores tienen la capacidad de responder si hay escasez de capacidad de generación eléctrica.

- **Productos sustitutos: sin presencia de productos sustitutos**

No existe producto sustituto a la energía que se utiliza a través de las líneas de transmisión del SEIN.

- **Barreras de entrada: amenaza baja**

Durante el periodo comprendido entre el 2008 y el 2016, el COES ha registrado un ingreso de 53 nuevos generadores. Asimismo, ha registrado un incremento de 52 nuevos clientes libres y 11 clientes regulados. Engie ha mantenido su participación de mercado entre los top 3 con una participación de entre 16 y 18%. Se observa que los ingresos de nuevos competidores no son de gran impacto en la industria, en promedio cada uno obtiene un 0,5% del total de la producción, este efecto se ve compensado por el ingreso de nuevos usuarios libres.

Es posible concluir que si bien la barrera de ingreso de nuevos generadores de electricidad en la industria es baja, estos no son competencia directa de Engie, pues no poseen la capacidad instalada de este y no causan estragos en su participación de mercado.

- **Rivalidad entre competidores actuales: amenaza alta**

Engie, Electroperú y Edegel se distribuyen más del 50% de la generación eléctrica nacional; todas ellas tienen una producción anual similar. El promedio de participación en la generación de todo el sistema integrado de energía es estable. La fuente generadora de cada una tiene una

combinación que las distingue de las otras, el precio promedio difiere notablemente. De los tres competidores directos, Electroperú es una empresa estatal, que sigue la estrategia de nicho de mercado al concentrar su producción en clientes regulados, su fuente única de generación es hidroeléctrica, su capacidad de producción es amplia y le permite establecer precios bajos, ya que la fuente hídrica tiene costos variables mínimos comparativamente con otras fuentes de generación. Edegel sigue una estrategia de costos bajos, diversifica sus fuentes de generación permitiéndole vender a precios más bajos que Engie pero por encima de Electroperú, esto le permite conseguir una cartera de clientes numerosos pero con un volumen de ventas menor. Engie, al tener más concentración en fuentes termoeléctricas, tiene un costo variable mayor, lo que se traduce en mayores precios y en una cartera de clientes menor a la de Edegel. Luego de analizar las variables anteriormente descritas, se descartó a Electroperú como un competidor directo por ser una empresa estatal que se concentra en atender al sector regulado; en su lugar se reconoce a Edegel como un competidor directo con una marcada estrategia de bajos costos. Estos factores sumados al tiempo promedio –entre 6 y 10 años– de celebración de contratos determinan la existencia de una amenaza alta de rivalidad entre competidores existentes.

- **Poder de negociación de los proveedores: amenaza baja**

Durante el 2016, las compras más importantes de la compañía se concentran en insumos y repuestos, US\$ 161 millones se usaron en combustible y US\$ 10,5 millones en repuestos y mantenimiento de equipos industriales. Los precios de los insumos, al ser *commodities*, se determinan por condiciones de mercado; los gastos de mantenimiento y compra de repuestos son establecidos mediante un plan de mantenimiento de capex negociados conjuntamente con la fabricación e instalación de los equipos.

3. Principales competidores

Los tres principales competidores de Engie se basan en tres enfoques: financiero, marketing y operaciones. En el enfoque financiero se observa que los ingresos de Engie superan largamente a los demás competidores. Con relación al enfoque de operaciones, destaca la separación geográfica de la ubicación de sus plantas y la combinación de fuentes energéticas en combinaciones que marcan un estilo de producción de energía (ver anexo 13).

4. Market share

Es importante destacar que el líder en facturación por venta de energía eléctrica es Engie. Esto obedece a una amplia capacidad instalada que sobresale por encima del resto; sin embargo, resalta Electroperú, cuya capacidad instalada con casi 50% menos produce lo mismo, debido a los costos variables menores que le permiten grandes economías de escala en sus centrales hidroeléctricas en comparación con Engie.

Tabla 5. Market share

#	Empresa	Facturación	Producción (GW)	Potencia Instalada (MW)	Fact.	Prod.	Potencia Instalada	Precio implícito por GW
1	EDEGEL	\$426,576	7,247	1,539	15%	16%	15%	\$58.9
2	ENGIE	\$596,721	7,173	2,061	21%	16%	20%	\$83.2
3	ELECTROPERU	\$332,157	7,172	1,027	12%	16%	10%	\$46.3
4	KALLPA GENERACION	\$358,216	5,166	1,145	13%	12%	11%	\$69.3
5	FENIX POWER PERÚ	\$181,147	3,621	579	6%	8%	6%	\$50.0
5	OTROS	\$328,803	14,456	3,995	33%	32%	39%	\$64.3
	Total	\$2,823,620	44,834	10,346	100%	100%	100%	\$63.0

Fuente: Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES) y Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinermin), 2016.

Capítulo V. Posicionamiento competitivo y factores organizativos y sociales

1. Visión, misión y valores

- **Visión:** Ser reconocidos como el actor clave en el mercado eléctrico peruano por su desarrollo y creación de valor a largo plazo.
- **Misión:** Ser 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:** Ética e integridad, trabajo en equipo, profesionalismo, innovación, mejora continua y responsabilidad social.

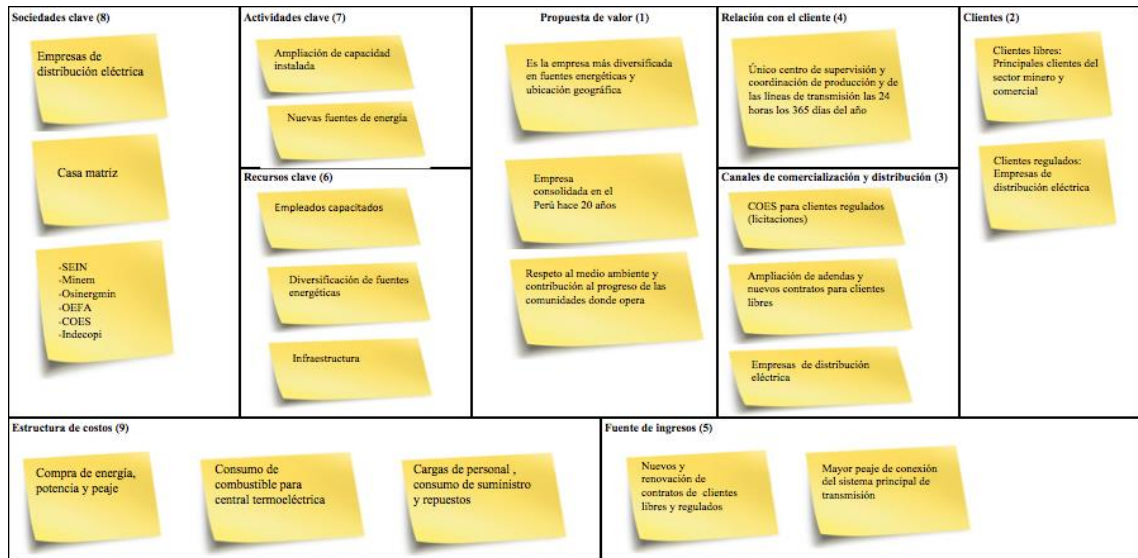
2. Identificación de la propuesta de valor

La propuesta de valor de Engie consiste en generar y suministrar energía a través de una variedad de fuentes energéticas, con los mejores estándares de calidad y capacidad suficiente, para brindar soluciones innovadoras a sus clientes, así como también un excelente servicio postventa, que a la vez permita el desarrollo económico y medioambiental en las comunidades donde opera.

3. Matriz Canvas - modelo de negocio

La matriz Canvas, creada por Alexander Osterwalder, que se aplica a Engie parte de la existencia de la propuesta de valor (1), la cual debe de ser comunicada a los principales segmentos de clientes (2), a través de canales de distribución específicos (3). Esto conllevará establecer relaciones con los clientes (4) para conseguir y rentabilizar fuentes de ingresos (5). Todo ello hace necesaria la disponibilidad de recursos (6) y la realización de determinadas actividades clave (7). Además, será necesario establecer relaciones con alguna red de contactos externos (8) y controlar el coste de toda la estructura (9).

Gráfico 7. Matriz Canvas



Fuente: Elaboración propia, 2016.

4. Ventajas comparativas y ventajas competitivas

Sobre la base del marco teórico de la ventaja comparativa de David Ricardo del siglo XIX, los países tienden a especializarse en la producción y exportación de aquellos bienes que fabrican con un coste relativamente más bajo respecto al resto del mundo, en los que son comparativamente más eficientes que los demás, por tal motivo la ventaja comparativa de Engie se enfoca en los costos de producción que mantiene en sus centrales termoeléctricas de ciclo combinado, a diferencia de su competencia. Asimismo, la producción de energía a través del proceso de ciclo combinado aprovecha de una manera eficiente los recursos utilizados reduciendo los costos por MW producido.

Michael Porter (1985) denomina ventaja competitiva al valor que una empresa es capaz de crear para sus clientes, en forma de precios menores que los de los competidores para beneficios equivalentes o por la provisión de productos diferenciados cuyos ingresos superan a los costes, por tal motivo la ventaja competitiva de Engie se enfoca en generar valor a través de la venta de energía a sus clientes y los traduce en utilidades con un buen manejo de costos de producción por medio de su diversificación de fuentes energéticas. Todo esto es soportado por un alto grado de especialización en la mano de obra y en los procesos de producción que se basan en las nuevas tecnologías para aumentar la eficiencia de los mismos y así potenciar la optimización de recursos.

Esto genera productos igualmente competitivos en el mercado local e internacional e incentiva a su vez el desarrollo de innovaciones tecnológicas.

5. Posicionamiento competitivo

Durante los últimos cinco años, Engie se ha posicionado como la empresa mejor gestionada del sector eléctrico de América Latina, con transparencia en sus finanzas, mejor sistema de gobierno corporativo, y es catalogada como una empresa que se preocupa por el medio ambiente. Por tal motivo, Engie ha recibido el reconocimiento que le otorgó la prestigiosa revista inglesa Euromoney como la “Empresa Mejor Gestionada del Sector Eléctrico en América Latina” y el ingreso al Ranking Nacional de Excelencia Ambiental del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental (OEFA), en virtud al cumplimiento de los requerimientos y compromisos legales ambientales.

6. Revelamiento de la estrategia aplicada

Sobre la base del marco teórico de Kotler y Singh (1981) se identifica cuatro tipos de estrategias: líder, retador, seguidor y especialista, según la cuota de mercado que se posee y el tipo de acciones que se desarrollan con relación a los competidores. En el presente trabajo se concluye que Engie ha tomado la estrategia de retador, ya que se encuentra entre las tres empresas más grandes de producción eléctrica en el Perú. En los últimos años, Engie ha mantenido su *market share* a través de inversiones de corto, mediano y largo plazo, haciendo frente a la competencia de manera abierta y frontal. Engie tiene dos tipos de estrategia relacionadas a sus tipos de clientes regulados y libres. Con respecto a los clientes regulados, Engie ha adoptado una estrategia de retador, debido a su ubicación geográfica donde compite con Kallpa y Edegel a través de sus centrales térmicas y de ciclo combinado, el cual le ayuda a generar eficiencias, las cuales toma en cuenta el COES para priorizar el despacho de energía de todo el Sistema de Energía Integrado Interconectado Nacional (SEIN).

Con respecto a los clientes libres, Engie ha adoptado una estrategia de líder, debido también a su ubicación geográfica donde no tiene competencia y brinda servicio a sus principales clientes (mineras) a través de sus centrales hidroeléctricas y térmicas (ver anexo 14).

7. Factores organizativos y sociales

Para mejorar el cumplimiento de las prácticas de buen gobierno corporativo, Engie ha implementado durante el 2016 la creación de *links* especiales y *banners* en la web de la compañía difundiendo información sobre la junta de accionistas, hechos de importancia, implementación y actualización de los procedimientos de control documentario, que forman parte de los requisitos de las normas ISO 9001, ISO 14001 y OHSAS 18001. Asimismo, Engie mantiene una cultura corporativa participativa, promoviendo la comunicación abierta, transparente y la integración del personal de trabajo difundiendo buenas prácticas para reforzar la motivación, la confraternidad y el trabajo en equipo. Con la finalidad de cumplir con su gestión ambiental, Engie registra un gasto acumulado por US\$ 846 MM durante el 2016, relacionado directamente con la protección del medio ambiente como el programa enfocado a mejorar la gestión agrícola de las comunidades campesinas en los distritos de Paucartambo y Huachón (Pasco). Asimismo, Engie realiza el reporte y tratamiento de los incidentes y accidentes ambientales que se produzcan en el desarrollo de nuestras actividades, con la finalidad de analizarlos, corregirlos y prevenir la reincidencia del evento. Durante el 2016 no se presentaron accidentes ambientales.

Capítulo VI. Análisis financiero y características de la inversión

1. Finanzas operativas

1.1. Análisis financiero de la empresa

Al cierre del año 2016, los ingresos de Engie ascendieron a US\$ 747,7 millones, 4,8% más de lo recaudado durante el 2015. Dicha tasa representa una disminución en el crecimiento con respecto al periodo anterior de 15% registrado entre el 2015 y el 2014. Esto se debió principalmente a la culminación de algunos contratos bilaterales de clientes regulados, una ligera menor producción de la C.T. Chilca uno y una disminución en la producción de energía de la C.H. Yuncan por una menor disponibilidad de agua. Para 2015, las ventas crecieron principalmente por el ingreso de nuevos clientes libres y un mayor cobro de peajes, así como un mayor despacho de energía y potencia. Para los años 2012 y 2013, el crecimiento de las ventas se debió a un mayor contratos por licitaciones y bilaterales, mayor venta por potencia y energía a Southern Copper y Xtrata Tintaya, el ingreso de turbina a vapor de ciclo combinado de la C.T. Chilca uno, mayor capacidad de generación de energía, aumento de potencia por entrada en operación de Chilca1 (2012) y C.T. Ilo31 (2013) y nuevos contratos de suministro de energía clientes libres y regulados.

1.1.1. Análisis de ratios financieros

Engie ha logrado mejorar sus principales indicadores (ver anexo 15) entre el periodo comprendido del año 2005 al 2015, es así que destaca con un notable incremento de 21% a 27% de su margen neto; incremento del ROS de 21 a 27%, ROE de 19 a 22%, además de mantener una política de endeudamiento alrededor de 60% del total de activos. Sin embargo, en el año 2016 el margen bruto disminuyó en 4% a raíz de un incremento del costo de venta por un mayor uso de combustible (diesel y carbón) debido a una mayor generación de las C.T. de Ilo, como consecuencia de la congestión de la interconexión centro-sur por una mayor demanda de energía en el sur del país. Así también, hubo un incremento de la depreciación por el ingreso en operación comercial de nuevas centrales de generación. Asimismo, el margen bruto en el año 2016 disminuyó en 9% a causa de un mayor gasto en el impuesto diferido producto del cambio en la tasa del impuesto a la renta y la desvalorización de activos. Al compararla con sus competidores no estatales más cercanos, resalta su liderazgo. En la tabla 6 se puede apreciar cómo Engie es líder en margen neto con un 27,24%, además de mantener casi calzados sus plazos de cobro con los de pago. No se muestran los días de existencia, debido a que la energía no es almacenable. Se

toma como supuesto realizar los ratios financieros comparativo tomando como referencia el año 2015 ya que es un año estable históricamente.

Tabla 6. Ratios financieros comparativos

Ratios	Engie	Kallpa	Edegel
Margen bruto	42%	26%	38%
ROA	10%	6%	11%
Días de cobro	41	33	52
Días de pago	45	68	66
Apalancamiento financiero	2,4	3,9	1,6
Endeudamiento total	0,6	0,8	0,4
Margen neto	27%	10%	27%
Rotación de activos	35%	61%	41%
Apalancamiento	2,4	4,1	1,6
ROE	22%	25%	18%

Fuente: Memoria Engie, Kallpa y Edegel, 2015.

1.1.2. Análisis horizontal

Adicionalmente, en la tabla 7 se puede observar cómo las cuentas por cobrar se incrementan el 2016 vs. 2015 debido a una mayor flexibilidad de crédito otorgado a sus clientes. Asimismo, se puede observar cómo se incrementan las existencias en un 48% debido a un mayor inventario de combustible a utilizar para sus centrales termoeléctricas. También se visualiza la tasa anual de crecimiento compuesto durante los últimos años.

Tabla 7. Análisis horizontal

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Ventas	36%	63%	-17%	7%	4%	19%	23%	1%	15%	5%
Costo de venta	28%	76%	-8%	8%	-2%	20%	14%	-3%	18%	12%
Cuentas por cobrar	37%	34%	19%	-26%	5%	30%	55%	-12%	16%	41%
Cuentas por pagar	20%	2%	-13%	25%	46%	6%	23%	-6%	50%	-15%
Existencia	24%	64%	-16%	-9%	55%	-22%	120%	5%	-32%	48%
Gastos financieros	-3%	61%	-12%	3%	-4%	-2%	153%	-5%	-17%	42%

	10 Años	6 años	3 años
Ventas	11%	10%	7%
Costo de venta	12%	10%	10%
Cuentas por cobrar	14%	19%	18%
Cuentas por pagar	10%	8%	9%
Existencia	13%	10%	0%
Gastos Financieros	15%	18%	6%

* Tasa de crecimiento anual compuesto

Fuente: Memorias Engie, 2016.

1.1.3. Análisis vertical

De acuerdo con la tabla 8, se llevó a cabo un análisis para determinar las principales cuentas que guardan relación con las ventas. Se encontró que las cuentas de balance relacionadas a la actividad comercial, como las cuentas por cobrar y pagar se mantienen estables. Las cuentas de resultados como margen operativo y los gastos financieros se mantienen relativamente constantes, por lo que se puede concluir que la empresa crece de manera consecuyente y controlada con sus ventas. Asimismo, se visualiza el promedio histórico aritmético durante los últimos años.

Tabla 8. Análisis vertical

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Costo de venta	56%	61%	67%	68%	64%	65%	60%	57%	58%	62%
Cuentas por cobrar	13%	10%	15%	10%	10%	11%	14%	12%	12%	17%
Cuentas por pagar	7%	5%	5%	6%	8%	7%	7%	6%	8%	7%
Existencia	9%	9%	9%	7%	11%	7%	13%	13%	8%	11%
Gastos financieros	4%	4%	4%	4%	4%	3%	6%	6%	4%	6%

	10 Años	6 años	3 años
Costo de venta	62%	61%	59%
Cuentas por cobrar	12%	13%	14%
Cuentas por pagar	6%	7%	7%
Existencia	10%	11%	11%
Gastos financieros	5%	5%	5%

Fuente: Memorias Engie, 2016.

1.2. Análisis NOF – FM

Con relación al fondo de maniobra (ver anexo 15), se destaca el aumento durante el 2007 debido a una reducción del patrimonio vía distribución de dividendos por US\$ 41,7 millones. Por otro lado, durante el periodo 2013 - 2014 se produce un aumento de capital social por US\$ 140 millones y un financiamiento bancario por US\$ 100 millones, para cancelar la deuda de corto plazo relacionado al proyecto Quitarasca y Nodo Energético. Por tal motivo, la recomposición de financiamiento de corto plazo a largo plazo y la política de dividendos afectó el comportamiento del fondo de maniobra. En el 2013, hubo un incremento de las existencias por inventario de carbón en tránsito para la central de Ilo. Asimismo, las cuentas por cobrar se incrementaron también por nuevos contratos con clientes libres y regulados.

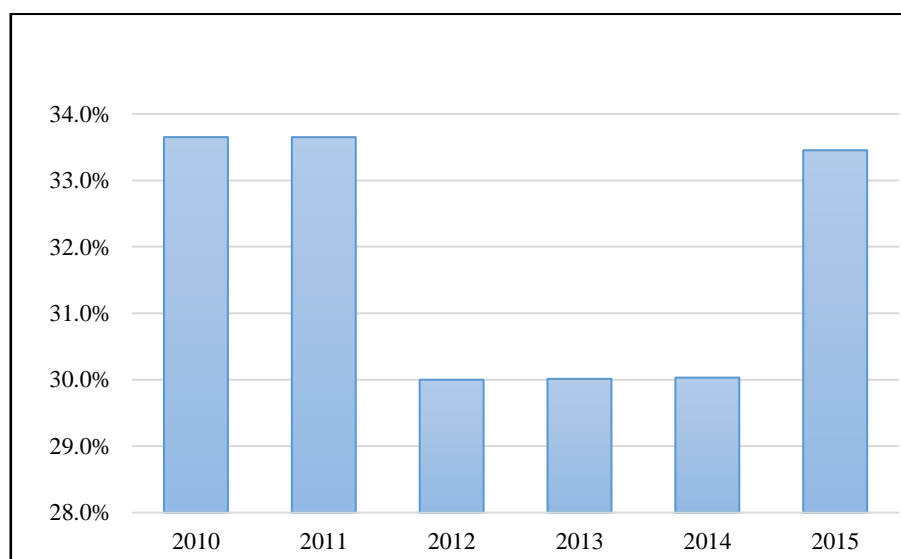
2. Finanzas estructurales

2.1. Políticas financieras de la empresa

- **Políticas de dividendos**

A partir de 2010, la política anual de dividendos fue establecida en distribuir como mínimo el 30% de las utilidades anuales disponibles. Durante los últimos cinco años, Engie ha mostrado la consistencia de la distribución según la política establecida.

Gráfico 8. Ratio de pago de dividendos

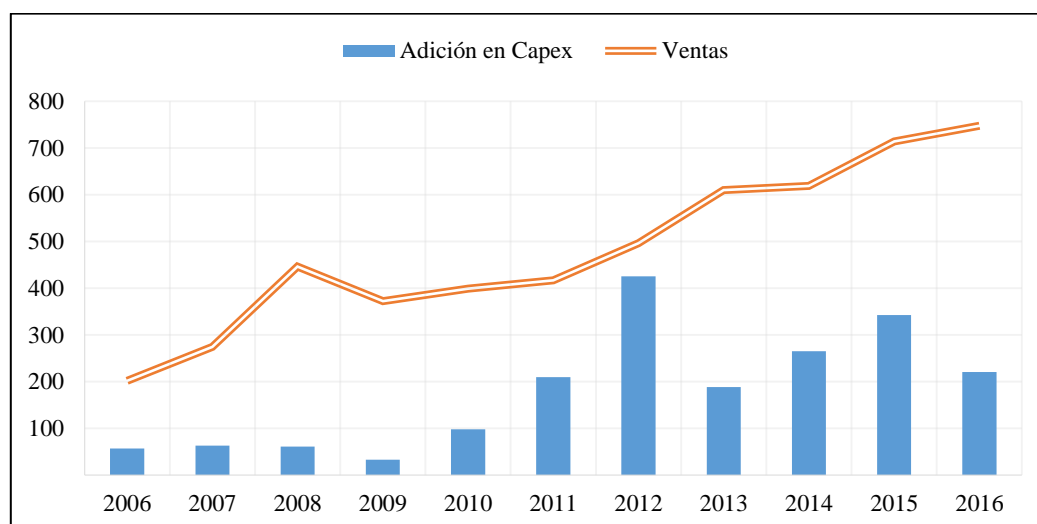


Fuente: Engie, 2016.

2.2. Características de la inversión

Engie estimula el crecimiento a través de la inversión en Capex ya sea ampliando su capacidad en potencia, invirtiendo en tecnología que le permita generar mayores eficiencias y también creando plantas con nuevas fuentes energéticas. Las adiciones de Capex estimulan la variación en las ventas, puntualmente las variaciones de las ventas de los años 2007 y 2008 se deben al inicio de operaciones comerciales de la central termoeléctrica Chilca, cuya inversión fue realizada años atrás. También se puede observar el incremento de inversión realizada entre los años 2010 y 2012 para la ampliación de potencia de la C.T. Chilca y la creación de la C.T. Ilo31.

Gráfico 9. Evolución de ventas y adición en activos fijos



Fuente: Engie, 2016.

2.3. Coherencia de políticas – análisis Dupont

Según la tabla 9, se ha mantenido estable la estructura del análisis Dupont.

Tabla 9. Análisis Dupont

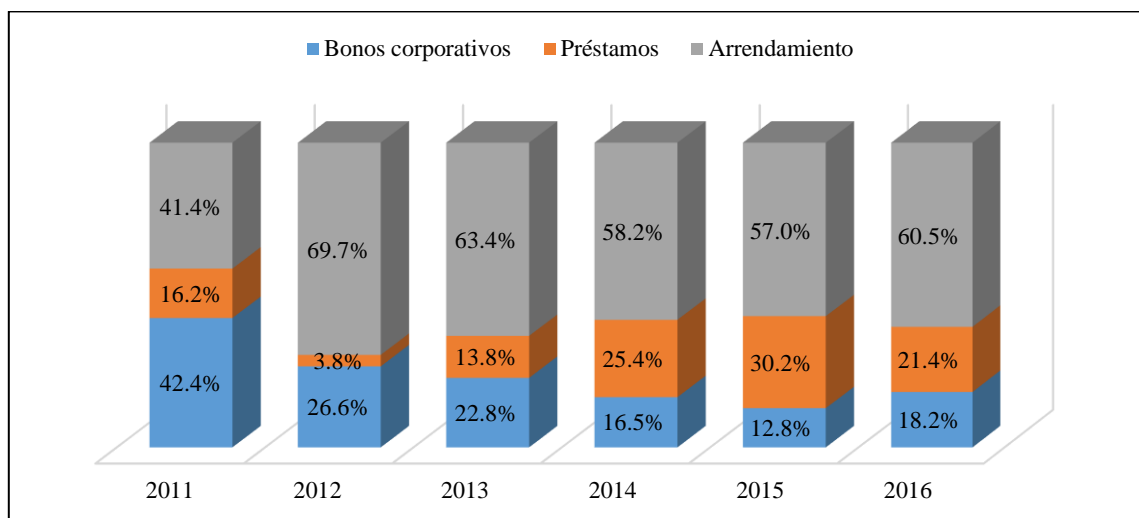
Ratios	Promedio últimos.		
	10 años	6 años	3 años
ROS (utilidad neta/ventas)	0,22	0,22	0,24
Rotación de Activos (ventas/total activos)	0,5	0,43	0,37
Apalancamiento (total activos/patrimonio)	2,5	2,46	2,36
ROE	28%	23%	21%

Fuente: Memorias Engie, 2016..

2.4. Análisis del financiamiento

Al cierre de 2016, la deuda financiera asciende a US\$ 1.009 millones, cuyo financiamiento de corto y largo plazo asciende a un 28% y 72%, respectivamente. Cabe resaltar que durante los últimos tres años han mantenido un ratio constante. La principal fuente de financiamiento ha sido el arrendamiento financiero durante los últimos cinco años, debido a las ventajas impositivas y el acceso directo con los principales bancos del país. Sin embargo, los préstamos de corto plazo han ido aumentando desde el 2012 anticipando la expectativa del aumento de tasas por parte de la Reserva Federal en Estados Unidos. Engie utiliza instrumentos financieros derivados como *swaps* de monedas y *cross currency interest rate swap* IRS, para reducir el riesgo de las variaciones en el tipo de cambio con relación a su deuda financiera en soles (moneda distinta a la moneda funcional de la compañía) y fijar los pagos en dólares. Al cierre de 2016, el 20% de la deuda financiera se encuentra denominada en soles coberturados con derivados financieros. Asimismo, se ha considerado la proyección del tipo de cambio soles por dólares de 3,48, 3,55 y 3,55 para los años 2017 al 2019 según el Marco Macroeconomico Multianual 2017- 2019. Con estas proyecciones del tipo de cambio se ha considerado que el ratio de gastos financieros por coberturas se mantendrá en 3%, en línea con el promedio histórico ante futuras posibles emisiones de deuda en soles (ver anexo 16).

Gráfico 10. Tipo de deuda financiera



Fuente: Engie, 2016.

3. Diagnóstico

La compañía ha mostrado una política agresiva de inversión en bienes de capital, sacrificando la generación de flujos de caja libre, sus niveles de endeudamiento fueron intensos con la finalidad de financiar sus inversiones así como para capital de trabajo. El capital de trabajo muestra una correlación positiva con las ventas, es decir, la necesidad operativa de fondos aumenta conforme lo hace la variación de las ventas. Debido a la capacidad ociosa del sector, se ha producido una guerra de precios y mejoras en las condiciones contractuales, Engie contrarrestó este hecho aumentando sus días de cobro de 44 a 60 días del periodo 2015 al 2016, por lo que sus ingresos no se han visto afectados.

Capítulo VII. Valoración

1. Supuestos de proyección

- **Precios**

Se consideró el precio promedio de los últimos cinco años y un crecimiento anual de 3% con respecto a la inflación. El cliente regulado pactará un contrato proveniente de una licitación. En caso de que no hubiese una licitación, se utiliza el precio en barra, fijado por Osinergmin, expresado en dólares. Los precios implícitos calculados de la energía eléctrica aumentan al ritmo de la inflación de largo plazo que, se estima, es 3%.

- **Ventas**

Para llegar a las ventas proyectadas, se consideró la adición de potencia instalada para el 2018 por la central solar Intipampa de 40MW. Sobre la base de la potencia instalada se consideró el promedio de los últimos años de pérdida de eficiencia para poder tener la potencia efectiva. Luego se calculó un ratio histórico de energía firme/potencia efectiva para poder identificar la cantidad de energía firme en GW/h con la que contará Engie. Después se calculó el histórico de capacidad ociosa, el cual se incrementa cada vez que hay una ampliación de potencia instalada. Esto se tomó en cuenta hasta llegar a un mínimo de 11% (mínimo histórico) de capacidad ociosa para poder calcular la cantidad de de GW/h vendidos por año hasta el 2026.

- **Costo de ventas**

Se considera el promedio de la relación costo de ventas/venta de los últimos años. Se estima que el costo de venta asciende a 63% de las ventas históricamente de los últimos cinco años. El costo ventas fue incrementado principalmente en el último año por el *stock* de la materia prima (carbón y diesel) usado en las centrales de Ilo.

- **Otros ingresos y gastos**

Se ha considerado un monto histórico promedio de los 5 años de forma constante, ya que no tiene relación con el incremento de las ventas. Históricamente tiene importes extraordinarios por deterioro de propiedad, planta y equipo y baja de proyectos, entre otros.

- **Ciclo de conversión de caja**

Para el cálculo del ciclo de conversión de efectivo, se consideró el promedio de los últimos 5 años de la relación con las ventas que tienen las CxC, Inventarios y CxP y estas se mantienen constantes para las proyecciones, lo cual hace que el ciclo de conversión de efectivo se mantenga en 68 días. Debido a la capacidad ociosa que existe en el mercado, 18% en el 2015, incentiva una guerra de precios entre los competidores en el mercado. Asimismo, dado que geográficamente Engie se encuentra relacionada al sector minero, la menor producción debido a que el sector aumenta la capacidad ociosa de Engie. Cabe resaltar que si se toma en cuenta el histórico sin los datos *outliers* se encuentra consistente con la proyección.

- **Capex**

El capex de mantenimiento o reposición de activos asciende a US\$ 53 MM, la media de los años 2006 al 2010, ya que los últimos años los capex fueron importes significativamente mayores ante la estrategia de incrementar la capacidad instalada. Asimismo, se proyecta el factor de depreciación de 5%, correspondiente a la tasa media de los últimos cinco años. Cabe resaltar que Engie contiene activos de largo plazo por proyectos de envergadura para el sector energéticos, por tal motivo la mejor aproximación corresponde al histórico.

- **Tasa de crecimiento**

Se proyecta una tasa perpetua de 3% que corresponde a la tasa de inflación promedio anual. Además, este es un promedio entre la tasa de crecimiento del consenso del mercado de analistas que realizan coberturas en el mercado de energía (2%) y el crecimiento de la economía local (4%). Asimismo, se estima una tasa efectiva de impuesto: se proyecta la tasa de 30% para los próximos diez años.

2. Determinación de flujos de caja libre

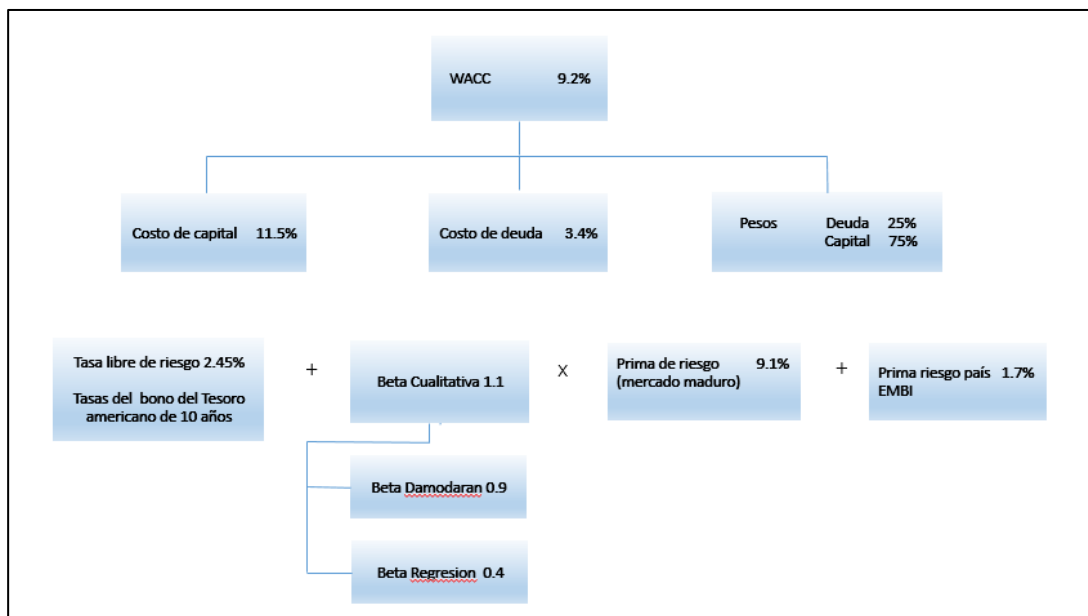
Al tratarse de una empresa eléctrica, se ha proyectado diez años, considerando una inversión en activos de capital de mantenimiento, tomando el promedio de los primeros años en que la inversión en planta y equipo fue estable. Se determinó un flujo perpetuo sobre la base del flujo del año 2026 con una inversión en activos de capital igual a la depreciación del periodo más un 20% adicional que es la tasa efectiva de crecimiento de los activos fijos en los últimos diez años,

los ingresos perpetuos incorporan el crecimiento de las ventas tomando el rango máximo de 3% de inflación establecido por el Banco Central de Reserva del Perú. La tasa efectiva de impuesto a la renta para todos los periodos se mantiene en 30%, pues se espera que tienda a esa media en los próximos periodos.

3. Determinación del costo de capital

El costo promedio ponderado del capital (WACC por sus siglas en inglés) asciende a 9,2% tomando en cuenta el costo de capital de 11,50%, costo de deuda de 3,4%, y la estructura deuda/capital de 25/75.

Gráfico 11. Costo medio ponderado de capital WACC



Fuente: Elaboración propia, 2016.

- **Rendimiento exigido del accionista**

Según el modelo de valorización de activos (CAPM por sus siglas en inglés), el rendimiento exigido del accionista ha sido calculado a través de la tasa de los bonos del Tesoro del Gobierno estadounidense a diez años (ver anexo 17).

- **Beta**

Con relación al beta de 1.1, corresponde al beta cualitativo a través de una ponderación sobre la base del riesgo implícito de cada uno de los factores de riesgo, cuya matriz fue analizada con el señor Eduardo Milligan, gerente de finanzas de Engie. Asimismo, se analizó el beta de 0,93 según Damodaran a través de una muestra de 355 empresas del sector de mercados emergentes. Cabe resaltar que el resultado de estos dos métodos fue similar pero se considera que al tener un riesgo notable en los directivos de la empresa y el endeudamiento la sensibilidad con relación al mercado debe ser mayor que uno, por encima a sus comparables que por encontrarse en el sector de energía usualmente tienen betas menores que uno. Por último, se ha calculado el beta de una regresión lineal de 0,43.

- **Prima de mercado**

Según Pablo Fernández, el problema de la prima de riesgo se encuentra en que las expectativas de los inversionistas no son homogéneas. Por tal motivo se calcula la prima de mercado como el rendimiento del índice bursátil del Standard & Poors al 31 de diciembre de 2016 de 9,1%, con el supuesto de que había una probabilidad de una posible repetición. Asimismo, como la moneda funcional de Engie se encuentra en dólares, se toma como hipótesis utilizar un prima de mercado denominado en la misma moneda. Sin embargo, como Engie es una empresa constituida bajo las leyes del gobierno peruano y cuyas acciones se encuentran listadas en la Bolsa de Valores de Lima, se ha incorporado una prima de riesgo país a través del índice Emerging Markets Bonds Index (EMBI Perú) al 30 de diciembre del 2016.

- **Costo de deuda**

Durante el 2016, Engie se ha financiado en dólares a través de una emisión de bonos a diez años, con la finalidad de financiar la construcción de algunos proyectos relevantes de la compañía. Por tal motivo, se ha tomado el costo de deuda ponderado de 3,4%, como el costo a valor de mercado debido a que han sido emitidos recientemente. Asimismo, cabe resaltar que al cierre de 2016, el 18% del total de la deuda financiera corresponde a préstamos bancarios.

- **Estructura deuda/capital**

Se calcula la estructura deuda capital de Engie al valor de mercado para el capital y la deuda. Al cierre del 2016, el valor de mercado de Engie asciende a US\$ 1.550 MM, calculado por la cantidad de acciones comunes por el precio promedio en dólares durante el 2016. El valor de mercado de la deuda de Engie asciende a US\$ 1.009 millones valorizado a tasas de mercado.

4. Métodos de valorización

4.1. Método valor de los dividendos

Considerando que su política de dividendos establecida desde el 2010 se ha mantenido estable (ratio de *payout* por encima del 30%), ha sido conveniente valorizar a Engie bajo el método de descuento por dividendos – Modelo de Gordon (1962). Dado que Engie se encuentra en la etapa de crecimiento del ciclo de vida de negocio, se espera que los dividendos crezcan a una tasa de crecimiento teórico de 8,8%, obteniendo el valor por acción de S/ 14,25 (ver anexo 18).

Tabla 10. Método de dividendos descontado

En US\$ MM					
Periodo	Div 1	Div 2	Total Div	U. Neta	%
2009		31.610	66.244		
2010	34.634	14.892	27.275	81.055	33,7%
2011	12.383	14.991	28.816	85.637	33,6%
2012	13.825	15.553	30.189	100.633	30,0%
2013	14.636	18.158	38.244	127.423	30,0%
2014	20.086	21.649	41.314	137.568	30,0%
2015	19.665	30.008	60.702	181.456	33,5%
2016	30.694			Media	31,80%

Tasa de crecimiento	8.87%
ROE 2015	13.00%
Dividendo 2016	0.101
Dividendo 2017	0.110
Costo de capital	11.5%
Valor por accion US\$	4.17
Tipo de cambio 2016	3.38
Valor por acción PEN	14.10

Fuente: Memorias Engie, 2016.

4.2. Método de flujo de caja descontado

El promedio ponderado entre el costo y la rentabilidad exigida, WACC, es utilizado para descontar el flujo de caja libre proyectado de Engie. Este flujo de caja libre ha sido calculado sobre la base de los supuestos e hipótesis mencionados. Según el horizonte de inversión, se ha

calculado la tasa de crecimiento perpetuo de 2,0%, obteniendo el valor por acción de PEN 12,80 (ver anexo 19).

Tabla 11. Método de flujo de caja descontado

	Proyectado										FC perp *
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	
EBIT	262	274	289	308	321	330	340	350	361	372	372
(-) Impuestos	-79	-82	-87	-92	-96	-99	-102	-105	-108	-111	-111
NOPAT	183	191	202	215	224	231	238	245	253	260	260
(+) Depreciación	103	102	99	97	94	92	90	88	86	84	84
(-) Variación de Cap. Trabajo	28	-6	-7	-9	-6	-5	-5	-5	-5	-5	-5
(-) Inv. Activos de capital	-81	-53	-53	-53	-53	-53	-53	-53	-53	-53	-101
FCFF	234	234	240	249	259	265	269	274	280	285	238

Valor presente al 31.12.16:			
Flujos 2017-2026	1.619		601 370 miles
Flujo perpetuo	1.639	N° de acciones	
Valor de la Empresa	3.258	Precio al 31.12.16	S/ 8,71
Caja al 31.12.16	28	Valor fundamental	US\$ 3,79
Deuda a valor de mercado	-1009	Valor fundamental	S/ 12,80
Valor de Equity	2.277	<i>Upside</i>	46,90%

Fuente: Memorias Engie, 2016.

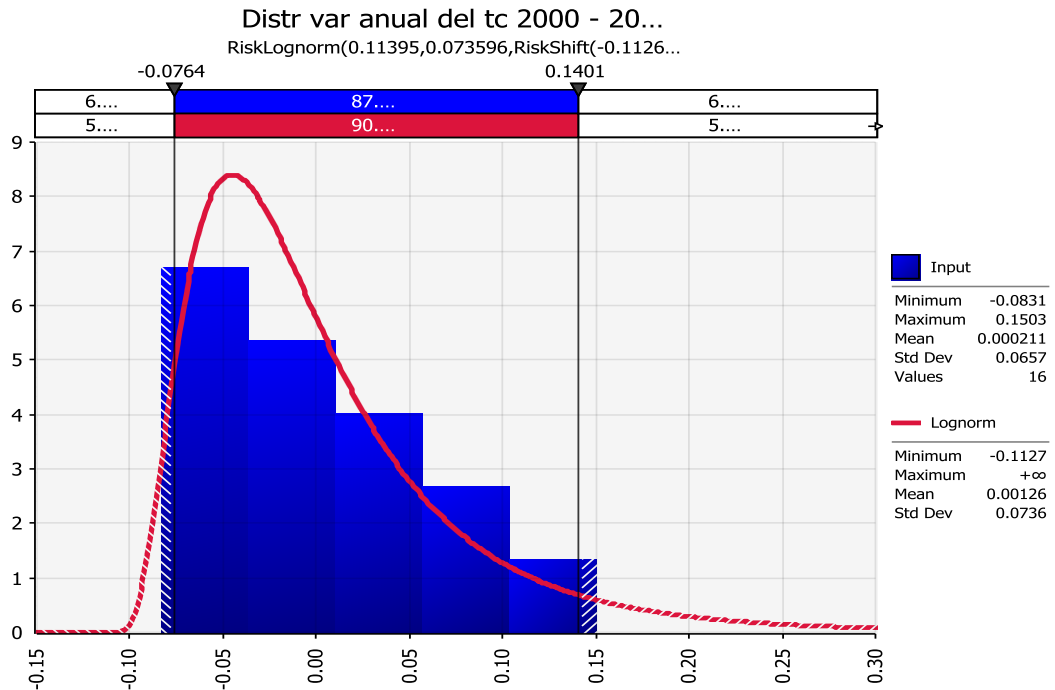
En los supuestos de valorización, se ha mantenido la estructura deuda/capital para poder traer a valor presente los flujos futuros a un mismo costo promedio ponderado del capital (WACC por sus siglas en inglés)

Lo que se recomienda hacer con el exceso de caja es:

Incrementar la política de dividendos (actualmente asciende a 30%), con lo cual la acción sería más atractiva para los inversionistas lo cual agregaría valor al precio de la acción. Asimismo se recomienda disminuir su deuda, con la finalidad que la estructura deuda/capital maximice el valor de la acción a través de un costo promedio ponderado del capital óptimo. No se recomienda utilizar todo el exceso de caja en disminuir deuda, ya que esto podría destruir valor a la acción, debido a que el costo promedio ponderado del capital se incrementaría por el costo de capital.

Para determinar el impacto monetario en la variación del tipo de cambio, se observó las variaciones anuales 2000-2016 obteniendo una distribución lognormal

Gráfico 12. Distribucion anual del Tipo de Cambio



Fuente: Elaboración propia, Bloomberg, 2016.

Se obtiene un 90% de probabilidad que la variación se encuentre entre -7% y 14%. Para efectos de sensibilizar esta variable se calcula el valor extremo dentro de este rango como su probable variación, es decir +/-14%. Tomando la información financiera de Engie consignada en su memoria 2016 se obtiene su posición neta global frente al dólar:

Cuentas en Moneda extranjera	US\$ millones
Activos	227,830
Pasivos	544,996
Posición pasiva neta	-317,166
Posición en derivados	412,510
Posición global en moneda extranjera	95,344

Esto quiere decir que su estructura de financiamiento supera a sus operaciones activas en moneda extranjera, dejándolos expuestos de manera pasiva en \$317,166 millones, por lo que un incremento de 14% en el tipo de cambio (de 3.38 al cierre del 2016 a 3.85) representaría \$149,068 millones adicionales de flujo de caja a desembolsar. Sin embargo, la gerencia financiera hace uso

de instrumentos derivados compensando la situación antes analizada revirtiéndola a una posición activa de \$95,344 millones.

En conclusión, el porcentaje de activos y pasivos en moneda extranjera de Engie lo deja expuesto a riesgo cambiario que es contra restado con instrumentos derivados que le dan un alto margen de seguridad ante fluctuaciones inesperadas en su posición neta global.

4.3. Método de múltiplos

Se analizó la muestra de las principales compañías de generación eléctrica de la región, principalmente en Chile y Colombia, ya que los mercados de México y Brasil no son comparables por el tamaño del mercado y su capitalización bursátil. Asimismo, se ha tomado en cuenta las compañías que tienen una mayor participación en generación e igual estructura deuda-capital.

Engie cuenta un P/E de 12,2x para 2016, menor a la mediana de las empresas comparables (14,3x), obteniendo un valor fundamental de US\$ 9,06. Asimismo, se calculó el valor fundamental a través del múltiplo EV/EBTIDA, EV/EBIT y EV/VENTAS con valor fundamentales de PEN 6,96, PEN 7,30 y PEN 8,32, respectivamente (ver anexo 20).

Tabla 12. Método de múltiplos

Valorización	P/E	EV/EBITDA	EV/EBIT	EV/VENTAS
Valor empresa US\$	1.612.344	2.219.748	2.279.736	2.461.869
Valor patrimonio US\$	1.612.344	1.238.707	1.298.695	1.480.828
Valor por acción US\$	2,68	2,06	2,16	2,46
Valor por acción PEN	9,06	6,96	7,30	8,32
Tipo de cambio 2016	3,38			

Fuente: Memorias Engie y Bloomberg, 2016.

5. Justificación del uso de métodos

Engie ha invertido significativamente en proyectos con la finalidad de ampliar su capacidad instalada y poder generar flujos futuros positivos, que servirían como input para valorizar a través de flujo de caja descontado. Asimismo, este método considera el análisis histórico, variables que incorporan los riesgos de Engie y del mercado y la continuidad en sus operaciones.

El método de dividendos descontados fue aplicado por el ratio de dividendos constantes durante los últimos años; sin embargo, no se ha llegado a confirmar que podría ser constante en los próximos años ocasionando una debilidad en este método.

El método de comparables fue aplicado debido a la similitud de *holding* que se encuentra en la región y algunas características similares que fortalece al método; sin embargo, la dimensión de los mercados de las compañías comparables debilitan a este método.

Tabla 13. Resumen de valores fundamentales

Métodos	Valor fundamental PEN	Upside potencial
Multiplos	9,06	4,0%
Flujo de caja descontado	12,80	46,9%
Dividendos descontados	14,10	61,8%
Precio ENGIE 2016 PEN	8,71	

Fuente: Elaboración propia, 2016.

Capítulo VIII. Análisis de riesgos

1. Riesgos de la empresa

Engie se encuentra expuesta a los siguientes riesgos que son administrados a través de políticas y procedimientos específicos establecidos por la Gerencia de Finanzas, Organización y Capital Humano.

Tabla 14. Descripción de riesgos

Riesgos	Descripción
Riesgo de tipo de cambio	Engie ha contratado instrumentos financieros derivados swaps de monedas para los bonos corporativos con la finalidad de fijar los pagos en dólares durante toda su vigencia, ya que los ingresos se encuentran indexados a dólares americano
Riesgo de tasa de interés	Engie efectúa operaciones de cobertura de tasas de interés con lo cual mitiga el riesgo de tasa de interés y cualquier efecto en los estados financieros no es significativo
Riesgo de crédito	El riesgo de crédito de Engie no es significativo debido a que tienen períodos de cobro de 35 a 45 días, no habiéndose presentado problemas significativos de cobrabilidad en el pasado
Riesgo de liquidez	La administración del riesgo de liquidez, es medida por políticas y procedimientos en cuanto al endeudamiento a corto, mediano y largo plazo, y a través de 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

Fuente: Memorias Engie, 2016.

2. Análisis de sensibilidad

Se llevó a cabo un análisis de sensibilidad tomando las variables beta que afectan directamente al Ke, por ende al WACC y también la tasa de perpetuidad. Sobre los resultados se puede observar que la tasa de descuento WACC 9,20% (beta 1,10), la cotización de la acción se mueve entre S/ 11,44 y S/ 14,68 ante distintos niveles de decrecimiento a perpetuidad (2,0% - 4,0%).

Tabla 15. Análisis de sensibilidad

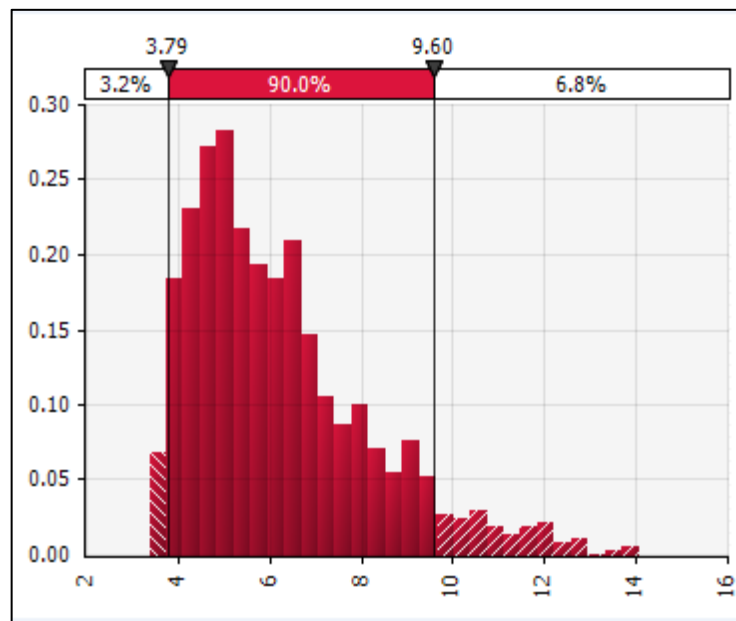
		Tasa Perpetuidad (g)		
		2.0%	3.0%	4.0%
Beta	1.10	S/. 11.44	S/. 12.80	S/. 14.68
	0.93	S/. 13.59	S/. 15.50	S/. 18.29
	0.43	S/. 25.17	S/. 32.45	S/. 14.06

Fuente: Elaboración propia, 2016.

3. Simulación de Montecarlo

Las variables que se han elegido para realizar la simulación de Montecarlo usando el *software @risk* son: el precio, la tasa de crecimiento, los componentes del WACC, la rotación de cuentas por cobrar, por pagar e inventario. Se ha realizado 1.000 iteraciones aleatorias con rangos definidos, con una distribución uniforme para cada una de ellas, obteniendo una probabilidad de 3,1% de que el precio caiga por debajo del valor fundamental hallado (ver anexo 21).

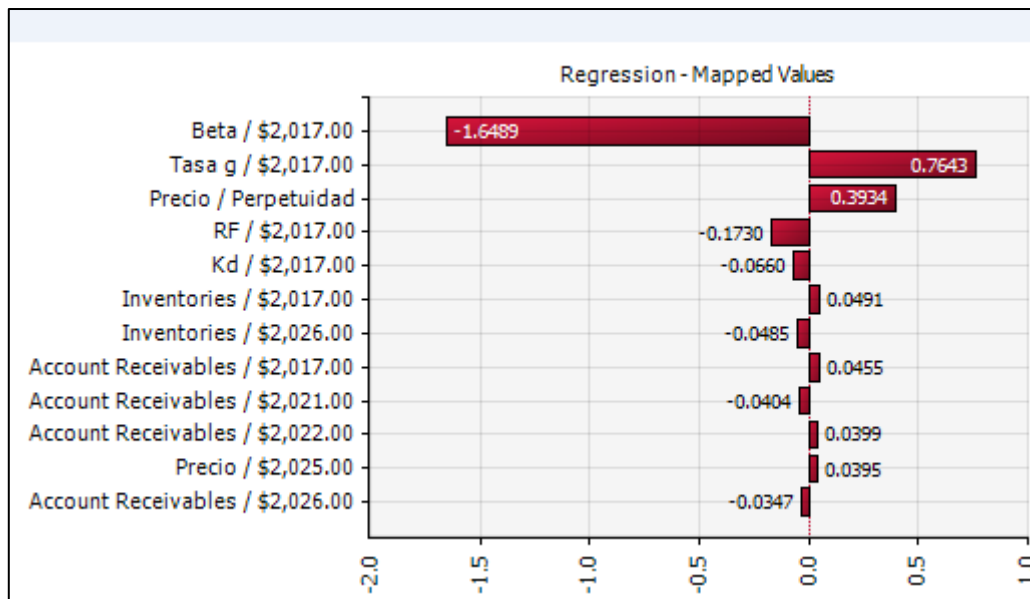
Gráfico 13. Distribución de valores probables



Fuente: Engie, 2016.

El análisis tipo tornado muestra las variables de mayor impacto en el valor de la compañía, el beta y la tasa de crecimiento son las que más volatilidad aportan a la valorización de Engie.

Gráfico 14. Análisis de simulación de Montecarlo



Fuente: Engie, 2016.

Capítulo IX. Resumen de inversión

1. Conclusiones y recomendaciones

Engie es una empresa sólida en el rubro de generación y comercialización de energía eléctrica. Su éxito se basa en la constante inversión en capex para incrementar la capacidad de generación y potencia para poder satisfacer la demanda. Otro gatillador del éxito de Engie es la permanente búsqueda de eficiencias sobre la base de nuevas tecnologías y procesos como las centrales de ciclo combinado.

La empresa muestra una gran relación con la sociedad mediante sus programas sociales, así como también los programas de gestión ambiental.

La empresa basa sus ingresos en la combinación de clientes libres y regulados y en la elevada diversificación de la matriz energética.

La recomendación final es sobreponderar a Engie, ya que el valor fundamental a través del método de flujo de caja descontado asciende a PEN 12,80, con un potencial *upside* de 46% comparado al precio de mercado de PEN 8,71 al 2016.

Bibliografía

Apoyo y Asociados (2016). “Informe Semestral - Engie Energía Perú”. Sección Empresas. Fecha de consulta: 15/12/2016. <<http://www.aai.com.pe/wp-content/uploads/2016/12/Engie-Jun-16.pdf>>.

Banco Central de Reserva del Perú (2016). “Reporte de Inflación: Panorama actual y proyecciones macroeconómicas 2016 – 2018”. Sección Contenidos. Fecha de consulta: 15/01/2017. <<http://www.bcrp.gob.pe/docs/Publicaciones/Reporte-Inflacion/2016/diciembre/rep-orte-de-inflacion-diciembre-2016.pdf>>.

Brealey, Richard; Myers, Stewart y Allen, Franklin (2011). *Principles of Corporate Finance*. 10ª ed. Estados Unidos: Mc Graw-Hill.

Buitrón, César (2017). “Hay una guerra de precios en mercado eléctrico por un exceso de oferta”. En: *Diario Gestión*. 27 de febrero de 2017. Fecha de consulta: 30/03/2017.

CFA Institute (2016). *Financial Reporting and Analysis*. CFA Program Curriculum Level II. Estados Unidos: Wiley.

Comité de Operaciones del Sistema Interconectado Nacional COES (2016). “Estadísticas de Operación”. Sección Publicaciones. En: www.coes.org.pe. Fecha de consulta: 30/03/2017. <<http://www.coes.org.pe/Portal/Publicaciones/Estadisticas/>>.

David, Fred (2013). *Conceptos de Administración Estratégica*. 14ª ed. México: Pearson.

Dammert, Alfredo; Molinelli, Fiorella; Carbajal, Max (2011). “Fundamentos Técnicos y Económicos del Sector Eléctrico Peruano”. Sección Centro documental. En: Osinergming. Fecha de consulta: 15/12/2016. <http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Libros/Libro_Fundamentos_Tecnicos_Economicos_Sector_Electrico_Peruano.pdf>.

Dammert, Alfredo; Molinelli, Fiorella; García, Raúl; (2013). “Regulación y Supervisión del Sector Eléctrico”. Sección Centro documental. En: Osinergming. Fecha de consulta: 15/12/2016. Engie Memoria Anual – 2015 Presentación Junta General de Accionistas – Marzo 2016

Engie (2016). Presentación corporativa 2016. Fecha de consulta: 15/01/2017. <<http://engie-energia.pe/wp-content/uploads/2016/05/ENGIE-Energ%C3%ADa-Per%C3%BA-Corporate-Presentation-December-2016.pdf>>.

Engie (2016). Memoria Anual. Fecha de consulta: 20/03/2017. <https://engie-energia.pe/wp-content/uploads/2015/09/ENGIE_Memoria-Anual-2016_WEB.pdf>.

Equilibrium Calificadora de Riesgo (2016). “Informe de Clasificación Engie Energía Perú”. Sección clasificaciones vigentes. Fecha de consulta: 15/01/2017. <<http://www.equilibrium.com.pe/Enersur.pdf><http://www.ratingspcr.com/uploads/2/5/8/5/25856651/pe-201606-fin-electricas.pdf>>.

Equilibrium Calificadora de Riesgo (2013). “Análisis del Sector Eléctrico Peruano”. Sección Clasificaciones vigentes. En: www.equilibrium.com.pe. Fecha de consulta: 15/01/2017. <<http://www.equilibrium.com.pe/sectorialelectrjun13.pdf>>.

Fernández, Pablo (2001). *Valoración de empresas: Como medir y gestionar la creación de valor*. 3ª ed. España: Gestión 2000.

Ministerio de Energía y Minas (2015). “Anuario Estadístico de Electricidad 2015”. Sección Electricidad - Estadísticas. En: www.minem.gob.pe. Fecha de consulta: 15/12/2016. <http://www.minem.gob.pe/_detalle.php?idSector=6&idTitular=638&idMenu=sub115&idCategor=350>.

Ministerio de Energía y Minas (2015). “Evolución de Indicadores del Sector Eléctrico 1995-2015”. Sección Electricidad – Publicaciones. En: www.minem.gob.pe. Fecha de consulta: 15/12/2016. <http://www.minem.gob.pe/_publicacion.php?idSector=6&idPublicacion=517>.

Ministerio de Economía y Finanzas (2016). “Marco Macroeconómico Multianual 2017-2019”. Inflación: Panorama actual y proyecciones macroeconómicas 2016 – 2018”. Sección Publicaciones. Fecha de consulta: 15/01/2017. <https://www.mef.gob.pe/contenidos/pol_econ/marco_macro/MMM_2017_2019_Revisado.pdf>.

Kotler, Philip y Armstrong, Gary (2012). *Fundamentos de marketing*. 14ª ed. México: Pearson Educación.

Pacific Credit Rating (2016). “Informe Sectorial Perú: Sector Electricidad”. Sección Sectorial Eléctrico. Fecha de consulta: 15/01/2017. <<http://www.ratingspcr.com/uploads/2/5/8/5/25856651/pe-201606-fin-electricas.pdf>>.

Porter, Michael (2010). *Ventaja competitiva, creación y sostenibilidad de un rendimiento superior*. Madrid: Grupo Editorial Patria S.A. de CV.

Ricardo, David (1817). *On The Principles of Political Economy and Taxation*. 3ª ed. Canadá. Batoche Books.

Ross, Stephen; Westerfield, Randolph y Jaffe, Jeffrey (2000). *Finanzas Corporativas*. 5ª ed. México D.F.: Mc Graw-Hill/Interamericana.

Samonas, Michael (2015). *Financial Forecasting, Analysis and Modelling*. Reino Unido: Wiley.

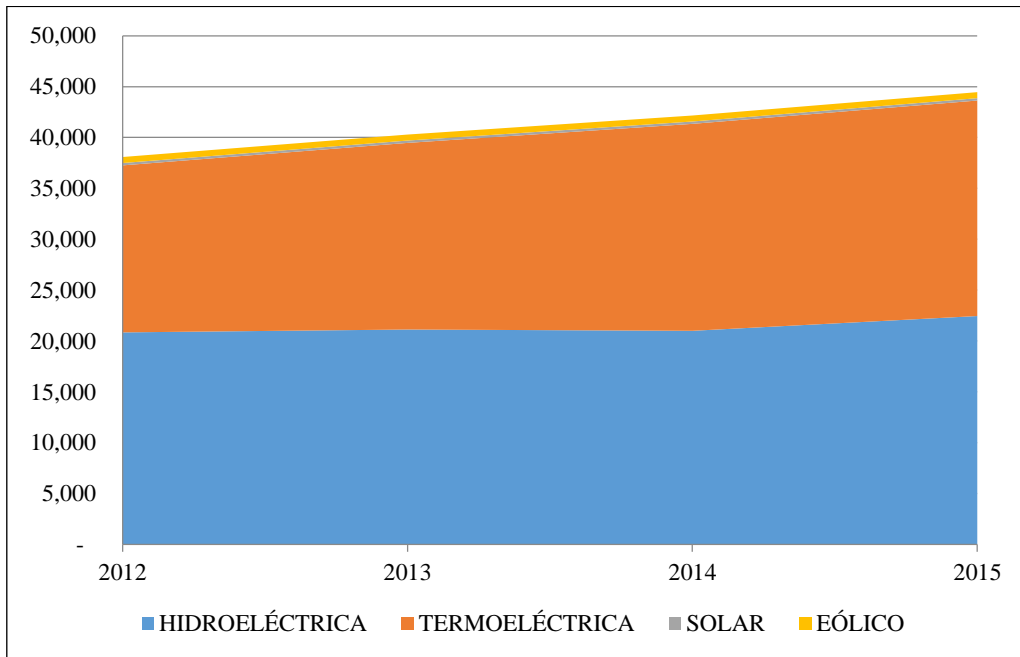
Schilit, Howard y Perler, Jeremy (2010). *Financial Shenanigans*. 3ª ed. Estados Unidos: Mc Graw-Hill.

Vásquez, Arturo (2016). “Informe Técnico Propuestas de Reajustes de Formulas de Actualización de Tarifas de Electricidad”. Sección Resoluciones. En: Osinergming. 07/03/2016. Fecha de consulta: 15/12/2016. <<http://www2.osinerg.gob.pe/Resoluciones/pdf/2016/Informe-No.0014-2016-GART.pdf>>.

Villar, Paola (2017). “Así se estructura la tarifa de los recibos de luz”. En: Diario El Comercio. 28 de enero de 2017. Fecha de consulta: 30/03/2017. <<http://elcomercio.pe/economia/peru/te-explicamos-donde-sale-lo-que-pagas-tu-recibo-luz-noticia-1963856>>.

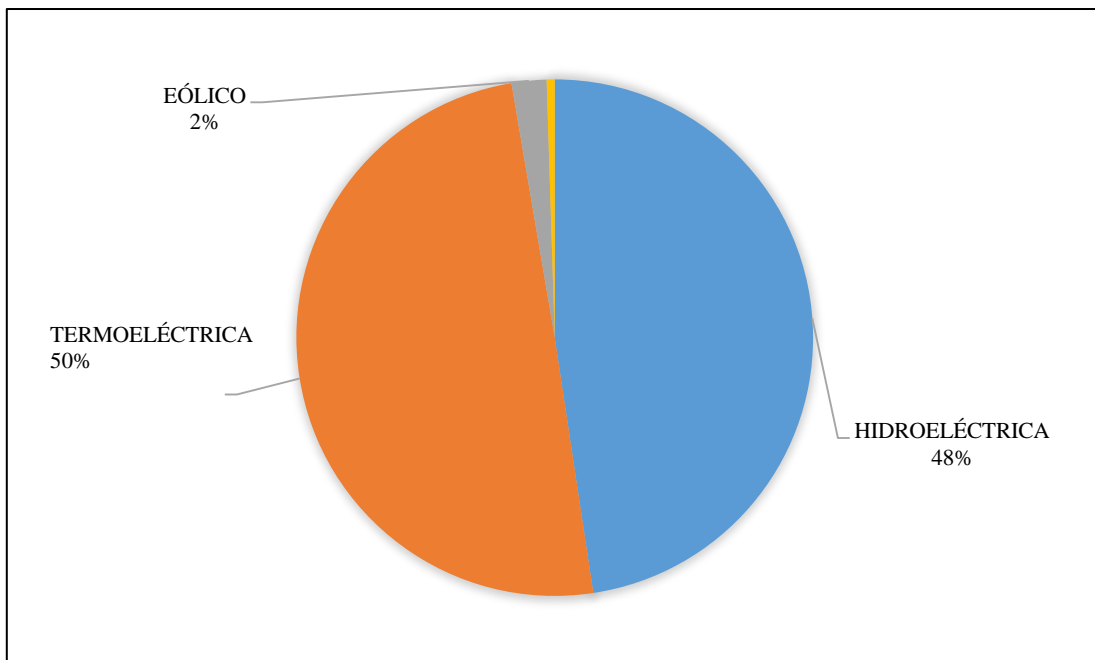
Anexos

Anexo 1. Evolución de generación de energía por tipo de fuente



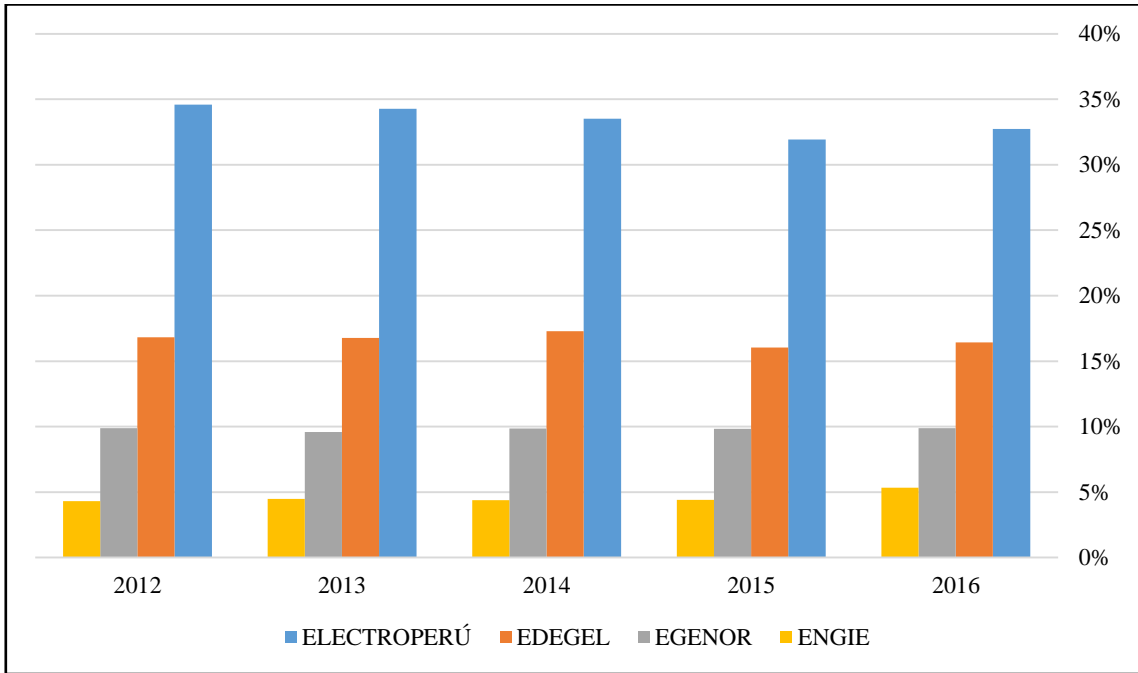
Fuente: Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES), 2016.

Anexo 2. Producción de energía por tipo de fuente

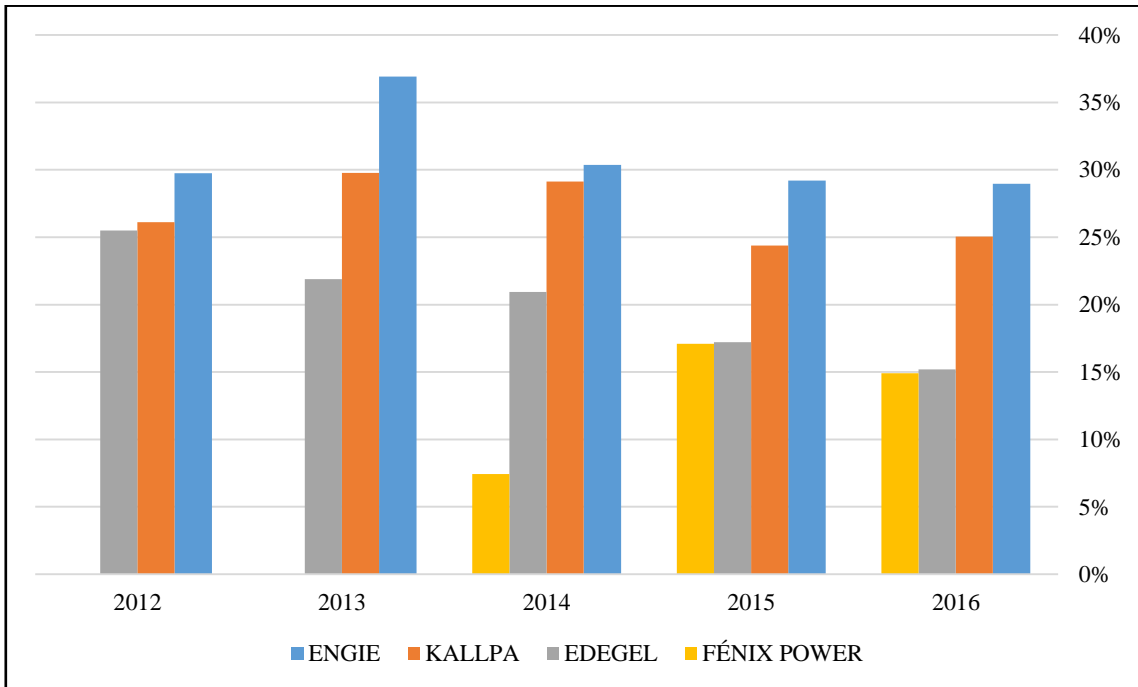


Fuente: Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES), 2016.

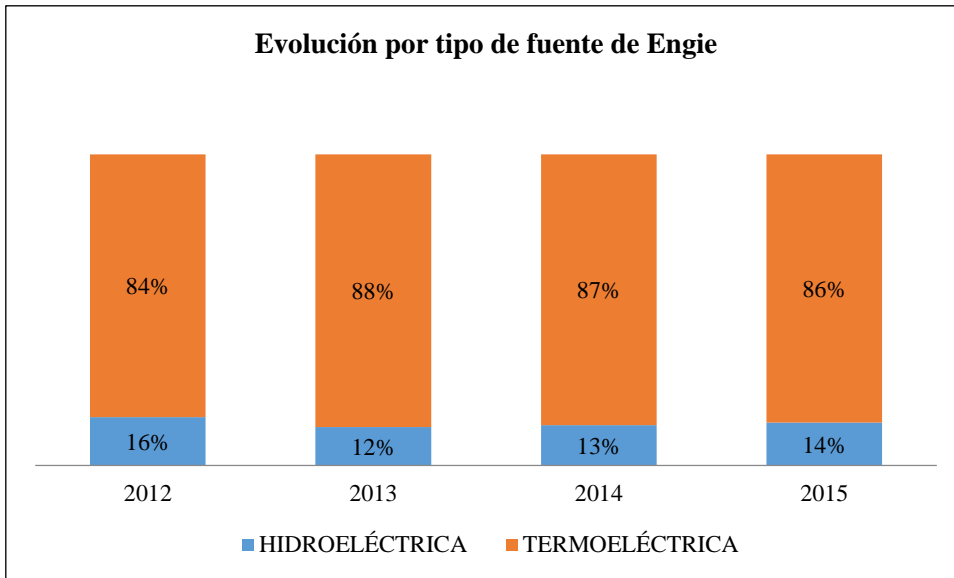
Anexo 3. Evolución de generación hidroeléctrica/termoeléctrica a nivel nacional y de Engie



Fuente: Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES), 2016.

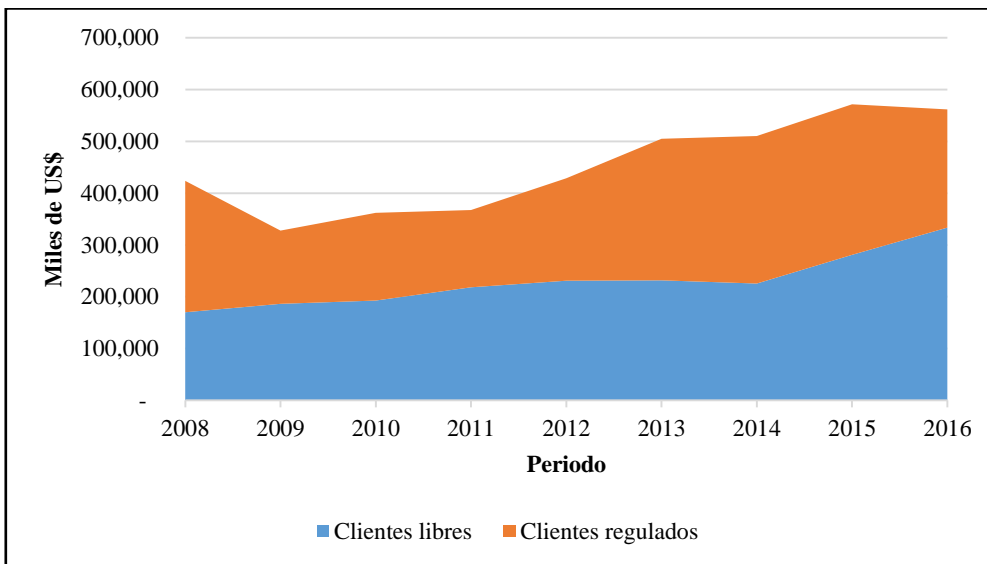


Fuente: Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES), 2016.



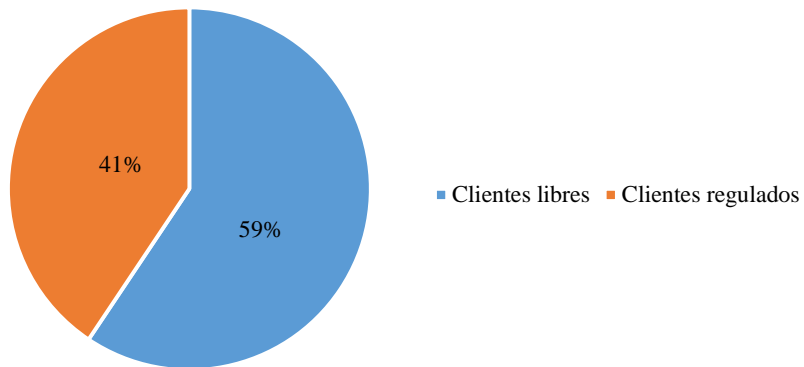
Fuente: Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES), 2016.

Anexo 4. Evolución de venta de energía por tipo de cliente a nivel nacional



Fuente: Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES). Elaboración propia.

**Participación de las ventas de energía por tipo de cliente
para el año 2016 (total ventas: US\$ 561 millones)**



Fuente: Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES). Elaboración propia.

Anexo 5. Evolución de Backlog de Engie

Clientes Libres	Duración	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Vcto
Antamina	15 años										170	170	31/12/2031
Yanacocha	10 años											60	31/12/2025
Minera Volcan	10 años											15	31/12/2025
Banco de Crédito del Perú	10 años										2	2	31/12/2024
Minera Las Bambas	10 años									150	150	150	14/10/2023
Soc.Minera Cerro verde	6 años											38	31/12/2021
Papelera del Sur	4 años								5	5	5	5	31/12/2021
Yura S.A. (Grupo Gloria)	5 años											38	31/12/2020
Quimpac S.A.	16 años	86	6	18	18	18	18	18	18	18	20	20	30/06/2020
Panasa	13 años		12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	30/06/2020
Cerámica Lima S.A.	5 años										4	4	31/12/2019
Antapaccay (Xstrata)	10 años								8	8	21	21	30/04/2018
Universidad de Lima	10 años	3	2	2	3	3	3	3	3	3	3	3	31/12/2018
Apumayo	2 año y								1	1	1	1	31/12/2018
Southern Perú Cooper C.	20 años	373	185	185	205	205	205	205	207	207	207	207	17/04/2017
Votoramtin Metais	3 años										110	110	28/02/2017
Celec EP	5 meses										40	40	31/05/2017
Minera Bateas S.A.C.	10 años		3	3	3	3	4	4	4	4	4	4	31/01/2017
Owens Illinos Perú	5 años							3	3	3	12	12	31/12/2017
Nyrstar Coricancha	10 años									5	5	5	31/03/2017
Industrial Papelera Atlas	5 años								3	3	1	1	31/12/2017
Minera Santa Luisa	5 años								1	1	1	1	31/12/2017
Cia Minera San Juan	10 años		5	5	5	5	5	5	1	1	1	1	31/12/2017
Xstrata Tintaya S.A.	5 años	7	6	24	24	24	31	43	32				
Minera Los Quenuales	7 años	39	21	21	21	21	22	22					
Otros	3 años +-	22	8	22	20	17	16	20	48	21	15		
Nuevos Clientes Proy													
Total MW Contratados	Total	530	247	292	311	308	315	335	345	441	782	919	

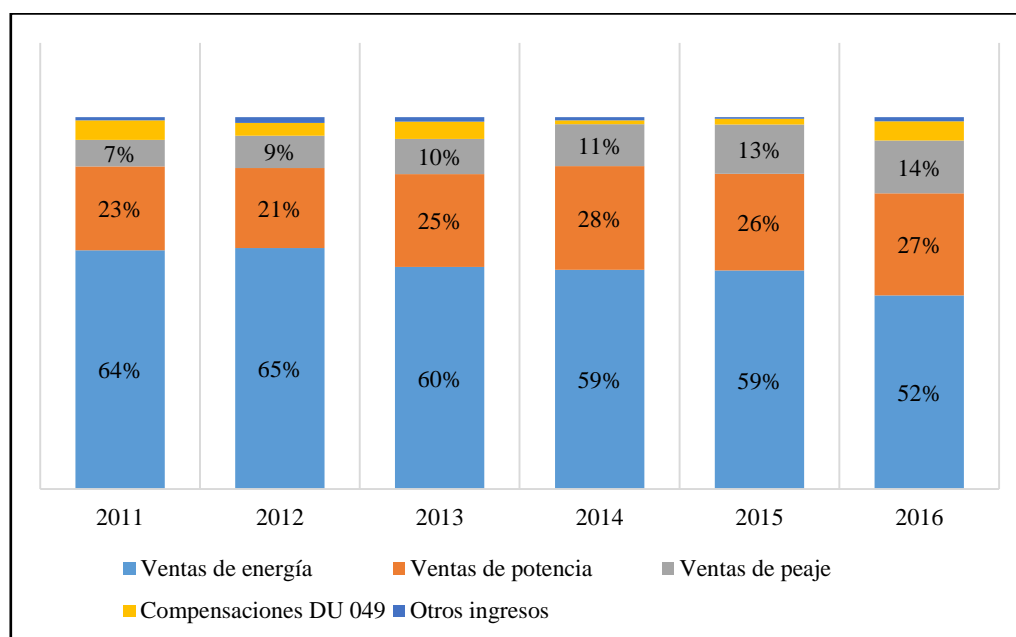
2017 PY	2018 PY	2019 PY	2020 PY	2021 PY	2022 PY	2023 PY	2024 PY	2025 PY	2026 PY
170	170	170	170	170	170	170	170	170	170
60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
150	150	150	150	150	150	150	150	150	150
38	38	38	38	38	38	38	38	38	38
5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
38	38	38	38	38	38	38	38	38	38
20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
21	21	21	21	21	21	21	21	21	21
3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
207		-	-	-	-	-	-	-	-
110	110	110	110	110	110	110	110	110	110
40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	41	83	128	176	226	279	335	395	457
919	752	795	840	887	938	991	1.047	1.106	1.169

Cientes Regulados	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Mix
Edelnor S.A.A.	22	16	135	150	155	155	155	153	452	458	241	33%
Luz del Sur	28	103	134	291	292	276	407	449	220	182	182	41%
Hidrandina	20	22	7	6	6		25	127	22	54	18	5%
Seal								95	58	43	43	4%
ElectroSur Este						45	78		30	30	30	3%
ElectroUcayali								21	23	23	21	1%
Electronorte		5	5	6	6				13	23	13	1%
Electrosur		3	3	3	3			129	13	13	13	3%
Electrocentro	20	16							11	11	11	1%

Clientes Regulados	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Mix
Electronoroeste	6	10	6	6	7				50	9	31	2%
Edecañete				2	2	9	9	5	4	4	4	1%
Electropuno									3	3	3	0%
Coelvisac								11	27	0	0	1%
Electro Dunas					28	50						1%
Electro Sur Medio S.A.	8		28	28								1%
ElectroDunas									52			1%
Electronor								32				1%
Electronoreste							23					0%
Electro Sur Medio	9	14										0%
Total	113	189	317	493	498	535	698	1,022	977	851	609	100%

2017 PY	2018 PY	2019 PY	2020 PY	2021 PY	2022 PY	2023 PY	2024 PY	2025 PY	2026 PY
292	301	310	319	329	339	349	359	370	381
288	296	305	314	324	333	343	354	364	375
49	51	52	54	55	57	59	60	62	64
60	61	63	65	67	69	71	73	75	78
42	43	45	46	47	49	50	52	53	55
22	23	23	24	25	26	26	27	28	29
16	17	17	18	18	19	19	20	21	21
42	43	44	45	47	48	50	51	53	54
11	11	11	12	12	12	13	13	14	14
30	31	32	33	34	35	36	37	38	39
5	5	5	6	6	6	6	6	6	7
3	3	3	3	3	3	3	3	3	4
10	10	10	11	11	11	12	12	12	13
869	895	922	949	978	1.007	1.037	1.068	1.100	1.134

Anexo 6. Composición de ingresos de Engie



Fuente y Elaboración: Memorias Engie, 2016.

Anexo 7. Ubicación de plantas de generación eléctrica

Planta	Ubicación
Hidroeléctrica Quitarasca	Departamento de Áncash, altitud: 1.465 msnm.
Hidroeléctrica Yuncán	Departamento de Pasco, altitud: 2.500 msnm.
Termoeléctricas de Ilo 1	Departamento de Moquegua, altitud: 15 msnm.
Termoeléctricas de Ilo 21	Departamento de Moquegua, altitud: 15 msnm.
Termoeléctricas de Ilo 31	Departamento de Moquegua, altitud: 15 msnm.
Termoeléctricas Chilca 1	Departamento de Lima, altitud: 40 msnm.

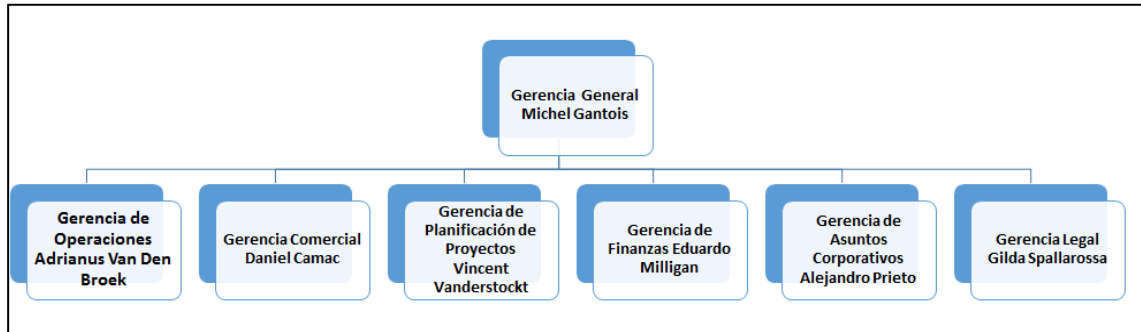
Fuente: Memorias Engie, 2016.

Anexo 8. Hechos de importancia de ventas

Años	Hechos de Importancia
2007	SPCC representa el 62% de ingresos totales de la empresa, por mayor diversificación del portafolio.
2009	1Q Menores ingresos por venta de energía a clientes libres y por potencia (COES).
2009	2Q Menores ingresos por venta de energía a clientes libres (-37%) y mayores ingresos por potencia (+13%) a clientes regulados.
2012	Mayor contratos por licitaciones y bilaterales.
2012	Mayor venta por potencia y energía a Southern Copper y Xtrata Tintaya.
2013	Mayor capacidad de generación de energía.
2012	Aumento de potencia por entrada en operación de Chilca1 (2012) y C.T. Ilo31 (2013).
2015	Mayor cobro de peajes (+34,8%). Mayor despacho de energía (+14,9%). Mayor potencia (+7,65%).
2015	Empresa se benefició de la congestión de interconexión centro-sur. COES demandó mayor generación de ILO1, Ilo2, Ilo31.
2016	Ganó la licitación para construir la planta solar con 40 MW con inicio de producción comercial 4Q17.
2016	Proyecto Nodo Energético ingresó en producción comercial alcanzando una capacidad instalada de 113 MW

Fuente: Memorias Engie, 2016.

Anexo 9. Organigrama de Engie



Fuente: Memorias Engie, 2016.

Anexo 10. Análisis PESTLE

1. Políticos

1.1. Desde 1992, el Perú viene realizando esfuerzos por desarrollar el sector eléctrico permitiendo el acceso universal al servicio y generando competitividad en el sector. En ese año se promulgó la Ley 25844 de Concesiones Eléctricas; las empresas nacionales son separadas verticalmente y entregadas a concesión. En 1997 se desarrolló la Ley antimonopolio del sector eléctrico; en el año 2001, la Ley 27510 de Fondo de Compensación Social Eléctrica, la cual de acceso y permanencia del servicio eléctrico a los usuarios residenciales cuyo consumo mensual sea hasta 100kw.h. Los siguientes años se promulgaron más leyes cuyo objetivo es generar competitividad y acceso general por parte de la población al servicio eléctrico: la Ley General de Electrificación Rural (2006), Decreto Legislativo 1002 de generación de electricidad con recursos renovables (2008), Política Energética Nacional del Perú mediante el D.S. 064-2010-EM, entre otras normas. Es improbable que el Estado tome participación mayoritaria en el sector. Sin embargo, si esto ocurriese tendría un impacto negativo para todas las empresas del sector.

1.2. En mayo de 2016, Engie se convirtió en la primera empresa generadora de electricidad en importar 40MW de Ecuador a efectuarse entre mayo y junio de 2017. Esta capacidad representa en promedio el 30% de una central hidroeléctrica como Yuncán o Quitarasaca o el 50% de la central termoeléctrica de Chilca. Perú y Ecuador son sistemas hidroeléctricos complementarios, esto quiere decir que en épocas de escasez de lluvia en un país, en el otro hay abundancia, lo que permite el intercambio de excedentes de electricidad sin aumentar los costos. Esto implica que, dependiendo de la capacidad de negociación de los competidores, Engie podría perder participación de mercado, por lo que un adecuado seguimiento a los acuerdos binacionales de interconexión eléctrica es necesario.

1.3. Según datos del INEI, la variación mensual del PBI y la variación mensual de la producción eléctrica es de 0,84 tomando como referencia el periodo comprendido entre diciembre de 2007 y setiembre de 2014. El PBI está influenciado por el gasto del gobierno en proyectos de infraestructura primordialmente, el Gobierno peruano ha establecido una política de ajuste fiscal para lograr una reducción de 3% a 1% del PBI a finales del 2021, lo que conllevaría una desaceleración en el subsector eléctrico.

2. Económicos

2.1. Engie genera el 67% de su capacidad a través de fuentes no renovables que usan petróleo, gas y carbón. Durante el 2015 y 2016, los *commodities* mostraron precios bajos, por ejemplo, en el caso del petróleo, que la activación de Irán, el *fracturing*, y decisión de la política de la OPEP de no disminuir su producción y estar en sintonía con la desaceleración mundial, especialmente de China, llevaron los precios a niveles de US\$ 20 por barril. Para los siguientes periodos se espera que los *commodities* incrementen de precio, por lo que es necesario una gestión activa del riesgo de mercado.

2.2. El caso de corrupción Odebrecht ha tenido un efecto ralentizador sobre el gasto público ocasionando que las proyecciones del FMI sobre el crecimiento del Perú para el 2017 sean de 4,3%. Adicionalmente, el gobierno se ha propuesto reducir el déficit fiscal hasta llegar a niveles de 1% del PBI para el año 2021, es decir, habrá una contracción del gasto público. Ya que el PBI y el crecimiento del sector eléctrico tienen una alta correlación, es de vital importancia monitorear las variables macroeconómicas, así como las políticas fiscales del gobierno, pues una política económica contractiva tendría un efecto negativo para el sector eléctrico.

2.3. El BCR comunicó en febrero 2017 que mantendría su tasa de referencia en 4,25% por duodécimo mes consecutivo, las expectativas son que se mantenga o que en los próximos años se reduzca a 4%.

3. Social

3.1. Según datos del Observatorio de Conflictos Mineros de América Latina (Ocmal), el Perú tiene, al cierre del año 2016, 39 conflictos mineros, de los cuales 5 se activaron durante el 2015. Si se toma en cuenta que los principales clientes de Engie se encuentran en el sector minero, este factor podría causar un gran impacto negativo en el flujo de caja de la compañía.

3.2. Los profesionales altamente especializados en el sector eléctrico no son abundantes, por lo que la oferta de estos no es mucha. Sin personal calificado para operar las instalaciones de la empresa, esta correría riesgos operativos. Sin embargo, Engie, previendo este hecho y como

parte de su manejo activo de riesgos, ha desarrollado planes de capacitación profesional interno que se ven plasmados en retención del talento. En el 2015 hubo 490 promociones, 7 de los cuales corresponden a altos directivos y 483 a colaboradores en general.

4. Tecnológico

4.1. Engie ha invertido desde el año 1997 al 2016, US\$ 2.200 millones. Actualmente, cuenta con 6 plantas generadoras. Esto denota qué tan importante es la inversión en capex en el subsector eléctrico. La inversión en equipos tecnológicos es un factor clave para la operación de las empresas que operan en este sector, hoy en día, la tecnología ha acelerado los ciclos de vida en muchas industrias y esta no es la excepción. Realizar inversiones en capex de última tecnología no solo es una cuestión de moda, sino de ser los más eficientes en la industria, el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES) asigna la generación eléctrica por eficiencia, de allí su importancia. Surge la necesidad de monitorear la oferta de equipos tecnológicos especializados en la industria.

4.2. La proliferación de equipos tecnológicos en hogares, centros comerciales, equipos de alta especialización para las industrias lleva a un consumo de electricidad elevado. La tendencia es que los equipos eléctricos tiendan a ser ecológicos, es decir, más eficientes en el consumo eléctrico. Este fenómeno si bien lleva a reducir el consumo eléctrico, la disponibilidad y demanda de estos equipos aumenta, compensando el efecto “ecoamigable”.

5. Legal

5.1. Se denomina clientes libres a aquellos cuyo consumo es mayor a 200KW al año. Estos pueden negociar las tarifas eléctricas directamente con la empresa generadora. El 46% de los ingresos de Engie provienen de clientes libres, si el gobierno decidiera aumentar la valla como medida para ampliar la base de clientes regulados, los ingresos de Engie se verían gravemente afectados. Por otro lado, si se redujera la valla para fomentar la libre competencia en la negociación de tarifas eléctricas, podría originar una guerra de precios que afectaría los flujos de caja de la empresa.

6. Ecológico

6.1. La principal fuente generadora de electricidad en el Perú proviene de fuentes hídricas, estas están condicionadas a las épocas de sequía o niveles mínimos de cauce (estiaje) o máximos (avenida). Engie ha previsto esta situación y tiene sus fuentes energéticas diversificadas usando petróleo, carbón y gas. Sin embargo, situaciones climatológicas extremas como el

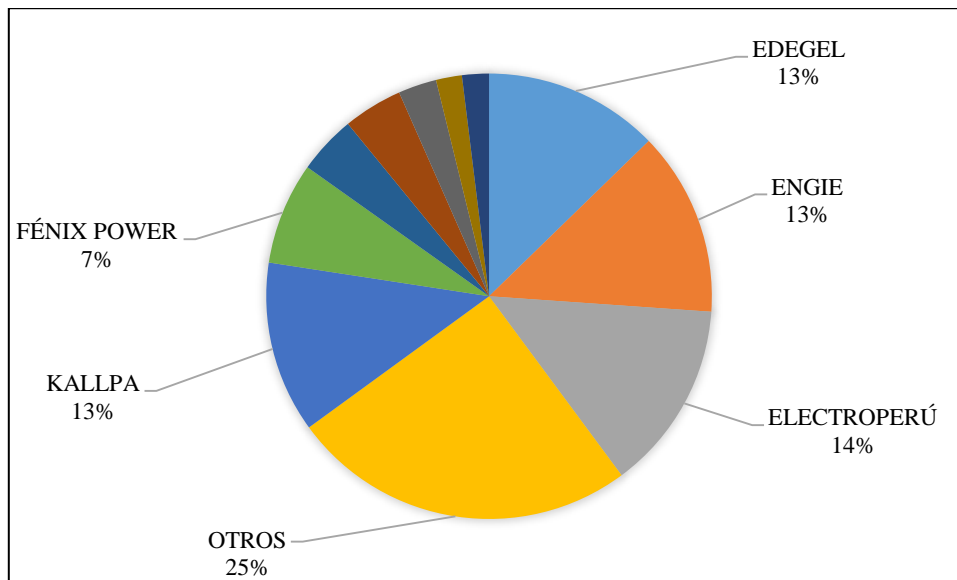
fenómenos de El Niño ocasionan deterioro en la economía paralizando el crecimiento del PBI, lo cual reduce también el crecimiento del sector eléctrico.

Anexo 11. Análisis FODA

FODA	Punt.	%	Total
Fortalezas			4,4
Diversidad de fuentes energéticas	4	31%	1,2
Crecimiento histórico en capacidad instalada “Potencia MW” y producción de energía	4	31%	1,2
Solidez y solvencia de su principal accionista, Grupo Engie	5	38%	1,9
Oportunidades			3,7
Voluntad política para destrabar proyectos de inversión en el país	4	36%	1,5
Planes gubernamentales para exportar energía al norte y sur del país	4	36%	1,5
Ampliación de la cartera de clientes	3	27%	0,8
Debilidades			2,8
Política agresiva de financiamiento para nuevos proyectos	3	38%	1,1
Alta concentración de clientes libres con vencimiento a mediano plazo	2	25%	0,5
Dependencia del proyecto gasoducto sur para disminuir costos de producción	3	38%	1,1
Amenazas			2,8
Volatilidad de los precios de los principales insumos (<i>commodities</i>).	3	38%	1,1
Cambio en regulaciones del sector	3	38%	1,1
Protestas de activistas a favor del medio ambiente	2	25%	0,5

Fuente: Elaboración propia, 2016.

Anexo 12. Generación del sector eléctrico



Fuente: Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES), 2016.

Anexo 13. Análisis de Porter

	Engie	Edegel	Electroperú	Kallpa
Financiero				
Ingresos 2015 (millones)	US\$ 714	US\$ 493	US\$ 317	US\$ 447
Accionariado	61% Belga; 39% Perú	70% Perú; 30% Chile	100% Perú	25% Perú; 75% Bermuda
Capitalización bursátil	S/ 5.141	S/ 6.799	S/ 216	S/ 213
Precio promedio negociado 2015	S/ 8,95	S/ 2,72	NR	NR
Cantidad negociada	17.000	1.131	NR	NR
Liquidez	0.6535	0.9352	5.12	0.5000
Deuda/Patrimonio	1.3581	0.5798	0.2700	2.9300
ROE	20,83%	17,46%	15,48%	24,00%
Margen bruto	41%	38%	47%	26%
Margen neto	25%	26%	43%	10%
Marketing				
Participación en la generación eléctrica (5 últimos años)	16%	19%	18%	12%
Participación en la generación eléctrica (año 2015)	16%	16%	16%	12%
Clientes libres	49%	43%	37%	47%
Clientes regulados	51%	57%	63%	53%
Servicio de atención al cliente	Sí	Sí	No	Sí
Segmento de mercado	Mineras	Industriales	Industriales	Industriales
Operaciones				
Fundación	1996	1996	1972	2005
Fuente hidráulica	15%	46%	99%	0%
Fuente térmica	85%	54%	1%	100%
Potencia efectiva en MW	1.854	1.490	910	1.060
Número de trabajadores	370	244	297	88
Ubicación	Centro y sur	Sierra cerca de lima	Sierra central	Costa cerca de Lima

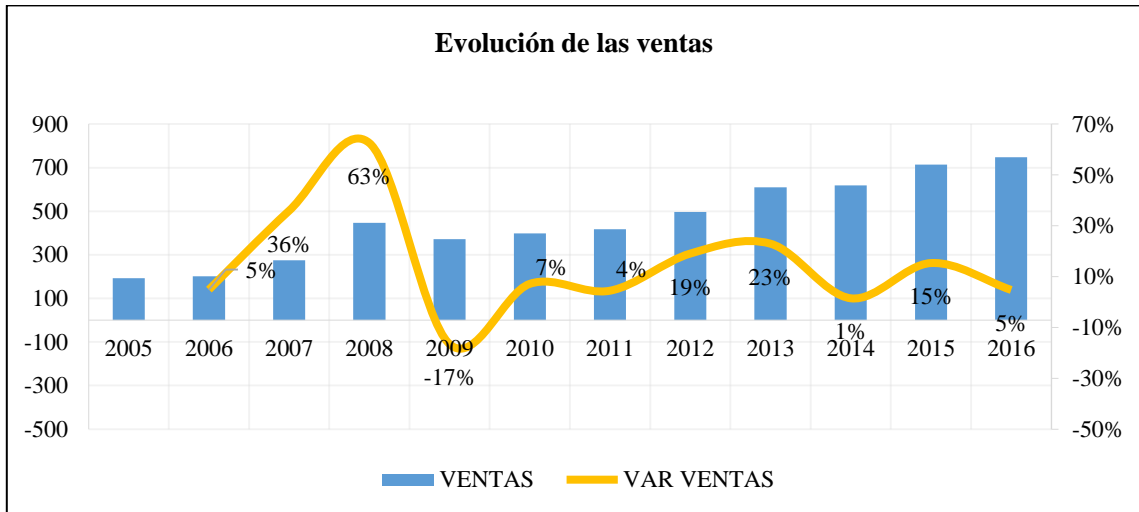
Fuente: Michael Porter, 2016.

Anexo 14. Ubicación geográfica de los principales generadores de electricidad

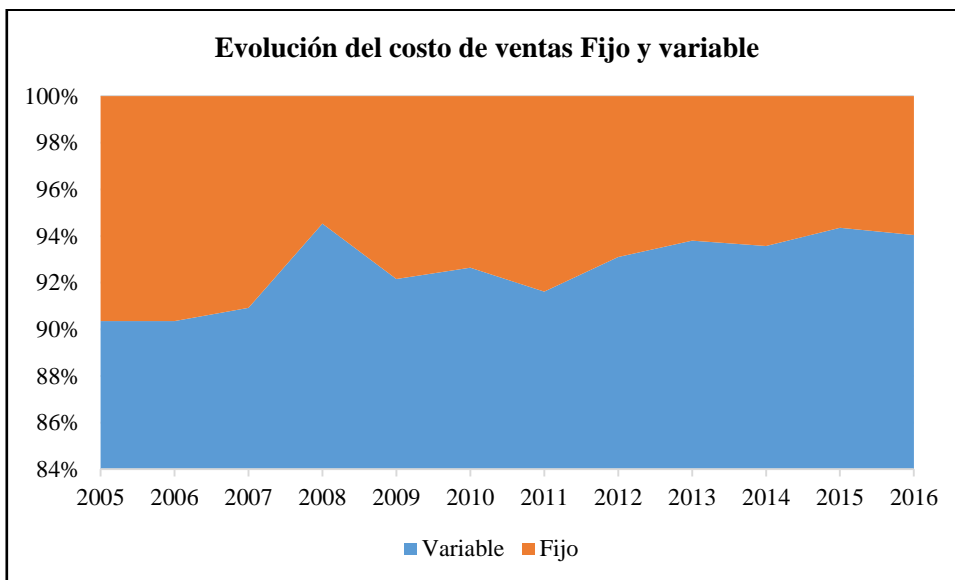


Fuente: Memorias Engie, 2016.

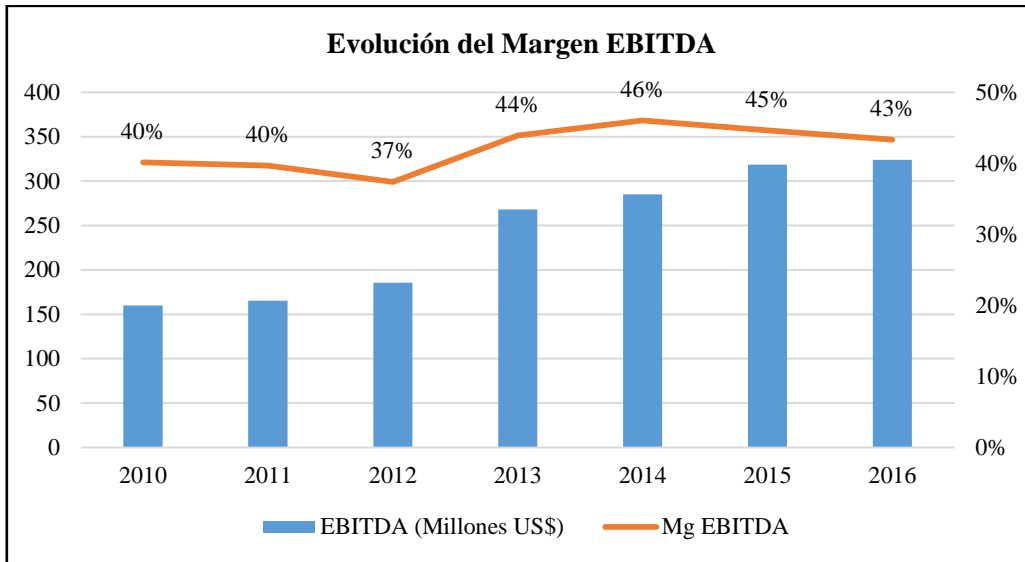
Anexo 15. Principales indicadores financieros



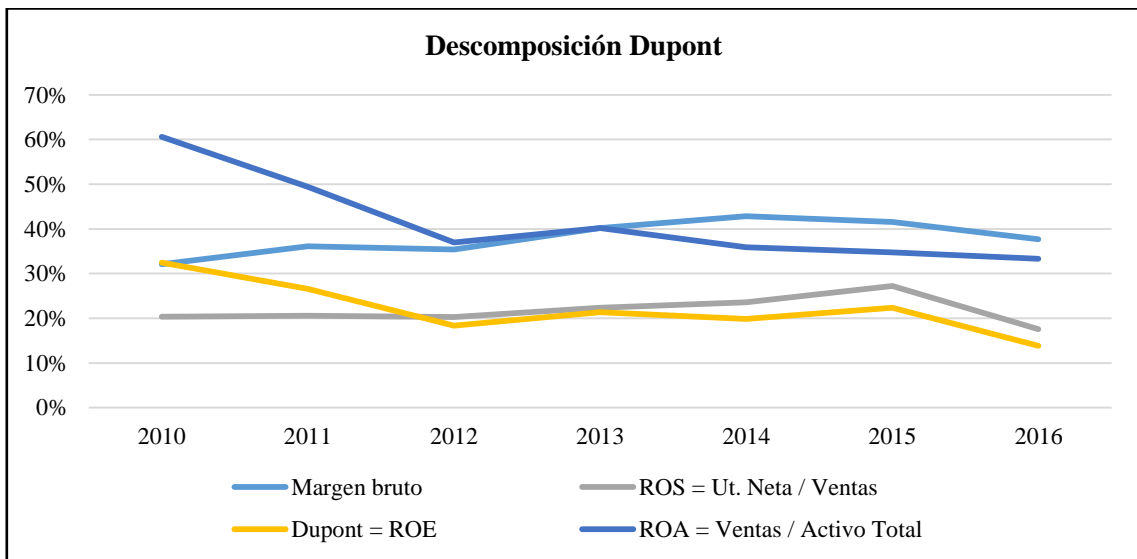
Fuente: Memorias Engie, 2016.



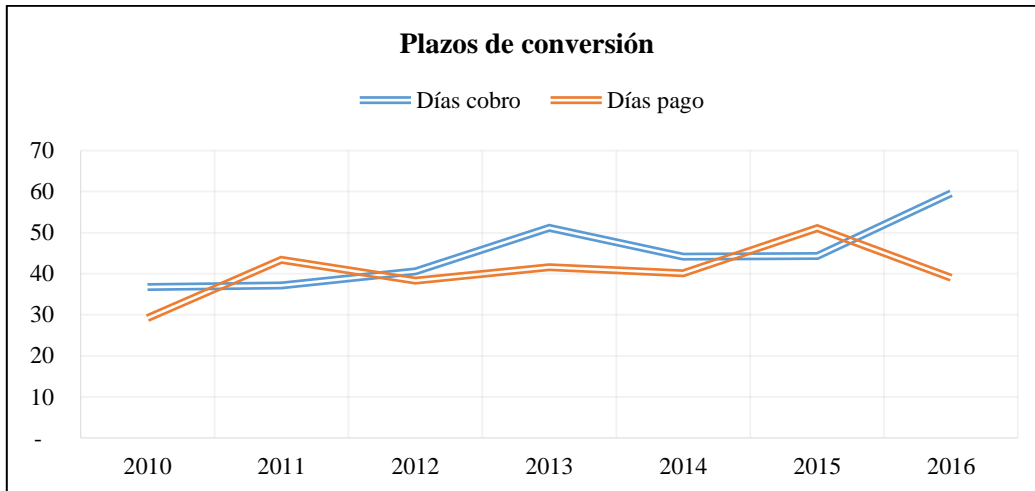
Fuente: Memorias Engie, 2016.



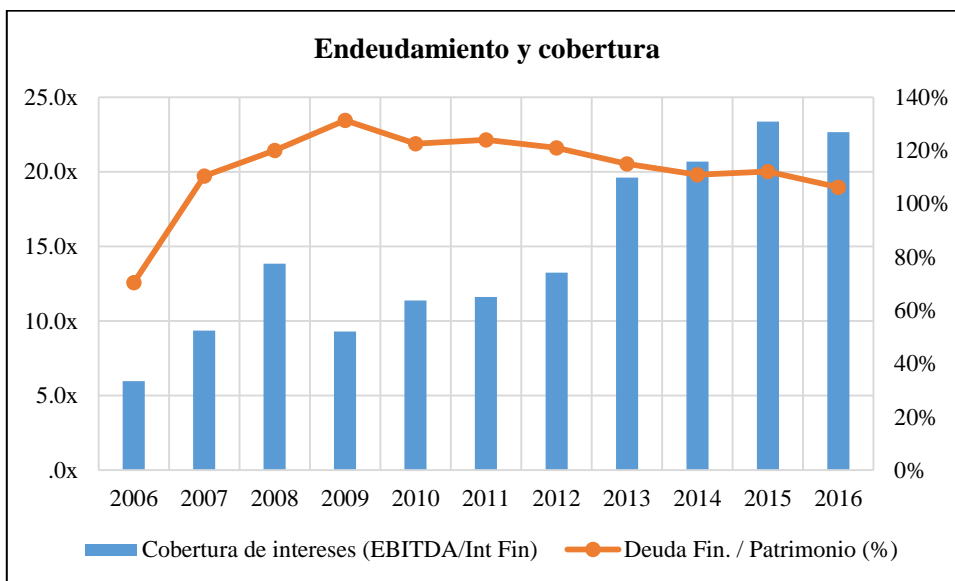
Fuente: Memorias Engie, 2016.



Fuente: Memorias Engie, 2016.



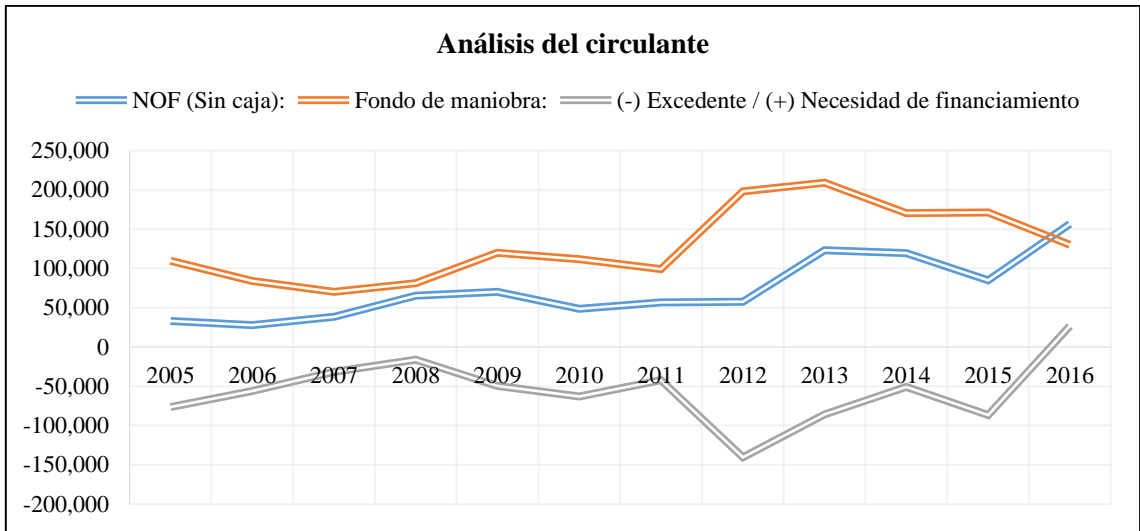
Fuente: Memorias Engie, 2016.



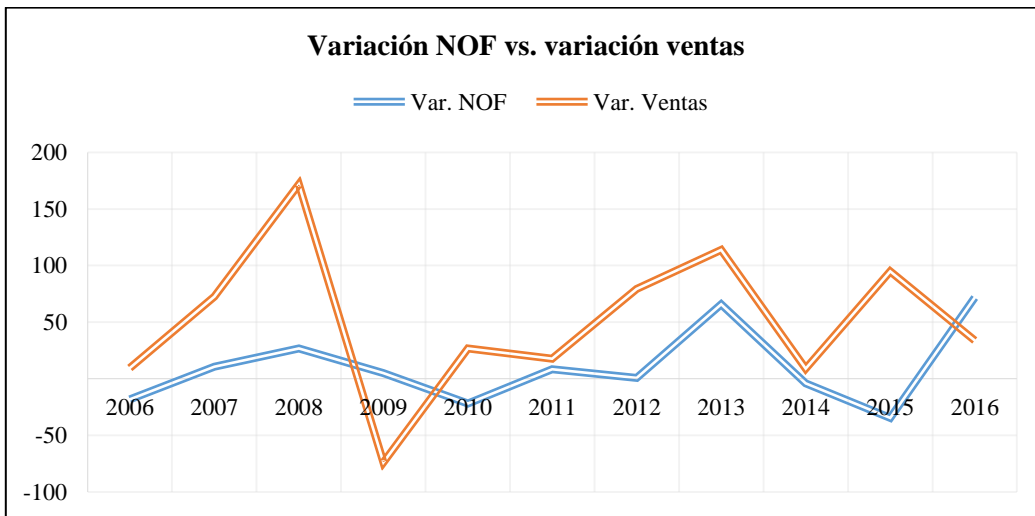
Fuente: Memorias Engie, 2016.

Ratios Financieros	2012	2013	2014	2015	2016
Liquidez corriente	1.47	0.84	0.75	0.65	0.75
Deuda Financiera / Total Pasivo	84%	83%	83%	82%	78%
Endeudamiento Patrimonial	1.45	1.38	1.34	1.36	1.36
Total Pasivo Corriente / Total Pasivo	17%	30%	27%	28%	28%
ROE	18%	21%	20%	22%	14%
Cobertura de intereses	13.2x	19.6x	20.7x	23.4x	22.7x

Fuente: Elaboración propia.

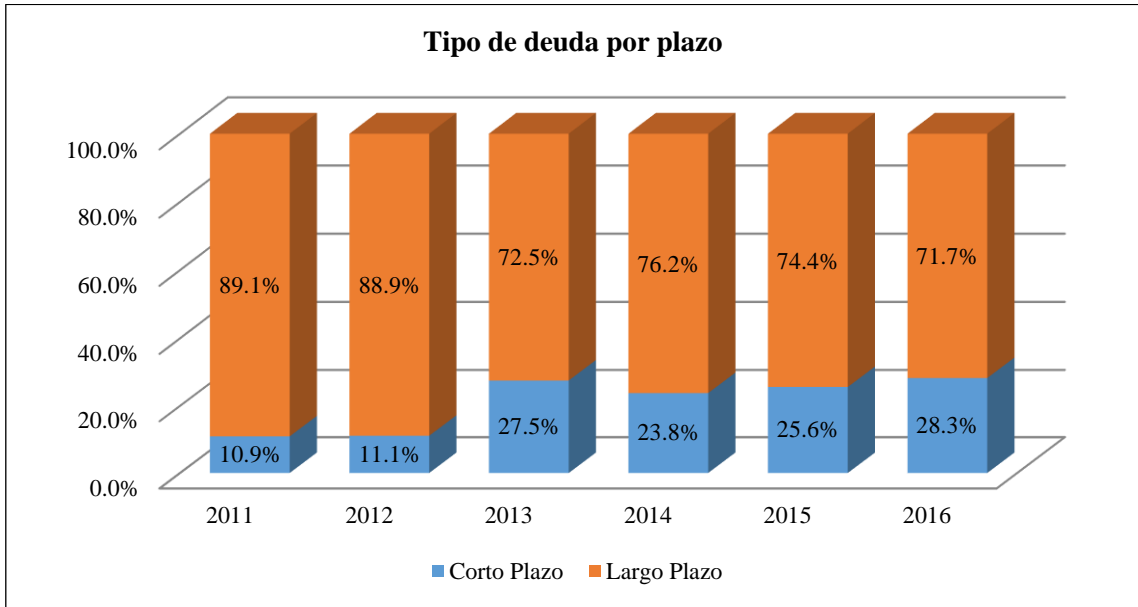


Fuente: Memorias Engie, 2016.

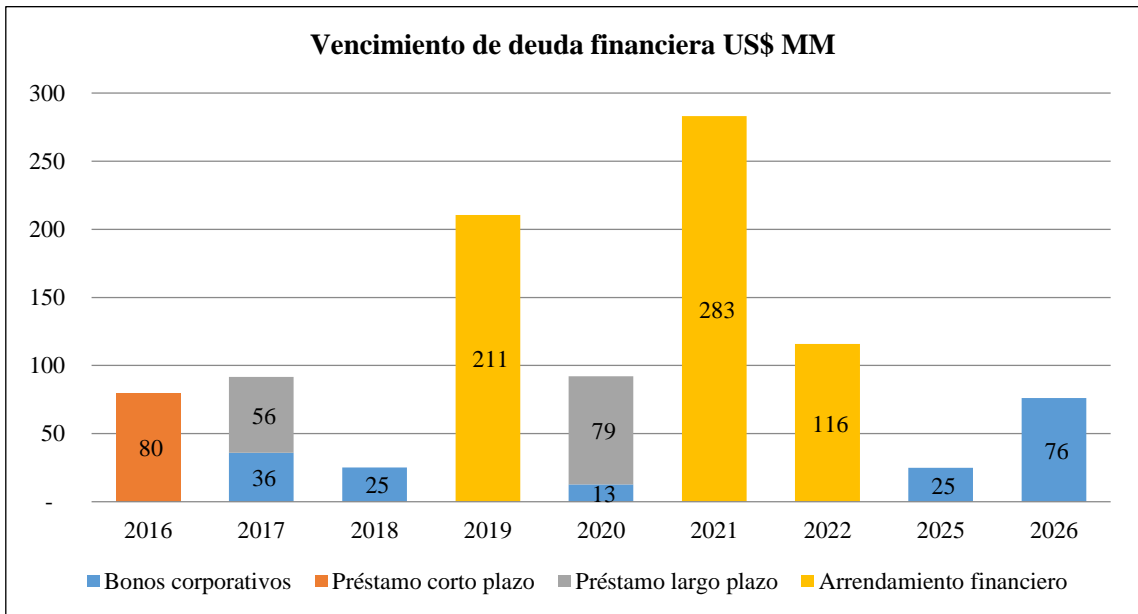


Fuente: Memorias Engie, 2016..

Anexo 16. Plazo de las deudas financieras



Fuente: Memorias Engie, 2016.



Fuente: Memorias Engie, 2016.

Fuentes de financiamiento	Fecha Emisión	Fecha Vcto.	Plazo	Mon	Mon. Colocado	Saldo Dic 16	Fija/Var	Tasa (%)
Bonos corporativos	2007	2017	10	PEN	121	36	Fija	6,81
Bonos corporativos	2008	2018	10	PEN	84	25	Fija	7,19
Bonos corporativos	2010	2020	10	PEN	42	13	Fija	7,59
Bonos corporativos	2008	2028	20	US\$	10	10	Fija	6,31
Bonos corporativos	2009	2016	7	US\$	40	-	Fija	6,50
Bonos corporativos	2010	2025	15	US\$	25	25	Fija	6,50
Bonos corporativos	2016	2026	10	PEN	250	76	Fija	7,13
Préstamo corto plazo	2015	2016	1	PEN	166	33	Fija	5,44
Préstamo corto plazo	2015	2016	1	PEN	236	47	Fija	5,29
Préstamo largo plazo	2015	2017	2	PEN	237	56	Fija	6,01
Préstamo largo plazo	2014	2020	6	US\$	100	79	Var	Libor
Arrend. financiero	2013	2017	3	US\$	60	-	Fija	3,02
Arrend. financiero	2013	2019	6	US\$	310	128	Fija	6,67
Arrend. financiero	2013	2019	6	US\$	100	38	Fija	5,70
Arrend. financiero	2013	2019	6	US\$	100	44	Fija	5,70
Arrend. financiero	2013	2021	8	US\$	145	139	Fija	4,90
Arrend. financiero	2013	2021	8	US\$	145	144	Fija	4,90
Arrend. financiero	2013	2022	9	US\$	125	116	Var	Libor
						1.009		

Fuentes de financiamiento	Moneda	Monto Colocado	Fija/Variable	Tasa (%)	Derivados	Notional US\$	Tasa (%)	TC	Plazo	Banco
Bonos corporativos	PEN	121	Fija	6,81	CROSS CURRENCY SWAPS	40,0	5,76	3,018	10	CITI
Bonos corporativos	PEN	84	Fija	7,19	CROSS CURRENCY SWAPS	29,9	6,17	2,806	10	CITI
Bonos corporativos	PEN	42	Fija	7,59	CROSS CURRENCY SWAPS	15,0	5,97	2,820	10	BBVA
Bonos corporativos	PEN	250	Fija	7,13	CROSS CURRENCY SWAPS	76,2	3,38	3,276	10	BCP
Préstamo corto plazo	PEN	166	Fija	5,44	FORWARD US\$	50,0	0,16	3,412	0.5	SCO
Préstamo corto plazo	PEN	236	Fija	5,29	FORWARD US\$	70,0	0,16	3,558	1	BCP
Préstamo largo plazo	PEN	237	Fija	6,01	CROSS CURRENCY SWAPS	70,0	0,84	3,395	2	SCO

Fuente: Memorias Engie, 2016.

Ocupabilidad de capex

Año	Potencia instalada MW	Potencia Efectiva MW	Pérdida de eficiencia	Energía firme (GWh)	Ventas (GWh)	% de Cap ociosa	Energía Firme / Potencia efectiva
2005	517	497	3.3%	3,067	1,808	41%	6.17
2006	558	539	3.4%	3,848	2,399	38%	7.14
2007	868	836	3.7%	5,639	2,805	51%	6.82
2008	860	836	2.3%	6,406	3,510	45%	7.67
2009	1,029	1,030	-0.1%	6,493	5,605	14%	6.31
2010	1,052	1,038	1.3%	7,903	5,635	29%	7.61
2011	1,064	1,034	2.8%	7,711	6,006	22%	7.46
2012	1,356	1,225	9.7%	7,805	6,427	18%	6.37
2013	1,324	1,762	8.4%	9,418	7,758	18%	5.34
2014	1,902	1,745	8.2%	9,826	8,784	11%	5.63
2015	2,017	1,855	8.0%	10,214	8,748	14%	5.51
2016	2,847	2,530	11.1%	11,345	9,362	17%	4.48
2017	2,847	2,645	7.1%	11,862	9,845	17%	4.48
2018	2,887	2,683	7.1%	12,028	9,984	17%	4.48
2019	2,887	2,683	7.1%	12,028	10,224	15%	4.48
2020	2,887	2,683	7.1%	12,028	10,585	12%	4.48
2021	2,887	2,683	7.1%	12,028	10,705	11%	4.48

Fuente: Estadísticas anuales Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES), 2016.

Anexo 17. Componentes del CAPM

Ke	11.5%
Tasa Libre de riesgo	2.45%
Beta	1.10
Rendimiento de mercado	9.1%
Prima de Riesgo país	1.7%

Kd	3.42%
-----------	--------------

Bancos	F. Emisión	Plazo	Moneda	Monto Colocado MM	Tipo	Tasa ME	Derivado
Bonos Corporativos	2016	10	PEN	76.23	Fija	3.38	CROSS CURRENCY SWAPS

Estructura capital de mercado USD

Equity	1,550,048
Total de acciones	601,370
Precio USD *	2.58
Deuda	1,009,300
Equity / (Deuda mas equity)	0.75
Deuda / (Deuda mas equity)	0.25
WACC	9.20%

Fuente: Memorias Engie, 2016.

Anexo 18. Método de dividendos descontado

Periodo	1 Dividendo	2 Dividendo	Total Div	Utilidad Neta	%	1 Div / accion	2 Div / accion	Total
2009		31,610	66,244				0.05	0.11
2010	34,634	14,892	27,275	81,055	33.7%	0.06	0.02	0.05
2011	12,383	14,991	28,816	85,637	33.6%	0.02	0.02	0.05
2012	13,825	15,553	30,189	100,633	30.0%	0.02	0.03	0.05
2013	14,636	18,158	36,244	127,423	30.0%	0.02	0.03	0.06
2014	20,086	21,649	41,314	137,568	30.0%	0.03	0.04	0.07
2015	19,665	30,008	60,702	181,456	33.5%	0.03	0.05	0.10
2016	30,694					0.05	0.04	
				Media	31.80%			

Tasa de crecimiento teorico	8.87%
ROE 2015	13.00%
Dividendo 2016	0.101
Dividendo 2017	0.110
Costo de Capital	11.5%
Valor por accion USD	4.22
Tipo de Cambio 2016	3.38
Valor por accion PEN	14.25

Fuente: Memorias Engie, 2016.

Empresa	P/E			EV/EBITDA			EV/EBIT			EV/VENTAS			P/BV	Enterprise Value	País
	2014	2015	2016	2014	2015	2016	2014	2015	2016	2014	2015	2016	2015	2015	
ENGIE	12.47	7.87	12.26	9.82	7.33	8.43	11.82	8.74	10.71	4.56	3.29	3.48	1.64	2,350.1	Perú
Comparables															
EDEGELC1	15.89	14.12	29.03	10.13	8.49	9.79	13.16	11.29	13.44	5.44	4.17	3.76	2.71	2,249.1	Perú
ENEL	22.59	14.09	9.22	9.35	16.91	7.73	11.54	22.17	10.10	4.27	5.78	2.63	2.72	12,571.7	Chile
COLBUN	56.74	20.54	17.11	10.66	9.45	8.05	16.18	14.21	13.19	3.80	4.19	3.27	1.21	5,500.9	Chile
AESGENER	26.56	14.78	11.51	10.85	10.35	8.24	16.59	14.97	12.18	3.01	3.19	2.79	1.68	6,913.5	Chile
	24.58	14.45	14.31	10.40	9.90	8.14	14.67	14.59	12.69	4.03	4.18	3.03	2.19	6,207.19	

Fuente: Memorias Engie y Bloomberg, 2016.

Anexo 19. Método de flujo de caja descontado

Estado de situación financiera (expresado en US\$ 000,000)

Año	Real												Proyectado									
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Caja	53	43	45	41	24	49	21	96	25	28	51	28	53	67	205	425	658	902	1157	1424	1705	2002
Cuentas por cobrar	24	25	35	46	55	41	43	56	87	76	88	124	102	106	112	120	125	128	132	136	140	144
Inventario	17	19	24	39	33	30	46	36	79	83	56	83	80	84	88	94	98	101	104	107	110	114
Otros	17	10	6	6	14	6	10	10	30	10	24	39	42	46	49	53	57	62	67	72	78	84
Total activos corrientes	111	97	109	133	126	125	119	198	220	197	220	275	277	303	455	692	939	1194	1460	1740	2034	2345
Activo fijo bruto	320	376	440	500	533	631	841	1266	1455	1719	2062	2282	2363	2417	2470	2524	2577	2631	2684	2738	2791	2845
Dep & Amort	-77	-90	-110	-133	-158	-187	-219	-251	-293	-339	-389	-452	-555	-657	-756	-853	-947	-1039	-1129	-1217	-1302	-1386
Activo fijo neto	243	287	330	368	376	445	622	1015	1162	1380	1673	1831	1808	1760	1714	1671	1630	1592	1555	1521	1489	1458
Otros activos de largo plazo	60	60	62	70	91	89	101	130	135	146	161	139	150	162	174	188	203	219	236	255	275	297
Total activos	413	444	501	570	592	658	843	1343	1517	1723	2054	2244	2235	2224	2343	2551	2772	3005	3252	3516	3798	4100
Cuentas por pagar	7	17	20	20	18	22	32	34	42	39	59	50	54	56	59	63	66	68	70	72	74	76
Deuda financiera de CP	19	39	66	46	73	43	44	74	201	192	244	285	213	169	154	158	161	164	168	171	174	178
Otros	4	4	19	21	14	18	28	27	20	30	34	31	37	44	52	63	75	90	107	128	153	183
Total pasivos corrientes	31	60	105	87	104	82	104	135	263	262	337	366	303	269	266	283	302	322	345	371	402	437
Deuda Financiera LP	122	114	144	199	209	264	355	590	533	623	730	724	638	508	463	473	483	493	503	513	523	533
Otros	50	52	62	80	65	62	61	69	84	103	116	202	230	261	297	337	383	436	495	563	639	726
Total pasivos	202	226	311	366	378	408	521	794	879	988	1184	1293	1171	1038	1026	1094	1168	1251	1343	1447	1564	1697
Capital	105	105	105	105	105	105	105	255	255	255	255	255	255	255	255	255	255	255	255	255	255	255
Resultados acumulados	107	113	85	99	109	145	217	294	383	480	615	696	809	931	1062	1202	1348	1499	1654	1814	1979	2148
Total Patrimonio	212	218	190	204	214	250	322	549	638	735	870	951	1064	1186	1317	1457	1603	1754	1909	2069	2234	2403
Total Pasivo & Patrimonio	413	444	501	570	592	658	843	1343	1517	1723	2054	2244	2235	2224	2343	2551	2772	3005	3252	3516	3798	4100

Fuente: Memorias Engie, 2016.

Estado de resultados (expresado en US\$ 000,000)

Año	Real												Proyectado									
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Ingresos	193	202	274	446	372	399	417	496	610	619	714	748	763	797	841	897	934	962	991	1021	1052	1083
Costo de ventas	-120	-121	-155	-273	-251	-271	-266	-320	-365	-354	-417	-466	-479	-500	-527	-562	-586	-603	-621	-640	-659	-679
Margen bruto	73	81	119	173	121	128	150	176	245	265	296	282	285	297	314	335	349	359	370	381	392	404
Gasto de adm. y ventas	-12	-12	-12	-14	-14	3	-17	-23	-19	-27	-27	-21	-23	-24	-25	-27	-28	-29	-30	-31	-32	-32
Ingresos Operativos	61	69	108	159	107	131	134	152	226	238	269	261	262	274	289	308	321	330	340	350	361	372
Gasto de intereses	-8	-12	-11	-18	-16	-16	-16	-15	-39	-37	-31	-43	-37	-29	-27	-27	-28	-28	-29	-29	-30	-31
Otros	5	3	3	3	6	2	6	10	7	6	7	-7	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Utilidad antes de Imp.	57	61	100	144	98	117	124	147	195	207	246	211	230	249	267	285	297	306	316	325	335	346
Impuesto a la renta	-18	-19	-28	-43	-27	-36	-38	-46	-58	-61	-51	-79	-69	-74	-80	-85	-89	-91	-94	-97	-100	-103
Utilidad neta	40	42	72	101	70	81	86	101	136	146	194	132	161	175	187	200	209	215	222	228	235	243
Dividendos	-12	-13	-22	-30	-21	-24	-26	-30	-41	-44	-58	-39	-48	-52	-56	-60	-63	-65	-66	-69	-71	-73
Utilidad retenida	28	29	50	71	49	57	60	70	95	102	136	92	113	122	131	140	146	151	155	160	165	170

Fuente: Memorias Engie, 2016.

Flujo de caja libre a la firma (expresado en US\$ 000,000)

	Real											Proyectado										
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	FC perp *
EBIT	69	108	159	107	131	134	152	226	238	269	261	262	274	289	308	321	330	340	350	361	372	372
(-) Impuestos	-21	-32	-48	-32	-39	-40	-46	-68	-71	-81	-78	-79	-82	-87	-92	-96	-99	-102	-105	-108	-111	-111
NOPAT	48	76	112	75	92	94	107	158	167	188	183	183	191	202	215	224	231	238	245	253	260	260
(+) Depreciación	13	21	23	25	29	32	33	42	47	50	63	103	102	99	97	94	92	90	88	86	84	84
(-) Variación de Cap. Trabajo	5	-11	-27	-5	22	-8	-1	-66	4	35	-72	28	-6	-7	-9	-6	-5	-5	-5	-5	-5	-5
(-) Inv. Activos de capital	-57	-63	-61	-33	-98	-210	-426	-188	-265	-342	-221	-81	-53	-53	-53	-53	-53	-53	-53	-53	-53	-101
FCFF	10	22	47	62	45	-93	-287	-54	-47	-70	-47	234	234	240	249	259	265	269	274	280	285	238

Nota: * Flujo de caja perpetuo: Está basado sobre los datos del año 2026 y ajusta la inversión en activos de capital sobre la base de la depreciación por un factor de 1,2, el cual es la tasa de crecimiento geométrico entre los periodos 2005-2016, para obtener una tasa de crecimiento que permita mantener la capacidad instalada de la compañía.

Fuente: Memorias Engie, 2016.

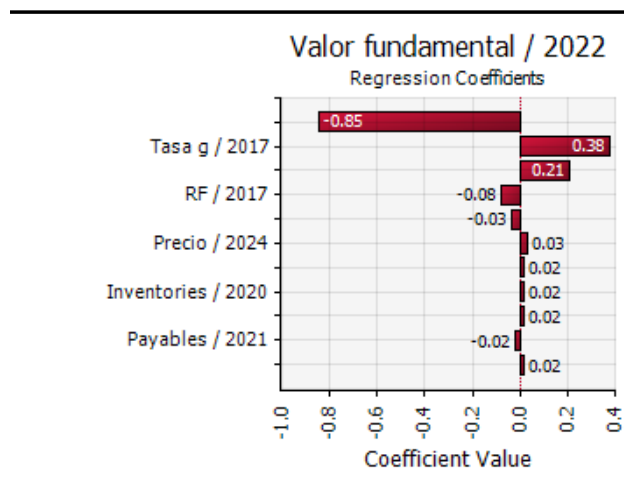
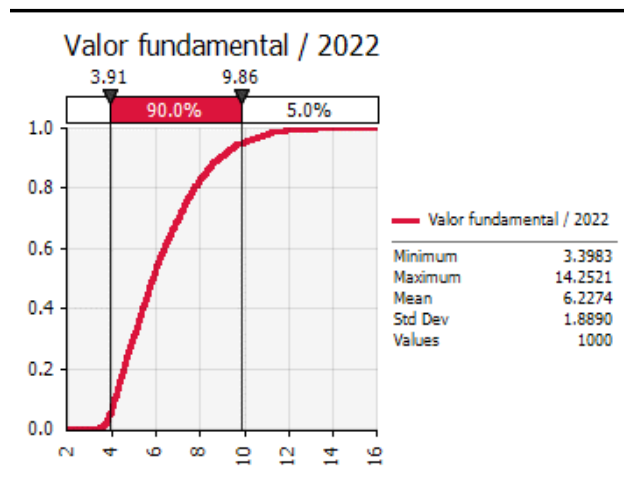
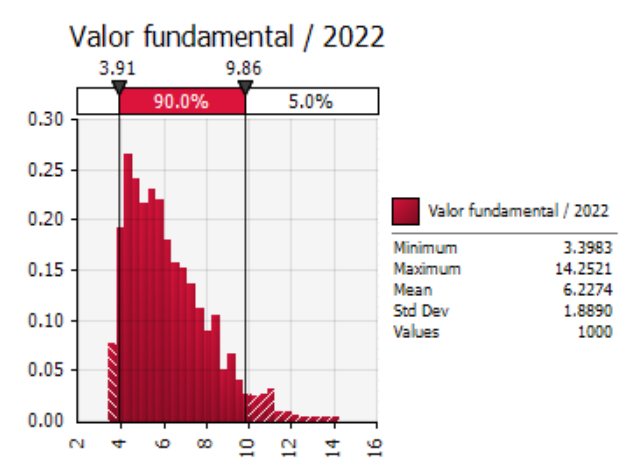
Anexo 20. Método de múltiplos

EBIT	260.914
EBITDA	303.000
Deuda financiera	1.009.300
Caja	28.259
Deuda financiera neta	981.041
Ventas	747.652
Margen EBITDA	40,5%
Margen neto	17,6%
Utilidad neta	131.504
Acciones (#) MM	601.370

Valorización	P/E	EV/EBITDA	EV/EBIT	EV/VENTAS
Valor empresa	1.612.344	2.219.748	2.279.736	2.461.869
Valor patrimonio	1.612.344	1.238.707	1.298.695	1.480.828
Valor por acción US\$	2,68	2,06	2,16	2,46
Valor por acción PEN	9,06	6,96	7,30	8,32
Tipo de cambio 2016	3,38			

Fuente: Memorias Engie, 2016.

Anexo 21. Simulación de Montecarlo



Simulation Summary Information	
Workbook Name	Engie
Number of Simulations	1
Number of Iterations	1000
Number of Inputs	45
Number of Outputs	1
Sampling Type	Latin Hypercube
Simulation Start Time	5/5/17 20:20:30
Simulation Duration	00:00:06
Random # Generator	RAN3I
Random Seed	19191138

Summary Statistics for Valor fundamental / 2022			
Statistics	Percentile		
Minimum	3.40	5%	3.91
Maximum	14.25	10%	4.12
Mean	6.23	15%	4.32
Std Dev	1.89	20%	4.52
Variance	3.568149842	25%	4.73
Skewness	0.952473597	30%	4.93
Kurtosis	3.692588129	35%	5.19
Median	5.85	40%	5.38
Mode	5.37	45%	5.61
Left X	3.91	50%	5.85
Left P	5%	55%	6.06
Right X	9.86	60%	6.37
Right P	95%	65%	6.68
DiffX	5.95	70%	7.03
DiffP	90%	75%	7.34
#Errors	0	80%	7.70
Filter Min	Off	85%	8.28
Filter Max	Off	90%	8.86
#Filtered	0	95%	9.86

Regression and Rank Information for Valor fundar			
Rank	Name	Regr	Corr
1	Beta / 2017	-0.847	-0.902
2	Tasa g / 2017	0.376	0.378
3	Precio / Perpetui	0.208	0.194
4	RF / 2017	-0.081	-0.051
5	Kd / 2017	-0.034	-0.069
6	Precio / 2024	0.028	-0.015
7	Payables / 2024	0.019	0.024
8	Inventories / 202	0.018	-0.005
9	Precio / 2018	0.018	-0.031
10	Payables / 2021	-0.018	0.092
11	Account Receiva	0.017	-0.064
12	Account Receiva	0.000	-0.04583041
13	Account Receiva	0.000	-0.040811921
14	Account Receiva	0.000	0.040561577

Fuente: Memorias Engie, @ Risk, 2016.

Anexo 22. Probabilidad de manipulación

Según el Beneish model, el resultado asciende a 9,29% de probabilidad de manipulación en la información contable. El valor de corte para evitar el error de tipo I (clasificarla incorrectamente una compañía manipuladora como no manipuladora) y error tipo II, (clasificar incorrectamente una compañía no manipuladora como manipuladora) es de - 1,78, es decir 3,8%. El modelo Altman Model concluye que si una compañía obtiene menos de 1,81 tiene una alta probabilidad de caer en bancarrota, más de 3,0 es improbable y entre 1,81 y 3 es incierto. Engie obtuvo 3,69.

Beneish model:		
-4.84 + 0.920 (DSR) + 0.528 (GMI) + 0.404 (AQI) + 0.892 (SGI) + 0.115 (DEPI) - 0.172 (SGAI) + 4.670 (Accruals) - 0.327 (LEVI)		
Days sales receivables index (DSR)	(receivables t/sales t)/(receivables t-1/sales t-1)	
Gross margin Index (GMI)	Gross margin t-1/gross margin t	
Asset Quality Index (AQI)	[1-(PPE t+CA t)/TA t]/[1-(PPE t-1+CA t-1)/TA t-1]	
	CA:current assets; TA: Total assets	
Sales Growth Index (SGI)	Sales t/ Sales t-1	
Depreciation Index (DEPI)	Depreciation rate t-1/Depreciation rate t	
	; Depreciation rate = depreciation/(depreciation + PPE)	
Sales, general and administrative expenses index (SGAI)	(SGA t/ Sales t)/(SGA t-1/Sales t-1)	
Accruals	(income before extraordinary items - cash from operations)/Total assets	
Leverage index (LEVI)	Leverage t/Leverage t-1 ; leverage=debt to assets	
	Year 2015	Factor
DSR	1.0029	\$0.92
GMI	0.8942	\$0.53
AQI	0.9249	\$0.40
SGI	1.1532	\$0.89
DEPI	1.1353	\$0.12
SGAI	0.8897	-\$0.17
Accruals	0.2292	\$4.67
LEVI	1.0030	-\$0.33
M-Score	-1.3231	
Critical value	-1.78%	
Probability of manipulation	9.29%	

Fuente: Memorias Engie, 2016.

Altman Model:

**1.2 (Net working capital/Total assets) + 1.4 (Retained earnings/Total Assets) + 3.3 (EBIT/Total assets)
+ 0.6 (Market value of equity/Book Value of liabilities) + 1.0 (Sales/Total Assets)**

	Year 2015	Factor
(Net working capital/Total assets)	-0.04	\$1.20
(Retained earnings/Total Assets)	0.30	\$1.40
(EBIT/Total assets)	0.13	\$3.30
(Market value of equity/Book Value of liabilities)	4.01	\$0.60
(Sales/Total Assets)	0.35	\$1.00
Z-score: 1.81 ~ 3.0	3.57	
Critical value	3.00	

Fuente: Memorias Engie, 2016.

Nota biográfica

Ricardo Ángeles Sánchez

Nació en Lima el 8 de febrero de 1980. Bachiller en Economía, egresado de la Universidad Nacional Federico Villarreal. Cuenta con un Diplomado en Gestión de Inversiones de la Universidad de Lima.

Tiene más de diez años de experiencia en el mercado de capitales, en los principales bancos de inversión. Ha trabajado tres años en Credicorp Capital y siete años en BTG Pactual. Actualmente, desempeña el cargo de trader senior en Kallpa Securities Sociedad Agente de Bolsa.

Augusto Renzo Burgos Moquillaza

Nació en Lima el 5 de noviembre de 1979. Licenciado en Administración de Empresas por la Universidad San Ignacio de Loyola y Bachiller en Contabilidad por la Universidad Inca Garcilaso de la Vega. Cuenta con una Maestría en Administración de Empresas (MBA) por la Université du Québec a Montreal (UQAM) y con estudios especializados en mercados financieros por el Centro de Estudios Bursátiles de la Bolsa de Valores de Lima (Bursen).

Cuenta con 5 años de experiencia en empresas de diversos sectores como gerente de administración y finanzas, y tres años como docente universitario en instituciones de prestigio en las áreas de Gerencia y Finanzas. Actualmente, se desempeña como gerente de administración y finanzas de Itsanet Perú S.A.C, operador logístico internacional.

Daniel Andrés Montoya Roncal

Nació en Lima el 1 de agosto de 1981. Licenciado en Administración y Finanzas por la Universidad Peruana de Ciencias Aplicadas. Cuenta con estudios realizados en el Centro de Estudios Bursátiles de la Bolsa de Valores de Lima (Bursen), finalizando el curso de Trader en mercados financieros.

Tiene más de ocho años de experiencia en el área comercial. Ha trabajado ocho años en el sector de telecomunicaciones. Actualmente, desempeña el cargo de jefe de producto en Directv Perú.