

Actualización N° 3 del PROSPECTO MARCO

La presente Actualización N° 3 del Prospecto Marco ("Actualización N° 3") debe ser leída conjuntamente con el Prospecto Marco de fecha 28 de octubre de 2015 ("Prospecto Marco"), la Actualización N° 1 ("Actualización N° 1") de fecha 13 de junio de 2016, la Actualización N° 2 ("Actualización N° 2") de fecha 22 de junio de 2017 (en adelante, el Prospecto Marco, la Actualización N° 1, la Actualización N° 2 y la presente Actualización N° 3 se denominan conjuntamente el "Prospecto Marco") y el prospecto complementario correspondiente a los valores que serán ofrecidos, a fin de estar en la posibilidad de acceder a la información necesaria para entender todas las implicancias relativas a las ofertas públicas que serán efectuadas.



ENGIE Energía Perú S.A.

Sociedad anónima constituida bajo las leyes de la República del Perú

Tercer Programa de Bonos Corporativos de ENGIE

Hasta por un monto máximo en circulación de US\$ 500'000,000.00

(Quinientos Millones y 00/100 Dólares de los Estados Unidos de América) o su equivalente en Soles

ENGIE Energía Perú S.A. (en adelante, indistintamente, "ENGIE", la "Compañía" o el "Emisor") emitirá Bonos Corporativos (los "Bonos") hasta por un monto máximo en circulación de US\$ 500'000,000.00 (Quinientos Millones y 00/100 Dólares de los Estados Unidos de América) o su equivalente en Soles, a través del "Tercer Programa de Bonos Corporativos de ENGIE" (en adelante, el "Tercer Programa" o el "Programa"), bajo los alcances del Texto Único Ordenado de la Ley del Mercado de Valores, aprobado por Decreto Supremo N° 093-2002-EF (en adelante, indistintamente la "Ley" o la "Ley del Mercado de Valores") y del Reglamento de Oferta Pública Primaria y de Venta de Valores Mobiliarios, aprobado por Resolución CONASEV N° 141-98-EF/94.10 (en adelante, el "Reglamento") y la Ley General de Sociedades, aprobada por Ley N° 26887 (en adelante, la "Ley General"). El Tercer Programa establece la realización de múltiples emisiones de valores de contenido crediticio (cada una, una "Emisión" y, conjuntamente, las "Emisiones") cada una de las cuales podrá constar de una o más series (cada una, la "Serie" y, en conjunto, las "Series"). Los Bonos estarán representados por anotaciones en cuenta e inscritos en CAVALI S.A. ICLV ("CAVALI") y podrán ser negociados en la Rueda de Bolsa de la Bolsa de Valores de Lima ("BVL"), o en otro mecanismo centralizado de negociación, según se establezca en el respectivo Prospecto Complementario y Contrato Complementario. El Tercer Programa tendrá una vigencia de seis (6) años contados desde su inscripción en el Registro Público del Mercado de Valores ("RPMV") de la Superintendencia del Mercado de Valores ("SMV"), esto es desde el 30 de octubre de 2015.

Los Bonos serán valores mobiliarios de contenido crediticio, nominativos, indivisibles y libremente negociables. Los Bonos devengarán intereses a una tasa a determinarse antes de la Fecha de Emisión según el Procedimiento de Colocación que se detallará en el Prospecto Complementario de la Emisión correspondiente. La Fecha de Emisión de los Bonos será definida por el Emisor. El pago del principal e intereses se realizará a través de CAVALI. El Emisor podrá rescatar la totalidad de los Bonos emitidos o parte de ellos si así lo estableciesen los respectivos Contratos Complementarios, Prospectos Complementarios y Avisos de Oferta pública, o de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 330 de la Ley General, siempre que se respete lo establecido en el artículo 89 de la Ley.

La presente Actualización N° 3 del Prospecto Marco no constituye una oferta ni una invitación a ofertar, ni autoriza tales ofertas o invitaciones en los lugares donde tales ofertas o invitaciones sean contrarias a las respectivas Leyes Aplicables. La presente Actualización N° 3 del Prospecto Marco debe leerse conjuntamente con el Prospecto Marco, la Actualización N° 1, la Actualización N° 2, el Prospecto Complementario correspondiente y con los Estados Financieros que forman o formen parte integrante de los mismos, así como por la información que se entienda incorporada por referencia, según corresponda.

Véase la Sección "Factores de Riesgo" en la página 20 del Prospecto Marco, así como la Sección "Factores de Riesgo" en la página 7 de la Actualización N° 1 del Prospecto Marco y en la página 8 de la Actualización N° 2 del Prospecto Marco, según hayan sido actualizadas o complementadas por la sección "Factores de Riesgo" en la página 9 de esta Actualización N° 3 del Prospecto Marco, las cuales contienen una discusión de ciertos factores de riesgo que deberían ser considerados por los potenciales adquirientes de los Bonos ofrecidos.



Entidad Estructuradora



Bolsa

Agente Colocador



Scotiabank

Representante de los Obligacionistas

ESTA ACTUALIZACIÓN N° 3 DEL PROSPECTO MARCO HA SIDO REGISTRADA EN EL REGISTRO PÚBLICO DEL MERCADO DE VALORES ("RPMV") DE LA SUPERINTENDENCIA DEL MERCADO DE VALORES ("SMV"), LO QUE NO IMPLICA QUE ELLA RECOMIENDE LA INVERSIÓN EN LOS VALORES QUE SEAN OFERTADOS EN VIRTUD DEL MISMO U OPINE FAVORABLEMENTE SOBRE LAS PERSPECTIVAS DE LA INVERSIÓN, O CERTIFIQUE LA VERACIDAD O SUFICIENCIA DE LA INFORMACIÓN CONTENIDA EN EL PRESENTE DOCUMENTO.

La fecha de elaboración de esta Actualización N° 3 del Prospecto Marco es el 4 de junio 2018

DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD

Esta Actualización N° 3 contempla los cambios posteriores a la emisión del Prospecto Marco y su Actualización N° 1 y Actualización N° 2, por tanto la Actualización N° 3 debe ser leída conjuntamente con el Prospecto Marco que la origina, con los Estados Financieros anuales auditados y los Estados Financieros trimestrales no auditados de ENGIE incluidos por referencia en el presente documento, con las respectivas actualizaciones al Prospecto Marco y con los correspondientes Prospectos Complementarios de los Bonos a ser emitidos. La información incluida por referencia podrá ser consultada por las Inversionistas en el RPMV de la SMV.

Los firmantes declaran haber realizado una investigación, dentro del ámbito de su competencia y en el modo que resulta apropiado de acuerdo con las circunstancias, que los lleva a considerar que la información proporcionada por el Emisor, o en su caso, incorporado por referencia, cumple de manera razonable con lo exigido en las normas vigentes, es decir, que es revelada en forma veraz, suficiente, oportuna y clara; y, con respecto a las ocasiones en que dicha información es objeto del pronunciamiento de un experto en la materia, o se deriva de dicho pronunciamiento, que carecen de motivos para considerar que el referido pronunciamiento contraviene las exigencias mencionadas anteriormente, o que dicha información se encuentra en discordancia con lo aquí expresado.

La responsabilidad por el contenido de esta Actualización N° 3 del Prospecto Marco se rige por la Ley y el Reglamento y sus normas modificatorias y complementarias.


Quien desee adquirir los Bonos que se ofrecen deberá basarse en su propia evaluación de la información presentada en el presente documento respecto al valor y a la transacción propuesta. La adquisición de los Bonos presupone la aceptación por el suscriptor o comprador de todos los términos y condiciones de la Oferta Pública tal como aparecen en el Prospecto Marco y en el respectivo Prospecto Complementario.

El presente documento se encuentra enmarcado dentro de la ley peruana por lo que cualquier persona interesada en adquirir los Bonos que pudiera estar sujeta a otra legislación, deberá informarse sobre el alcance de las leyes que le resulten aplicables, bajo su exclusiva responsabilidad. El presente documento no podrá ser distribuido en cualquier otra jurisdicción donde esté prohibida o esté restringida su divulgación.

El Emisor se encuentra sujeto a las obligaciones de informar estipuladas en la Ley del Mercado de Valores, así como a otras disposiciones pertinentes. Los documentos e información necesarios para una evaluación complementaria están a disposición de los Interesados en el RPMV, en la dirección de la SMV, Av. Santa Cruz 315, Miraflores, Lima, Perú, donde podrán ser revisadas y reproducidas. Asimismo, dicha información estará disponible para su revisión en la página web de la Bolsa de Valores de Lima a través del sistema Bolsa News en la dirección de Internet: www.bvl.com.pe a partir de su inscripción en el RPMV de la SMV.

El Emisor declara haber cumplido con lo dispuesto por la normatividad aplicable para efectos de la validez, y, según sea el caso, oponibilidad de las derechos que confieren los Bonos a ser vendidos en virtud de la presente Actualización N° 3 del Prospecto Marco.


Hendrik de Booyserle
Gerente General
ENGIE Energía Perú S.A.


Marcelo Fernandes Soares
Vicepresidente de Finanzas
ENGIE Energía Perú S.A.


Glida Spallarossa
Vicepresidente Legal
ENGIE Energía Perú S.A.


Jaime Dios
Contador General
ENGIE Energía Perú S.A.


Franco Bermúdez Paz Soldán
Entidad Estructuradora
Credicorp Capital Servicios Financieros S.A.


Santiago Dolz Muncher
Entidad Estructuradora
Credicorp Capital Servicios Financieros S.A.


Alonso Miranda Vargas
Asesor Legal del Estructurador
Estudio Echecopar


Andrés Kuan-Veng Cabrejo
Asesor Legal del Emisor
Estudio Muñoz, Olaya, Meléndez, Castro, Ono & Herrera Abogados



Tabla de Contenido

1. Glosario de Términos	5
2. Resumen Ejecutivo y Financiero	6
2.7. Factores de Riesgo	6
2.9. Resumen de la Información Financiera	6
3. Factores de Riesgo	8
3.1. Factores de Riesgo asociados al País	8
3.1.1. Riesgo País o Riesgo Estructural.....	8
3.1.4. Riesgo de Control Cambiario y Fluctuaciones Cambiarias.....	8
3.2. Factores de Riesgo relacionados al Negocio	9
3.2.1. Riesgo Comercial	9
3.2.4. Riesgo de Suministro de Combustible	10
3.2.3. Riesgo Climático y por Fenómenos Naturales	10
3.2.4. Riesgo de Suministro de Combustible	10
3.2.6. Riesgo de Cambios en la Regulación	11
3.2.8. Riesgo Crediticio.....	11
3.2.8. Riesgo Crediticio.....	11
3.2.10. Riesgo por Compromisos.....	11
3.2.11. Riesgo por Uso de Instrumentos Financieros Derivados	12
3.3.2. Riesgo Tributario	13
6. Descripción del Programa.....	14
6.6. Relación con Otros Valores del Emisor.....	14
6.8. Clasificación de Riesgo	14
6.10. Regimen Legal Aplicable.....	15
7. Información General del Emisor	17
7.4. Capital Social y Estructura Accionaria	17
7.7. Transacciones y Saldos con Empresas Relacionadas	17
8. Descripción de Operaciones y Desarrollo	18
8.1. Descripción del Emisor	18
8.2. Estrategia	18
8.3. Contratos de Suministro de Electricidad con Clientes (Libres y Regulados).....	19
8.4. Principales Activos de ENGIE	21
8.5. Ventas	24
8.6. Relación entre ENGIE y el Estado Peruano	25
8.7. Políticas o Planes de Inversión	27
8.9. Relación Económica con Otras Empresas en Razón de Préstamos o Garantías que Comprometan más del 10% del Patrimonio de ENGIE	28
8.10. Personal de la Empresa	28
9. Administración	29
9.1. Directorio	29
9.3. Principales Ejecutivos	29
9.4. Vinculación entre Miembros del Directorio y la Plana Gerencial	30
9.5. Directores Independientes/Dependientes	30
10. Análisis del Sector y su Regulación	31



10.1.	Marco Regulatorio del Sector Eléctrico	31
10.3.	Estructura del Sector Eléctrico	31
10.4.	Operación del Sistema Interconectado	32
10.10	Autorizaciones y Concesiones.....	32
10.11	Regulación Ambiental.....	32
10.13	Congestión de Líneas de Transmisión en el SEIN	33
11.	Procesos Judiciales, Arbitrales o Procedimientos Administrativos	34
12.	Información Financiera Seleccionada del Emisor	35
12.1.	Información de los Estados Financieros	35
13.	Análisis y Discusión de la Administración acerca del Resultado de las Operaciones y de la Situación Económica y Financiera.....	37
13.1.	Análisis de los Resultados Acumulados al 31 de diciembre de 2016 y 2017	37
13.2.	Análisis de los Resultados Acumulados al 31 de marzo de 2018 y 2017	38
13.3.	Cambios en los Responsables de la Elaboración y Revisión de la Información Financiera	39
	Anexo II - Estados Financieros Auditados Individuales del Emisor al 31 de diciembre de 2016 y 2017	40
	Anexo III - Estados Financieros No Auditados Individuales del Emisor al 31 de marzo de 2017 y 2018.....	41
	Anexo IV - Informe Tributario Ernst & Young	42
	Anexo V - Informes de Clasificación de Riesgo	43



1. Glosario de Términos

(Página 7 del Prospecto Marco)

Grupo Económico:	Es el grupo económico al que pertenece el Emisor, de acuerdo con lo establecido en la Resolución SMV N° 019-2015-SMV/01 y sus normas modificatorias, complementarias y sustitutorias.
Soles o S/:	Es la moneda de curso legal en la República del Perú.
Vinculadas y Afiliadas:	Son aquellas empresas relacionadas al Emisor, según los alcances del Reglamento de Propiedad Indirecta, Vinculación y Grupos Económicos, aprobado por Resolución SMV N° 019-2015-SMV/01 y sus normas complementarias, modificatorias y sustitutorias.



2. Resumen Ejecutivo y Financiero

(Página 13 del Prospecto Marco)

2.7. Factores de Riesgo

Los potenciales inversionistas, antes de adoptar una decisión de inversión en los Bonos emitidos bajo el presente Tercer Programa deberán considerar cuidadosamente toda la información contenida en la sección “Factores de Riesgo” en la página 20 del presente Prospecto Marco, así como la Sección “Factores de Riesgo” en la página 7 de la Actualización N° 1 del Prospecto Marco y en la página 8 de la Actualización N° 2 del Prospecto Marco, según hayan sido actualizadas o complementadas por la sección “Factores de Riesgo” en la página 9 de esta Actualización N° 3 del Prospecto Marco, teniendo en cuenta sus propias circunstancias financieras y políticas de inversión.

2.9. Resumen de la Información Financiera

Los potenciales compradores de los Bonos que se emitirán a través del presente Tercer Programa deberán considerar con detenimiento, teniendo en cuenta sus propias circunstancias financieras y políticas de inversión, toda la información contenida en las Secciones “Información Financiera” y “Análisis y Discusión de la Administración acerca del Resultado de las Operaciones y de la Situación Económico Financiera” de esta Actualización N° 3 del Prospecto Marco.

La información financiera seleccionada fue obtenida de los Estados Financieros auditados de ENGIE correspondientes al 31 de diciembre de 2016 y 2017, y de situación al 31 de marzo de 2017 y 2018.

La información presentada deberá leerse conjuntamente con los Estados Financieros auditados y no auditados individuales de ENGIE y las notas que los acompañan, y está íntegramente sometida por referencia a dichos Estados Financieros, los cuales se encuentran en el RPMV de la SMV. Los Estados Financieros auditados de ENGIE por el período terminando el 31 de diciembre de 2016 y 2017 han sido preparados de conformidad con los principios de contabilidad generalmente aceptados (“PCGA”) en el Perú y han sido auditados por Gris y Asociados S. Civil de R.L., firma miembro de Deloitte, quienes han emitido opinión sin salvedades. Dichos PCGA comprenden a las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), las que incorporan las Normas Internacionales de Contabilidad (NIC) oficializadas a través de resoluciones emitidas por el Consejo Normativo de Contabilidad.

Notar que, como resultado de la entrada en vigencia a partir del 01 de enero de 2018 de la NIIF 9 Instrumentos Financieros y la NIIF 15 Ingreso de actividades ordinarias procedentes de contratos con clientes, los Estados Financieros de 2017 y 2016 previamente reportados, han sido re expresados para propósitos comparativos para reflejar los efectos de estos cambios retroactivamente.

Información de los Estados de Resultados				
Cifras en Miles de Dólares	Por los 12 meses terminados el 31 de diciembre de		Por los 3 meses terminados el 31 de marzo de	
	2017	2016	2018	2017
Ingresos	575,906	641,405	131,529	172,801
Costo de Ventas	-337,826	-359,830	-77,450	-78,965
Utilidad Bruta	238,080	281,575	54,079	93,836
Margen Bruto (%)	41.30%	43.90%	41.90%	54.30%
Gastos Administrativos	-24,402	-20,967	-4,904	-4,457
Otros Gastos Operacionales (Neto)	28,502	-17,655	2,159	283
Utilidad Operativa	242,180	242,953	51,334	89,662
Margen Operativo (%)	42.10%	37.90%	39.00%	51.90%
Gastos Financieros (Neto)	-43,846	-32,523	-8,149	-7,749
Utilidad antes de Impuestos a la Renta	198,334	210,430	43,185	81,913
Impuesto a la Renta	-68,800	-79,064	-13,166	-26,888
Utilidad Neta	129,534	131,366	30,019	55,025
Margen Neto (%)	22.50%	20.50%	22.80%	31.80%
EBITDA	324,734	308,723	71,462	108,112
Margen EBITDA (%)	56.40%	48.10%	54.30%	62.60%

Fuente: Estados Financieros Anuales Auditados e Intermedios No Auditados de ENGIE



Información de los Estados de Situación Financiera

Cifras en Miles de Dólares	Al 31 de diciembre de		Al 31 de marzo de	
	2017	2016	2018	2017
Efectivo y Equivalente	37,180	28,259	36,474	58,697
Cuentas por Cobrar (Comerciales y Otras)	110,686	126,040	117,930	106,999
Impuesto a las Ganancias	37,740	27,481	37,687	30,094
Inventarios	83,666	83,253	82,957	83,237
Gastos Pagados por Anticipado	8,222	9,113	6,798	9,300
Total Activos Corrientes	277,494	274,146	281,846	288,327
Gastos Pagados por Anticipado	47,032	38,349	50,777	42,170
Propiedades, Planta y Equipo (Neto)	1,822,508	1,830,531	1,807,731	1,828,502
Activos Intangibles	363	431	458	426
Otros Activos No Corrientes	110,531	99,480	129,086	108,831
Total Activos No Corrientes	1,980,434	1,968,791	1,988,052	1,979,929
Total Activos	2,257,928	2,242,937	2,269,898	2,268,256
Pasivos Financieros	189,019	285,463	191,740	273,950
Cuentas por Pagar (Comerciales y Otras)	86,112	50,592	83,846	54,280
Otros Pasivos Corrientes	41,048	30,442	49,793	44,131
Total Pasivo Corriente	316,179	366,497	325,379	372,361
Pasivos Financieros	648,046	723,983	607,314	688,692
Otros Pasivos No Corrientes	256,313	202,047	273,619	217,053
Total Pasivo No Corriente	904,359	926,030	880,933	905,745
Total Pasivos	1,220,538	1,292,527	1,206,312	1,278,106
Capital Social	255,001	255,001	255,001	255,001
Resultados Acumulados	725,978	648,154	740,037	684,427
Otras Cuentas del Patrimonio	56,411	47,255	68,548	50,722
Total Patrimonio	1,037,390	950,410	1,063,586	990,150
Total Pasivo y Patrimonio	2,257,928	2,242,937	2,269,898	2,268,256

Fuente: Estados Financieros Anuales Auditados e Intermedios No Auditados de ENGIE

Indicadores Financieros

Cifras en Miles de Dólares	Por el periodo terminado el 31 de diciembre de		Por el periodo terminado el 31 de marzo de (*)	
	2017	2016	2018	2017
Índices de Liquidez				
Prueba Corriente	0.88x	0.75x	0.87x	0.77x
Prueba Ácida	0.59x	0.50x	0.59x	0.53x
Índices de Solvencia				
Endeudamiento Patrimonial	1.18x	1.36x	1.13x	1.29x
Endeudamiento de Largo Plazo	0.50x	0.51x	0.49x	0.50x
Índices de Rentabilidad				
Rentabilidad sobre Activos (ROA)	5.70%	5.90%	4.60%	5.90%
Rentabilidad sobre Patrimonio (ROE)	12.50%	13.80%	9.80%	13.50%

Fuente: Estados Financieros Anuales Auditados e Intermedios No Auditados de ENGIE

(*) Información de los últimos doce meses.

Prueba Corriente	Total Activo Corriente / Total Pasivo Corriente
Prueba Ácida	(Total Activo Corriente – Existencias – Gastos Pagados por Anticipado) / Total Pasivos Corrientes
Endeudamiento Patrimonial	Total Pasivo / Total Patrimonio
Endeudamiento de Largo Plazo	Pasivo No Corriente / (Inmuebles, Maquinaria y Equipo, Neto + Activos Intangibles)
Rentabilidad sobre Activos	Utilidad Neta LTM / Total Activo
Rentabilidad sobre Patrimonio	Utilidad Neta LTM / Total Patrimonio



3. Factores de Riesgo

(Página 20 del Prospecto Marco)

Los potenciales inversionistas, previo a tomar cualquier decisión de inversión respecto a los Bonos, deberán considerar cuidadosamente la información presentada en el Prospecto Marco, y sus respectivas actualizaciones (incluyendo esta Actualización N° 3 del Prospecto Marco), sus complementos y demás información disponible en el RPMV de la SMV y de manera particular la que se incluye en esta sección, sobre la base de su propia situación financiera y sus objetivos de inversión. La inversión en los Bonos conlleva ciertos riesgos relacionados tanto a factores internos como a factores externos al Emisor que podrían afectar el nivel de riesgo asociado a la inversión. A continuación, se presenta una breve descripción de los principales factores de riesgo e incertidumbres que podrían afectar el nivel de riesgo asociado a la inversión en los Bonos.

Deberá tenerse en cuenta que los riesgos e incertidumbres que se describen a continuación no son los únicos que podrían afectar al Emisor. Podrían surgir riesgos e incertidumbres adicionales que el Emisor desconoce al momento en que se elaboró el presente documento. Los riesgos considerados actualmente como inmateriales por el Emisor no han sido incluidos. No se descarta que estos factores, desconocidos o considerados por el Emisor como inmateriales por el Emisor en la actualidad, puedan afectar en el futuro, de presentarse, los negocios del Emisor, su situación financiera o sus resultados de operación.

3.1. Factores de Riesgo asociados al País

3.1.1. Riesgo País o Riesgo Estructural

Durante la década de 1990, se llevaron a cabo una serie de reformas de estabilización en el Perú, con el propósito de reestructurar al Estado, promover la inversión privada nacional y extranjera, y contribuir a la creación de una economía de libre mercado. El Perú ha alcanzado, tras varios años de estabilidad macroeconómica, prudencia en la política fiscal y monetaria y un crecimiento sostenido, lo cual se demuestra en el grado de inversión otorgado por las tres principales agencias clasificadoras internacionales a la deuda soberana en moneda extranjera: Moody's Investor Service con rating de A3 y Fitch Ratings y Standard & Poor's con ratings de BBB+. Ello refleja que el riesgo país del Perú se ha reducido en los últimos años.

Si bien el riesgo país ha disminuido en los últimos años, aún queda por mejorar la inestabilidad política, los índices de pobreza, el desempleo, los conflictos sociales y la presión fiscal, que son los principales factores que lo afectan. Por ejemplo, relacionado a la inestabilidad política, en el 2018 el país afrontó un proceso vacancia seguido por Congreso de la República contra el entonces Presidente de la República Pedro Pablo Kuczynski por supuestos escándalos de corrupción, lo que llevó a su posterior renuncia al cargo; generando incertidumbre en el ámbito político y económico en el país. Por otro lado, los lineamientos económicos planteados por el actual gobierno no difieren, de forma significativa, de aquéllos orientados a la prudencia fiscal y el mantenimiento de los equilibrios macroeconómicos. En este contexto, el riesgo para el inversionista está constituido por la posibilidad de que el actual gobierno, o un gobierno futuro, no continúen con los procesos de reforma en marcha o modifiquen el rumbo de la política económica, afectando negativamente las condiciones de la operación del Emisor o de sus clientes.

Según el Reporte de Inflación, de fecha 23 de marzo del 2018, elaborado por el Banco Central de Reserva del Perú ("BCRP"), en el 2017, el crecimiento del producto bruto interno (PBI) fue de 2.5%, un crecimiento menor en comparación con el 2016 que fue de 4.0%. Asimismo, en el 2017 la inflación anual se incrementó en 1.4%, frente al 3.2% del 2016, y la demanda interna creció 1.6%, superior al 1.1% del 2016. No obstante, no es posible asegurar que el PBI del país seguirá creciendo en el futuro a los ritmos que ha venido mostrando, o que una caída o un crecimiento bajo persistente no tendrá efectos que perjudiquen el negocio de ENGIE, las condiciones financieras o el resultado de sus operaciones.

Todos los activos y negocios del Emisor están ubicados en el Perú. En consecuencia, los negocios, situación financiera y resultados de operaciones del Emisor están correlacionados con el nivel de actividad económica, cambios en las políticas económicas y sociales, inestabilidad de los precios, inflación, entre otras variables del país, sobre los cuales el Emisor no tiene control.

En el pasado, el Perú ha experimentado periodos de grave recesión económica, grandes devaluaciones de la moneda, alta inflación, conflictos armados, expropiaciones, protestas, conflictos laborales, conmoción social, nacionalizaciones y restricciones para la conversión de moneda, operaciones bursátiles, entre otros sucesos. Estos han llevado a consecuencias económicas adversas sobre las cuales el Emisor no tiene ni tendrá control. En consecuencia, no se puede garantizar que el Perú no experimente condiciones adversas similares en el futuro, ni la manera en que ello pueda afectar el negocio del Emisor, su situación financiera y sus resultados de las operaciones.

3.1.4 Riesgo de Control Cambiario y Fluctuaciones Cambiarias

Durante décadas pasadas, el Estado Peruano adoptó políticas de control del mercado cambiario local, implementando restricciones tanto sobre el mercado cambiario como sobre el comercio en moneda extranjera. Sin embargo, desde marzo de 1991, no existen controles cambiarios en el Perú. Actualmente, las operaciones de compra y venta de moneda extranjera se realizan a la tasa de cambio sujeta a la



oferta y la demanda. No obstante, se debe evaluar la posibilidad de que estas restricciones o controles puedan volver a implementarse, tomando en cuenta que dichas restricciones o controles podrían afectar negativamente el rendimiento esperado por algún inversionista.

Asimismo, durante las décadas previas, la moneda peruana experimentó fuertes devaluaciones. Si bien en los últimos años, el Sol ha mantenido un valor relativamente estable respecto al Dólar, existiendo períodos en los que incluso experimentó una revaluación de la moneda. Según el Reporte de Inflación, de fecha 23 de marzo del 2018, elaborado por el BCRP, en el 2017, el Sol se apreció 3.5% cerrando el tipo de cambio venta interbancario en S/ 3.24 por Dólar (cerró en S/ 3.36 por Dólar en el 2016), en un contexto de debilitamiento del Dólar a nivel internacional y el incremento sostenido de los precios de las materias primas que favoreció a la evolución positiva de las cuentas externas en Perú. El comportamiento de la moneda podría alterarse por una mayor percepción de riesgo en el panorama político, cambios en los fundamentos de la economía y otros factores tanto internos como externos respecto de los cuales el Emisor no tiene control, por lo que no puede garantizarse que el ritmo de depreciación o apreciación de la moneda nacional se mantenga homogéneo.

Dado que el negocio de ENGIE se desarrolla en Dólares, con los ingresos en dicha moneda o indexados a ésta, ENGIE está poco expuesta a riesgos ante fuertes devaluaciones. Sin embargo, no se puede asegurar que dicha estructura se mantenga en el futuro.

Al 31 de marzo de 2018, el 43% de los ingresos del Emisor fueron facturados en Dólares y el restante en Soles; sin embargo, la totalidad de ingresos se encuentra en Dólares o en Soles indexados al tipo de cambio por lo cual la exposición del Emisor a variaciones de tipo de cambio es reducida. A la misma fecha, la ganancia (neta) por diferencia en cambio en el Estado de Resultados fue de US\$ 968 miles y se explica principalmente por las cuentas de balance que se originan en Soles. Adicionalmente, para controlar o mitigar potenciales impactos negativos consecuencia de variaciones del tipo de cambio se aplican instrumentos derivados para la fijación del tipo de cambio (forwards y swaps de moneda).

3.2. Factores de Riesgo relacionados al Negocio

3.2.1. Riesgo Comercial

Las empresas generadoras que a la fecha de preparación de este documento forman parte del SEIN suman 56 compañías, y compiten entre sí por el mercado de contratos (Clientes Libres y Clientes Regulados).

En este sentido, debe tenerse en cuenta la posibilidad de que Clientes Libres, empresas distribuidoras que no cuenten actualmente con contratos con el Emisor o nuevas empresas por constituirse, pudieran contratar sus necesidades de potencia y energía eléctrica con cualquiera de los generadores existentes o nuevas empresas de generación que pudieran instalarse en el futuro.

Es importante mencionar que la política comercial de ENGIE se enfoca en reducir la exposición de la Compañía al mercado de corto plazo mediante la suscripción de contratos de suministro de electricidad. Por este motivo, al mantener un portafolio eficiente contratado, variaciones en el mercado de corto plazo tienen efectos limitados en sus resultados de largo plazo.

A marzo de 2018, las ventas a Clientes Libres y Clientes Regulados representaron el 47.5% y 52.5%, respectivamente, de acuerdo a los Estados Financieros de ENGIE reportados a la misma fecha. A dicho mes, los principales clientes de la empresa son Enel Distribución (20.0% sobre el total de ventas), Luz del Sur (19.1% sobre el total de ventas), Antamina (13.0% sobre el total de ventas) y Nexa Resources (9.7% sobre el total de ventas). Todos los mencionados clientes son empresas de reconocido prestigio y con una alta calidad crediticia.

El Emisor ha implementado una política comercial que busca diversificar su base de clientes y fidelizarlos con un servicio de alta calidad. Adicionalmente, durante los últimos años el Emisor entró en un ciclo expansivo, culminando exitosamente importantes proyectos, que reciben una remuneración fija, como Ilo31 (Reserva Fría), Ilo 41 (Nodo Energético) e Intipampa (Central RER). Estos factores le han permitido reducir el impacto de la finalización de contratos comerciales.

Por otro lado, actualmente el mercado continúa mostrando precios bajos y un mayor grado de flexibilidad en las condiciones comerciales. Este contexto de exceso temporal de oferta de energía se originó principalmente debido a la reducción del ritmo de crecimiento proyectado de la demanda de electricidad en el país junto a la entrada en operación de nueva oferta de generación principalmente en el año 2016.

Como consecuencia de la caída de los precios de los contratos de suministro, en el año 2016 se inició un fenómeno de migración de Clientes Regulados a Clientes Libres. Este fenómeno se evidenció en los resultados de la Compañía del 2016 y 2017 debido a una menor toma de carga de las empresas distribuidoras que fue parcialmente compensado por nuevos contratos del Emisor. Aunque es posible que durante el 2018 este fenómeno pueda continuar, debido a las políticas implementadas por la empresa los impactos esperados no son significativos.

Adicionalmente, debido a la sobreoferta los clientes solicitan que no se les trasladen los riesgos de congestión de transmisión. Este riesgo depende de la ubicación eléctrica del cliente; sin embargo, es bajo debido a: i) el COES cada dos años realiza un plan de transmisión que tiene por finalidad prevenir las congestiones de transmisión en el SEIN, y ii) ENGIE cuenta con generación descentralizada que permite mitigar el posible impacto de las congestiones de transmisión.

En el contexto actual, es importante precisar que en algunos contratos de suministro con Clientes Libres del Emisor existen cláusulas de resolución unilateral a favor del cliente, pero sujetas a diversas condiciones y al pago de penalidades. Aun cuando alguna de dichas cláusulas



fuera ejercida, ello no generaría un impacto material en los resultados de ENGIE, considerando que (i) la potencia y energía contratada con opción de resolución unilateral no es significativa, (ii) dicha resolución unilateral se encuentra sujeta al pago de penalidades, y (iii) la potencia y energía puede ser vendida a otros clientes.

Asimismo, algunos Clientes Libres del Emisor con contratos de suministro de largo plazo han solicitado la inclusión de cláusulas que permitan que, durante la vigencia de su contrato, se revise el precio de energía con respecto al precio de mercado (la periodicidad de la revisión del precio varía según cada contrato). Actualmente, estos contratos representan entre 5% y 7% del portafolio de generación del Emisor.

Adicionalmente, como en otros mercados, debe considerarse la posibilidad de nuevos generadores o nuevos proyectos al sistema eléctrico. En este caso, si los nuevos generadores que ingresaran tuvieran un menor costo total de producción que el resto de generadores, ello podría afectar el pago por potencia de los generadores existentes. En cualquier caso, dicha coyuntura no afecta los precios pactados en los contratos de suministro vigentes del Emisor.

Finalmente, el Emisor no descarta la posibilidad de celebrar contratos de joint venture, consorcio, asociación en participación, y/o contratos de naturaleza similar en virtud de los cuales desarrolle nuevos negocios vinculados a su giro comercial distintos a aquellos negocios relacionados con sus activos o proyectos a la fecha del presente documento.

3.2.3. Riesgo Climático y por Fenómenos Naturales

El país ha experimentado fenómenos naturales como terremotos e inundaciones a lo largo de su historia. Por ejemplo, el 15 de agosto de 2007 un fuerte sismo de 7.9 en la escala de Richter se presentó en la costa central de Perú y afectó principalmente la provincia de Ica. Si bien el Emisor no se vio afectado por el terremoto en dicha oportunidad, tiene sus activos geográficamente diversificados y mantiene cobertura de seguros para cubrir las consecuencias en caso que se produzca un sismo que afecte sus activos u operaciones, en el supuesto que un evento similar ocurra en el futuro, la Compañía podría sufrir daños en su infraestructura o se podrían afectar ciertos equipos que generen desconexiones temporales y que, en consecuencia, podrían resultar en efectos adversos para las operaciones del Emisor.

Un evento natural de particular importancia es “El Fenómeno del Niño”, el cual es de índole océano-atmosférico y se caracteriza, entre otros elementos físicos y atmosféricos, por: (i) un calentamiento intenso anormal de las aguas superficiales del mar frente a las costas del Perú y Ecuador; y, (ii) cambios climáticos que se generan a nivel regional y global. La presencia de este fenómeno se ha podido observar en el Perú en muchas ocasiones, siendo catastrófico en cinco oportunidades: 1856, 1891, 1925, 1983, 1997 y 2017. No puede garantizarse que “El Fenómeno del Niño” no se repita en el futuro, ni preverse la frecuencia o intensidad de posteriores apariciones de éste fenómeno, ni asegurarse que éste no cause dificultades operativas para el Emisor en el futuro.

A este respecto, es importante indicar que los activos de generación del Emisor se ubican en distintas regiones del Perú. A la fecha de emisión del presente documento, la capacidad nominal de generación del Emisor está compuesta en un 9.9% (marzo 2018) por generación hidroeléctrica, esto es, parte de las actividades del Emisor dependen de las condiciones hidrológicas prevalecientes a lo largo del tiempo en las cuencas de las cuales obtiene los recursos hídricos para sus operaciones.

En este sentido, de existir condiciones de sequía en las cuencas que alimentan la Central Hidroeléctrica que opera el Emisor (la Central Hidroeléctrica Yuncán y la Central Hidroeléctrica de Quitaracsá), éste deberá recurrir a la generación termoeléctrica de sus otras plantas, o, en último caso, a la compra de energía en el Mercado de Corto Plazo para poder completar el abastecimiento de sus contratos. Esta situación podría reducir el margen operativo y la utilidad neta en dicho periodo. Por lo tanto, no puede asegurarse que en el futuro temporadas de sequías no afecten adversamente los márgenes operativos del Emisor.

3.2.4. Riesgo de Suministro de Combustible

Al 31 de marzo de 2018, existen 3,863 MW en el SEIN que utilizan el gas natural de Camisea y su confiabilidad depende tanto de las actividades de extracción de gas del Lote 88 (suministro de molécula de gas), como del gasoducto que transporta el gas natural (transporte) desde los yacimientos de Camisea hasta el city gate ubicado en el distrito de Lurín, Provincia y Departamento de Lima, que representan alrededor del 32% del total de generación del SEIN.

En el caso específico del Emisor, su C.T. ChilcaUno y C.T. ChilcaDos utilizan gas natural de Camisea para su operación. A la fecha de elaboración del presente documento, el Emisor tiene cubierto el 100% de los requerimientos de dichas centrales mediante los siguientes contratos: (i) contrato de molécula de gas natural con los productores del Lote 88 por 3'950,000 m³std/día hasta noviembre del 2021, el cual puede ser ampliado por 5 años adicionales; (ii) contrato de transporte firme de gas con Transportadora de Gas del Perú (TGP) hasta enero del 2024, por 3'942,315 m³std/día; desde febrero 2024 hasta diciembre 2030, por 2'476,452 m³std/día; desde enero 2031 hasta marzo 2033, por 588,747 m³std/día y un contrato interrumpible hasta enero 2024 por 507,154 m³std/día; desde febrero 2024 hasta febrero 2031, por 1,973,017 m³std/día; y (iii) contrato de distribución de gas natural con Gas Natural de Lima y Callao (Cálida) por una capacidad reservada diaria en modalidad firme de 3'942,315 m³std/día y una capacidad reservada en modalidad interrumpible de 163,627 m³std/día hasta diciembre de 2033. Con respecto a la ampliación del contrato de suministro de gas natural para las C.T. ChilcaUno y ChilcaDos a partir de noviembre de 2021, las cláusulas de renovación aún no han sido definidas con la empresa suministradora.



Cabe indicar que debido al gran porcentaje de la demanda que es atendida con electricidad generada con el gas natural de Camisea, un potencial evento que afecte, directa o indirectamente, la inyección del gas natural o el sistema de transporte de la Red Principal (falla, mantenimiento u otro), ocasionando restricciones en el suministro de dicho combustible a las centrales termoeléctricas (como las centrales del Emisor) puede determinar el incremento de los costos marginales de corto plazo del SEIN, debido a la necesidad de que el COES disponga la operación de centrales que utilizan combustibles líquidos que son más caros.

El Emisor cuenta con pólizas de seguro y cláusulas específicas en algunos de sus PPAs que permiten mitigar en el largo plazo el riesgo financiero derivado de eventos que restrinjan el suministro de gas natural a sus centrales de generación. Asimismo, en opinión del Emisor, existen determinadas disposiciones en el marco normativo eléctrico que permiten mitigar los impactos de dichas restricciones en los costos marginales de corto plazo, pero cuya aplicación o vigencia se encuentran actualmente en discusión. No obstante, debido a que el Emisor no puede prever la ocurrencia de los eventos que generen restricciones al suministro de gas natural, ni la duración de los mismos, dichos eventos podrían impactar de forma negativa los resultados financieros del Emisor en el corto plazo.

3.2.6 Riesgo de Cambios en la Regulación

El MINEM y OSINERGMIN son, entre otros, las entidades del Estado rectoras del Sector Eléctrico Peruano. Estas entidades pueden generar nuevas normativas que eventualmente impacten en los operaciones y resultados del Emisor. Debido a ello, el Emisor cuenta con una Gerencia de Asuntos Regulatorios que está en constante monitoreo e identificación de los cambios regulatorios que puedan afectar los resultados y así tomar las acciones que, dentro del marco legal, permitan mitigar su impacto en el Emisor.

En este sentido, es importante mencionar que durante el segundo semestre del año 2017 se modificó en dos oportunidades la regulación sobre la declaración de precios de gas natural que venía siendo aplicada desde el año 2000 para la programación del despacho y la determinación de los costos marginales en el Mercado de Corto Plazo. La última de dichas modificaciones, publicada en diciembre de 2017, establece como precio mínimo de gas natural que puede ser declarado por los generadores el equivalente al componente variable del precio de suministro de gas natural de cada central de generación acordado en sus respectivos contratos.

Adicionalmente, durante los últimos meses han tenido lugar diversas discusiones en el mercado eléctrico acerca de la posibilidad de modificar la regulación de declaración de precios de gas a través de medidas que incrementen el costo marginal del sistema. Dichas discusiones han incluido a representantes de las entidades competentes del Estado; sin embargo, a la fecha aún no ha existido ningún pronunciamiento sobre los temas en discusión. En este sentido, si bien a la fecha de emisión del presente documento, no es posible determinar si la referida propuesta se concretará en una modificación a la normativa publicada en diciembre de 2017 o los efectos específicos que dicho cambio podría tener en las operaciones y resultados del Emisor si se aplicara en el corto plazo, el Emisor viene evaluado las acciones para afrontar los eventuales impactos que se podrían generar.

3.2.8. Riesgo Crediticio

El Emisor está expuesto al riesgo crediticio en caso las contrapartes no cumplan sus obligaciones. A pesar de que ENGIE busca reducir el riesgo de incumplimiento de las contrapartes al mantener una política de realizar estos acuerdos con instituciones altamente calificadas, una de las contrapartes podría incumplir, teniendo un efecto adverso en el resultado de las operaciones. Sin embargo, el Emisor tiene una sólida cartera de clientes. A marzo de 2018, el Emisor cuenta con 70 clientes, incluyendo clientes libres y regulados, y la provisión por cobranza dudosa asciende 1.5% del total de cuentas por cobrar de la empresa.

3.2.10 Riesgo por Compromisos

A la fecha de la presente Actualización N° 3, el Emisor cuenta con las siguientes garantías (cartas fianzas bancarias) vigentes:

Beneficiario	Monto US\$	Emisión	Vencimiento	Concepto
Ministerio de Energía y Minas	4,500,000	16/06/2017	19/06/2018	Ilo31 - Garantía operación a partir de COD
Southern Perú Copper Corporation	1,174,958	17/07/2017	07/07/2018	Contrato LT – Fiel Cumplimiento al Contrato
Activos Mineros S.A.C.	10,000,000	04/09/2017	06/09/2018	Yuncan - Derecho de usufructo y Aportes periódicos
Activos Mineros S.A.C.	2,000,000	04/09/2017	06/09/2018	Yuncan - Fiel Cumplimiento Contrato de Usufructo
Ministerio de Energía y Minas	27,500,000	01/11/2017	01/11/2018	Ilo41 - FC Contrato de compromiso de inversión
Ministerio de Energía y Minas	11,635	28/11/2017	16/12/2018	Desarrollo - FC estudios de generación Punta Lomitas Sur
Ministerio de Energía y Minas	11,635	28/11/2017	16/12/2018	Desarrollo - FC estudios de generación Punta Lomitas Norte
Ministerio de Energía y Minas	11,635	28/11/2017	16/12/2018	Desarrollo - FC estudios de generación Pampa Lomitas

Fuente: ENGIE

A la fecha de elaboración de esta Actualización N° 3 no existen indicios de ningún hecho o incumplimiento que pudiera dar lugar a la ejecución de las garantías antes mencionadas. No obstante, no es posible asegurar que estas garantías no se ejecutarán durante la vigencia de los bonos y/o del programa.



3.2.11. Riesgo por Uso de Instrumentos Financieros Derivados

El Emisor utiliza instrumentos financieros derivados para reducir el riesgo de las variaciones en el tipo de cambio de sus obligaciones financieras en soles y para reducir el riesgo de fluctuaciones en tasas de interés.

Para administrar los instrumentos financieros derivados, ENGIE cuenta con la Política de Tesorería y Financiamientos, donde se establecen los parámetros y procedimientos para la contratación de instrumentos financieros derivados, además cuenta con el Comité de Finanzas y Riesgos que está conformado por el Gerente General, el Vicepresidente de Finanzas, el Gerente de Finanzas Corporativas & Relaciones con Inversionistas y un equipo multidisciplinario transversal de la Compañía. Este Comité tiene por función evaluar los riesgos financieros, tomar decisiones y hacer seguimiento sobre las actividades financieras de la Compañía, entre las que se encuentra el uso de instrumentos financieros derivados.

Los contratos de instrumentos financieros derivados son evaluados en el Comité de Finanzas y Riesgos y posteriormente son aprobados en función del monto de acuerdo al Régimen General de Poderes del Emisor o aprobados en sesión de Directorio, de ser aplicable.

Los instrumentos financieros derivados se contabilizan de acuerdo con la aplicación de la NIC 39 “Instrumentos Financieros Reconocimiento y Medición”, para ello, mensualmente el valor en libros de los instrumentos financieros derivados es re-evaluado y reconocido a valor razonable (*Mark-to-market*) en los estados financieros de ENGIE. De acuerdo a la política del Emisor, sólo se contratan instrumentos financieros derivados de cobertura con el objetivo de mitigar riesgos específicos. En la medida que estas coberturas sean efectivas para compensar las variaciones en los tipos de cambio relacionados, los cambios en el valor razonable son registrados en una cuenta patrimonial. Estos montos son transferidos a los resultados del ejercicio en el que los instrumentos financieros y/o sus intereses correspondientes son liquidados, y se presentan en el rubro ganancia o pérdida en el Estado de Resultados. Dichos instrumentos se evalúan periódicamente a través de los test de efectividad para cada instrumento, para ello el área de Tesorería de la Compañía utiliza el Método del Derivado Hipotético. Se considerarán altamente efectivos en un rango de 80-125% para reducir el riesgo asociado con la exposición que se esté cubriendo. Si en algún momento la cobertura deja de ser efectiva, los cambios en el valor razonable a partir de ese momento, se reflejarán en los resultados del ejercicio y se presentarán en el rubro ganancia o pérdida en el Estado de Resultados.

Al cierre de marzo de 2018, el Emisor tiene contratados los siguientes instrumentos financieros derivados:

Instrumentos financieros derivados relacionados a Bonos Corporativos

Como resultado de las emisiones de Bonos Corporativos en Soles (moneda distinta a la moneda funcional del Emisor), dentro del marco del Primer y Tercer Programa de Bonos Corporativos, y para cubrirse del riesgo de las fluctuaciones del tipo de cambio, el Emisor decidió contratar Swaps de monedas y tasas de interés denominados “*Cross currency interest rate Swap*”. Con esto, el Emisor logra fijar los pagos en dólares durante la vigencia de los Bonos. A marzo 2018 se tienen los siguientes SWAP vigentes:

Institución Financiera	Bonos	Monto Emisión (S/ 000)	Tasa de Interés en PEN	Monto Pactado (US\$ 000)	SWAPS		Vencimiento
					Tasa de Interés en USD	Tipo de Cambio Fijado	
Citibank	1 ^{er} Programa - Segunda emisión	84,105	7.19%	29,973	6.17%	2.8060	09/06/2018
BBVA Continental	1 ^{er} Programa - Séptima emisión	42,420	7.59%	15,043	5.97%	2.8199	03/12/2020
BCP	3 ^{er} Programa - Primera emisión	250,000	7.13%	76,324	3.38%	3.2755	23/06/2026
BBVA Continental	3 ^{er} Programa - Segunda emisión	78,946	6.00%	24,269	3.15%	3.2530	26/06/2024
BCP	3 ^{er} Programa - Tercera emisión	251,054	6.53%	76,986	3.55%	3.2610	26/06/2027

Instrumentos financieros derivados relacionados a Préstamo de Largo Plazo

En marzo de 2018, para cubrirse de las fluctuaciones de tipo de cambio relacionados con los desembolsos pendientes de un préstamo corporativo del Scotiabank que serán efectuados en abril y julio de 2018, el Emisor contrató instrumentos financieros derivados denominados “*Cross Currency and Interest Rate Swap*”, para fijar el tipo de cambio de los pagos de capital e intereses durante la vigencia de los préstamos.

Institución Financiera	Monto Emisión (S/ 000)	Tasa de Interés en PEN	Monto Pactado (US\$ 000)	SWAPS		Vencimiento
				Tasa de Interés en USD	Tipo de Cambio Fijado	
Scotiabank	80,675	4.50%	25,000	3.08%	3.227	22/06/2023
Scotiabank	80,900	4.65%	25,000	3.20%	3.236	22/06/2023



Factores de Riesgo Relativos a los Bonos

3.3.2. Riesgo Tributario

En el Anexo IV de la presente Actualización N° 3 del Prospecto Marco se presenta un resumen que constituye la opinión de Ernst & Young S.R.L., asesor tributario peruano, respecto del tratamiento tributario aplicable a los Bonos. El resumen se basa en leyes tributarias del Perú en vigencia a la fecha de este Prospecto Marco, las que están sujetas a modificaciones. Los inversionistas deberán asesorarse con sus propios asesores en impuestos en lo referido a las consecuencias tributarias que pudieran generarse por la compra, tenencia o disposición de los instrumentos a ser emitidos.

Adicionalmente, cabe señalar que los inversionistas deben tener en cuenta que siempre existe la posibilidad de cambios en la regulación vigente que podrían afectar al presente Tercer Programa.

De acuerdo con la Ley N° 30341, modificada por el Decreto Legislativo N° 1262, están exoneradas del impuesto a la renta, hasta el 31 de diciembre de 2019, las rentas provenientes de la enajenación de valores representativos de deuda, realizadas a través de un mecanismo centralizado de negociación supervisado por la SMV, siempre que se cumplan con determinados requisitos previstos en la referida Ley. Dicha exoneración resulta aplicable a los Bonos; sin embargo debe tomarse en cuenta los requisitos establecidos en la mencionada Ley. Para mayor detalle sobre el tratamiento tributario aplicable a los Bonos se insta a los potenciales inversionistas en los Bonos a revisar el Anexo IV del presente Prospecto Marco, en los aspectos correspondientes a valores mobiliarios representativos de deuda.

En cualquier caso, lo indicado en el Anexo IV del presente documento, no constituye una opinión legal sobre el tema y cada inversionista deberá buscar asesoría específica de parte de sus propios asesores legales y tributarios con la finalidad de determinar las consecuencias que se pueden derivar de su situación particular, de modo que cada inversionista pueda tomar su propia decisión sobre la conveniencia de adquirir los Bonos.

Finalmente, cabe indicar que nada garantiza que las exoneraciones contenidas en la referida sección serán prorrogadas o, en todo caso, si fuesen prorrogadas éstas tendrán el mismo alcance, motivo por el cual, las implicancias tributarias descritas podrían sufrir algún tipo de modificación en el futuro.



6. Descripción del Programa

(Página 31 del Prospecto Marco)

La información contenida en esta Sección se basa en el Contrato Marco y presenta información resumida de los principales términos, condiciones y características generales del Tercer Programa y de los Bonos a ser emitidos bajo el mismo. De conformidad con lo dispuesto en el artículo 59 de la Ley, la suscripción o adquisición de valores presupone la aceptación del suscriptor o comprador de todos los términos y condiciones de la oferta, tal como aparecen en el Prospecto Marco, la Actualización N° 1, la Actualización N° 2, la presente Actualización N° 3, y en los respectivos Prospectos Complementarios.

Para una completa descripción de los derechos y obligaciones del Emisor, del Representante de los Obligacionistas y de los Bonistas, el potencial inversionista deberá revisar el Contrato Marco, el respectivo Contrato Complementario y el Contrato de Colocación, copia de los cuales estarán disponibles en el local del Agente Colocador. Asimismo, dicha información le será entregada a la Bolsa de Valores de Lima para su correspondiente publicación en la página web de dicha institución en el sistema Bolsa News en la dirección de Internet: www.bvl.com.pe, luego de su inscripción en el RPMV de la SMV.

6.6. Relación con Otros Valores del Emisor

Los derechos descritos en esta Sección no se encuentran afectados por otras clases de valores del Emisor.

A la fecha de elaboración de esta Actualización N° 3, el Emisor tiene otros valores inscritos en el RPMV de la SMV. Dichos valores son (i) acciones con derecho a voto, ENGIEC1, por 601'370,011 acciones en circulación, (ii) cuatro emisiones pertenecientes al Primer Programa de Bonos Corporativos de ENGIE Energía Perú S.A. (se realizaron siete emisiones bajo este Programa, de las cuales la quinta, la cuarta y la primera emisión vencieron en junio de 2014, junio de 2016 y noviembre de 2017, respectivamente) y (iii) tres Emisiones pertenecientes al Tercer Programa de Bonos Corporativos del ENGIE Energía Perú S.A. El detalle de la información relativa a las acciones y a las emisiones en circulación se presenta a continuación:

Acciones ENGIEC1 en Soles:

Periodo	Apertura	Cierre	Máxima	Mínima
Mar-2017	8.21	8.20	8.21	8.20
Abr-2017	8.02	8.02	8.02	8.02
May-2017	7.85	7.85	7.85	7.85
Jun-17	7.83	7.83	7.83	7.83
Jul-17	8.11	8.1	8.11	8.1
Ago-17	8	8	8	8
Sep-17	7.9	7.89	7.9	7.89
Oct-17	7.73	7.73	7.73	7.73
Nov-17	7.21	7.18	7.21	7.18
Dic-17	7.2	7.29	7.29	7.2
Ene-18	7.2	7.25	7.25	7.2
Feb-18	6.51	6.51	6.51	6.51
Mar-18	6.9	6.89	6.9	6.89

Fuente: Bolsa de Valores de Lima – a abril de 2018, datos a última fecha del mes

Bonos Corporativos de ENGIE Energía Perú S.A.

Programa	Emisión	Serie	Fecha Emisión	Monto de Emisión	Amortización	Interés	Plazo	Fecha de Redención
Primer Programa	Segunda	A	09-jun-08	S/. 84'105,000	Bullet	7.18750%	10 años	09-jun-18
Primer Programa	Tercera	A	09-jun-08	US\$ 10'000,000	Bullet	6.31250%	20 años	09-jun-28
Primer Programa	Sexta	A	03-dic-10	US\$ 25'000,000	Bullet	6.50000%	15 años	03-dic-25
Primer Programa	Séptima	A	03-dic-10	S/. 42'420,000	Bullet	7.59375%	10 años	03-dic-20
Tercer Programa	Primera	A	23-jun-16	S/. 250,000,000	Bullet	7.12500%	10 años	23-jun-26
Tercer Programa	Segunda	A	26-jun-17	S/. 78,960,000	Bullet	6.00000%	07 años	26-jun-24
Tercer Programa	Tercera	A	26-jun-17	S/. 251,054,000	Bullet	6.53130%	10 años	26-jun-27

Fuente: ENGIE

6.8. Clasificación de Riesgo

De conformidad con los requerimientos de la clasificación, las empresas clasificadoras Apoyo y Asociados Internacionales S.A.C., en su comité de fecha 25 de mayo de 2018, y Equilibrium Clasificadora de Riesgo S.A., en su comité de fecha 28 de mayo de 2018, acordaron clasificar al Programa de la manera que se indica a continuación:



Entidad Calificadora	Clasificación
Apoyo y Asociados Internacionales S.A.C. Clasificadora de Riesgo	AAA (pe)
Equilibrium Clasificadora de Riesgo S.A. Clasificadora de Riesgo	AAA.pe

- La clasificación de riesgo asignada por Apoyo y Asociados Internacionales S.A.C. (AAA(pe)) corresponde a la más alta capacidad de pago de sus obligaciones financieras en los plazos y condiciones pactados. Esta capacidad no es significativamente vulnerable ante cambios adversos en circunstancias o el entorno económico.
- La clasificación de riesgo asignada por Equilibrium Clasificadora de Riesgo S.A. (AAA.pe) corresponde a emisiones con la más alta capacidad de pago del capital y los intereses en los términos y condiciones pactadas.

LAS CLASIFICACIONES DE RIESGO OTORGADAS NO CONSTITUYEN UNA RECOMENDACIÓN DE COMPRA, RETENCIÓN O VENTA DE LOS BONOS.

Para mayor información relativa a las clasificaciones de riesgo otorgadas a los Bonos, revisar el Anexo V de este Prospecto Marco.

De conformidad con la Ley Aplicable, las clasificaciones de riesgo mencionadas anteriormente son revisadas permanentemente durante la vigencia de los Bonos.

6.10 Regimen Legal Aplicable

Las principales disposiciones legales que se aplican a la emisión de los Bonos bajo el Programa, según han sido modificadas, son las siguientes:

- i) Ley General de Sociedades, Ley N° 26887 y sus normas modificatorias y sustitutorias.
- ii) Texto Único Ordenado de la Ley del Mercado de Valores, aprobado por Decreto Supremo N° 093-2002-EF y sus normas modificatorias y sustitutorias.
- iii) Reglamento de Oferta Pública Primaria y de Venta de Valores Mobiliarios, aprobado por Resolución CONASEV N° 141-98-EF/94.10 y sus normas modificatorias y sustitutorias.
- iv) Manual para el Cumplimiento de los Requisitos Aplicables a las Ofertas Públicas de Valores Mobiliarios, aprobado por Resolución Gerencia General N° 211-98-EF/94.11 y sus normas modificatorias y sustitutorias.
- v) Normas Comunes para la Determinación del Contenido de los Documentos Informativos, aprobado por Resolución Gerencia General N° 211-98-EF/94.11 y sus normas modificatorias y sustitutorias.
- vi) Disposiciones para la estandarización de valores que otorgan derechos de crédito de emisores nacionales, aprobado por Resolución CONASEV N° 016-2000-EF/94.10 y sus normas modificatorias y sustitutorias.
- vii) Reglamento de Inscripción y Exclusión de Valores en la Rueda de Bolsa de la Bolsa de Valores de Lima, aprobado por Resolución SMV N° 031-2012-SMV/01 y sus normas modificatorias y sustitutorias.
- viii) Reglamento del Registro Público del Mercado de Valores, aprobado por Resolución CONASEV N° 079-97-EF/94.10 y sus normas modificatorias y sustitutorias.
- ix) Reglamento de Instituciones de Compensación y Liquidación de Valores, aprobado por Resolución CONASEV N° 031-99-EF/94.10 y sus normas modificatorias y sustitutorias.
- x) Reglamento de Propiedad Indirecta, Vinculación y Grupos Económicos, aprobado por Resolución SMV N° 019-2015-SMV/01 y sus normas modificatorias y sustitutorias.
- xi) Reglamento de Información Financiera y Manual para la Preparación de Información Financiera, aprobado por Resolución CONASEV N° 103-1999-EF/94.10 y sus modificatorias correspondientes.
- xii) Reglamento para la Preparación y Presentación de Memorias Anuales y Reportes Trimestrales, aprobado por Resolución CONASEV N° 141-1998-EF/94.10 y sus normas modificatorias y sustitutorias.
- xiii) Texto Único Ordenado de la Ley del Impuesto a la Renta, aprobado por Decreto Supremo N° 179-2004-EF y sus normas modificatorias y sustitutorias.
- xiv) Texto Único Ordenado de la Ley del Impuesto General a las Ventas e Impuesto Selectivo al Consumo, aprobado por Decreto Supremo N° 055-99-EF y sus normas modificatorias.
- xv) Ley de Títulos Valores, Ley N° 27287 y sus normas modificatorias y sustitutorias.
- xvi) Ley General del Sistema Concursal, Ley N° 27809 y sus normas modificatorias y sustitutorias.
- xvii) Ley para la lucha contra la evasión y para la formalización de la economía, Ley N° 28194, y su Texto Único Ordenado, aprobado por Decreto Supremo N° 150-2007-EF, y sus normas modificatorias y sustitutorias.
- xviii) Reglamento de Hechos de Importancia e Información Reservada, aprobado por Resolución SMV N° 005-2014-SMV/01 y sus normas modificatorias y sustitutorias.
- xix) Reglamento del Sistema MVNet y SMV Virtual aprobado mediante Resolución SMV N° 010-2013-SMV/01 y sus normas modificatorias y sustitutorias.



- xx) Establecen disposiciones para la presentación de Información Financiera en el marco de trámites de inscripción por Oferta Pública Primaria de valores y/o programas de emisión en el Registro Público del Mercado de Valores aprobado mediante Resolución SMV N° 006-2013-SMV/01 y sus normas modificatorias y sustitutorias.

Debe tomarse en cuenta que existen diferentes normas que podrían ser aplicables en relación con el plazo de prescripción o caducidad del derecho a cobrar el principal y los intereses de los Bonos. Dichas normas son el artículo 49 de la Ley General de Sociedades (Ley N° 26887), el artículo 96 de la Ley de Títulos Valores (Ley N° 27287) y el artículo 2001 del Código Civil. Los plazos de prescripción o caducidad previstos por estas normas varían entre dos (2) y diez (10) años. Se recomienda a los posibles inversionistas evaluar, con la asesoría legal necesaria, la posible aplicación de estos plazos a la prescripción o caducidad del derecho a cobrar el principal e intereses de los Bonos.



7. Información General del Emisor

(Página 44 del Prospecto Marco)

7.4. Capital Social y Estructura Accionaria

Al 31 de marzo de 2018, el capital social del Emisor se encuentra íntegramente suscrito y totalmente pagado, integrado por 601'370,011 acciones con derecho a voto, todas ellas de un valor nominal de S/ 1.00 (uno y 00/100 Soles cada una), según consta en la escritura pública de fecha 9 de abril de 2014 otorgada ante el Notario Público de Lima, Dr. Ricardo Fernandini Barreda.

Al 31 de marzo de 2018, la participación de los accionistas en ENGIE fue la siguiente:

Accionistas	N° Acciones	Porcentaje	Origen	Grupo Económico
International Power S.A.	371'478,629	61.77%	Bélgica	ENGIE
IN-Fondo 2 (Fondo 2 – AFP Integra)	41'085,597	6.83%	Perú	Sura
RI – Fondo 2 (Fondo 2 – AFP Prima)	37'675,821	7.03%	Perú	Grupo Credicorp
PR-Fondo 2 (Fondo 2 –AFP Profuturo)	31'674,191	5.00%	Perú	Scotiabank
RI – Fondo 2 (AFP Prima)	24'776,44	4.12%	Perú	Grupo Credicorp
Otros Accionistas (<4%)	94'679,329	15.25%	Varios	
Total	601,370,011	100.00%		

Fuente: ENGIE

Composición accionaria al 31 de marzo de 2018: número de accionistas por tenencia

Tenencia	Número de accionistas	Porcentaje
Menor al 1%	542	4.87%
Entre 1% y 5%	5	14.02%
Entre 5% y 10%	3	19.34%
Mayor al 10%	1	61.77%
Total	551	100.00%

Fuente: ENGIE

7.7. Transacciones y Saldos con Empresas Relacionadas

ENGIE mantiene vigentes las siguientes principales transacciones con empresas relacionadas:

Cifras en Miles de Dólares	Al 31 de diciembre de		Al 31 de marzo de	
	2017	2016	2018	2017
Otras Cuentas por Cobrar				
Solairedirect Global Operations	1,485	-	2,970	-
ENGIE Services Perú S.A.	34		-	-
International Power – Sucursal Argentina	12		12	-
ENGIE Perú S.A.	11	105	11	210
Leme Engenharia Sucursal Perú	2	3	2	3
Total Cuentas por Cobrar	1,544	108	2,995	213
Otras Cuentas por Pagar				
Solairedirect Global Operations	44,471	-	47,289	11,606
Laborelec	147	92	6	155
ENGIE Perú S.A.	36	-	39	190
Leme Engenharia Ltda	26		-	-
Tractebel Engineering	12	-	26	-
ENGIE Services Perú S.A.	1	-	-	-
Leme Engenharia Sucursal Perú	-	47	28	20
Total Cuentas por Pagar	44,693	139	47,388	11,971

Fuente: ENGIE



8. Descripción de Operaciones y Desarrollo

(Página 49 del Prospecto Marco)

8.1. Descripción del Emisor

ENGIE se dedica a las actividades de generación, transmisión y comercialización de energía eléctrica. A marzo de 2018, ENGIE cuenta con una capacidad instalada de 2,497 MW en operación (20.6% de participación de mercado en potencia efectiva). De acuerdo a las cifras oficiales reportadas por el COES, en el año 2017, ENGIE generó 7,807 GWh de energía, lo cual equivale al 15.9% del total de energía producida en el SEIN, siendo la primera empresa privada en cuanto a generación de energía.

Los ingresos de ENGIE provienen, principalmente, de: (i) las ventas de electricidad efectuadas a Clientes Libres de acuerdo a sus correspondientes contratos de suministro de potencia y energía; (ii) los contratos suscritos con diversos Clientes Regulados (empresas distribuidoras); (iii) las ventas en el Mercado de Corto Plazo; (iv) la remuneración por potencia que recibe por sus plantas, incluyendo la planta de reserva Central Termoeléctrica de Reserva Fría de Generación Ilo 31 y la Central Térmica Nodo Energético Planta Ilo 41; y, (v) suministro de energía de la Central Solar de Intipampa, de acuerdo con el respectivo Contrato de Concesión para el Suministro de Energía Renovable al SEIN.

La cartera de Clientes Libres y Clientes Regulados de ENGIE a nivel nacional, a marzo de 2018, suma una potencia contratada – en hora punta – de 1,699 MW. De dicha cifra, 880.8 MW corresponden a Clientes Libres y 818.3 MW a Clientes Regulados. La potencia contratada en horas fuera de punta fue de 1,697.6 MW en total. De dicha cifra, 879.3 MW corresponden a Clientes Libres y 818.3 MW a Clientes Regulados.

8.2. Estrategia

La estrategia de ENGIE consiste principalmente en lo siguiente:

- i) Optimizar la estructura de suministro eléctrico diversificando las fuentes de energía a través del desarrollo de proyectos de gas natural y energías renovables.
- ii) Mantener un óptimo balance del portafolio comercial entre Clientes Regulados y Clientes Libres, con un enfoque en contratos con costos “*pass-through*” y que disminuyan los riesgos que no sean manejables.
- iii) Contratar un portafolio por el total de la capacidad eficiente para maximizar los ingresos y cubrir el riesgo en el Mercado de Corto Plazo a través de la generación.
- iv) Captar y retener clientes proporcionando soluciones integradas y diferenciadas, apoyándose en el amplio expertise del Grupo ENGIE a nivel mundial
- v) Mantener una estructura financiera óptima, minimizando costos financieros bajo una estructura que elimine o minimice riesgos como los de tipo de cambio, tasa de interés, refinanciamiento, entre otros; y que cuente con suficiente flexibilidad financiera en caso se presenten oportunidades o eventos inesperados.
- vi) Fomentar una cultura ágil, de comunicación abierta y enfocada en la innovación que nos permita enfocarnos en las mejores soluciones para nuestros clientes.

Clientes y Mercado

ENGIE brinda suministro de energía a Clientes Regulados (empresas distribuidoras) y a Clientes Libres (mineros e industriales, principalmente) a través de contratos bilaterales.

A la fecha de la presente Actualización N° 3, el Emisor tiene contratos con Clientes Libres, tales como: Antamina, Nexa Resources, Grupo Gloria, entre otros. Asimismo, a través de licitaciones efectuadas durante los años 2009 y 2011 y contratos bilaterales en los años 2014 y 2015, se han suscrito contratos con los siguientes Clientes Regulados (empresas distribuidoras): Luz del Sur, Enel Distribución (antes Edelnor), Edecañete, Electronoroeste, Electronorte, Hidrandina, Electro Puno, Sociedad Eléctrica del Sur Oeste, Electrocentro, Consorcio Eléctrico de Villacurí, Electro Ucayali y Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad – ELECTROSUR.

Competencia

En el mercado eléctrico nacional, los principales competidores de ENGIE son las siguientes empresas (participación de mercado en términos de producción de energía): Estado Peruano (22%), Enel Generación (16%), Kallpa Generación (13%) y Orazul Energy (5%), según cifras reportadas por el COES a diciembre de 2017. En términos de potencia, los porcentajes son los siguientes: Enel Generación Perú (16%), Estado Peruano (13%), Kallpa Generación (19%) y Orazul Energy (5%), según cifras reportadas por el COES a marzo de 2018.



8.3. Contratos de Suministro de Electricidad con Clientes (Libres y Regulados)

PPA Antamina

El 29 de noviembre de 2012, derivado de una licitación, ENGIE y Compañía Minera Antamina S.A. (“Antamina”) suscribieron un PPA por un plazo de 15 años que inició en enero de 2015. El PPA con Antamina contempla los puntos de suministro la S.E. Vizcarra y la S.E. Punta Lobitos en Huarmey, ambas de propiedad de Antamina. La máxima demanda comprometida asciende a 150 MW para el 2015, incrementándose a 170 MW a partir del año 2016, de acuerdo con lo establecido en la primera adenda al contrato suscrita el 5 de diciembre de 2014. Posteriormente, el 12 de mayo de 2016 se firmó una segunda adenda al contrato de suministro con la cual, entre otros, (i) se regularon mecanismos para que Antamina incremente su demanda, en una segunda y tercera etapa asociada a sus proyectos de ampliación del Quinto y Sexto Molino de Bolas, de acuerdo con su crecimiento en hasta 100 MW; y (ii) se extendió la vigencia del contrato por tres (3) años adicionales, hasta diciembre de 2032.

PPA Nexa Resources (Unidades Mineras Milpo y Refinería Cajamarquilla, antes Votorantim Metais – Cajamarquilla)

El 15 de diciembre de 2014, Nexa Resources (“Nexa Resources”) y ENGIE firmaron un contrato de suministro por 60 MW en hora punta y 125 MW en hora fuera de punta. Dicho suministro tiene una vigencia entre marzo de 2017 y diciembre de 2019. Asimismo, mediante adendas a dicho contrato de suministro, ENGIE suministra en horas punta, según requerimiento de Nexa Resources, la potencia y energía asociada a 110 MW. Esta opción está vigente desde mayo de 2016 hasta diciembre de 2018.

Asimismo, el 28 de diciembre de 2017, se firmaron contratos de suministro por 62 MW para atender a 3 unidades mineras del complejo Minero Milpo (Cerro Lindo, El Porvenir y Atacocha). Estos contratos tienen una vigencia entre el 1 de enero de 2018 hasta diciembre 2019.

PPA Grupo Gloria

En los meses de mayo y agosto de 2016, ENGIE y empresas del Grupo Gloria como Yura (sede Arequipa), Gloria (sedes Lima y Arequipa), Trupal (sedes Lima y Trujillo), Casa Grande, Agroindustrias San Jacinto y Cartavio, firmaron ocho (8) contratos de suministro por hasta 135 MW en total en hora punta. Los suministros tienen una vigencia entre agosto de 2016 y diciembre de 2025.

PPA Grupo Quimpac

El 27 de julio de 2004, ENGIE y Quimpac S.A. suscribieron un PPA por un plazo de 16 años que inició en julio de 2004. Este PPA contemplaba tres puntos de suministro (2 en la S.E. Paramonga Existente y uno en la S.E. Oquendo). Posteriormente, el 29 de agosto de 2007 se firmó una adenda al contrato de suministro, mediante la cual, se efectuó la cesión parcial del PPA a favor de Papelera Nacional S.A. (PANASA), perteneciente también al Grupo Quimpac, y que involucró la firma de un nuevo PPA con PANASA con vigencia a partir de junio de 2007, manteniéndose la fecha de finalización en junio de 2020. La potencia contratada con el Grupo Quimpac asciende a 32 MW en hora punta y 68 MW en hora fuera de punta.

PPA Grupo Breca

En el mes de diciembre de 2015 se firmaron los primeros tres (3) contratos de suministro entre ENGIE y la empresa del Grupo Breca (Minsur S.A.) hasta por 26.5 MW en total, con vigencia hasta diciembre de 2021. Posteriormente, en los meses de enero y febrero de 2016 y julio de 2017, se firmaron contratos con otras empresas del Grupo Breca como Inversiones Nacionales de Turismo S.A (INTURSA), Corporación Peruana de Productos Químicos S.A. (QROMA) y Clínica Internacional S.A. (Clínica Internacional), respectivamente. El contrato con INTURSA se inició en febrero 2017 con una potencia contratada de 3.85 MW, el contrato con QROMA se inició en mayo 2018 con una potencia contratada de 4.3 MW y el contrato con Clínica Internacional se inició en octubre de 2017 con una potencia contratada de 1.6 MW. Los tres (3) contratos finalizan en diciembre de 2021.

Finalmente, en agosto de 2017 se suscribió el contrato entre ENGIE y Marcobre S.A.C. (MARCOBRE), con una potencia contratada es de hasta 84 MW, con una duración de 15 años. Se espera que en los próximos años el proyecto minero inicie sus consumos de electricidad.

Otros contratos de suministro de electricidad con Clientes Libres

Al 31 de marzo de 2018, ENGIE suministra electricidad a través de un total de sesenta y ocho (68) PPAs con cincuenta y ocho (58) Clientes Libres. La mayoría de estos contratos son de suministro exclusivo. Los precios de potencia están indexados a la inflación en los Estados Unidos de América (US-CPI), y los precios de energía son indexados a factores como el US-CPI, el US-PPI, la variación del precio del gas natural puesto en Chilca o al precio de gas natural que publica el OSINERGMIN mensualmente.

A continuación, se muestran los valores de la Potencia Contratada con los Clientes Libres en curso:

N°	Contratos con Clientes Libres	Potencia Contratada (MW)	
		Hora Punta	Fuera Hora Punta
1	COMPANIA MINERA ANTAMINA S.A.	170.0	170.0
2	NEXA RESOURCES	170.0	125.0
3	MINERA YANACocha S.R.L	60.0	60.0
4	SOCIEDAD MINERA CERRO VERDE S.A.A.	58.0	58.0
5	VOLCAN COMPANIA MINERA S.A.A	49.0	49.0
6	YURA S.A.	41.0	37.0
7	COMPAÑIA MINERA MILPO S.A.A.	38.0	38.0
8	GLORIA S.A	25.0	25.0
9	TRUPAL S.A.	25.0	25.0
10	MINSUR S.A	22.5	22.5
11	COMPAÑIA MINERA ANTAPACCAY S.A.	21.0	21.0
12	QUIMPAC S.A.	20.0	56.0
13	COMPAÑIA MINERA CHUNGAR S.A.C	15.4	15.4
14	EMPRESA ADMINISTRADORA CERRO S.A.C	15.0	15.0
15	MILPO ANDINA PERÚ S.A.C.	15.0	15.0
16	OWENS-ILLINOIS PERU S.A.	12.0	12.0
17	PAPELERA NACIONAL S.A.	12.0	12.0
18	COMPAÑIA MINERA ATACocha S.A.A.	9.0	9.0
19	CERAMICA LIMA S.A - CELIMA	7.4	7.4
20	ESMERALDA CORP S.A.C.	7.0	7.0
21	CASA GRANDE S.A.A.	6.0	6.0
22	TECNOFIL S.A.	6.0	6.0
23	PARQUE LAMBRAMANI S.A.C	5.8	5.8
24	OXIDOS DE PASCO S.A.C	5.4	5.4
25	MINERA BATEAS S.A.C	5.2	5.2
26	CARTAVIO S.A.A	5.0	5.0
27-58	Otros (<5MW en HP)	55.1	66.6
TOTAL		880.8	879.3

Información al 31 de marzo de 2018.

Fuente: ENGIE

Adicionalmente, se tiene un contrato de suministro de energía suscrito con CELEC EP del Ecuador, por medio del cual ENGIE puede exportar o importar energía, hasta el límite de potencia que el COES SINAC autorice. Este contrato está vigente hasta: (i) el 31 de diciembre de 2018, (ii) hasta la fecha de operación comercial del nuevo enlace de interconexión entre Perú y Ecuador en 500 kV; (iii) la fecha de vencimiento de la vigencia de la Decisión 757 (incluyendo su prórroga por la Decisión 789 y otras que las prorroguen o sustituyan en el futuro); o, (iv) cualquier cambio normativo que incida en el objeto de este Contrato, lo que suceda primero.

Contratos con Clientes Regulados (empresas distribuidoras)

La energía a ser facturada por ENGIE a cada empresa distribuidora se determina mensualmente de acuerdo a cada contrato. Del mismo modo, la potencia total puesta a disposición de cada empresa distribuidora ha sido contratada bajo dos modalidades, (i) Potencia Contratada Fija Mensual, que es la mínima potencia que ENGIE facturará a cada distribuidora en cada punto de entrega; y (ii) Potencia Contratada Variable Mensual, que es una potencia variable cuyo límite máximo es el 20% de la Potencia Contratada Fija Mensual.



A continuación, se muestran los valores de la Potencia Contratada con suministro vigente para cada distribuidora al 31 de marzo de 2018:

N°	Contratos con Clientes Regulados	Potencia Contratada (MW)	
		En Hora Punta	Hora Fuera Punta
1	Luz del Sur S.A.A.	299.6	299.6
2	Enel Distribución Perú S.A.A.	284.2	284.2
3	Electronoroeste S.A.	43.7	43.7
4	Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A.	42.8	42.8
5	Grupo Distriluz	30.0	30.0
6	Electro Sur Este S.A.A.	29.8	29.8
7	Electrosur S.A.	22.5	22.5
8	Hidrandina	18.1	18.1
9	Electronorte S.A.	12.9	12.9
10	Electro Ucayali	12.0	12.0
11	Electrocentro S.A.	10.7	10.7
12	Coelvisac	9.4	9.4
13	Electro Puno S.A.A.	2.7	2.7
TOTAL		818.3	818.3

Información al 31 de marzo de 2018

Fuente: ENGIE

8.4. Principales Activos de ENGIE

Los principales activos de generación de ENGIE al 31 de marzo de 2018 se describen en el cuadro siguiente:

Unidad	Potencia Nominal (MW)	Combustible
C.T. Ilo21	135.0	Carbón / Diésel 2
C.T. Ilo31 (Peaky)	500.0	Dual (Diésel 2 / Gas Natural)
C.T. Ilo 41 (Nodo Energético)	610.0	Dual (Diésel B5 / Gas Natural)
C.T. ChilcaUno	851.8	Gas Natural / Vapor
C.T. ChilcaDos	111.0	Gas Natural / Vapor
C.H. Yuncán	134.2	-
C.H. Quitaracsa	114.0	-
C.S. Intipampa	40.5	-
Total	2,496.5	

Fuente: ENGIE

Complejo Ilo

Central Termoeléctrica Ilo1 (C.T. Ilo1)

La C.T. Ilo1, localizada al norte de la ciudad de Ilo, fue adquirida en 1997 y se encuentra ubicada adyacente a la fundición de cobre de SPCC.

La C.T. Ilo1 salió de operación comercial el 26 de octubre de 2017. Esta central contó con cuatro calderos de fuego directo que operaban con petróleo residual 500 (B1, B2, B3 y B4), cuatro turbinas a vapor (TV1, TV2, TV3 y TV4), dos turbinas a gas y un grupo motogenerador que operaba con biodiésel B5-S50. La central contó con una capacidad nominal total de 261 MW.

A marzo de 2018 los sistemas auxiliares, incluyendo el sistema de desalinización, se mantienen en operación.

Central Termoeléctrica Ilo21 (C.T. Ilo21)

En 1998 ENGIE inició la construcción y posterior puesta en operación de la planta termoeléctrica a doble combustión (carbón/diésel) denominada "Ilo21", ubicada al sur de la ciudad de Ilo con una potencia nominal de 135 MW. Esta central entró en operación comercial en agosto de 2000 y cuenta con una cancha de carbón con capacidad de almacenamiento para 200 mil toneladas métricas.

La CT Ilo21 es importante para el SEIN, especialmente en casos de congestión y/o eventos que impacten el transporte o suministro de molécula de gas natural y mientras llega el gas natural al sur del país. La central recibe ingresos por potencia de acuerdo a la demanda eléctrica.



Central Termoeléctrica de Reserva Fría de Generación – Planta Ilo (C.T. Ilo31)

En noviembre de 2010, ProInversión adjudicó la concesión del Proyecto “Reserva Fría de Generación – Planta Ilo” a ENGIE. La Central Termoeléctrica de Reserva Fría de Generación, también denominada “Ilo31”, inició su implementación en mayo de 2011, e ingresó en operación comercial el 20 de junio de 2013. Su construcción demandó una inversión aproximada de US\$ 220 millones.

La Central Ilo31 está compuesta por tres (3) turbinas duales Modelo GE 7FA.03 que actualmente operan en ciclo abierto con combustible diésel como unidades de generación de reserva que despacharán cuando sean requeridas por el COES. Cuando el gas natural esté disponible en el sur del país, las turbinas podrían funcionar con dicho combustible. La energía se transmite a través de la L.T. 220 KV C.T. Ilo2 – S.E. Moquegua (L-2027 / L-2028) y la interconexión al SEIN se realiza por la S.E. Moquegua. La instalación cuenta con una capacidad de almacenamiento de hasta 215 mil barriles, que aseguran una operación de diez (10) días a máxima carga para el suministro de 460 MW exigidos en el Contrato de Concesión. El abastecimiento de combustible se realiza a través de buques tanque que amarran en las actuales instalaciones del muelle en Ilo, propiedad de ENGIE.

Actualmente, la Central Ilo31 opera en cumplimiento del Contrato de Concesión firmado con el Estado Peruano, el cual remunera, a través de un cargo fijo establecido en el contrato, una potencia de 460 MW hasta el año 2033. Sumado a ello, Ilo31 provee de 40 MW de potencia adicional al SEIN, con lo que el total de capacidad de la central es de 500 MW.

Central Termoeléctrica Nodo Energético (C.T. Ilo41)

En el 2014, ENGIE se adjudicó el contrato de compromiso de inversión del Nodo Energético del Sur Planta Ilo, a través de un proceso promoción a la inversión privada realizado por Proinversión. Mediante dicho contrato ENGIE se obligó a construir, operar y mantener la planta de combustible dual ubicada en Ilo, Moquegua y recibe como contraprestación una remuneración fija estipulada en el contrato que remunera la inversión por un plazo de 20 años contados a partir de su operación comercial (esto es hasta el 2036). La central ingresó en operación comercial el 22 de octubre de 2016 y requirió una inversión aproximada de US\$ 375 millones (incluyendo el capital de trabajo requerido de acuerdo al contrato).

La C.T. Ilo41 es una central instalada en un terreno adyacente de la C.T. Ilo31, con tres turbinas duales (diésel/gas) en ciclo abierto, cada una de las cuales tiene una potencia nominal de 200 MW operando con combustible diésel B5-S50, y de 235 MW cuando, en el futuro, operen con gas natural. A la fecha, las turbinas operan con diésel, pero cuando el gas natural llegue al sur del país, las unidades serán operadas con gas, manteniendo la capacidad de operar con diésel.

La instalación de esta central incluyó la construcción de una nueva Línea de Transmisión en 500 KV, en simple terna y con capacidad de transportar hasta 1,400 MVA con una longitud de 75 Km, que conecta la central con la Subestación Montalvo, operada por la empresa ABY Transmisión Sur S.A (antes Abengoa Transmisión Sur).

La central cuenta con tanques de almacenamiento de diésel con una capacidad de 375,000 barriles, que aseguran su operación por 15 días a máxima carga.

Otros activos del Complejo Ilo

El complejo de Ilo cuenta con activos de uso compartido entre sus distintas centrales de generación, entre ellos un muelle de 1,250 metros de largo diseñado para buques de 70,000 toneladas, dos plantas desalinizadoras que proveen agua industrial y potable, una planta de tratamiento de aguas residuales para mantener la forestación del complejo; así como oficinas administrativas.

Complejo Chilca

Central Termoeléctrica ChilcaUno (C.T. ChilcaUno)

La Central Termoeléctrica ChilcaUno, se encuentra ubicada en el distrito de Chilca, provincia de Cañete, departamento de Lima, a 63.5 Km al sur de la capital. Fue la primera central construida desde la llegada del gas natural de Camisea, combustible que utiliza para la generación de energía eléctrica. Posee tres (3) turbinas a gas, dos (2) de 180 MW de potencia nominal, y una tercera de 199.8 MW de potencia nominal, las cuales pueden operar tanto en ciclo abierto como en ciclo cerrado. Cuenta con tres calderos de recuperación de calor, instalados en la salida de gases de cada turbina a gas, que generan vapor para una cuarta turbina a vapor de 292 MW de potencia nominal. Con la instalación de esta última turbina a fines del 2012 se cerró el ciclo y se convirtió la central en una de ciclo combinado con una potencia nominal total de 852 MW.

A la fecha de elaboración de la presente Actualización N° 3, el Emisor cuenta con los contratos necesarios de molécula de gas natural, de transporte y distribución para el abastecimiento de gas para la central, y no ha firmado nuevos contratos con respecto a la Actualización N° 2. En este sentido, mediante sus contratos de suministro de molécula de gas, transporte y distribución, el Emisor ha cubierto el 100% de los requerimientos de la C.T. ChilcaUno, incluyendo el gas natural necesario para la C.T. ChilcaDos.



La central cuenta con una estación de filtración, regulación de presión y medición de flujo, que acondiciona y prepara el gas natural según los requerimientos de combustión de las turbinas. Además, para conectarse al SEIN y entregar la energía generada, la central dispone de una Subestación Eléctrica de doble barra en 220 KV y de torres de transmisión, donde se conectan las líneas provenientes de la Subestación de Chilca (S.E. Chilca) operada por la empresa Red de Energía del Perú (REP).

Finalmente, la central cuenta con una sala que centraliza el monitoreo y el control de las tres unidades de generación, así como de la estación de regulación y medición de gas natural y la Subestación Eléctrica, además de una planta desalinizadora de osmósis inversa para la producción de agua industrial requerida para la operación de la central

Central Termoeléctrica ChilcaDos (C.T. ChilcaDos)

La Central Termoeléctrica ChilcaDos comprende dos unidades de generación en ciclo combinado (una turbina a gas y una turbina a vapor). La planta en conjunto tiene una potencia instalada de 110.94 MW.

La central cuenta con una Línea de Transmisión en doble terna de 220 KV hasta la Subestación Eléctrica existente en la C.T. ChilcaUno. Para el suministro de gas natural se ha implementando un sistema de tuberías de gas desde la estación de gas existente en la C.T. ChilcaUno. Por su parte, para el suministro de agua se instaló un nuevo sistema de tuberías de agua desalinizada y/o agua desmineralizada desde los tanques de agua ya existentes.

La primera etapa de la central (ciclo abierto) entró en operación comercial el 6 de mayo de 2016 con una potencia efectiva de 75.5 MW. La segunda etapa del ciclo combinado (turbina a vapor) entró en operación comercial el 16 de diciembre del 2016.

Contrato de Usufructo de la Central Hidroeléctrica Yuncán (C.H. Yuncán)

En el contexto del proceso de promoción de la inversión privada que llevó a cabo el Estado Peruano a través de ProInversión, ENGIE se adjudicó en el año 2004 un Contrato de Usufructo por un plazo de treinta (30) años. El Contrato de Usufructo otorga a ENGIE, por el plazo de su vigencia, el derecho real de usar y disfrutar de la Central Hidroeléctrica de Yuncán (la “Central Yuncán”). Al someterse el Contrato de Usufructo al derecho privado, sus términos y condiciones no pueden ser modificados unilateralmente por el Estado Peruano.

La C.H. Yuncán, de 134.16 MW de potencia nominal, se localiza en las cuencas de los ríos Paucartambo y Huachón, en el departamento y provincia de Pasco, a 340 Km al noreste de Lima.

La C.H. Yuncán consta de tres (3) turbinas de 44.72 MW de potencia nominal cada una, que le permiten producir anualmente, en función de los recursos hídricos disponibles, un promedio esperado de 900 GWh de energía. La planta cuenta con un reservorio de control diario con una capacidad de 1.8 millones de m³ y un volumen útil de 458 miles de m³, un sistema de túneles que tiene una longitud total de 21 Km y una casa de máquinas en caverna. Asimismo, la Central Yuncán comprende una Línea de Transmisión de 220 KV, de 50 Km de longitud y una terna de 260 MVA, la misma que conecta la central (S.E. Santa Isabel) con la S.E. Carhuamayo Nueva.

La C.H. Yuncán comprende todas las concesiones, permisos, servidumbres, licencias y terrenos necesarios para su uso y disfrute por ENGIE; la central está construida sobre terrenos de propiedad de Activos Mineros, así como de propiedad de comunidades campesinas; existiendo sobre estos últimos un derecho de servidumbre a favor de Activos Mineros.

Los pagos que ENGIE debe efectuar bajo el Contrato de Usufructo se encuentran estipulados en un cronograma que forma parte integrante del mismo y, por lo tanto, no pueden ser modificados unilateralmente por cualquiera de las partes de dicho contrato. En 2005 (inicio de la operación por parte de ENGIE) se pagaron US\$ 48.4 millones por derecho de contrato, US\$ 5.9 millones como aporte social, así como se entregó una garantía a favor de Activos Mineros por la suma de US\$ 10 millones para cubrir los pagos por Derecho de Usufructo y Aporte Social y una garantía de US\$ 2 millones para asegurar el fiel cumplimiento del Contrato de Usufructo. Adicionalmente, ENGIE está obligada a pagar (i) US\$ 105.5 millones por Derecho de Usufructo, que son pagados en 34 cuotas semestrales, a marzo de 2018 se han pagado US\$ 84.0 millones; y (ii) US\$ 12.9 millones de Aporte Social, que son pagados en 34 cuotas semestrales, a marzo de 2018 se han pagado US\$ 10.4 millones.

Activos Mineros asume el riesgo de caso fortuito o fuerza mayor relativo a la operación de la Central Yuncán, por lo que, de producirse alguno de dichos supuestos, ENGIE puede suspender el plazo del contrato, así como el cumplimiento de las obligaciones asociadas al mismo hasta por doce (12) meses continuos en tanto alguno de tales eventos le impidan operar dicha Central.

ENGIE puede renunciar al derecho de usufructo, en cualquier momento, para lo cual deberá cursar un preaviso de noventa (90) días y pagar una indemnización igual a las siguientes dos (2) cuotas semestrales, en cuyo caso no tendrá derecho a reembolso de suma alguna.

Central Hidroeléctrica Quitaracsa (C.H. Quitaracsa)

En el 2015 ENGIE culminó la construcción de la Central Hidroeléctrica Quitaracsa de 114 MW de potencia nominal (117.8 MW de potencia efectiva). La central se encuentra ubicada en la provincia de Huaylas, departamento de Ancash, y está compuesta de dos turbinas Pelton,



un reservorio de 270 mil m³ en el río Quitaraca, con un túnel de conducción de aproximadamente 6 Km y una caída bruta de 874 m, interconectándose al SEIN en la subestación Kiman Ayllu mediante una Línea de Transmisión de 5.38 Km y 220 KV.

El Grupo N° 01 de la C.H. Quitaraca, con una potencia efectiva de 59.0 MW, entró en operación comercial el 9 de octubre de 2015 y el grupo N° 02, con 58.8 MW, el 29 de octubre de 2015. La inversión total de este proyecto fue de US\$ 538.9 millones.

Central Solar Fotovoltaica “Intipampa” (C.S. Intipampa)

En el marco de la Cuarta Subasta de Suministro de Electricidad con Recursos Energéticos Renovables (RER) convocada por OSINERGMIN (“Cuarta Subasta”), con fecha 16 de febrero de 2016, ENGIE se adjudicó el Proyecto Solar Fotovoltaico “Intipampa”. La C.S. Intipampa entró en operación comercial el 31 de marzo de 2018 y se encuentra ubicada en el distrito de Moquegua, Provincia de Mariscal Nieto, Departamento de Moquegua. Tiene una potencia instalada nominal de 40.5 MW.

La central posee una subestación en 138 kV que se conecta a una línea de transmisión existente, que va desde la subestación Moquegua, propiedad de ENGIE, hasta la subestación Toquepala, propiedad de SPCC.

Al 31 de marzo de 2018, la inversión total en este proyecto asciende a US\$ 50 millones y se encuentra pendiente de pago.

Subestación Moquegua

La Subestación Moquegua, se encuentra ubicada en la provincia Mariscal Nieto, 6 Km al sur de la ciudad de Moquegua. Cuenta con una sala de control, dos autotransformadores de 300 MVA 138/220 KV y una doble barra en 220 y 138 KV. En la barra de 220 KV se conectan las líneas Socabaya – Moquegua, Ilo2 – Moquegua, Moquegua – Puno, Moquegua – Tacna y Montalvo – Moquegua. En la barra de 138 KV se conectan las líneas Ilo1 – Moquegua, Moquegua – Botiflaca, Moquegua – Toquepala, Moquegua – Toquepala (REP) y el suministro de la ciudad de Moquegua, vía celda de transformación 138/10 KV. La Subestación es un importante centro de recepción, transformación, transmisión y distribución de electricidad en el sur del país, sirviendo de punto de conexión de las centrales Ilo21 e Ilo31 al SEIN.

Líneas de Transmisión

ENGIE opera distintas Líneas de Transmisión que conectan sus centrales a los sistemas primarios y secundarios de transmisión que forman parte del SEIN.

ENGIE cuenta con un total de 281.89 Km de Líneas de Transmisión en 138 y 220 KV, repartidos según se indica a continuación:

- i) Línea Ilo2 – Moquegua (doble terna) con una longitud de 72 Km y una capacidad de 400 MVA por cada terna, en 220 KV.
- ii) Línea Moquegua – Botiflaca1 con una longitud de 31 Km y una capacidad de 196 MVA en 138 KV.
- iii) Línea Moquegua – Mill Site con una longitud de 39 Km y una capacidad de 100 MVA en 138 KV.
- iv) Línea Ilo1 – Moquegua con una longitud de 2.27 Km y una capacidad de 130 MVA en 138 KV.
- v) Línea Moquegua – Botiflaca2 con una longitud de 5.99 Km y una capacidad de 160 MVA en 138 KV.
- vi) Línea Santa Isabel – Carhuamayo Nueva (L-226) con una terna simple con una longitud de 50 Km y una capacidad de 260 MVA en 220 KV.
- vii) Línea Chilca – REP (doble terna) con una longitud de 0.75 Km y una capacidad de 600 MVA por cada terna en 220 KV.
- viii) Línea Quitaraca I – Kiman Ayllu (L-2277) con una longitud de 5.35 Km y una capacidad de 150 MVA en 220 KV.
- ix) Línea Ilo41 – SE Montalvo con una longitud de 75 km y una capacidad de 1400 MVA en 500 kV
- x) Línea ChilcaDos – ChilcaUno: Para la turbina a gas una línea de 0.44 km en 220 kV y una capacidad de 150 MVA; para la turbina a vapor una línea de 0.53 km en 220 kV y una capacidad de 150 MVA

8.5. Ventas

A continuación, se muestra el detalle de ventas de energía y potencia:

Ventas de energía y potencia (Millones US\$)	2017	2016	Ene-Mar 2018	Ene-Mar 2017
Ventas de energía	342.13	389.30	81.11	102.33
Ventas de potencia	194.93	204.88	43.27	62.06
Compensaciones D.U. N° 49	28.23	38.97	-	6.83
Otros ingresos	10.62	8.26	7.16	1.59
Total	575.91	641.41	131.53	172.80

Fuente: ENGIE

En el caso de las ventas de potencia, éstas incluyen los ingresos relacionados a potencia por contratos de concesiones con el Estado Peruano relacionados a la C.T. Ilo31 y la C.T. Nodo Energético los cuales ascendieron a US\$ 80.8 millones en el año 2017 (US\$ 47.7 millones en 2016) y US\$ 20.3 millones el periodo enero a marzo de 2018 (US\$ 20.4 millones en el mismo periodo de 2017).



Asimismo, en marzo de 2018 el Emisor firmó el Contrato para el Desarrollo del Proyecto de Almacenamiento de Minerales y Acceso Portuario con Anglo American Quellaveco S.A., el cual tiene un plazo de vigencia de treinta y siete (37) años. Adicionalmente, el Emisor provee servicios de mantenimiento de líneas de transmisión y servicios auxiliares relacionados a su planta de fundición a Southern Perú Copper Corporation (SPCC).

8.6. Relación entre ENGIE y el Estado Peruano

Obligaciones en el marco de la normativa del sector eléctrico

Como empresa del sector eléctrico, ENGIE se encuentra en el marco de las actividades reguladas, entre otras entidades, por el MINEM como ente rector de la política energética y bajo la supervisión del OSINERGMIN.

En este sentido, el MINEM promueve las propuestas de normas con rango de Ley ante el Congreso de la República y emite las normas reglamentarias de mayor jerarquía que rigen la política energética del sector. Por su parte, OSINERGMIN tiene a su cargo regular, supervisar, sancionar y resolver en última instancia administrativa los temas relacionados con el incumplimiento de las disposiciones legales en materia energética. A ese organismo se suman la Autoridad Nacional del Agua (ANA), entidad estatal dedicada al aprovechamiento sostenible de los recursos hídricos; y el OEFA, institución encargada de evaluar, supervisar, fiscalizar y controlar el cumplimiento de la legislación ambiental.

ENGIE está obligada a contribuir con el sostenimiento de las entidades del sector, mediante un aporte que –conforme con las Leyes Aplicables– no podrá exceder el 1% de sus ventas anuales. De igual forma, ENGIE proporciona periódicamente al MINEM (Dirección General de Electricidad) y a OSINERGMIN información estadística sobre producción y precios, así como información económica y financiera.

Autorizaciones, concesiones, permisos y licencias

Para el desarrollo de sus actividades económicas ENGIE cuenta, con diversos permisos, autorizaciones, concesiones y licencias otorgados por diversas entidades del Estado. Las principales autorizaciones, concesiones, permisos y licencias de las que es titular ENGIE son las siguientes:

Autorización/Concesión de Generación	Fecha de Publicación	Unidad de Generación
Resolución Ministerial 265-98-EM/VME, esta resolución ha sido modificada por: Resolución Ministerial 395-2000-EM/VME	10/06/1998 17/10/2000	C.T. Ilo21
Resolución Ministerial 265-98-EM/VME, esta resolución ha sido modificada por: Resolución Ministerial 396-2000-EM/VME Resolución Ministerial 318-2001-EM/VME Resolución Ministerial 340-2005-MEM/DM Resolución Ministerial 427-2006-MEM/DM Resolución Ministerial 608-2006-MEM/DM Resolución Ministerial 024-2008-MEM/DM Resolución Ministerial 219-2009- MEM/DM Resolución Ministerial 179-2010-MEM/DM Resolución Ministerial N° 011-2015-MEM/DM (Quinta y Sexta Unidad) Resolución Ministerial N° 217-2016-MEM/DM ⁽¹⁾	10/06/1998 17/10/2000 30/07/2001 02/09/2005 16/09/2006 07/01/2007 25/01/2008 13/05/2009 29/04/2010 24/01/2015 9/06/2016	C.T. ChilcaUno (Primera, Segunda, Tercera y Cuarta Unidad)
Resolución Suprema 059-2005-EM ⁽²⁾	12/10/2005	C.T. ChilcaDos C.H. Yuncán
Resolución Suprema N° 023-2002-EM ⁽³⁾ , esta resolución ha sido modificada por: Resolución Suprema N° 017-2004-EM ⁽⁴⁾ Resolución Suprema N° 005-2010-EM ⁽⁵⁾ Resolución Suprema N° 006-2014-EM ⁽⁶⁾ Resolución Suprema N° 039-2015-EM ⁽⁷⁾	13/06/2002 15/03/2004 03/02/2010 26/01/2014 31/07/2015	C.H. Quitaracsa
Resolución Ministerial N° 546-2011-MEM/DM	09/01/2012	Reserva Fría de Generación - Planta Ilo (Ilo31)
Resolución Ministerial N° 229-2015-MEM/DM	20/05/2014	C.T. Nodo Energético Planta N° 2 Región Moquegua (Ilo 41)
Resolución Ministerial N° 312-2017-MEM/DM	01/08/2017	C.S. Intipampa

Fuente: ENGIE

- (1) Mediante esta Resolución Ministerial de fecha 9 de junio de 2016, se aprobó la modificación de la autorización de la C.T ChilcaUno, mediante el fraccionamiento de ésta en dos autorizaciones independientes, estando la C.T ChilcaUno compuesta por cuatro (04) unidades de generación con una potencia instalada de 847,05 MW y la nueva C.T ChilcaDos compuesta por dos (02) unidades de generación con una potencia instalada de 112,8 MW.
- (2) Con fecha 9 de agosto de 2005, la Empresa de Generación de Energía Eléctrica del Centro ("Egecen") y ENGIE suscribieron el contrato de cesión de posición contractual, por el cual Egecen cede a favor de ENGIE su posición contractual en el Contrato de Concesión 131-98. Esta cesión de posición contractual fue aprobada por el Estado peruano mediante la Resolución Suprema 059-2005-EM, del 7 de octubre de 2005.
- (3) Se aprueba la Concesión definitiva para desarrollar la actividad de Generación de Energía Eléctrica en la C.H. Quitaracsa a favor de S&Z Consultores Asociados S.A.
- (4) Mediante esta resolución de fecha el 12 de marzo de 2004, se aprobó la cesión de posición contractual suscrita entre S&Z Consultores Asociados S.A. y Empresa de Generación Eléctrica Quitaracsa S.A., por la cual la primera de las empresas cedió a favor de la segunda, su posición en el Contrato de Concesión para el desarrollo de actividades de generación eléctrica con la C.H. Quitaracsa.

- (5) Mediante esta Resolución Suprema de fecha 2 de febrero de 2010, Empresa de Generación Eléctrica Quitaracsa S.A. y ENGIE Energía Perú S.A. suscribieron un contrato de cesión de posición contractual, por el cual la primera empresa cede a favor de la segunda empresa, su posición en el contrato de concesión referido en la Resolución Suprema anterior.
- (6) Mediante esta Resolución Suprema de fecha 25 de enero de 2014, se aprobó la modificación del Contrato de Concesión en el extremo de modificar el Calendario Garantizado de Ejecución de Obras.
- (7) Mediante esta Resolución Suprema de fecha 31 de julio de 2015, se aprobó la modificación del Contrato de Concesión en el extremo de modificar el Calendario Garantizado de Ejecución de Obras.
- i) **Concesiones / Autorizaciones de generación de electricidad:** ENGIE cuenta con las respectivas autorizaciones de generación para todas sus plantas de acuerdo con lo informado mediante el Prospecto Marco, su Actualización N° 1 y su Actualización N° 2. A continuación se informan, los cambios materiales posteriores a la fecha de elaboración de dichos documentos:
- a) **Central Termoeléctrica Ilo1**
- Mediante Carta COES/D/DP-1230-2017 del 25 de octubre del 2017, el COES aprobó la conclusión de la operación comercial de las unidades TV4, TG1 y la Caldera 4 (B4) a partir de las 0:00 horas del 26 de octubre del 2017.
- b) **Central Solar Intipampa**
- Mediante Resolución Ministerial N° 312-2017-MEM/DM publicada el 1 de agosto de 2017 se otorgó la concesión definitiva para desarrollar actividad de generación de energía eléctrica con Recursos Energéticos Renovables en el proyecto Central Solar Intipampa, ubicada en el departamento de Moquegua.
- Asimismo, mediante Carta COES/D/DP-298-2018 del 26 de marzo de 2018, el COES aprobó la entrada en operación comercial de la Central Solar Intipampa, desde las 00:00 horas del día 31 de marzo de 2018.
- ii) **Concesiones de transmisión:** ENGIE cuenta con las respectivas concesiones de transmisión para sus líneas de transmisión como se resume en el siguiente cuadro:

Concesión de Transmisión	Fecha de Resolución	Unidad de Generación
Resolución Suprema N° 132-98-EM	30/12/1998	1) C.T. Ilo21 - S.E. Moquegua (Montalvo) 2) S.E. Moquegua (Montalvo) - S.E. Botiflaca 3) S.E. Moquegua (Montalvo) - S.E. Toquepala
Resolución Suprema N° 019-2003-EM	27/03/2003	C.T. Ilo - S.E. Botiflaca - S.E. Moquegua
Resolución Ministerial N° 285-2017-MEM/DM	27/06/2017	SE Moquegua – SE Intipampa – SE Toquepala
Resolución Suprema N° 028-2006-EM ⁽¹⁾	27/05/2006	C.H. Yuncán (S.E. Santa Isabel) - S.E. Carhuamayo Nueva
Resolución Suprema N° 068-2006-EM. Esta resolución ha sido modificada por:	12/11/2006	
Resolución Suprema N° 021-2007-EM	26/05/2007	S.E. ChilcaUno - S.E. Chilca 220 KV
Resolución Suprema N° 086-2011-EM	06/11/2011	
Resolución Ministerial N° 494-2015-MEM/DM	11/11/2015	C.T. ChilcaDos – SE ChilcaUno
Resolución Suprema N° 011-2013-EM. Esta resolución ha sido modificada por	02/03/2013	
Resolución Suprema N° 091-2014-EM	24/12/2014	S.E. Quitaracsa – S.E. Kiman Ayllu
Resolución Suprema N° 047-2015-EM	09/09/2015	
Resolución Suprema N° 010-2015-EM	16/04/2015	S.E. Ilo41 – S.E. Montalvo
Resolución Ministerial N° 053-2016-MEM/DM	17/02/2016	S.E. Ilo41 – S.E. Montalvo

Fuente: ENGIE

(1) Con fecha 27 de marzo de 2006, Egecen y ENGIE suscribieron el convenio de cesión de posición contractual, en virtud del cual Egecen cede a favor de ENGIE su posición contractual en el Contrato de Concesión 203-2002. Dicha cesión de posición contractual fue aprobada por el Estado peruano mediante Resolución Suprema 0288-2006-EM, del 26 de mayo de 2006.

A continuación, se informan los cambios materiales posteriores a la fecha de elaboración del Prospecto Marco, su Actualización N° 1 y su Actualización N° 2:

a) **Central Solar Intipampa**

Por Resolución Ministerial N° 285-2017-MEM/DM del 27 de junio de 2017, se aprobó la segunda modificación del Contrato de Concesión N° 139-98, relacionado a la concesión definitiva de transmisión de energía eléctrica, que permite que la Central Solar Intipampa se conecte en una terna de la LT 138 kV SE Moquegua – SE Toquepala, con lo cual la LT 138 kV SE Moquegua – SE Toquepala quedó dividida en dos tramos: SE Moquegua – SE Intipampa y SE Intipampa – SE Toquepala.



Mediante Carta COES/D/DP-291-2018 del 23 de marzo de 2018, el COES aprobó la integración al SEIN del Proyecto “Instalaciones de Transmisión para la SE Intipampa”, a partir de las 00:00 horas del 24 de marzo del 2018.

iii) Licencia de concesión en uso de áreas de mar:

Los derechos de uso de área de mar relacionados con la planta C.T. Ilo21 no han sido modificados desde la Actualización N°1 del Prospecto Marco, y los derechos de uso de área de mar relacionados con la planta C.T. ChilcaUno no han sido modificados desde la Actualización N° 2 del Prospecto Marco. Los cambios posteriores a la Actualización N° 2 se muestran a continuación:

a) Central Termoeléctrica Ilo1

Mediante Resolución Directoral N° 0176-2018-MGP/DGCG del 5 de febrero de 2018 se aprobó renovar el derecho de uso de área acuática de un área de 412.593 m2 para la captación de agua de mar para la central. Este derecho se otorgó por un plazo de 30 años renovables.

iv) Derechos de uso de aguas:

Las licencias de uso de aguas superficiales con fines energéticos, licencias de uso de aguas con fines poblacionales, licencias de uso de agua desalinizada con fines industriales y licencias de uso de agua de mar no desalinizada con fines industriales relacionadas con las instalaciones de ENGIE no han sufrido modificaciones materiales posteriores a la fecha de elaboración del Prospecto Marco, su la Actualización N° 1 y/o su Actualización N° 2.

v) Tratamiento de Aguas Residuales (Autorización de Vertimiento):

Las autorizaciones de vertimiento de las C.T. Ilo1 y C.T. Ilo21 no han sido modificadas desde la Actualización N° 2 y Actualización N° 1 del Prospecto Marco, respectivamente.

vi) Derecho de uso de terrenos de propiedad del Estado Peruano e imposición de servidumbre:

A continuación, se informan los cambios materiales posteriores a la fecha de elaboración del Prospecto Marco, su Actualización N° 1 y su Actualización N° 2:

- Mediante Resolución Ministerial N° 441-2017-MEM/DM publicada el 22 de enero de 2018 se impuso a favor de ENGIE la servidumbre de electroducto y tránsito para LT 220 kV C.T. ChilcaDos- SE ChilcaUno.
- Por otro lado, mediante Resolución Ministerial N° 154-2018-MEM/DM publicada el 7 de mayo de 2018 se impuso a favor de ENGIE la servidumbre de ocupación para la Central Solar Intipampa, ubicada en el distrito de Moquegua, provincia de Mariscal Nieto, departamento de Moquegua.
- Por otro lado, mediante Carta N° INT-L-ENG-MEM-024 del 11 de agosto de 2017 solicitamos el establecimiento de servidumbre por la derivación de la SE Moquegua – SE Intipampa – SE Toquepala, la cual se encuentra en trámite.

vii) Permisos y autorizaciones ambientales:

A la fecha de elaboración de esta Actualización N° 3, ENGIE cuenta con los permisos ambientales necesarios exigidos por la regulación para la operación de sus instalaciones de acuerdo a lo presentado en el Prospecto Marco y su Actualización N°1 y N° N°2. Asimismo, cabe mencionar que ENGIE cuenta, desde el año 2003, con la certificación del sistema de gestión integrado ISO 9001:2000; ISO 14001:1996 y OHSAS 18001:1999 después de una auditoría realizada por la empresa SGS. Con relación a lo informado mediante el Prospecto Marco, su Actualización N°1 y su Actualización N°2, cabe indicar que mediante RD N° 270-2017-SENACE/DCA del 22 de setiembre de 2017, se aprobó Informe Técnico Sustentatorio (ITS) por inclusión del campamento Caverna y Sistema de Tratamiento en Casa de Máquinas de la CH Quitaraca.

8.7. Políticas o Planes de Inversión

ENGIE mantiene su búsqueda de oportunidades de inversión en nuevos proyectos con el objetivo de atender las necesidades de sus clientes. En este sentido desarrolla proyectos de generación termoeléctrica y/o de energías renovables, así como busca oportunidades de crecimiento mediante la adquisición de activos de terceros, existentes o en etapa de desarrollo.



8.9. Relación Económica con Otras Empresas en Razón de Préstamos o Garantías que Comprometan más del 10% del Patrimonio de ENGIE

- El 4 de junio de 2010, ENGIE firmó con el Banco de Crédito del Perú un contrato de arrendamiento financiero a 3 años de desembolso y 7 años de repago para financiar el Proyecto Ciclo Combinado, el cual consiste en el cierre de los ciclos de las turbinas de gas de la C.T. ChilcaUno, por un monto de hasta US\$ 310 millones. En noviembre de 2012 finalizaron los desembolsos, de esta manera, la obligación de pago ascendió a US\$ 299.5 millones. La primera cuota de amortización se realizó en marzo de 2013 y el total será cancelado en diciembre de 2019. Al 31 de marzo de 2018 las obligaciones pendientes de pago ascienden a US\$ 74.9 millones.
- En enero de 2011, ENGIE suscribió dos contratos de arrendamiento financiero con el Banco de Crédito del Perú y BBVA Banco Continental a 2 años de desembolso y 6 años de repago para financiar el Proyecto Reserva Fría de Generación – Planta Ilo, por montos de hasta US\$ 100 millones cada uno. En agosto de 2013 finalizaron los desembolsos, de esta manera la obligación total en virtud de los dos contratos ascendió a US\$ 92.9 millones y US\$ 95.7 millones, respectivamente (US\$ 188.7 millones). La primera cuota de amortización se realizó en agosto de 2013, y el total adeudado será cancelado en mayo de 2019. Al 31 de marzo de 2018 la obligación asciende a US\$ 41.5 millones.
- En julio de 2014, ENGIE suscribió dos Contratos de Arrendamiento Financiero de Obras y Bienes con el BBVA Banco Continental y el Banco de Crédito del Perú, por un monto de hasta US\$ 290 millones (US\$ 145 millones cada uno) a 2.5 años de desembolso y 5 años de repago para financiar la ejecución del Proyecto Nodo Energético del Sur del Perú – Planta Ilo. En diciembre de 2016 finalizaron los desembolsos, de esta manera la obligación total en virtud de los dos contratos ascendió a US\$ 144.3 millones y US\$ 139.0 millones respectivamente (US\$ 283.2 millones). La primera cuota de amortización se realizó en marzo 2017, y el total adeudado será cancelado en diciembre de 2021. Al 31 de marzo de 2018 la obligación asciende a US\$ 219.6.
- En octubre de 2014, ENGIE suscribió dos contratos de Arrendamiento Financiero de Obras y Bienes con BBVA Banco Continental, por un monto total de hasta US\$ 125 millones a 2 años de desembolso y 6 años de repago para financiar la ejecución del Proyecto de Ampliación de la Central Termoeléctrica ChilcaUno. En diciembre 2016 finalizaron los desembolsos, de esta manera la obligación total en virtud de los dos contratos ascendió a US\$ 47.9 millones y US\$ 67.9.0 millones respectivamente (US\$ 115.8 millones). La primera cuota de amortización se realizó en marzo de 2017, y el total adeudado será cancelado en diciembre de 2022. Al 31 de marzo de 2018 la obligación asciende a US\$ 108.9.
- El 20 de diciembre de 2017, ENGIE suscribió un Contrato de Préstamo con Scotiabank S.A. hasta por la suma de US\$ 150.0 millones, con fecha de vencimiento junio de 2022 y junio de 2023. Este préstamo no cuenta con garantías constituidas y al 31 de marzo se desembolsaron US\$ 100.0 millones que fueron utilizados para efectuar el prepago total de un préstamo coporativo de US\$ 100.0 millones de fecha 24 de junio de 2014 con los bancos Sumitomo Mitsui Banking Corporation y The Bank of Tokyo-Mitsubishi UFJ, Ltd., cuyo vencimiento era junio de 2019/2020. Los US\$ 50.0 millones pendientes de desembolso serán desembolsados entre abril y julio de 2018 para cubrir la obligación pendiente de pago por la construcción del proyecto Intipampa.

8.10. Personal de la Empresa

A marzo de 2018, del total de empleados, 446 son permanentes y 33 son temporales. La variación del personal en los últimos años se muestra en el siguiente cuadro:

N°	2015	2016	2017	mar-18
Plana Gerencial	7	7	7	7
Empleados	484	474	475	472
Total	491	481	482	479

Fuente: ENGIE

Asimismo, ENGIE cuenta con un sindicato con el cual se suscribió el 12 de febrero de 2016 la Convención Colectiva por el período comprendido entre el 1 de enero de 2016 al 31 de diciembre de 2017, mediante la cual, entre otros beneficios, se otorgaron incrementos en las remuneraciones, asignaciones por fallecimiento de trabajador y familiar directo y en las bonificaciones por tiempo de servicio a dichos trabajadores. Actualmente, las condiciones se mantienen vigentes mientras que se termina de negociar la renovación.



9. Administración

(Página 68 del Prospecto Marco)

9.1. Directorio

En el siguiente cuadro se muestra la relación de Directores de ENGIE al 31 de marzo de 2018.

Nombre	Cargo	Desde	Final
Philip Julien De Cnudde	Presidente del Directorio*	Feb-14	
Stefano Terranova	Director Titular	Mar-16	
Fernando de la Flor Belaunde	Director Titular	Mar-16	
José Luis Casabonne Ricketts	Director Titular	Mar-16	
Dante Alejandro Dell'Elce	Director Titular	Mar-16	
José Ricardo Briceño Villena	Director Titular	Mar-13	
Jan Emmanuel Constant Alfons Sterck**	Director Titular	Mar-13	May-18
Axel Nicolas Leveque***	Director Titular	May-18	
Daniel Javier Cámac Gutiérrez	Director Alterno	Mar-13	
Eduardo Martín Milligan Wenzel	Director Alterno	Mar-13	Sep-17
Marcelo Fernandes Soares	Director Alterno	Sep-17	
Gilda María Luisa Spallarossa Lecca	Director Alterno	Abr-15	
Pierre Victor Marie Niccolas Devillers	Director Alterno	Mar-16	
Michel Jean Gilbert Gantois	Director Alterno	Sep-13	Feb-18
Hendrik De Buyserie	Director Alterno	Feb-18	

Fuente: ENGIE

(*) El Sr. Philip De Cnudde fue designado presidente del Directorio de ENGIE en la Sesión de Directorio del 10 de mayo de 2016.

(**) Director de ENGIE hasta el 21 de mayo de 2018.

(***) Director de ENGIE desde el 22 de mayo de 2018

9.3. Principales Ejecutivos

Nombre	Cargo	Desde	Final
Michel Gantois	Gerente General	Oct-13	Feb-18
Hendrik De Buyserie	Gerente General	Feb-18	
Felisa Ros	Vicepresidente de Operaciones	Jun-16	
Daniel Javier Cámac Gutiérrez	Vicepresidente Comercial	May-12	
Vincent Vanderstockt	Vicepresidente de Proyectos	May-12	
Marcelo Fernandes Soares	Vicepresidente de Finanzas	Ago-17	
Alejandro Prieto	Vicepresidente de Asuntos Corporativos	Jul-10	
Gilda María Luisa Spallarossa Lecca	Vicepresidente Legal	Abr-15	
Maria Elena Cordova Aliaga	Vicepresidente de Recursos Humanos*	Jun-18	

Fuente: ENGIE

(*) Asumió la posición desde el 1 de junio de 2018.

Hendrik De Buyserie.

Se desempeña como gerente general del Emisor desde febrero de 2018. Posee más de 20 años de experiencia en el sector de energía y ha ocupado diversos cargos ejecutivos para ENGIE en Europa, Norteamérica y Latinoamérica. Ha sido director de recursos humanos del Grupo ENGIE en París y, anteriormente, vicepresidente ejecutivo de recursos humanos para la anterior unidad de negocios de energía de ENGIE en Londres. Asimismo, ha ocupado los cargos de vicepresidente y director de recursos humanos en ENGIE Latin America y ENGIE North America, respectivamente, entre el 2006 y 2011. En el 2014, fue director de ENGIE Energía Chile. Es graduado en Gestión de Recursos Humanos de la Sociale Hogeschool KVMW Gent de Bélgica. Posee una maestría en Psicología Industrial y Organizacional de la Universidad Ghent (Bélgica) y un programa de Gestión General del CEDEP (Centro Europeo de Educación Continua, por sus siglas en francés) en la escuela de negocios, INSEAD, en Francia.

Marcelo Fernandes Soares.

Se desempeña como vicepresidente de Finanzas desde el 17 de agosto de 2017. Se unió al Grupo ENGIE en el 2006 como parte del equipo de Adquisiciones, Inversiones y Asesoramiento Financiero (AIFA) en Río de Janeiro (Brasil). Durante este período, dirigió diversas fusiones y adquisiciones, finanzas corporativas y financiamiento de proyectos, incluido un período de dos años en Panamá, liderando el equipo a cargo de América Central. Antes de trasladarse a Perú, estuvo a cargo del equipo de AIFA en Brasil desde el 2011. Antes de ENGIE, trabajó por ocho años en un banco de inversión en Brasil controlado por Brookfield y Mellon Bank. Es Ingeniero Industrial de la Universidad Federal do Rio de Janeiro, con un MBA de la Universidad de Pittsburgh (EE.UU.) y una Maestría en Finanzas y Economía de Fundação Getulio Vargas (Brasil).

Maria Elena Cordova Aliaga

Se desempeña como Vicepresidente de Recursos Humanos desde el 1 de junio de 2018, antes de lo cual ocupó el cargo de Gerente de Recursos Humanos desde el año 2004. Cuenta con más de 15 años de experiencia en Recursos Humanos en empresas multinacionales. Ha sido miembro del Directorio de APERHU – Asociación Peruana de Recursos Humanos, en dos oportunidades. Ha ocupado el cargo de



Vicepresidente del Comité de Recursos Humanos en la Sociedad Nacional de Minería, Petróleo y Energía – SNMPE. Es graduada en Psicología de la UNIFE – Universidad Femenina del SCCC. Posee un diplomado en Recursos Humanos de la Universidad del Pacífico y una especialización en Gestión de Recursos Humanos de la Escuela de Administración para Graduados – ESAN.

9.4. Vinculación entre Miembros del Directorio y la Plana Gerencial

El Directorio cuenta con siete miembros titulares.

Asimismo, es importante mencionar que tres de los Directores titulares son independientes. Uno de los 3 directores independientes tiene un director alterno dependiente, los otros dos directores titulares independientes no cuentan con un director alterno, por decisión de los accionistas adoptada en la Junta Obligatoria Anual de Accionistas de ENGIE del 14 de marzo de 2016.

Los actuales Directores independientes, al momento en que fueron designados: (i) no tenían vinculación con la administración o el accionista principal de ENGIE, y (ii) no tenían participación en el capital social de ENGIE ni de su accionista principal que les permita tener presencia en sus Directorios; y (iii) no eran Directores ni Gerentes de alguna de las personas jurídicas que conforman el grupo económico de ENGIE, ni de ningún accionista principal (es decir, que ostente más del 4% del capital social) de ENGIE.

9.5. Directores Independientes/Dependientes

Al 31 de marzo de 2018, los directores independientes son:

Nombre	Cargo
Fernando de la Flor Belaunde	Director Independiente
José Luis Casabonne Ricketts	Director Independiente
José Ricardo Briceño Villena	Director Independiente

Fuente: ENGIE

Al 31 de marzo de 2018, los directores dependientes son:

Nombre	Cargo
Philip De Cnudde	Director Dependiente
Dante Alejandro Dell'Elce	Director Dependiente
Stefano Terranova	Director Dependiente
Jan Emmanuel Constant Alfons Sterck*	Director Dependiente
Axel Nicolas Leveque**	Director Dependiente

Fuente: ENGIE

(*) Director de ENGIE hasta el 21 de mayo de 2018.

(**) Director de ENGIE desde el 22 de mayo de 2018

Axel Nicolas Leveque

Director del Emisor desde mayo de 2018. Axel Levêque es Ingeniero de la Universidad Católica de Lovaina, Bélgica, con un master en Mecánica y Energía de la misma universidad. Con más de 20 años de experiencia en la industria eléctrica, comenzó su carrera profesional en el grupo ENGIE (Ex -GDF SUEZ) en 1996 como Ingeniero de Proyecto en Tractebel Energía en Bélgica. Posteriormente desempeñó diversos cargos en varias asignaciones internacionales en España, Chile, Perú y Brasil. En el año 2002 ocupó el cargo de Gerente de Operaciones en ENGIE Energía Perú (antes EnerSur S.A.), y posteriormente el cargo de Vicepresidente Senior de Desarrollo. En 2011 es nombrado Gerente de Operaciones de GDF SUEZ Energy para América Latina, con base en Río de Janeiro, Brasil, donde se mantuvo hasta fines de 2014. Luego de ello, asume la Gerencia General de ENGIE Energía Chile (ex E-CL), principal generadora y transmisora eléctrica del Sistema Interconectado del Norte de Chile y cuarta generadora a nivel nacional por capacidad instalada con 1.971 MW, cargo que desempeña a la fecha.

10. Análisis del Sector y su Regulación

[habría que revisar esta sección en conjunto con el Estudio para ver si ha habido algún cambio]

(Página 72 del Prospecto Marco)

10.1. Marco Regulatorio del Sector Eléctrico

Entre las modificaciones normativas más relevantes posteriores a la fecha de elaboración de la Actualización N°1 y de la Actualización N°2 del Prospecto Marco, podemos indicar lo siguiente:

El 5 de agosto de 2016 entró en vigencia la Resolución OSINERGMIN N° 195-2016-OS-CD que aprueba el nuevo Procedimiento Técnico del COES N° 21 "Reserva Rotante para Regulación Primaria de Frecuencia".

El 19 de marzo de 2017 entró en vigencia la Resolución OSINERGMIN N° 040-2017-OS-CD que aprueba el nuevo Reglamento de Supervisión, Fiscalización y Sanción de las Actividades Energéticas y Mineras a cargo de Osinergmin, derogando el aprobado por Resolución No. 171-2013-OS/CD.

El 1 de abril de 2017 entró en vigencia la Resolución OSINERGMIN N° 055-2017-OS-CD que aprueba el Nuevo Procedimiento Técnico del COES N° 25 "Determinación de los Factores de Disponibilidad, Presencia e Incentivos a la disponibilidad de las Centrales y Unidades de Generación". Esta norma derogó el Procedimiento Técnico del COES N° 25 "Factores de Disponibilidad de las Unidades de Generación", aprobado mediante Resolución N° 025-2012-OS-CD y modificado mediante Resolución N° 069-2013-OS-CD, publicada el 28 de abril de 2013.

El 01 de enero de 2018 entró en vigencia el Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad aprobado con Decreto Supremo N° 026-2016-EM. El Reglamento del Mercado Mayorista permite entre otros, la participación en el mercado de corto plazo de las empresas distribuidoras para atender la demanda de sus usuarios libres, hasta por un 10% de la máxima demanda de dichos usuarios, así como la participación de los Grandes Usuarios para atender su demanda hasta por un 10%.

Durante el segundo semestre de 2017, se modificó en dos oportunidades la norma que regula la declaración de precios de gas natural que se emplea para la programación del despacho y la determinación de costos marginales en el Mercado de Corto Plazo para las centrales termoeléctricas que utilizan gas natural como combustible. La primera modificación se estableció con el Decreto Supremo 019-2017-EM del 7 de junio de 2017, con el cual se incrementó a dos veces por año el número de declaraciones que debían presentar los generadores, informando su costo de gas natural. La segunda modificación se estableció con el Decreto Supremo 043-2017-EM del 28 de diciembre de 2017, con el cual se retornó a una declaración anual y, además, se estableció una fórmula de precio mínimo de gas natural (costo variable) de tal modo que el precio de gas utilizado para cada central no sea menor a dicho precio mínimo.

10.3. Estructura del Sector Eléctrico

Según la Ley de Concesiones Eléctricas, el sistema de transmisión del SEIN está conformado por el Sistema Principal de Transmisión (SPT) y el Sistema Secundario de Transmisión (SST). Sin embargo, a través de la Ley N° 28832 se añadieron dos nuevos sistemas de transmisión: el Sistema Garantizado de Transmisión (SGT) y el Sistema Complementario de Transmisión (SCT). Además, se estableció que cualquier instalación que se ponga en operación a partir de la vigencia de la mencionada norma formará parte de uno de los nuevos sistemas, mientras que los antiguos (SPT y SST) estarán vigentes hasta que sus concesiones lleguen a término o sean retiradas de operación.

Según los reportes estadísticos del COES, al 31 de diciembre de 2017 se produjeron aproximadamente 48,993 GWh de energía representando un crecimiento de 1.4% respecto al año 2016 cuyo valor fue 48,326 GWh. De la energía producida en el 2017, 27,741 GWh (56.6%) fue de origen hidráulico y 21,252 GWh (43.4%) fue de origen térmico.

Grupo Económico – Empresa	Generación SEIN (GWh) en el 2017			
	Hidroeléctrica	Termoeléctrica	Otras	Total
ENGIE – ENGIE Energía Perú	1,420	6,388	-	7,807
Enel Generación	2,951	2,927	61	5,939
Enel – Chinango (1)	1,112	-	-	1,112
Enel – Eepsa	-	558	-	558
Estado – Electroperú	6,930	2	-	6,932
Estado – Egasa	841	564	-	1,405
Estado – Egemsa	1,230	-	-	1,230
Estado – Egesur	109	151	-	259
Estado – San Gabán	746	-	-	746
IC Power – Kallpa Generación	2,326	4,049	-	6,375
Orazul Energy – Egenor	2,186	-	-	2,186
Orazul Energy – Termoselva	-	126	-	126
Colbún – Fénix Power Perú	-	4,113	-	4,113
Statkraft – SN Power	1,472	-	-	1,472
UNACEM – Celepsa	1,184	-	-	1,184
Buenaventura – Empresa de Generación Huanza	489	-	-	489
Otras	4,747	898	1,416	7,060
Total	27,741	19,775	1,477	48,993

Fuente: Estadística de Operación COES 2017

(1) Chinango pertenece a Edegel desde el 2009.

De enero a marzo de 2018, se produjo aproximadamente 12,491 GWh de energía representando un incremento de 1.65% respecto al mismo periodo del año 2017, cuyo valor fue de 12,288 GWh. Del total de energía producida a marzo de 2018, 8,569GWh (68.6%) son de origen hidráulico y 3,922 GWh (31.4%) son de origen térmico.

Asimismo, en el 2017, la máxima demanda de potencia fue de 6,595 MW, un incremento de 1.6% con relación al año 2016 cuyo valor fue de 6,492 MW. A continuación, se muestra un cuadro con la Potencia Efectiva por Empresa.

Grupo Económico – Empresa	Potencia Efectiva SEIN (MW) en el 2017			
	Hidroeléctrica	Termoeléctrica	Otras	Total
ENGIE – ENGIE Energía Perú	254	2,222	-	2,476
Enel Generación	505	892	-	1,397
Enel – Chinango (1)	198	-	-	198
Enel – Eepsa	-	346	-	346
Estado – Electroperú	898	16	-	914
Estado – Egasa	178	117	-	295
Estado – Egamsa	169	-	-	169
Estado – Egesur	35	23	-	58
Estado – San Gabán	116	-	-	116
IC Power – Kallpa Generación	555	1,692	-	2,247
Orazul – Egenor	376	-	-	376
Orazul – Termoselva	-	176	-	176
Colbún – Fénix Power Perú	-	565	-	565
Statkraft – SN Power	272	-	-	272
UNACEM – Celepsa	222	-	-	222
Buenaventura – Empresa de Generación Huanza	98	-	-	98
Otras	763	763	375	2,075
Total	4,623	6,803	375	12,001

Información a diciembre 2017

Fuente: Estadística de Operación COES 2017

(1) Chinango pertenece a Edegel desde el 2009.

10.4. Operación del Sistema Interconectado

Mediante Resolución OSINERGMIN N° 027-2017-OS-CD se fijó para el periodo de mayo de 2017 a abril de 2021 la Tasa de Indisponibilidad Fortuita (5,24%) y el Margen de Reserva Firma Objetivo (23,45%) al cual se descontará la potencia de las unidades de reserva fría que entren en operación comercial.

10.10 Autorizaciones y Concesiones

La Concesión Definitiva se otorga por plazo indefinido mediante Resolución Ministerial y adquiere carácter contractual cuando se suscribe el respectivo Contrato de Concesión con el Estado Peruano.

10.11 Regulación Ambiental

De acuerdo con el Decreto Supremo N° 001-2010-AG (24 de marzo del 2010) en caso de que a la entrada en vigencia de dicha norma se haya venido realizando vertimientos y re usos de aguas residuales no autorizados, podrán acogerse al Programa de Adecuación de Vertimiento y Reuso de Agua Residual - PAVER a cargo de la Autoridad Nacional del Agua.

Los Estándares de Calidad Ambiental para Agua han sido determinados mediante Decreto Supremo N° 004-2017-MINAM, mientras que los Estándares de Calidad Ambiental para ruido lo fueron mediante Decreto Supremo N° 085-2003-PCM.

Bajo el alcance del Decreto Legislativo N° 1278, Ley de Gestión Integral de Residuos Sólidos y su Reglamento, aprobado mediante Decreto Supremo No. 014-2017-MINAM, publicado el día 21 de diciembre de 2017, se busca alcanzar la maximización de la eficiencia en el uso de las materias y asegurar una gestión y manejo de los residuos sólidos de manera económica, sanitaria y ambientalmente adecuada.

De acuerdo con la citada Ley SEIA y su Reglamento, toda persona natural o jurídica que pretenda desarrollar un proyecto de inversión susceptible de generar impactos ambientales deberá gestionar una certificación ambiental. La certificación ambiental es la resolución emitida por la autoridad ambiental competente que aprueba un instrumento de gestión ambiental. Es decir, la certificación ambiental implica el pronunciamiento de la autoridad competente sobre la viabilidad ambiental de un proyecto en su integridad.

Las actividades sujetas a certificación ambiental son las contenidas en el Listado de Inclusión de los Proyectos de Inversión sujetas al Sistema Nacional de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA) contenido en el anexo II del reglamento mencionado así como las respectivas actualizaciones a dicho anexo. Dependiendo del impacto ambiental que un determinado proyecto pueda originar, todos los proyectos deberán ser clasificados en una de las siguientes categorías:



- a. Categoría I: declaración de Impacto Ambiental (DIA): estudio ambiental mediante el cual se evalúan los proyectos de inversión respecto de los cuales la generación de impactos ambientales negativos es leve.
- b. Categoría II: Estudio de Impacto Ambiental Semidetallado (EIA-SD): estudio ambiental mediante el cual se evalúan los proyectos de inversión respecto de los cuales se prevé la generación de impactos ambientales negativos moderados.
- c. Categoría III: Estudio de Impacto Ambiental Detallado (EIA-D): estudio ambiental mediante el cual se evalúan los proyectos de inversión respecto de los cuales se prevé la generación de impactos ambientales negativos significativos.

Con fecha 20 de diciembre de 2012, entró en vigencia la Ley No. 29968, Ley de creación del Servicio Nacional de Certificación Ambiental para las Inversiones Sostenibles (SENACE). Según dicha norma, el SENACE es el ente encargado de revisar y aprobar los EIA-D, que comprenden los proyectos de inversión pública, privada o de capital mixto, de alcance nacional y multiregional que impliquen actividades, construcciones, obras y otras actividades comerciales y de servicios que puedan causar impactos ambientales significativos. A la fecha, SENACE cuenta con competencias para el sub sector electricidad.

10.13 Congestión de Líneas de Transmisión en el SEIN

El Decreto de Urgencia N° 049-2008 que estableció que para la determinación de los costos marginales de corto del plazo del SEIN se considere que no existe restricción de producción o transporte de gas, ni de transmisión de electricidad, estuvo vigente hasta el 1 de octubre de 2017.



11. Procesos Judiciales, Arbitrales o Procedimientos Administrativos

(Página 84 del Prospecto Marco)

ENGIE no es parte de ningún proceso o procedimiento judicial, administrativo o arbitral que de ser resuelto en contra de sus intereses pudieran implicar una contingencia económica que en opinión de la gerencia de ENGIE pueda afectar de manera significativa y adversa sus resultados. Cabe indicar que no se registraron cambios con respecto a lo informado en el Prospecto Marco, su Actualización N°1 y su Actualización N°2.



12. Información Financiera Seleccionada del Emisor

(Página 85 del Prospecto Marco)

La información financiera seleccionada ha sido obtenida de los estados financieros auditados del Emisor y de las notas explicativas correspondientes al 31 de diciembre de 2016 y 2017, así como de los estados financieros trimestrales no auditados al 31 de marzo de 2017 y 2018. Los estados financieros del Emisor a diciembre de 2016 y 2017 han sido auditados por Gris y Asociados S. Civil de R.L., firma miembro de Deloitte. Los estados financieros a marzo de 2017 y 2018 no han sido auditados, aunque en opinión de la administración del Emisor, presentan razonablemente, en todos sus aspectos importantes, la situación financiera del Emisor a dicha fecha. Los estados financieros han sido elaborados conforme a las NIIF y se encuentran, por referencia adjuntos como Anexos II y III en el presente documento.

Para una discusión de la administración del Emisor acerca del resultado de sus operaciones y su situación financiera, es importante que el potencial inversionista en los Bonos revise la sección “Análisis y discusión de la administración acerca del resultado de las operaciones y de la situación económica y financiera”.

12.1. Información de los Estados Financieros

Información de los Estados de Resultados

Cifras en Miles de Dólares	Por los 12 meses terminados el 31 de diciembre de		Por los 3 meses terminados el 31 de marzo de	
	2017	2016	2018	2017
Ingresos	575,906	641,405	131,529	172,801
Costo de Ventas	-337,826	-359,830	-77,450	-78,965
Utilidad Bruta	238,080	281,575	54,079	93,836
Margen Bruto (%)	41.30%	43.90%	41.90%	54.30%
Gastos Administrativos	-24,402	-20,967	-4,904	-4,457
Otros Gastos Operacionales (Neto)	28,502	-17,655	2,159	283
Utilidad Operativa	242,180	242,953	51,334	89,662
Margen Operativo (%)	42.10%	37.90%	39.00%	51.90%
Gastos Financieros (Neto)	-43,846	-32,523	-8,149	-7,749
Utilidad antes de Impuestos a la Renta	198,334	210,430	43,185	81,913
Impuesto a la Renta	-68,800	-79,064	-13,166	-26,888
Utilidad Neta	129,534	131,366	30,019	55,025
Margen Neto (%)	22.50%	20.50%	22.80%	31.80%
EBITDA	324,734	308,723	71,462	108,112
Margen EBITDA (%)	56.40%	48.10%	54.30%	62.60%

Fuente: Estados Financieros Anuales Auditados e Intermedios No Auditados de ENGIE

Información de los Estados de Situación Financiera

Cifras en Miles de Dólares	Al 31 de diciembre de		Al 31 de marzo de	
	2017	2016	2018	2017
Efectivo y Equivalente	37,180	28,259	36,474	58,697
Cuentas por Cobrar (Comerciales y Otras)	110,686	126,040	117,930	106,999
Impuesto a las Ganancias	37,740	27,481	37,687	30,094
Inventarios	83,666	83,253	82,957	83,237
Gastos Pagados por Anticipado	8,222	9,113	6,798	9,300
Total Activos Corrientes	277,494	274,146	281,846	288,327
Gastos Pagados por Anticipado	47,032	38,349	50,777	42,170
Propiedades, Planta y Equipo (Neto)	1,822,508	1,830,531	1,807,731	1,828,502
Activos Intangibles	363	431	458	426
Otros Activos No Corrientes	110,531	99,480	129,086	108,831
Total Activos No Corrientes	1,980,434	1,968,791	1,988,052	1,979,929
Total Activos	2,257,928	2,242,937	2,269,898	2,268,256
Pasivos Financieros	189,019	285,463	191,740	273,950
Cuentas por Pagar (Comerciales y Otras)	86,112	50,592	83,846	54,280
Otros Pasivos Corrientes	41,048	30,442	49,793	44,131
Total Pasivo Corriente	316,179	366,497	325,379	372,361



Pasivos Financieros	648,046	723,983	607,314	688,692
Otros Pasivos No Corrientes	256,313	202,047	273,619	217,053
Total Pasivo No Corriente	904,359	926,030	880,933	905,745
Total Pasivos	1,220,538	1,292,527	1,206,312	1,278,106
Capital Social	255,001	255,001	255,001	255,001
Resultados Acumulados	725,978	648,154	740,037	684,427
Otras Cuentas del Patrimonio	56,411	47,255	68,548	50,722
Total Patrimonio	1,037,390	950,410	1,063,586	990,150
Total Pasivo y Patrimonio	2,257,928	2,242,937	2,269,898	2,268,256

Fuente: Estados Financieros Anuales Auditados e Intermedios No Auditados de ENGIE

Indicadores Financieros

Cifras en Miles de Dólares	Por el periodo terminado el 31 de diciembre de		Por el periodo terminado el 31 de marzo de (*)	
	2017	2016	2018	2017
Índices de Liquidez				
Prueba Corriente	0.88x	0.75x	0.87x	0.77x
Prueba Ácida	0.59x	0.50x	0.59x	0.53x
Índices de Solvencia				
Endeudamiento Patrimonial	1.18x	1.36x	1.13x	1.29x
Endeudamiento de Largo Plazo	0.50x	0.51x	0.49x	0.50x
Índices de Rentabilidad				
Rentabilidad sobre Activos (ROA)	5.70%	5.90%	4.60%	5.90%
Rentabilidad sobre Patrimonio (ROE)	12.50%	13.80%	9.80%	13.50%

Fuente: Estados Financieros Anuales Auditados e Intermedios No Auditados de ENGIE

(*) Considera los 12 últimos meses

Prueba Corriente	Total Activo Corriente / Total Pasivo Corriente
Prueba Ácida	(Total Activo Corriente – Existencias – Gastos Pagados por Anticipado) / Total Pasivos Corrientes
Endeudamiento Patrimonial	Total Pasivo / Total Patrimonio
Endeudamiento de Largo Plazo	Pasivo No Corriente / (Inmuebles, Maquinaria y Equipo, Neto + Activos Intangibles)
Rentabilidad sobre Activos	Utilidad Neta LTM / Total Activo
Rentabilidad sobre Patrimonio	Utilidad Neta LTM / Total Patrimonio

13. Análisis y Discusión de la Administración acerca del Resultado de las Operaciones y de la Situación Económica y Financiera

(Página 87 del Prospecto Marco)

13.1. Análisis de los Resultados Acumulados al 31 de diciembre de 2016 y 2017

Ingresos Operativos

Las ventas netas de energía eléctrica registradas por el Emisor al cierre del 2017 ascendieron a US\$ 682.6 millones, 8.7% menores respecto al 2016 (US\$ 747.7 millones), principalmente por la caída de precios de contratos de largo plazo, la menor demanda de energía y potencia de clientes libres y regulados, parcialmente compensado por mayores ingresos de potencia por la entrada en operación de la C.T. Nodo Energético Ilo41.

Costo de Ventas

En el 2017 el costo de ventas ascendió a US\$ 444.4 millones, menor en 4.6% respecto al 2016 (US\$ 465.7 millones). Esta disminución se debe principalmente al efecto neto de: (i) Menor consumo de combustibles, principalmente petróleo, debido a que las plantas del sur (Ilo1, Ilo31, Ilo41) tuvieron un menor despacho, (ii) Mayor depreciación como consecuencia del ingreso a operación de nuevas plantas de generación y mantenimiento mayor de la C.T. ChilcaUno, y (iii) Menor compra de potencia debido a que el nivel de contratación fue menor al 2016.

Gastos de Administración

Los gastos de administración en el 2017 ascendieron a US\$ 24.2 millones, 15.2% mayores a los registrados en el 2016 (US\$ 21.0 millones), debido principalmente a los mayores gastos por provisiones relacionadas a contingencias y mayor gasto en personal y servicios relacionados a los proyectos que entraron en operación.

Gastos e Ingresos Financieros (neto)

Los gastos financieros netos en el 2017 (US\$ 43.9 millones) significaron un aumento de 34.5% respecto al 2016 (US\$ 32.6 millones) debido principalmente a (i) arrendamientos financieros por la entrada en operación de las C.T. ChilcaDos y C.T. Nodo Energético Ilo41, y a (ii) bonos corporativos (Segunda y Tercera Emisión del Tercer Programa de Bonos Corporativos, emitidos en junio de 2017) parcialmente compensados con menores intereses de préstamos de corto plazo.

Otros ingresos y otros gastos

En el 2017, los otros ingresos (neto) (US\$ 28.5 millones) se originaron principalmente por el ingreso de penalidades comerciales por US\$ 28.0 millones debido al fin del contrato de suministro de parte de Las Bambas. En el 2016 se tuvo un efecto de otros gastos (neto) (US\$ 17.7 millones) debido principalmente a que se reconocieron gastos relacionados a: (i) desvalorización de activos de la C.T. Ilo1 por US\$ 12.7 millones, y (ii) baja de proyectos por US\$ 8.3 millones.

Impuesto a la renta

El gasto del impuesto a la renta (US\$ 68.9 millones) fue menor en 12.9% al registrado en el 2016 (US\$ 79.1 millones), como resultado del mayor gasto reconocido entonces del Impuesto Diferido (US\$ 22.0 millones) que correspondió a los ajustes de las bases por este concepto al cierre del 2016.

Utilidad Neta

La ganancia neta del ejercicio 2017 fue de US\$ 129.7 millones, muy similar a la generada en el mismo periodo de 2016 (US\$ 131 millones).

Endeudamiento

Durante el 2017, el Emisor ejecutó diversas operaciones con el objetivo de financiar nuevas inversiones y capital de trabajo:

- Con fecha 26 de junio de 2017, dentro del marco del Tercer Programa de Bonos Corporativos de ENGIE, se realizó la colocación de una segunda emisión, por un importe de S/ 79 millones a un plazo de siete años y con una tasa de interés de 6.0% nominal anual, y de una tercera emisión, por S/ 251 millones, a una tasa de 6.53% nominal anual y un plazo de 10 años. Para cubrirse de futuras fluctuaciones de tipo de cambio y tasas de interés, se decidió contratar un instrumento financiero derivado Swaps de moneda y tasa de interés, obteniendo tasas finales en dólares de 3.15% y 3.55%, respectivamente.
- Con fecha 20 de diciembre de 2017 se firmó con Scotiabank Perú S.A.A. un contrato de préstamo por hasta US\$ 150 millones, a una tasa de 3.30%, con fecha de vencimiento junio de 2022 y junio de 2023. Al 31 de diciembre de 2017 se desembolsaron US\$ 100 millones, préstamo que fue utilizado para prepagar el total del préstamo corporativo de fecha 24 de junio de 2014.

Al 31 de diciembre del 2017, la deuda financiera fue de US\$ 837.1 millones y se encuentra detallada en la nota 16 de los Estados Financieros Auditados del Emisor al 31 de diciembre de 2017.



13.2. Análisis de los Resultados Acumulados al 31 de marzo de 2018 y 2017

El siguiente análisis de la gerencia del Emisor sobre la situación financiera y los resultados de las operaciones deberá ser leído conjuntamente con los estados financieros del Emisor y las notas que los acompañan, y con la demás información incluida en otras secciones de este documento. Los estados financieros han sido elaborados de conformidad con principios de contabilidad generalmente aceptados en el Perú.

Ingresos Operativos

Los ingresos correspondientes al primer trimestre del 2018 (US\$ 131.5 millones) fueron 24% menores respecto del mismo periodo del 2017 (US\$ 172.8 millones), principalmente por el efecto neto de: (i) menores ingresos ocasionados por un menor precio en la venta de energía y potencia de clientes libres además de la culminación de algunos contratos comerciales durante el 2017 (principalmente Southern Perú Copper Corporation-SPCC), y (ii) mayores ingresos originados por la prestación de servicios complementarios en el 2018.

La participación de los clientes libres (58) en el portafolio de la Compañía representa el 47.7% de los ingresos para el primer trimestre de 2018. Asimismo, el número de clientes libres para el primer trimestre 2018 tuvo un incremento de 40.5% respecto del primer trimestre de 2017 debido a la entrada en vigencia de nuevos contratos.

Costo de Ventas

Durante el primer trimestre de 2018, el costo de ventas (US\$ 77.5 millones) fue 2% menor respecto del mismo periodo del 2017 (US\$ 79.0 millones). Esta disminución se debe principalmente al efecto neto de: (i) menor consumo de combustibles (petróleo, carbón y gas) debido a que las plantas de Moquegua (Ilo1, Ilo21 e Ilo31) y Lima (ChilcaUno) tuvieron un menor despacho durante el 1T18, y (ii) mayor compra de energía y potencia, para atender la demanda contratada con clientes libres y regulados.

Gastos de Administración

Los gastos de administración del primer trimestre del 2018 (US\$ 4.9 millones) fueron 10% mayores respecto del mismo periodo de 2017 (US\$ 4.5 millones), debido principalmente al efecto neto de: (i) mayores gastos por provisiones de cargas de personal, y (ii) mayor gasto por provisión de cobranza dudosa debido a la aplicación de la NIIF 9.

Gastos Financieros (Netos)

Los gastos financieros netos del primer trimestre del 2018 (US\$ 8.2 millones) fueron 5% mayores respecto del mismo periodo del 2017 (US\$ 7.5 millones), debido principalmente al efecto de: (i) menores ingresos por el efecto de la diferencia en cambio del primer trimestre de 2018, y (ii) menores gastos en intereses como resultado de una menor deuda de los leasings de Ciclo Combinado (ChilcaUno), Nodo Energético y Reserva Fría.

Impuesto a la Renta

El impuesto a la renta del primer trimestre del 2018 (US\$ 13.1 millones) fue 51% menor respecto del mismo periodo del año 2017 (US\$ 26.9 millones), debido principalmente al menor impuesto originado por una menor utilidad antes de impuestos

Utilidad Neta

Como resultado de las explicaciones indicadas en los puntos anteriores, la utilidad del primer trimestre del 2018 (US\$ 30.0 millones) fue 45.4% menor respecto del mismo periodo del 2017 (US\$55.0 millones).

Endeudamiento

La composición de la deuda financiera es la siguiente:

Cifras en Miles de Dólares	Al 31 de	
	mar-18	dic-17
Préstamos de Corto Plazo	-	-
Préstamos de Largo Plazo*	100,000	100,000
Arrendamiento Financiero ChilcaUno - Ciclo Combinado	74,879	85,576
Arrendamiento Financiero C.T. Ilo31 - Reserva Fría	41,514	49,816
Arrendamiento Financiero C.T. Ilo41 - Nodo Energético	219,635	233,795
Arrendamiento Financiero ChilcaDos	108,881	114,680
Bonos Corporativos	254,145	253,198
Total Deuda	799,054	837,065

* Incluye operaciones de financiamiento a plazos mayores a un (1) año.



Al 31 de marzo de 2018, el endeudamiento de largo plazo representa el 100% del total de la deuda financiera, la que se encuentra establecida a tasas fijas. ENGIE mantiene una clasificación de riesgo de sus instrumentos de deuda (Bonos Corporativos) de AAA y de las acciones comunes de 1° Clase, emitidas por Apoyo & Asociados y Equilibrium Clasificadora de Riesgo, las cuales cuentan con la autorización correspondiente de la Superintendencia de Mercado de Valores (SMV). Dichas categorías corresponden a las de más alto nivel de solvencia, estabilidad y capacidad de pago.

13.3. Cambios en los Responsables de la Elaboración y Revisión de la Información Financiera

Contabilidad

A la fecha de preparación de la presente Actualización N° 3, y durante los últimos cinco (5) años, no se han producido cambios en los responsables de la elaboración y revisión de la información financiera de ENGIE, ni en los auditores externos.

El señor Jaime Dioses, Gerente de Contabilidad de la Compañía, cuenta con más de cinco (5) años en dicho cargo y tiene a su cargo la contabilidad de la Compañía,; mientras que los auditores externos son Gris y Asociados S. Civil de R.L. (antes Beltrán, Gris y Asociados S. Civil de R.L.), miembro de Deloitte Touche Tohmatsu, desde el año 2001.



Anexo II - Estados Financieros Auditados Individuales del Emisor al 31 de diciembre de 2016 y 2017

Se incorpora por referencia al Prospecto Marco los Estados Financieros auditados individuales del Emisor al 31 de diciembre de 2016 y 2017, enviados por el Emisor a la Superintendencia del Mercado de Valores, los cuales mantienen su plena validez y vigencia.



Anexo III - Estados Financieros No Auditados Individuales del Emisor al 31 de marzo de 2017 y 2018

Se incorpora por referencia al Prospecto Marco los Estados Financieros no auditados individuales del Emisor al 31 de marzo de 2017 y 2018, enviados por el Emisor a la Superintendencia del Mercado de Valores, los cuales mantienen su plena validez y vigencia.



Anexo IV - Informe Tributario Ernst & Young



Anexo V - Informes de Clasificación de Riesgo