

GARRIGUES



2017050090784

22/05/2017 11:43 Operador: PFRANCO
DIVISION CONTROL FINANCIERO VALORES
Nro. Inscrip: 783v

Santiago, 22 de mayo de 2017

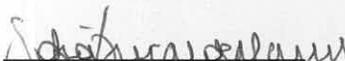
Señor
Carlos Pavez Tolosa
Superintendente
Superintendencia de Valores y Seguros
Avenida Libertador Bernardo O'Higgins N° 1449, piso 8
Santiago

Ref.: ENAP - Prospecto Consolidado

De nuestra consideración:

En representación de Empresa Nacional del Petróleo, inscrita en el Registro de Valores de esa Superintendencia bajo el N° 783 con fecha 4 de octubre de 2002, de conformidad con lo dispuesto en la Ley N° 18.045, de Mercado de Valores y en la Sección IV de la Norma de Carácter General N° 30, de la Superintendencia de Valores y Seguros, mediante la presente enviamos a Usted el prospecto consolidado de los Bonos Serie F, emitidos con cargo a la línea de títulos inscrita en el Registro de Valores bajo el N° 823, con fecha 16 de octubre de 2015.

Sin otro particular, saluda muy atentamente a Usted,


Sofia Duralde Manns





EMPRESA NACIONAL DEL PETRÓLEO

Inscripción en el Registro de Valores N° 783

4 de octubre de 2002

PROSPECTO COMPLEMENTARIO

PRIMERA Y ÚLTIMA EMISIÓN DE BONOS

POR LÍNEA DE TÍTULOS DE DEUDA DE LARGO PLAZO

SERIE F

LÍNEA DE BONOS INSCRITA EN EL REGISTRO DE VALORES BAJO EL N° 823,

CON FECHA 16 DE OCTUBRE DE 2015

Santiago, mayo de 2017.

1. INFORMACIÓN GENERAL.

1.1. Participantes en la Elaboración del Presente Prospecto Complementario.

Este prospecto complementario ha sido elaborado por Empresa Nacional del Petróleo, en adelante también “ENAP”, la “Empresa” o el “Emisor”.

1.2. Levenda de Responsabilidad.

“LA SUPERINTENDENCIA DE VALORES Y SEGUROS NO SE PRONUNCIA SOBRE LA CALIDAD DE LOS VALORES OFRECIDOS COMO INVERSIÓN. LA INFORMACIÓN CONTENIDA EN ESTE PROSPECTO ES DE RESPONSABILIDAD EXCLUSIVA DEL EMISOR. EL INVERSIONISTA DEBERÁ EVALUAR LA CONVENIENCIA DE LA ADQUISICIÓN DE ESTOS VALORES, TENIENDO PRESENTE QUE ÉL O LOS ÚNICOS RESPONSABLES DEL PAGO DE LOS DOCUMENTOS SON EL EMISOR Y QUIENES RESULTEN OBLIGADOS A ELLO.”

1.3. Fecha del Prospecto Complementario.

9 de mayo de 2017.

2. IDENTIFICACIÓN DEL EMISOR.

- 1.1. Nombre o Razón Social** : EMPRESA NACIONAL DEL PETRÓLEO
- 1.2. Nombre Fantasía** : ENAP
- 1.3. Rol Único Tributario** : 92.604.000-6
- 1.4. Inscripción Registro de Valores** : N° 783, de 4 de octubre de 2002
- 1.5. Dirección** : Avenida Vitacura N° 2736, piso 10, comuna de Las Condes, Santiago, Chile. Código Postal 7550597
- 1.6. Datos de Contacto**
- a) **Teléfono** : 56-2-22803000 / 56-2-22803941 / 56-2-22803312
- b) **Fax** : 56-2-22803199
- c) **Página Web** : <http://www.enap.cl>
- d) **Casilla de Correo Electrónico** : ir@enap.cl

3.ACTIVIDADES Y NEGOCIOS DE LA SOCIEDAD.

Reseña Histórica.

ENAP fue creada como una empresa estatal de administración autónoma, con personalidad jurídica y patrimonio propio, mediante la Ley N° 9.618, de 19 de junio de 1950. Este hecho ocurrió cinco años después del descubrimiento del primer pozo de petróleo del país, en el sector de Springhill, en la Región de Magallanes, el 29 de diciembre de 1945. A raíz de este hallazgo, un equipo de exploradores encabezado por el ingeniero Eduardo Simián Gallet, realizó nuevas prospecciones y profundizó los estudios de factibilidad económica, recomendando luego la creación de ENAP a la Corporación de Fomento de la Producción (“CORFO”), para explotar comercialmente los yacimientos descubiertos en Magallanes.

ENAP se creó con el objetivo de desarrollar y promover la actividad petrolera en Chile. Bajo las normas de la Constitución Política de la República de Chile, el Estado es dueño exclusivo de todos los hidrocarburos que se encuentren dentro del territorio nacional. En este sentido, la legislación chilena ha otorgado a ENAP el derecho para proceder a la explotación de tales reservas y adueñarse de su producción.

Una de las primeras metas que se propuso la naciente empresa fue levantar una refinería de petróleo en el país, tarea que culminó en 1954, con la puesta en marcha de la Refinería de Petróleo de Concón (hoy Refinería Aconcagua), en la Región de Valparaíso. Luego, en 1959, se construyeron las primeras instalaciones logísticas para el almacenamiento y distribución de combustibles refinados en Maipú y, al año siguiente, el terminal marítimo de Gregorio, en Magallanes.

En 1962 entró en operación la Planta de Gasolina de Cullén en Magallanes, para continuar en 1966 con la inauguración de la segunda refinería del país, ubicada en la Región del Bío-Bío (hoy la Refinería Bío-Bío) y la construcción de un poliducto desde la Refinería Bío-Bío hasta la ciudad de San Fernando, en la Sexta Región del Libertador Bernardo O’Higgins. Desde esta ciudad, este ducto conecta con otro que administra la empresa Sociedad Nacional de Oleoductos S.A. (“SONACOL”), que transporta combustibles a la Planta de Almacenamiento ubicada en Maipú, en la Región Metropolitana.

En 1981 se llevó a cabo el establecimiento del negocio de Logística y la transformación de ENAP en un holding de empresas. Una vez consolidadas sus distintas áreas de negocios, ENAP concretó su salida al exterior, con la creación de la Sociedad Internacional Petrolera S.A., en mayo de 1990, que años más tarde se denominó Enap Sipetrol (“Sipetrol”) y que ha tenido éxitos exploratorios en Ecuador, Argentina y Egipto. En 2004, las Refinerías de la Quinta y Octava región, junto a la filial encargada del almacenamiento de combustibles, Emalco, se fusionaron en una sola empresa: Enap Refinerías S.A. (“ERSA”).

A inicios de agosto de 2008 fue inaugurado el complejo industrial denominado *coker*, de Energía Concón S.A (“Energón”), una sociedad coligada de ENAP y hoy además filial de ERSA que construyó sus instalaciones aledaña a la Refinería Aconcagua y que permite a ERSA procesar crudos más pesados, los cuales son más baratos en comparación con los crudos denominados livianos o intermedios. En efecto, los crudos pesados pueden producir una menor cantidad de productos de alto margen, como son las gasolinas y el diésel, tras la primera fase del proceso de refinación; no obstante, a través del reprocesamiento de los productos intermedios, se logra mejorar el rendimiento de los crudos pesados, puesto que a través del uso de estas nuevas instalaciones se logra incrementar la producción nacional de diésel, gas licuado de petróleo (“GLP”) y gasolina, produciendo también gas de refinería, kerosene y carbón de petróleo y reduciendo a su vez, la producción de petróleo combustible (*fuel oil*).

En octubre de 2009 se inauguró el terminal de regasificación de gas natural licuado (“GNL”) en Quintero, Región de Valparaíso, a través de GNL Quintero S.A., empresa en la cual ENAP participa con un 20% de la propiedad accionaria. El desarrollo de esta sociedad, marcó un hito en el desarrollo de ENAP como una empresa integrada en el rubro energético, al repotenciar la industria del gas natural en la zona central de Chile. Hoy, el GNL que llega a Quintero ha ido ganando espacio en la matriz energética nacional, dando cuenta del rol de ENAP como una empresa participante en todas las etapas del negocio de la energía.

En los últimos años, ENAP ha emprendido una fuerte campaña exploratoria en busca de nuevas reservas de petróleo y gas en Magallanes, a través de una política de alianzas denominada Contratos Especiales de Explotación Petrolera (“CEOP”), que se inició en 2007.

En el año 2011, se cumplió una nueva etapa en la utilización de este mecanismo: junto a Geopark, Wintershall e YPF, ENAP presentó solicitudes al Ministerio de Energía para cinco bloques, dos de los cuales se formalizaron y entraron en vigencia en noviembre de 2012.

En el mes de mayo de 2013, arribó el primer equipo de perforación a Magallanes como parte del intenso programa de exploración que se había programado años atrás. Ese mismo año se obtuvieron importantes resultados en Argentina, donde Enap Sipetrol Argentina vio cómo la producción del área Campamento Central – Cañadón Perdido alcanzaba records de producción, sobrepasando los 1.044 metros cúbicos de producción diaria.

La inversión comprometida en los CEOP aumentará la actividad de exploración y producción de hidrocarburos en Magallanes. A su vez, mejorará el conocimiento del potencial exploratorio de la cuenca de esta parte del país, sumado a la generación de nuevos empleos, con todos los beneficios asociados para la Duodécima Región.

Del mismo modo, en los últimos años ENAP ha intervenido pozos de exploración a través de fracturas hidráulicas para producir gas no convencional en el Bloque Arenal, en Tierra del Fuego y en el Bloque Dorado - Riquelme en la zona continental de Magallanes.

En el área de Refinación y Comercialización (“RyC”), desde el año 2013 se encuentra funcionando la nueva Planta de Alquilación que facilita la producción de gasolinas con solo 15 partes por millón de azufre (las más limpias de la Región) y que ha permitido que ENAP mejore sus márgenes, reduciendo los costos de producción de estas gasolinas.

Durante agosto de 2014 se crea una tercera Línea de Negocios, Gas y Energía (“G&E”). Esta Línea se creó de la mano de la Agenda Energética presentada por la Presidenta Michelle Bachelet en el mes de mayo de ese año. G&E busca ampliar la participación de Gas Natural en la matriz energética de Chile, combustible más limpio que otros combustibles convencionales, y busca asimismo aumentar la capacidad de generación eléctrica a través de asociaciones con participación minoritaria en estos tipos de proyectos.

En abril de 2015, ENAP suscribió dos contratos de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos en la región amazónica de Ecuador. El primer contrato corresponde a una extensión de la vigencia del Bloque Paraíso Biguno Huachito e Intracampos (PBHI) hasta el año 2034, otorgada por el gobierno ecuatoriano. El segundo fue suscrito en la forma de Consorcio, conformado por ENAP y SIPEC, la petrolera estatal ecuatoriana Petroamazonas y Belorusneft. De esta forma, ENAP prolongará su presencia en Ecuador al menos hasta el año 2034.

En mayo de 2015, ENAP, a través de su filial ENAP Sipetrol Argentina, extendió la Concesión de Explotación que tiene en dicho país para el yacimiento Pampa del Castillo-La Guitarra, ubicado en la Provincia del Chubut, en el sur del país trasandino. Con la firma de este acuerdo, ENAP obtuvo la extensión por otros 10 años, con vigencia hasta noviembre de 2026, y con una opción adicional de prórroga por 20 años más.

Adicionalmente, ENAP firmó un acuerdo con la compañía de capitales españoles Duro Felguera S.A. para la construcción y puesta en marcha de una central de cogeneración a gas natural de aproximadamente 77 MW, la que producirá 125 toneladas/hora (t/h) de vapor, en la comuna de Concón, Región de Valparaíso, aledaña a la Refinería Aconcagua.

El 14 de julio de 2015, ENAP y Enel Green Power iniciaron las obras de construcción de Cerro Pabellón, la primera central geotérmica de Sudamérica, ubicada en la comuna de Ollagüe, Región de Antofagasta, en pleno altiplano andino. Será la primera planta geotérmica construida a una cota de 4.500 metros sobre el nivel del mar. La planta se compone de dos unidades de 24 MW, con una capacidad instalada total bruta de 48 MW.

En diciembre de 2015, ENAP suscribió un acuerdo marco con Mitsui para el desarrollo de proyectos de generación eléctrica.

El 8 de enero de 2016, se extendió por 10 años más la Concesión de Explotación de Hidrocarburos en la zona *off-shore* Área Magallanes, que YPF mantiene la Cuenca Marina Austral de Argentina, donde ENAP es asociada. Esta extensión permitirá optimizar en forma considerable la producción de las reservas de gas existentes en dicha zona, y en menor medida las de crudo. El Proyecto Incremental Área Magallanes (PIAM) desarrollado por ENAP, a través de su filial Enap Sipetrol e YPF, permitirá aumentar la producción de gas natural extraído desde la zona *off-shore* del Área Magallanes de los actuales 2,4 millones de m³ por día (MMm³/día) a 4 MMm³/día, a partir del segundo semestre de 2017.

El 26 de enero de 2016 ingresó a tramitación a la Cámara de Diputados, un Proyecto de Ley que modifica la Ley N° 9.618, para establecer un nuevo gobierno corporativo de ENAP, según se refiere más adelante en este prospecto. Véase la Sección 3.1.4.1 de este prospecto (*Proyecto de Ley de Reforma a Gobierno Corporativo*).

En febrero de 2016 fue promulgada la ley que permite a ENAP incursionar en el mercado eléctrico y desarrollar proyectos de generación. Adicionalmente, el Servicio Geológico de Estados Unidos confirmó el potencial de hidrocarburos no convencionales en Magallanes, lo que sumado a los buenos resultados obtenidos ENAP en las perforaciones realizadas durante los años 2014 y 2015 en el Bloque Arenal, permitiría el suministro de la Región de Magallanes en el largo plazo y un eventual suministro de consumos industriales y el envío de gas al resto del país.

El 12 de mayo de 2016, Chile y Argentina firmaron acuerdo para el suministro de gas natural, permitiendo a Chile exportar un total de 3 millones de metros cúbicos diarios (m³/día) de gas natural a Argentina durante los meses de invierno, suministrado por ENAP, Endesa Chile y Metrogas. ENAP actuó como articulador principal de este acuerdo, y es el revisor e integrador de los volúmenes disponibles de los distintos actores en el mercado local.

En junio de 2016, ENAP y la petrolera estadounidense ConocoPhillips firmaron un acuerdo para la exploración y producción de gas no convencional en el Bloque Coirón, en la Región de Magallanes. Por medio de este

convenio, ConocoPhillips se comprometió a participar en el desarrollo de actividades de exploración y explotación.

El 15 de julio de 2016, ENAP informó que desde junio de dicho año, la empresa ha sido capaz de entregar el 100% del suministro para la Región de Magallanes con gas propio.

En agosto de 2016, ENAP cerró un nuevo acuerdo con Methanex para el suministro de gas, que tendrá vigencia entre el 1° de agosto de 2016 y el 31 mayo de 2018. Este acuerdo considera la entrega de un volumen total aproximado de 600 millones de m³ por los próximos 22 meses, lo que permitirá mejorar la escala de producción en la Región de Magallanes. En materia de recientes cambios en la propiedad de GNL Quintero, véase por favor la Sección 3.3.3.4.1 de este prospecto (*Terminal de Regasificación y Patio de Carga de GNL Quintero*).

3.1.1 Grupo de Empresas ENAP.

ENAP es, en términos de ingresos, la segunda empresa estatal más grande de Chile y uno de los principales importadores del país. Provee alrededor del 60% de los combustibles líquidos y gaseosos que se consumen en Chile, lo que representa en promedio cerca del 30% del total de la matriz energética del país. En el mercado local, su deuda de largo plazo se encuentra clasificada en categoría *AAA* por Fitch Chile Clasificadora de Riesgo Limitada; y *AA+* por Feller Rate Clasificadora de Riesgo Limitada. En el mercado internacional, su deuda tiene asignada una clasificación *Baa3* por Moody's, *BBB-* por Standard & Poor's Rating Group, Inc. y *A* por Fitch Ratings.

Desde 1981 ENAP está organizada como un grupo de empresas ("Grupo de Empresas ENAP"). Actualmente, el Grupo de Empresas ENAP está integrado por ENAP, en calidad de matriz que incluye el centro corporativo (el "Centro Corporativo") y la unidad operativa ENAP Magallanes ("ENAP Magallanes"), y sus filiales Enap Refinerías S.A. ("ERSA") y Enap Sipetrol S.A. ("Enap Sipetrol").

ERSA es el resultado de la fusión llevada a cabo el 1° de enero de 2004, de las dos principales refinerías de propiedad de ENAP, Refinerías de Petróleo Concón S.A. y Petrox S.A Refinería de Petróleo, sociedades que fueron constituidas el año 1981 con el fin de administrar las refinerías de Concón y Talcahuano (hoy ubicada en la comuna de Hualpén), respectivamente. Posteriormente, Empresa Almacenadora de Combustibles S.A. ("Emalco") se incorporó por fusión a ERSA el 1° de Diciembre de 2004. Emalco fue una sociedad constituida en abril de 1981, en torno a la cual ENAP organizaba su logística, hoy Departamento de Almacenamiento y Oleoductos, una división de ERSA, con plantas de almacenamiento de combustibles líquidos y gaseosos en Maipú, San Fernando y Linares.

En 1990 ENAP constituyó la Sociedad Internacional Petrolera S.A. para explorar y explotar yacimientos de hidrocarburos en el extranjero. A partir de 2005, esta filial pasó a denominarse Enap Sipetrol S.A. Hoy en día, Enap Sipetrol posee inversiones en Argentina, Ecuador y Egipto.

En la Región de Magallanes, ENAP es la principal empresa explotadora de los yacimientos de hidrocarburos con valor comercial del país, proporcionando además servicios logísticos petroleros y portuarios a importantes clientes que operan en el rubro energético. Asimismo, en los últimos cinco años ha emprendido una fuerte campaña exploratoria de nuevas reservas de gas en Magallanes, donde destaca el importante rol desempeñado por ENAP para apoyar al Estado en la licitación de bloques de exploración de hidrocarburos, a través del mecanismo de Contratos Especiales de Operación Petrolera. Como ya se ha señalado, el 15 de julio de 2016, ENAP informó

que desde junio de dicho año, la empresa ha sido capaz de entregar el 100% del suministro para la región de Magallanes con gas propio.

Importantes compañías nacionales y extranjeras se han sumado a nuevos proyectos de desarrollo energético con ENAP, incluyendo, entre otras, las asociaciones con British Gas (BG), Endesa Chile y Metrogas para el diseño, implementación y construcción del proyecto de regasificación y distribución de Gas Natural Licuado (GNL) en Quintero, GNL Quintero S.A. (En materia de recientes cambios en la propiedad de GNL Quintero, véase por favor la Sección 3.3.3.4.1 de este prospecto (*Terminal de Regasificación y Patio de Carga de GNL Quintero*)); con Foster Wheeler, Ferrostaal y Técnicas Reunidas, para construir una Planta de Coker en Refinería Aconcagua perteneciente a la filial Enercón; y con la italiana ENEL, para desarrollar proyectos geotérmicos en el norte y sur del país. Anteriormente, ENAP participó en otro proyecto geotérmico (Energía Andina S.A.) en conjunto con Antofagasta Minerals S.A. hasta mayo de 2011, mes en el cual vendió su participación de 40% a la australiana Origin Energy S.A. En diciembre de 2015, se firma un proyecto marco con Mitsui para el desarrollo de proyectos de generación eléctrica, en línea con la Agenda Energética impulsada por el Gobierno de Chile (ENAP ha anunciado recientemente que no se llevará a cabo el proyecto de central de generación Luz Minera en Mejillones). Esto, además de las numerosas asociaciones con terceros a través de su filial Enap Sipetrol con el objeto de realizar actividades de exploración y producción de hidrocarburos en Chile y en el extranjero contribuyendo con esto a diversificar las fuentes energéticas en el país.

3.1.2. Visión.

“Asegurar un abastecimiento de energía competitivo tanto en precio como en calidad, lograr la preferencia de nuestros clientes, siendo líderes como operador comercial y logístico, trabajando con los mejores niveles de eficiencia y confiabilidad y con los más altos estándares de seguridad y prevención de accidentes e incidentes. Ello, con un equipo competente, colaborativo y comprometido, siendo reconocidos como empresa líder en desarrollo sustentable que respeta las comunidades donde se inserta y valorada por su preocupación por el medio ambiente.”

3.1.3. Misión.

“Empresa de energía, 100% del Estado de Chile, líder en hidrocarburos, integrada, que provee productos y servicios que satisfacen las necesidades de sus clientes y contribuye al desarrollo sustentable de los países y de las comunidades en que se inserta, operando en forma competitiva y rentable.”

3.1.4. Gobierno Corporativo.

ENAP cuenta con diversas instancias y políticas de gobierno corporativo:

Directorio.

El máximo órgano de gobierno corporativo de ENAP es el Directorio. Su composición, atribuciones y funcionamiento están definidos por la Ley N° 9.618, Ley Orgánica de ENAP, y sus modificaciones, así como en los estatutos del Emisor. El Directorio está integrado por ocho miembros, de acuerdo a la siguiente composición:

El Ministro de Energía, quien actúa como Presidente del Directorio desde la promulgación de la Ley N° 20.402 que creó el Ministerio de Energía, el 29 de abril de 2010.

El Vicepresidente Ejecutivo de la Corporación de Fomento de la Producción (CORFO), a quien por ley corresponde el cargo de Vicepresidente del Directorio de ENAP.

Tres directores designados por CORFO. CORFO ha designado tradicionalmente al Presidente de la Federación Nacional de Trabajadores del Petróleo de Chile (FENATRAPECH) en uno de sus tres cupos.

Tres directores en representación del sector privado, nombrados por las siguientes entidades: Sociedad Nacional de Minería (SONAMI), Instituto de Ingenieros de Minas de Chile, y Sociedad de Fomento Fabril (SOFOFA).

Los integrantes del Directorio de ENAP no ejercen cargos ejecutivos en la empresa, duran tres años en sus funciones y pueden ser reelegidos o removidos por sus respectivos mandantes; esto último no aplica al Presidente ni al Vicepresidente. Como se señala en la Sección 3.1.4.1. (*Proyecto de Ley de Reforma al Gobierno Corporativo*), se encuentra en discusión en segundo trámite constitucional en el Senado un proyecto de ley que modifica la composición del Directorio de ENAP. De ser aprobado, el Directorio de ENAP estaría integrado por siete miembros, dos de ellos nombrados por el Presidente de la República, cuatro designados por el Presidente de la República de entre ternas propuestas por el Consejo de Alta Dirección Pública y un Director designado por el Presidente de la República de entre los trabajadores de la empresa.

Comités.

El Directorio, como parte de las buenas prácticas recomendadas para los Gobiernos Corporativos, estructura su trabajo en comités. A la fecha, operan en la empresa los siguientes comités:

Comité de Auditoría, Riesgo y Compliance: Encargado de la revisión de Estados Financieros, seguimiento de informes de auditoría y riesgos de la Empresa.

Comité de Contratos: Instancia superior de aprobación de contratos por montos entre cinco y veinte millones de dólares de los Estados Unidos de América.

Comité de Proyectos, Negocios e Inversiones: Encargado del seguimiento de proyectos y control de presupuestos de los mismos.

Como se señala en la Sección 3.1.4.1. (*Proyecto de Ley de Reforma al Gobierno Corporativo*), se encuentra en discusión en segundo trámite constitucional en el Senado un proyecto de ley que modifica la composición del Directorio de ENAP. De ser aprobado, deberá establecerse un comité de Directores que tendrá las mismas atribuciones que el comité de Directores del Artículo 50 bis de la ley N° 18.046, sobre sociedades anónimas, y uno de cuyos miembros deberá ser un Director que haya sido designado como tal por el Presidente de la República a propuesta en terna del Consejo de Alta Dirección Pública.

Gerencia de Compliance, Comité de Ética.

Con el fin de mantener los más altos estándares éticos y de cumplimiento de las normas y regulaciones que le son aplicables en todas sus actividades y negocios, ENAP aprobó en 2011 la creación de una Gerencia de Compliance, dependiente del Directorio, cuyo objetivo es implementar las acciones y programas que permitan asegurar el cumplimiento de normas y buenas prácticas en la empresa.

Programa de Ética y Cumplimiento. Código de Ética.

ENAP cuenta con un Programa de Ética y Cumplimiento, que tiene por objeto fortalecer una cultura de conducta ética, proteger la reputación de la empresa; fortalecer la protección de los trabajadores; la relación con clientes, proveedores, contratistas, inversionistas, autoridades y organismos internos y externos; y evitar incumplimientos legales y normativos, evitando los costos derivados de la aplicación de multas y sanciones.

Como parte del Programa de Ética y Cumplimiento, y con el fin de promover los valores de la empresa y la consecución de sus objetivos de negocio, ENAP desarrolló un Código de Ética, que fue aprobado a fines de 2011 por el Directorio.

Los valores esenciales que inspiran este código son el respeto a la dignidad de las personas, la responsabilidad, la probidad de conducta, la productividad y la transparencia de sus procesos, los que orientan la toma de decisiones y la conducta de los trabajadores y ejecutivos de la empresa, con el objetivo que su accionar sea coherente con dichos valores y principios.

3.1.4.1. Proyecto de Ley de Reforma al Gobierno Corporativo.

Con fecha 26 de enero de 2016 ingresó al Congreso un proyecto de ley, contenido en el Boletín N° 10.545-08, cuyo objeto es la reforma al gobierno corporativo de ENAP, de la siguiente manera: (i) el Directorio de ENAP estaría integrado por siete miembros, dos de ellos nombrados por el Presidente de la República, cuatro designados por el Presidente de la República de entre ternas propuestas por el Consejo de Alta Dirección Pública y un Director designado por el Presidente de la República de entre los trabajadores de la empresa. El Presidente de la República designará al Presidente del Directorio; (ii) se establecería que las facultades de las juntas de accionistas de las sociedades anónimas corresponden en el caso de ENAP en el Presidente de la República, en el Ministro de Hacienda y el Ministro de Energía; (iii) se aplicaría supletoriamente a ENAP la Ley N° 18.046, sobre Sociedades Anónimas y demás legislación sobre sociedades anónimas abiertas; (iv) se establecerían instrumentos de planificación corporativa quinquenales; (v) se establecería nuevo régimen de responsabilidad para los Directores; (vi) establecer un comité de directores; (vii) aplicar al gerente general y a los ejecutivos principales los mismos estándares de responsabilidad, atribuciones, deberes, derechos, prohibiciones, inhabilidades e incompatibilidades regulados para los gerentes en la Ley N° 18.046 sobre Sociedades Anónimas; y (viii) autorizar la capitalización de ENAP hasta en US\$ 400 millones dentro de los 12 meses siguientes a la entrada en vigencia de la ley.

3.2. Descripción y Estructura del Sector Industrial.

3.2.1 Estructura de la Industria.

La industria del petróleo es altamente dinámica y un componente vital en la matriz energética de todos los países del mundo. Como consecuencia de su importancia estratégica y comercial, esta industria ha alcanzado niveles de desarrollo considerables, centrándose en la obtención de máxima eficiencia económica en cada etapa del proceso.

La estructura básica de la industria está determinada por tres grandes sectores, siendo éstos:

- i. Exploración y producción: Principal responsable de explorar y desarrollar reservas de petróleo crudo y gas natural.
- ii. Refinación: Transforma el petróleo crudo en diversos combustibles y subproductos.

- iii. Distribución: Responsable de hacer llegar productos refinados al alcance de los consumidores finales a través de las empresas participantes en el sector de distribución mayorista y minorista.

3.2.2. Situación de Mercado.

Mercado Mundial de Petróleo					
(Cifras en millones de barriles diarios)	2012	2013	2014	2015	2016
OCDE	45,9	46,1	45,8	46,4	46,7
NO-OCDE	43,3	44,4	45,6	47,7	48,9
Demanda	89,2	90,5	91,4	94,1	95,6
Norteamérica	17,9	19,4	21,2	22,3	21,9
Resto no OPEP	34,8	34,8	35,0	35,2	35,0
GNL y condensados OPEP	5,8	6,1	6,1	6,6	6,7
Crudo OPEP	30,9	29,9	29,9	32,1	32,9
Oferta	89,4	90,2	92,2	96,1	96,5

Fuente: Departamento de Energía de los Estados Unidos (DOE), *Short Term Energy Outlook, January 2017*

3.2.2.1. Industria Mundial.

Según estimaciones preliminares del Departamento de Energía de los Estados Unidos (Short Term Energy Outlook, January 2017), en 2016 el consumo mundial de petróleo alcanzó los 95,6 millones de barriles por día ("MMbpd"), aumentando 1,5 MMbpd con respecto a 2015. Por su parte, la oferta mundial alcanzó los 96,5 MMbpd, 0,4 MMbpd adicionales con respecto a la oferta mundial del año 2015 lo que generó una acumulación de inventarios de 0,9 MMbpd durante el año 2016, es decir 1,1 MMbpd de inventario menos que el año 2015.

3.2.2.1.1. Precio del Petróleo Crudo.

Durante 2016, el precio del petróleo crudo de marcador mundial Brent alcanzó un promedio de 45,1 US\$/bbl en la Bolsa Internacional de Londres, disminuyendo así 16% con respecto al promedio de 2015 (53,6 US\$/bbl).

La baja en el precio del petróleo crudo en 2016, en relación a 2015, se debió, en parte, a la sobreoferta de 2 MMbpd alcanzada a finales de 2015 y la baja expectativa de que esta disminuya en el corto-mediano plazo dado el fracaso en las negociaciones de los países de la OPEP a fijar cuotas de producción de sus países miembros. Adicionalmente, se debe considerar el inminente levantamiento de las sanciones a Irán que mantuvieron restringidas sus exportaciones de crudo. El precio del Brent alcanzó el mínimo del año 2016 en febrero cuando se ubicó en niveles de 27 US\$/bbl, alcanzando mínimos históricos de 14 años.

Posteriormente, el fortalecimiento de los mercados asiáticos, reflejado en un aumento de sus importaciones de crudo impulsado por sus refinadoras independientes (*teapots*), comenzó a ser una variable relevante en el robustecimiento de la demanda y los precios del crudo. En consecuencia, en conjunto con el anuncio de una reunión en Doha para el mes de abril con el ánimo de negociar alguna política de producción entre países de la

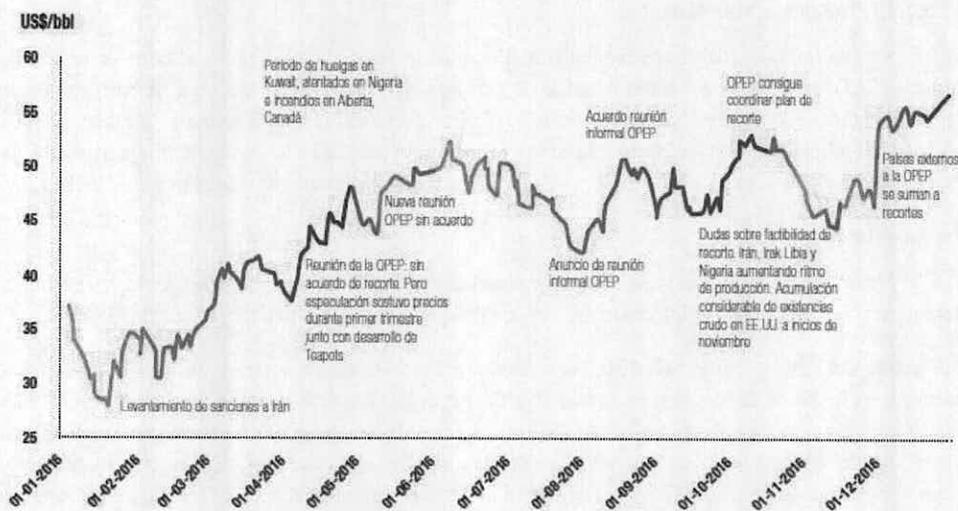
OPEP y Rusia, se consiguió recuperar el valor del crudo, el cual terminó promediando 49,6 US\$ durante el primer trimestre.

A medida que el año avanzaba, los precios continuaron oscilando en torno a los 40 y 50 US\$/bbl. Una nueva reunión interministerial de la OPEP, la llegada de la temporada de verano en el hemisferio norte y disrupciones en la producción de importantes países petroleros como Canadá (incendios en Alberta) y Nigeria (ataques de bandas rebeldes en Delta del Níger), se convirtieron en factores relevantes -junto a los *teapots*- para continuar sosteniendo los precios sobre los 40 US\$/bbl.

En el último trimestre del año, si bien el mercado seguía presentando una sobreoferta, ésta se situaba en torno a los 700.000 bpd, lo cual era sustancialmente menor a lo registrado a inicios de año. Así, se había configurado una clara tendencia hacia al equilibrio entre las fuerzas del mercado. Como consecuencia, el posterior anuncio de una reunión a realizarse entre la OPEP y países externos al organismo, unido a su resultado final de acordar reducir en 1,8 MMbpd su producción total de crudo, contribuyó a acelerar la velocidad de crecimiento de los precios. De esta forma, en esta etapa del año los precios terminaron promediando los 50 US\$/bbl.

Aún en este contexto, el año 2016 terminó con riesgos para el mercado petrolero. En este sentido, la exclusión de Libia e Irán del acuerdo suscrito por la OPEP, en conjunto con una mayor inversión y menores costos en la industria del *Shale Oil* o combustible de esquisto, se configuraron como los principales elementos respecto de los cuales el mercado estará atento.

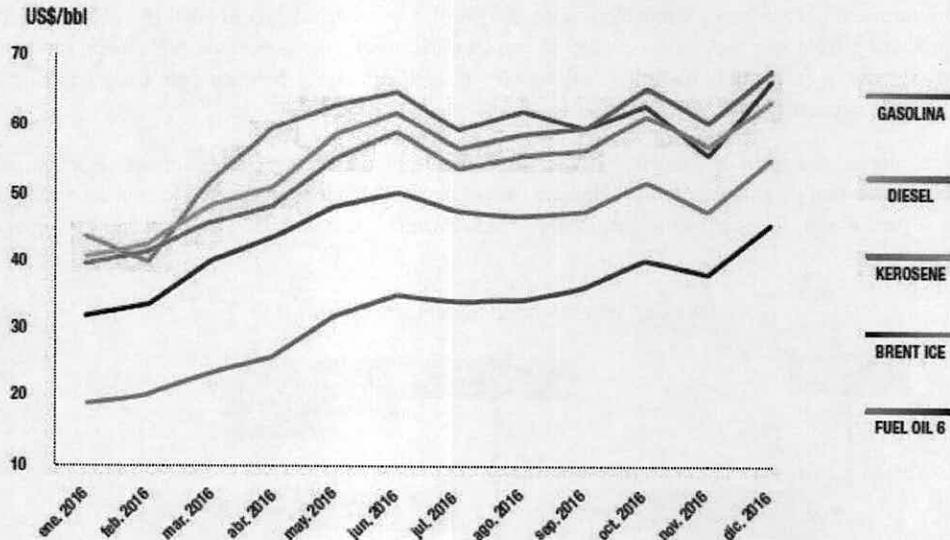
3.2.2.1.2. Evolución del Precio del Petróleo Crudo.



Fuente Bloomberg, Precios de Contratos a Futuro Brent (CO1 Cmdty)

3.2.2.1.3. Precios de los Principales Combustibles Derivados del Petróleo.

En el mercado internacional de la costa estadounidense del Golfo de México (Costa del Golfo, en adelante), los precios de los distintos combustibles disminuyeron en 2016 en relación con 2015, siguiendo, a grandes rasgos, la caída del precio del crudo Brent ICE.



El precio de la gasolina promedió 57,1 US\$/bbl en 2016, bajando así en 15% con respecto a 2015. El precio de la gasolina cayó en línea con el precio del crudo, y si bien la creación de demanda por este producto en Estados Unidos se mantuvo positiva, fue menor a la del año 2015.

En el caso del precio del diésel, el promedio de 2016 fue 55,8 US\$/bbl, esto es, 16 % menor al promedio de 2015.

Por su parte, el precio del fuel oil N° 6 registró un promedio de 32,0 US\$/bbl durante 2016, con una baja de 21 % con respecto a 2015. El precio del fuel oil N° 6 bajó así proporcionalmente más que el petróleo crudo, debido a una mayor oferta en Estados Unidos, por los altos niveles de refinación, y a menores exportaciones al mercado de Asia.

3.2.2.2. Industria Regional.

En Sudamérica, la industria petrolera presenta marcadas diferencias en cuanto a la autosuficiencia de cada país en su suministro de combustibles. Países como Venezuela, Colombia, Argentina y Ecuador son exportadores netos de petróleo crudo, debido a la existencia en su territorio de grandes reservas petroleras respecto de su demanda interna. En contraste, países como Chile, Perú y Brasil son importadores netos de combustible, que dependen de las importaciones de crudo o productos derivados para satisfacer su consumo interno.

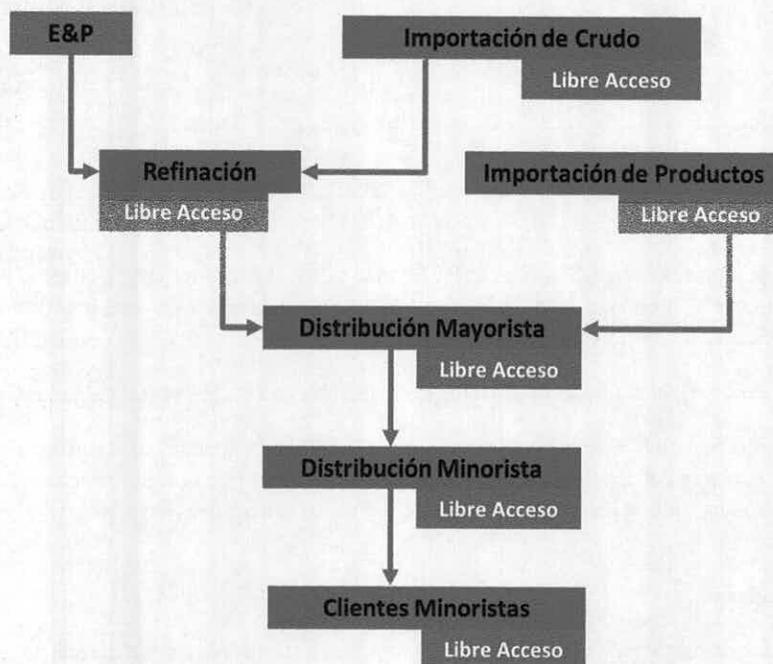
3.2.2.3. Industria en Chile.

3.2.2.3.1. Marco Regulatorio.

De acuerdo a la Constitución Política de la República de Chile, el Estado de Chile es dueño de todos los hidrocarburos encontrados en el territorio nacional. ENAP fue creada en 1950 - mediante la Ley N ° 9.618 - para la extracción, refinación, transporte y comercialización del petróleo y sus derivados. Actualmente, ENAP puede explorar y producir petróleo sin mayores restricciones regulatorias, sujeta a un derecho de explotación (royalty). Las compañías privadas (nacionales o extranjeras) también pueden explorar y producir petróleo y gas natural mediante Contratos Especiales de Operación Petrolera suscritos con el Estado de Chile.

Desde 1978, el mercado nacional de combustibles es competitivo y abierto, sin barreras de entrada significativas, existiendo amplia libertad para participar en cualquiera de las etapas del proceso productivo (con la excepción de Exploración & Producción, E&P) y libertad de precios en toda la cadena de comercialización, tal como se aprecia en el siguiente cuadro:

Cadena de Comercialización del Combustible.



Fuente: ENAP

La importación de hidrocarburos (crudos y derivados del crudo) puede ser efectuada por cualquier agente del mercado y existe libertad para que inversionistas nacionales y extranjeros inviertan en cualquier sector de esta industria.

ENAP es dueña de las únicas refinerías de petróleo existentes en el país, por lo cual la competencia en el sector de refinación está dada sólo por las importaciones directas de combustibles que realizan las compañías distribuidoras, siendo actualmente de aproximadamente un 60% del total del consumo debido a los precios competitivos y los servicios de logística ofrecidos por ENAP y sus filiales.

3.2.2.3.2. Precios.

Dado que las importaciones directas de los distribuidores son la única competencia de ENAP, la empresa ha desarrollado una política de precios que se basa en la paridad de importación y que le permite asegurar su transparencia y competitividad, y que constituyen la base para mantener su posición de liderazgo en el mercado. Esta política determina el precio en pesos de los productos en Chile considerando el precio en dólares estadounidenses de los combustibles en la Costa del Golfo de México (ó USGC), los costos de transporte e importación y el tipo de cambio, traspasando semanalmente las variaciones que presentan estos factores a las compañías distribuidoras.

Los precios de venta de ENAP están determinados también por el aporte o impuesto proveniente de la aplicación del Mecanismo de Estabilización de Precios de los Combustibles (“MEPCO”), creado por la Ley N° 20.765, publicada con fecha 09 de julio de 2014 y modificada por la Ley 20.794, publicada con fecha 7 de noviembre de 2014. El MEPCO constituye un mecanismo de estabilización de los precios de venta internos ante variaciones en los precios internacionales de los combustibles incluidos en la ley N° 18.502: gasolina automotriz, petróleo diésel, gas licuado de petróleo de uso vehicular y gas natural comprimido de uso vehicular. El MEPCO sustituyó el Sistema de Protección al Contribuyente del Impuesto Específico a los Combustibles (“SIPCO”) y éste, a su vez, a partir de Febrero de 2011, al sistema que operaba en base al Fondo de Estabilización de Precios del Petróleo (“FEPP”), en el caso del fuel oil, y del Fondo de Estabilización de los Precios de los Combustibles (“FEPCO”), en el caso de los demás combustibles. Estas iniciativas fueron creadas - en distintos momentos - con el fin de reducir la volatilidad del precio que enfrentan los consumidores finales en Chile, causada por las variaciones de los precios internacionales.

Cabe destacar que los distribuidores establecen libremente el precio de venta final de cada combustible para los consumidores finales, teniendo como costo de compra el precio de sus importaciones y el precio ENAP, agregando su margen y los impuestos (específico y al valor agregado), ajustados por los impuestos o aportes de los fondos de estabilización de precios.

3.2.2.3.3. Mecanismos de Estabilización de Precios del Petróleo y los Combustibles

El Estado de Chile, mediante los informes técnicos de la Comisión Nacional de Energía (“CNE”) aplicaba hasta febrero de 2011, los fondos de estabilización de precios –“FEPP” y “FEPCO”- para disminuir la volatilidad de los precios enfrentada por los consumidores finales de los combustibles. Desde febrero de 2011 y en adelante, con el objeto de reducir las fluctuaciones de los precios internacionales del petróleo, entró en vigencia el SIPCO, un sistema de impuesto doble que sustituyó el sistema de fondos FEPP y FEPCO. Finalmente, el SIPCO fue reemplazado por el MEPCO, con la publicación de la ley 20.765 publicada con fecha 09 de julio de 2014 y posteriormente modificada por la Ley 20.794, publicada con fecha 07 de Noviembre de 2014. Se explican a continuación los mecanismos vigentes.

- FEPP.

El Fondo de Estabilización de Precios del Petróleo (FEPP) fue creado mediante la Ley N° 19.030, de 1991, que estableció que el precio de referencia de los combustibles sobre el cual se determinan las bandas debe considerar

el precio histórico (2 años), una proyección de corto plazo (1 año) y una proyección de largo plazo (10 años), otorgando distintas ponderaciones a cada elemento, siendo éstas determinadas por informes técnicos (públicos) de la CNE. Las bandas de precios superior e inferior estaban determinadas por un diferencial de 12,5% aproximadamente, lo que procuraba permitir que el precio del mercado fluctuase dentro de estos rangos, considerados como razonables, sin que el FEPP fuere utilizado. Actualmente, este fondo de estabilización sólo se mantiene vigente respecto del kerosene doméstico.

- **MEPCO.**

El MEPCO es el mecanismo actual de estabilización de precios de los combustibles, reemplazando al SIPCO. Este mecanismo aplica a los siguientes derivados del petróleo:

- i. Combustible automotriz, incluyendo todos sus octanajes.
- ii. Petróleo diésel, en todos sus grados.
- iii. Gas Licuado de Petróleo para consumo vehicular terrestre, en sus diversos grados
- iv. Gas Natural comprimido para uso vehicular.

El MEPCO opera a través de aumentos y disminuciones en la aplicación del IEC, establecido por la Ley N°18.502. De esta forma, el valor del IEC constituye su “componente base”, sobre el cual aplica un elemento variable, determinado según el tipo de combustible de que se trate. Este factor variable se define en virtud de dos etapas: (i) una primera fase, conforme a la cual se compara el precio de paridad y la banda de precios referencial según los precios cobrados por ENAP en la semana anterior a la determinación del ajuste al IEC, de acuerdo a la Ley N°18.502 y; (ii) una segunda etapa, por la cual se aplica un segundo valor variable, calculado de acuerdo a la metodología fijada por el Ministerio de Hacienda, actualmente, establecida por el Decreto Supremo N° 1.119 del año 2014.

En virtud de la aplicación combinada de estos elementos fijo y variables, este mecanismo determina una banda de precios dentro de la cual pueden variar los precios de los combustibles, conforme a lo cual se fija un precio base de referencia, el cual, si resulta excedido, es ajustado a la baja mediante la disminución del IEC aplicable al tipo de combustible de que se trate. Los precios de referencia superior o inferior para un determinado combustible, no pueden diferir del 5% del precio de referencia intermedio correspondiente.

3.2.2.3.4. Demanda.

Durante 2016, el consumo nacional de productos refinados del petróleo alcanzó los 19,32 millones de metros cúbicos (MMm³), equivalentes a 332.074 barriles por día (bpd), aumentando un 1,4% en relación al año anterior. El aumento del consumo se explica por la actividad económica. Así, de acuerdo al Banco Central de Chile en su Informe IPOM (Informe de Política Monetaria) correspondiente al mes de marzo de 2017, el PIB de Chile se expandió en 1,6% en 2016, contrastando con el crecimiento de 2,3% en 2015. El menor dinamismo en la economía durante el año 2016 se debió a una menor producción del sector minería del cobre, un gran demandante de combustibles derivados del petróleo, así como un estancamiento del sector construcción.

	Consumo Nacional					
(Cifras en miles de metros cúbicos)	2012	2013	2014	2015	2016	var. 2015 - 2016
Gas Licuado de Petróleo	2.125	2.244	2.229	2.345	2.130	-9%
Gasolina Vehicular	3.856	4.024	4.039	4.320	4.562	6%

Kerosene	1.243	1.331	1.311	1.375	1.467	7%
Diésel	9.153	9.183	9.062	9.616	9.846	2%
Fuel Oil	1.498	1.174	1.070	1.000	909	-9%
Productos Industriales y otros	487	496	453	407	409	1%
TOTAL	18.362	18.452	18.164	19.063	19.323	1%

Fuente: ENAP

Al analizar la variación del consumo por producto en relación a 2015, se aprecian comportamientos muy disímiles, destacándose las disminuciones del consumo de petróleo combustible (Fuel Oil) y gas licuado de petróleo (GLP), en contraste con el aumento en gasolina vehicular, kerosene y diésel. El consumo total de diésel aumentó un 2,4%, a 9,85 MMm³ (169.210 bpd), manteniendo su condición de producto de mayor consumo entre los combustibles derivados del petróleo. El consumo de diésel se expandió gracias a la mayor actividad económica y a un descenso de 20% del precio a usuario final, en términos reales, esto es, descontado el efecto de la inflación 2015/2016. El consumo nacional de gasolina vehicular fue el segundo mayor en volumen, con 4,56 MMm³ (78.393 bpd), creciendo 5,6% en relación al nivel de 2015. El mayor consumo de gasolina vehicular se vio favorecido por la disminución del 9% del precio real de este combustible, descontado el efecto de la inflación 2015/2016. El gas licuado de petróleo (GLP) se constituyó en el tercer producto más importante en cuanto a consumo, con 2,13 MMm³ (36.605 bpd), registrando una disminución de 9,2% respecto del año anterior. En este caso, el menor consumo se explica por pérdidas de mercado del gas natural. El consumo de kerosene aumentó un 6,7%, a 1,47 MMm³ (25.218 bpd). Dentro del total, el kerosene de aviación, que representa un 91% del consumo, aumentó 6,8%, mientras que el kerosene de uso doméstico aumentó un 5,7%, ambos favorecidos por la disminución del 19% de su precio real. El consumo de fuel oil disminuyó 9,2% y alcanzó 0,91 MMm³ (15.615 bpd). El consumo de fuel oil en usos industriales cayó en 10% (68.854 m³), y las ventas de fuel oil como combustible marino en los puertos del país disminuyeron en 7,7% (26.835 m³). A pesar de una disminución de 24% del precio en términos reales, el consumo de fuel oil en usos industriales continuó su tendencia decreciente de los últimos años, debido principalmente a su sustitución por gas natural, fenómeno que no afecta, hasta ahora, el uso del fuel oil como combustible marino. Finalmente, el consumo de productos industriales -solventes, olefinas (materias primas básicas para la industria petroquímica) y productos asfálticos-, totalizó 0,41 millones de metros cúbicos (7.032 bpd), con un aumento de 0,6% respecto de 2015.

3.3 Descripción de las Actividades y Negocios.

El giro principal de ENAP es la exploración, producción y comercialización de hidrocarburos y sus derivados. Desarrolla actividades en toda la cadena de valor de la industria petrolera, desde la exploración de hidrocarburos, hasta la comercialización mayorista y minorista de combustibles.

En 2016, ENAP fue autorizada para incursionar en el mercado eléctrico y desarrollar proyectos de generación, mediante la publicación de la Ley N° 20.897 en el Diario Oficial.

- Líneas de Negocio

ENAP opera a través de tres Líneas de Negocios: Exploración y Producción (E&P), Refinación y Comercialización (R&C) y la nueva Línea de Negocio de Gas y Energía (G&E). E&P se encarga de gestionar la búsqueda y producción de hidrocarburos. ENAP, a través de su filial, ENAP Sipetrol S.A. realiza actividades de

exploración y producción en América Latina (Argentina y Ecuador) y Norte de África (Egipto). La Línea de Exploración y Producción, además, tiene a su cargo la licitación y suscripción de Contratos Especiales de Operación Petrolera, (CEOP), que permiten a firmas del rubro asociarse con ENAP para la exploración de bloques ubicados en la Región de Magallanes.

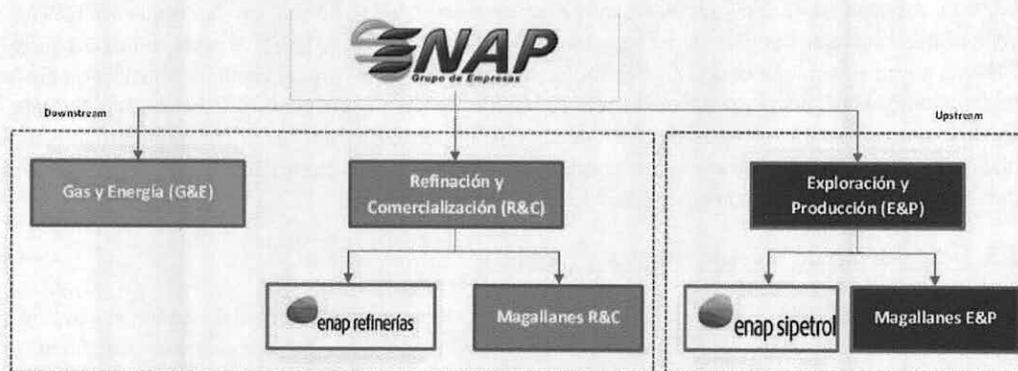
R&C, a través de su filial, ENAP Refinerías S.A. opera las Refinerías Aconcagua, Bío-Bío junto con el Departamento de Almacenamiento y Oleoductos, especializado en actividades de logística petrolera, son los encargados de refinar y almacenar hidrocarburos y sus derivados para satisfacer las necesidades y requerimientos acordados con clientes en calidad, cantidad y oportunidad.

En Magallanes R&C cuenta con Refinería Gregorio, que está encargada de producir gas licuado, gasolina, diésel y kerosene, para distribuir en el mercado local y nafta y crudo reducido que se envía a las refinerías de ENAP Refinerías S.A. En Magallanes también se cuenta con la Planta de Fraccionamiento de Cabo Negro, donde se separa la gasolina natural del gas licuado que se extrae del gas natural.

Finalmente, G&E, nueva Línea de Negocios que va de la mano con la Agenda de Energía que lanzó el gobierno en mayo de 2014, se creó ese mismo año y busca ampliar la participación de Gas Natural en la matriz energética de Chile, junto con la incorporación de nueva capacidad de generación eléctrica, para lo cual ENAP espera tener un rol relevante.

La administración central de ENAP se realiza desde la casa matriz, ubicada en Santiago.

Líneas de Negocios de ENAP.



Fuente: ENAP

- **Resumen Financiero ENAP.**

Resumen Financiero ENAP						
Millones de US\$	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Ventas	10.835	11.612	11.211	9.837	6.351	5.217
EBITDA	372	57	678	621	742	678
Margen EBITDA	3,40%	0,50%	6,00%	6,31%	11,68%	12,99%
Ganancia (pérdida)	-67	-319	134	157	170	183
Ganancias / Ventas	-0,60%	-2,70%	1,20%	1,60%	2,67%	3,50%

Fuente: ENAP

ENAP alcanzó una utilidad al 31 de diciembre de 2016 ascendente a US\$ 183 millones, situación que se compara con la utilidad alcanzada al 31 de diciembre de 2015 de US\$ 170 millones (esto es, variación de US\$ 13 millones). Este incremento en los resultados se explica principalmente por un impacto positivo de US\$ 93 millones en diciembre de 2016 producto de la adquisición del Complejo Petropower. Por otra parte, el EBITDA generado durante el 2016 fue de US\$ 678 millones, lo que se compara con US\$ 742 millones generados en 2015. El patrimonio de ENAP alcanzó los US\$ 807 millones al 31 de diciembre de 2016, incrementándose en US\$ 107 millones respecto al 31 de diciembre de 2015.

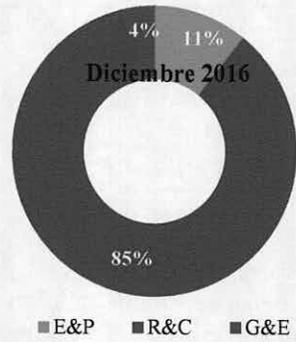
El margen bruto consolidado alcanzó los US\$ 547 millones (US\$ 643 millones en 2015), y se explica por el Margen Bruto de Refinación y Comercialización (R&C) de US\$ 428 millones, Exploración y Producción (E&P) de US\$ 132,8 y Gas y Energía de US\$ -13,5 millones.

La variación negativa del Margen Bruto de R&C se explica por menores márgenes de producción propia y por productos importados. En el caso del margen de producción propia, disminuyó a US\$/Bbl 15,5 promedio en 2016, que equivale a 26,5% respecto a 2015, donde alcanzó los US\$/Bbl 21,1. Esta disminución se debe a la sobreoferta de productos refinados a nivel internacional, pero pudo ser contrarrestada con un aumento en la producción de productos valiosos conseguido por una alta disponibilidad de nuestras refinerías.

El aumento del Margen Bruto de E&P en US\$ 34 millones al 31 de diciembre de 2016 versus igual período de 2015, se debe principalmente a: E&P Magallanes aumentó el margen en US\$ 26,7 millones debido, a mayores ingresos de gas por aumento en volumen vendido a Methanex. Nuestra operación en Argentina presentó en 2016 un aumento en el margen de US\$ 19,3 millones por disminución de costos debido a la devaluación de la moneda y menor cuota de agotamiento en Pampa del Castillo debido al aumento de las reservas por la extensión de la concesión hasta el año 2026. Nuestra operación en Ecuador aumentó el margen en US\$ 2,3 millones debido a mayores ingresos de crudo por mayor volumen en PBH-I y menores costos debido a optimizaciones. Por otra parte, se logró un menor margen de US\$ 15 millones en Egipto debido a la baja en precio internacional del crudo respecto a 2015.

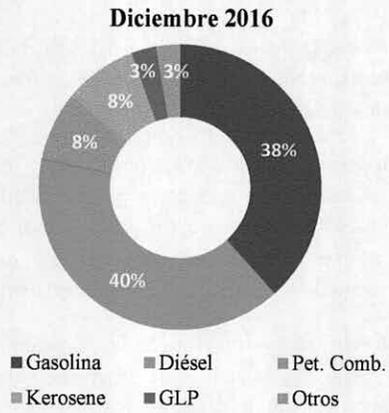
En el año 2016, el precio del petróleo crudo de referencia Brent registró un promedio de 45,1 dólares por barril (US\$/bbl) en la Bolsa Intercontinental de Londres, menor en 15,9% con respecto al promedio del año 2015 (53,6 US\$/bbl).

Ingresos por Línea de Negocios ENAP.



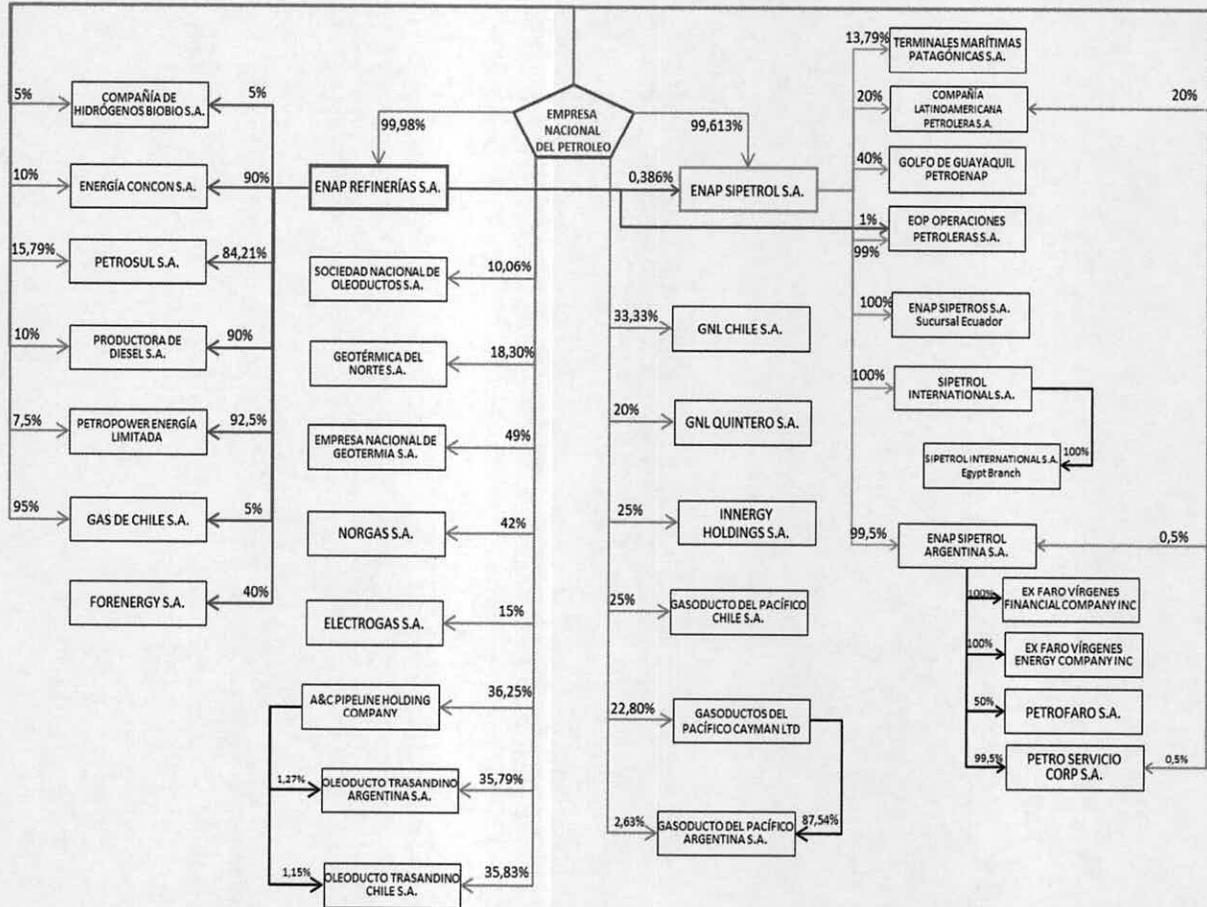
Fuente: ENAP

- Ingresos por Productos ENAP.



Fuente: ENAP

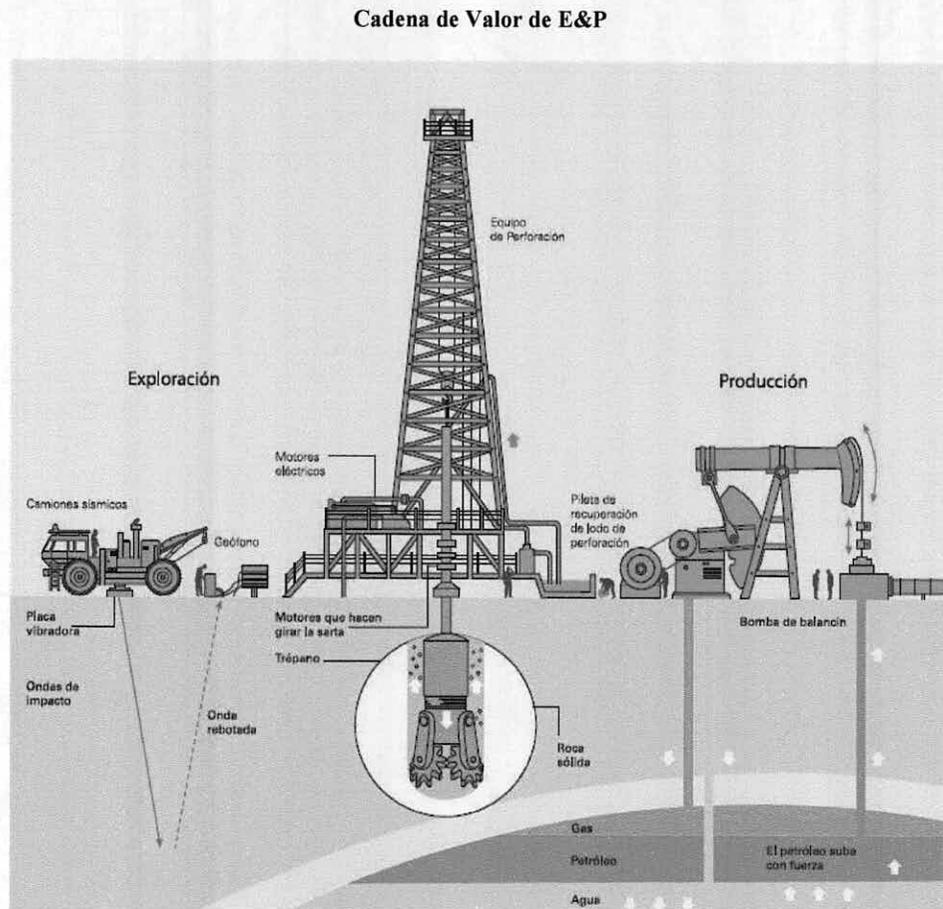
- Estructura de Propiedad ENAP y Filiales.



Fuente: ENAP

3.3.1. Línea de Negocios de Exploración y Producción (E&P).

3.3.1.1. Estrategia.



Fuente: ENAP

E&P está orientada a las actividades del sector *upstream* de la industria petrolera. Su objetivo principal es la agregación de valor asociada a la incorporación de reservas de hidrocarburos, mediante la exploración y explotación de yacimientos de petróleo y gas.

Las actividades de E&P dentro del territorio nacional son desarrolladas por ENAP principalmente en la región de Magallanes, mientras que en el extranjero éstas son realizadas por Enap Sipetrol.

Enap Sipetrol fue puesta en marcha como respuesta a la declinación de las reservas locales de hidrocarburos. Actualmente, tiene actividades exploratorias y/o de producción en Argentina, Ecuador y Egipto, y cuenta con

representaciones en las ciudades de Buenos Aires, Quito y El Cairo. Enap Sipetrol ha desarrollado un gran número de asociaciones con terceros en sus proyectos de exploración internacional, buscando disminuir el riesgo del negocio y permitiendo capitalizar sus fortalezas a través de socios con quienes complementar sus propias habilidades.

3.3.1.2. Producción.

Producción E&P									
	2015			2016			Variación 2016/2015		
	Petróleo MBBLS*	Gas MBOE**	Total MBOE	Petróleo MBBLS	Gas MBOE	Total MBOE	Petróleo MBBLS	Gas MBOE	Total MBOE
E&P Local	1.069,6	4.919,7	5.989,2	987,3	5.908,8	6.896,1	-7,7%	20,1%	-15,1%
E&P Argentina	3.471,8	2.344,6	5.816,4	3.038,8	2.325,8	5.364,6	-12,5%	-0,8%	-7,8%
E&P Resto del mundo	8.925,9	0,0	8.925,9	8.361,2	0,0	8.361,2	-6,3%	0,0%	-6,3%
Total	12.607,8	6.601,2	19.209,0	13.378,9	6.549,4	19.928,3	6,1%	-0,8%	3,7%

(*) BBLs: Barriles

(**) BOE: Barriles de Petróleo Equivalente

Fuente: ENAP

En 2016, la Línea de Negocio de Exploración y Producción (E&P) de ENAP, incluyendo a ENAP Magallanes, produjo 20,6 millones de barriles de petróleo equivalentes (MMBOE) de hidrocarburos, cifra inferior en 1% a la producción de 2015. Esto se explica por la cancelación de actividades de perforación en el bloque Pampa del Castillo (PDC), en Argentina, dado el contexto económico internacional de la industria y una mayor declinación a la esperada en el bloque Campamento Central Cañadón Perdido (CCCP).

Asimismo, Egipto presentó el año 2016 una menor producción respecto del año 2015, debido a la declinación natural de los pozos del área Shahd y a que no se realizó campaña de perforación por causa de la restricción de los permisos militares del área. Lo anterior se vio levemente contrarrestado por el buen desempeño en Ecuador durante el mismo período, en que la campaña de perforación realizada en el bloque PBH-I tuvo resultados exitosos en los pozos Inchi.

En Magallanes hubo mayor producción de gas durante el 2016, debido a los buenos resultados obtenidos en los pozos de exploración y desarrollo en el Bloque Arenal.

En el marco del plan de inversiones de ENAP, se perforaron 59 nuevos pozos en la línea de negocio E&P (5 de crudo y 54 de gas), comparados con los 68 pozos perforados durante 2015 (7 de crudo y 61 de gas). Destacaron los resultados en el bloque Arenal en Magallanes, operado por ENAP, donde se perforaron 47 pozos, de los cuales 37 fueron de desarrollo (28 fracturados exitosos y 9 pendientes de fractura) y 10 exploratorios fracturados, también de carácter exitoso.

3.3.1.3. Comercialización y Clientes.

ENAP Sipetrol comercializa gran parte de su producción internacional de crudo en los mismos países en donde éste es extraído, es decir, en Argentina y Egipto. En el caso de Ecuador, ENAP recibe retribución por el desarrollo de un contrato de explotación petrolera firmado con el gobierno Ecuatoriano.

3.3.1.4. Actividades Exploratorias.

3.3.1.4.1. Exploración Nacional.

La actividad de exploración de ENAP en Chile continuó desarrollándose con una activa campaña de perforaciones, particularmente en la Región de Magallanes.

- Exploración en Magallanes.

Bloque Dorado-Riquelme.

ENAP tiene un 50% de participación en este bloque (siendo el operador), en sociedad con Methanex Chile, bajo el esquema de CEOP, firmado en mayo de 2009 entre ambos socios y el Estado de Chile.

Este proyecto persigue explorar la presencia de gas y desarrollar las reservas comerciales que se encuentren, para asegurar el cumplimiento de las entregas de este hidrocarburo que requieren las ciudades de la zona y contribuir a satisfacer la demanda de gas de la planta Methanex.

En 2013, el Servicio de Evaluación Ambiental (SEA) aprobó la Declaración de Impacto Ambiental para realizar los trabajos de fracturamiento hidráulico en cuatro pozos perforados. Así, durante enero y febrero de 2014 se realizaron trabajos de terminación en el pozo Palenque Norte 12 (Springhill), dejando este pozo listo para fracturamiento hidráulico. Posteriormente se realizó el fracturamiento hidráulico para los pozos Dorado ZG¹-1 y Palenque Oeste ZG-1, además del pozo Dorado Sur 12; y entre marzo y junio de 2014 se realizaron pruebas de producción de estos pozos, resultando productor de gas el pozo Dorado 5.

En julio de 2014, se decidió continuar con la Fase de Explotación del bloque y no la de Exploración. En consecuencia, durante el último trimestre de 2014, se iniciaron las faenas de cierre en cinco pozos que no aportaban producción, concretándose -en febrero de 2015- el cierre en superficie de las ubicaciones de los pozos Vellón 2, Dorado 1T, Quirquincho Este 1 y Palenque Este 1.

El 22 de marzo de 2016 se inició la perforación del pozo Palenque Norte ZG-1 Ex C, ubicado en Springhill el que se terminó de perforar el 14 de abril de ese mismo año, alcanzado una profundidad final de 3.275 m., con objetivo areniscas de la Zona Glauconítica.

El 22 de mayo de 2016 se inició la perforación del pozo Puerto Sara Oeste ZG-1 Ex A, que se terminó el día 25 de junio, con una profundidad final de 3.066 m., también con el objeto de extraer petróleo desde areniscas de la Zona Glauconítica.

Durante ese mismo mes se iniciaron los trabajos de fracturamiento del pozo Palenque Norte ZG-1, los cuales se vieron interrumpidos por un atrapamiento de herramienta en el pozo, la cual fue recuperada en el mes de julio de 2016.

Durante el período julio-septiembre de 2016 se perforaron dos pozos con objetivo Zona Glauconítica: Dorado Sur ZG-1 Ex A, con profundidad final de 2.348 m., y Pilchero Sur ZG-1 Ex B, con profundidad final 2.581 m.

¹ ZG: Zona Glauconítica.

Además, se dio inicio a la perforación del pozo Cahuil ZG-1, el cual se encontraba en perforación al 30 de septiembre de 2016. Durante el período octubre-diciembre de 2016 se terminó la perforación del pozo Cahuil ZG-1 alcanzando una profundidad final de 2.951 m. Se realizó el fracturamiento de los pozos Pilchero Sur ZG-1 Ex B, la tercera etapa de fracturamiento en el pozo Palenque Norte ZG-1 Ex C y el fracturamiento del pozo Dorado Sur ZG-1 Ex A.

Entre los meses de octubre y noviembre de 2016, se realizaron trabajos de siembra tendientes a recuperar la vegetación en las áreas intervenidas de 8 pozos.

Para 2017 está programada la perforación del sexto pozo ZG y la realización de una fractura de *Shale Oil*.

Bloque Intracampos.

Este bloque pertenece a ENAP en un 100%.

El año 2014 se perforaron cinco pozos de crudo: Cullen-201 (ex PK-A), Lynch 42 (ex V1 (Pk), Fortuna Sur 1, Fortuna 2 (ex -C) y Paraguay PK 4 (ex -E), de los cuales dos se encuentran en producción, uno en evaluación, uno en terminación y el restante abandonado.

Durante 2016, continuaron los estudios de área iniciados en 2015.

Para 2017 no se tiene contemplada actividad en este bloque.

Bloque Arenal.

Este bloque pertenece a ENAP en un 100%. En 2015 se habían perforado 52 pozos. Además, se perforaron 7 pozos de avanzada durante el año 2016.

En 2016 se perforaron 47 pozos con objetivo gasífero (46 ZG y 1 pozo Springhill-ZG), de los cuales 37 fueron de desarrollo exitoso; 9 están pendientes de fractura y 10 fueron exploratorios exitosos. El pozo en Springhill no resultó exitoso, pero finalmente fue terminado como ZG.

Para 2017 se contempla la perforación de 20 pozos de desarrollo con objetivo ZG, 2 pozos exploratorios y 45 fracturas, además de la construcción de las instalaciones de superficie para la puesta en producción de los pozos.

Los desembolsos de inversión en el año 2016 fueron de US\$ 173,17 millones.

- Contratos Especiales de Operación Petrolera (CEOP).

El año 2011, ENAP suscribió una serie de acuerdos de participación en cinco bloques emplazados en la Isla de Tierra del Fuego: con Geopark, respecto de los bloques Isla Norte, Campanario y Flamenco; con el consorcio YPF Chile y Wintershall Chile, respecto del bloque San Sebastián; y con YPF Chile respecto del bloque Marazzi-Lago Mercedes.

A partir de dicha gestión, ENAP y las citadas compañías presentaron ante el Ministerio de Energía las respectivas solicitudes de suscripción de Contratos Especiales de Operación Petrolera (CEOP) respecto de los bloques antes indicados.

Bloque Coirón.

El Contrato Especial de Operación para la exploración y explotación de yacimientos de hidrocarburos en el área denominada “Bloque Coirón” fue suscrito originalmente entre el Estado de Chile, en calidad de Mandante, y la Contratista conformada por Pan American Energy Chile Limitada (“PAE”) y ENAP.

Este CEOP entró en vigencia el 29 de julio de 2008. Posteriormente, con fecha 10 de noviembre de 2008, PAE y ENAP suscribieron un acuerdo de operación conjunta o Joint Operating Agreement (JOA) para la operación del Bloque, ambas con 50% de participación, instrumento mediante el cual PAE fue designada Operador del Bloque Coirón.

El 14 de septiembre de 2015, ENAP cedió parte de sus intereses en el CEOP relativo a Bloque Coirón a ConocoPhillips South America Ventures LTD. (“COP”), quedando la participación distribuida en: (a) PAE, un 50%; (b) ENAP, un 45%; y (c) COP un 5%. Posteriormente, el 17 de septiembre de 2015, ENAP adquirió la totalidad de la participación de PAE en el CEOP, asumiendo el rol de Operador del Bloque Coirón.

Así, la participación en Bloque Coirón quedó conformada de la siguiente manera: a) ENAP, un 95%; y, b) COP, con un 5%. Los respectivos contratos de cesión cuentan con la aprobación mediante decreto del Ministerio de Energía y Toma de Razón por parte de la Contraloría General de la República.

El 13 de junio de 2016 los partícipes del Contratista y ConocoPhillips Chile Ventures SpA (“COP Chile”) firmaron un Acuerdo a través del cual, sujeto a la aprobación del Ministerio de Energía y a la Toma de Razón por parte de la Contraloría General de la República, ENAP cederá un 44% de los derechos, intereses y obligaciones del Contratista a COP Chile.

El CEOP Bloque Coirón es un contrato suscrito por un plazo máximo de 35 años, contado a partir de la fecha de su entrada en vigencia, y consta de una Etapa Exploratoria con tres períodos exploratorios de 36, 24 y 24 meses, y de una Etapa de Explotación. El primer período exploratorio, originalmente de 36 meses y con 3 prórrogas de 6, 3 y 3 meses, finalizó con fecha 28 de julio de 2012. A su término, PAE y ENAP comunicaron al Ministerio de Energía su decisión de no pasar al segundo período exploratorio y de devolver al Estado de Chile la parte del área del Bloque Coirón prevista en el CEOP, manteniendo sólo las áreas de explotación.

El desarrollo de proyectos de exploración fue realizado a entero costo de PAE y comprendió el registro de información sísmica 3D y la perforación de pozos exploratorios en el Bloque Coirón, por sobre un plan mínimo establecido en el CEOP para la Etapa Exploratoria. El desarrollo de proyectos de explotación fue financiado en partes iguales por PAE y ENAP.

En forma adicional a su condición de socio en este proyecto, ENAP ha cumplido los siguientes roles en el Bloque Coirón:

- (a) Prestador de Servicios: ENAP ha actuado como contratista de PAE-Operador en las etapas de exploración, desarrollo y operación del proyecto. Lo anterior se cumplió sobre la base de que la opción de prestación de servicios por alguna de las partes está convenida en el Joint Operation Agreement (JOA) suscrito por PAE y ENAP, y que la explotación aludida consiste en una Operación Conjunta.
- (b) Comprador de Productos: En el caso del gas, tras la licitación pública del gas procedente de un Proyecto Piloto de Explotación Gasífera, desarrollado en el sector Los Cerros-El Fierro, el Estado ejerció el derecho de readquisición contemplado en el Art. 9 del CEOP, suscribiendo ENAP, en representación del Estado, el contrato de compraventa de gas con PAE-Operador. En el caso del petróleo, cuya producción ha sido

marginal, tras las licitaciones privadas autorizadas a PAE-Operador del CEOP por el Ministerio de Energía, ENAP efectuó compras “spot” de petróleo a PAE.

Bloque Coirón, con fecha 18 de enero de 2016 se procedió a detener la producción de gas y petróleo del Bloque Coirón, lo cual fue comunicado por ENAP al Ministerio de Energía. Como parte del plan 2016-2017, el proyecto ZG (gas no convencional en la Zona Glauconítica-ZG) en el Bloque Coirón, consideró:

- (a) El *workover* y fractura del pozo El Fierro 1 en el play ZG. A esta fecha, tras haber finalizado el *workover* y la fractura programada, está planificado realizar pruebas de producción expandida en este pozo.
- (b) La construcción de vías de acceso y de la locación, la perforación, la terminación-fractura del pozo Ñanco ZG-1, en el play ZG. A esta fecha, tras haber finalizado la perforación y la fractura, está programado llevar a cabo pruebas de producción expandida en este pozo.
- (c) La construcción de vías de acceso y de la locación, la perforación, terminación-fractura del pozo Kalkin ZG-1, en el play ZG, como asimismo, reconocer la secuencia cretácica. A esta fecha, se finalizó la perforación de pozo y está programado desarrollar pruebas de inyección, fracturas y pruebas de producción expandida en este pozo.
- (d) La comercialización de los productos obtenidos durante las pruebas de producción, para lo cual se solicitó al Ministerio de Energía su autorización para comercializarlos en forma directa y eximir a la Contratista de la condición de licitar estos productos.
- (e) En todos los casos se contempla, dado el éxito, la instalación de la correspondiente infraestructura de producción en superficie, durante 2017.

Respecto de lo señalado en la letra a), sobre el pozo El Fierro I ENAP participará del 100% de la inversión asociada a las actividades previstas en el pozo El Fierro 1.

Las letras b) y c) constituyen la Fase I del proyecto pactado entre ENAP y ConocoPhillips en los pozos Ñanco ZG-1 y Kalkin ZG-1, y en la cual ENAP va “en carry” en la etapa de perforación y terminación (*completion*), previendo desembolsar inversiones sólo en la fase productiva.

A la espera de resultados de la Fase I, en febrero de 2017, el consorcio decidió acelerar las actividades perforación de un pozo horizontal (para el 4° Trimestre de 2017), que corresponde a la Fase II, en la cual también ENAP iría “en carry” en la etapa de perforación y terminación (*completion*). El éxito de este proyecto ZG representaría el inicio de un nuevo ciclo productivo en el Bloque Coirón.

Por otra parte, durante 2017 se procederá al desarrollo de la infraestructura de los pozos Fierro, Ñanco y Kalkin.

Bloque Isla Norte.

En noviembre de 2012 entró en vigencia este CEOP, para la exploración y explotación del yacimiento de hidrocarburos denominado Bloque Isla Norte, suscrito por el Estado de Chile, Geopark TdF (operador, con una participación del 60%), y ENAP, con una participación del 40%.

Al igual que en el CEOP anterior, el primer período exploratorio tuvo una duración de tres años y, posteriormente, existen dos períodos más de dos años cada uno, para llegar a pactar un contrato por 25 años, como máximo.

Durante 2015, el Ministerio de Energía aceptó la solicitud del consorcio Geopark TdF y ENAP para extender el primer período exploratorio por 18 meses, con el objetivo de completar los estudios del bloque.

En la actualidad, el operador trabaja en la actualización de los modelos geológicos y geofísicos que permitirán definir con mejor exactitud las nuevas propuestas de pozos.

En junio de 2016, el Ministerio de Energía autorizó la modificación de los compromisos mínimos adquiridos para el Primer, Segundo y Tercer Período de Exploración de este CEOP.

Actualmente, el CEOP no tiene producción; el pozo Pantano Oeste X-1 posee un excesivo aporte de agua, que no hace comercial la operación. Los pozos están actualmente cerrados. Así, durante el último trimestre del año, ENAP no realizó actividad en este CEOP.

Bloque Flamenco.

Este CEOP entró en vigencia en noviembre de 2012, con el objetivo de explorar y explotar el yacimiento de hidrocarburos denominado Bloque Flamenco. El contrato fue suscrito por el Estado de Chile, Geopark TdF (operador) y ENAP, ambas con una participación del 50%.

Así, se dio inicio al primer período exploratorio, que tiene una duración de tres años. Después existen dos períodos más, de dos años cada uno, para llegar a pactar un contrato por 25 años, como máximo.

La ejecución del Programa de Trabajo de 2014 permitió cumplir los compromisos mínimos del primer período de exploración, pero además contempló la perforación de otros cuatro pozos de desarrollo, realizándose dos: Chercan 2 y Tenca 3, más la reintervención de 2 pozos existentes, Bandurria 12 y Flamenco 28. Asimismo, entraron en producción los pozos exploratorios que, post evaluación, resultaron preliminarmente exitosos, donde ENAP debió aportar el 50% de los gastos para completar las labores, esto es, Chirihue x-1, Tenca x-1, Chercan x-1 y x-2, Omeling x-1.

En noviembre de 2015, Geopark informó al Ministerio de Energía el paso al segundo período exploratorio, señalando la decisión de ENAP de no continuar en la siguiente fase, con lo cual ENAP quedó con participación en aquellas áreas con comercialidad declarada.

Al tercer trimestre de 2016, se encuentran en operación los pozos Chirihue X-1 y Chercan X-1, alcanzando en septiembre una producción de gas de 18,5 Mm³/d y 2,23 m³/d de condensado.

Durante el último trimestre del año 2016 ENAP no realizó actividades en este CEOP.

Bloque Campanario.

En el mes de enero de 2013 entró en vigencia el CEOP para la exploración y explotación del yacimiento de hidrocarburos denominado Bloque Campanario, suscrito por el Estado de Chile, Geopark TdF (operador, con una participación del 50%), y ENAP, con una participación del 50%.

En 2015, el Ministerio de Energía aprobó la solicitud del consorcio para extender el primer período exploratorio por 18 meses, con el fin de completar los estudios del bloque.

Durante 2016 continuaron los trabajos de actualización de los modelos geológicos y geofísicos para definir con mejor exactitud las nuevas propuestas de pozos. Asimismo, el 30 de junio el Ministerio de Energía autorizó la modificación de los compromisos mínimos adquiridos para el Primer, Segundo y Tercer Período de Exploración de este CEOP.

Actualmente, este CEOP no tiene producción; el pozo Bellavista Sur X-1 tiene un excesivo aporte de agua, que no hace comercial la operación. Durante el último trimestre de 2016, ENAP no ejecutó actividades bajo este CEOP. Los pozos están actualmente cerrados.

Bloque San Sebastián.

Este CEOP entró en vigencia en 2013, con el propósito de explorar y explotar el yacimiento de hidrocarburos denominado Bloque San Sebastián. Dicho contrato fue suscrito por el Estado de Chile, YPF Tierra del Fuego (operador, con una participación del 40%); Wintershall, con una participación del 10%, y ENAP, con una participación del 50%.

El primer período exploratorio tuvo los mismos alcances que los CEOPs previamente descritos, con opciones de extensión similares: dos períodos más, de dos años cada uno, para llegar a pactar un contrato por 25 años, como máximo.

Durante 2015 se perforaron seis pozos exploratorios en el bloque: El Cisne Sur X-1 de 2.330 m.; el Gaviota Sur X-1, con una profundidad de 2.356 m.; el Cisne Oeste X-1, con una profundidad de 2.241 m.; el Falco X-1, con una profundidad de 1.621 m.; el Chicol X-1, con una profundidad de 1.615 m; y el Huala X-1, con una profundidad de 2.501 m. También se inició la perforación de pozo Carpintero X-1.

Cabe señalar que, en este CEOP, ENAP va en un 100% “en carry”.

En diciembre de 2015 Wintershall y ENAP decidieron no pasar al siguiente período exploratorio, al que accedió sólo YPF, con un compromiso mínimo de 1 pozo a perforar durante 2017 y terminar dos pozos perforados en 2015. En la actualidad, YPF se encuentra culminando pruebas de producción de los pozos Cisne Oeste X-1 y Carpintero X-1. Los primeros informes indican la presencia de hidrocarburo en ambos pozos.

Bloque Marazzi – Lago Mercedes.

Este CEOP también tiene vigencia desde 2013, con el objetivo de explorar y explotar el yacimiento de hidrocarburos denominado Bloque Marazzi-Lago Mercedes. El contrato fue suscrito por el Estado de Chile, YPF Tierra del Fuego (operador, con una participación del 50%), y ENAP, con una participación del 50%.

Los alcances del primer período exploratorio y sus extensiones sucesivas son idénticos a los de los bloques anteriormente mencionados.

Durante el segundo trimestre de 2015 se había perforado el pozo exploratorio Loica X-1, de 3.650 m., con objetivo la formación Springhill. En este CEOP, ENAP va en un 100% en “Carry”.

En diciembre de 2016 YPF y ENAP decidieron no continuar al siguiente período. Actualmente, esta área está en proceso de reversión al Estado.

.Bloque Caupolicán.

Proyecto de Explotación en el que ENAP tiene un 40% de participación, Methanex un 20% y PetroMagallanes el 40% restante.

Durante 2015, se realizaron las siguientes actividades: (i) El Ministerio de Energía otorgó una extensión del Segundo Período de Exploración hasta el 20 de diciembre de 2015; y (ii) En mayo de ese año, se constató un bajo aporte de gas en este pozo. Actualmente, se encuentra cerrado, a la espera de definir futuras posibles acciones.

A diciembre de 2016, no se realizaron actividades operativas en el bloque.

3.3.1.4.2. Exploración Internacional.

- Exploración en Argentina.

Emplazadas en la Cuenca Austral Marina, ENAP Sipetrol Argentina actúa como operador de las concesiones de explotación en el yacimiento Área Magallanes y en CAM 2/A Sur (Lote Poseidón), con el 50% de participación, y también como operador, con el 33,33%, en el permiso de exploración E2 (ex CAM-1 y CAM-3).

En la Cuenca del Golfo San Jorge, es titular y operador del 100% de la concesión de explotación Pampa del Castillo-La Guitarra. Además, participa como socio, con el 50%, en la concesión de explotación de Campamento Central-Cañadón Perdido, donde el operador es YPF.

Durante 2016 en el Área Magallanes se ejecutaron tareas orientadas a mejorar la confiabilidad operacional y comenzaron las obras del Proyecto Incremental Área Magallanes (PIAM), desarrollado por la UTE conformada entre ENAP Sipetrol Argentina e YPF. Su objetivo es aumentar sustancialmente la producción de gas natural y petróleo crudo asociado del Yacimiento Magallanes, que se ubica en la boca oriental del Estrecho de Magallanes. En Pampa del Castillo-La Guitarra, el desarrollo estuvo focalizado en la recuperación secundaria y se realizaron intervenciones con equipos de workover (reparaciones de pozos), y también se continuaron con las actividades de reparación de pozos en el Campamento Central-Cañadón Perdido.

En el ámbito comercial, durante 2016, el precio del gas registró una evolución positiva y continúa vigente el "Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural" hasta diciembre de 2017, por el cual se prevé el pago de un valor de US\$ 7,5/MMbtu para el gas inyectado al sistema por encima de una curva de producción base.

Con respecto a la extensión de concesiones, el status actual por bloque es el siguiente:

- Área Magallanes (AM): En 2014 se firmó el Acuerdo Vinculante para la extensión del contrato de asociación con YPF. Posteriormente, el 8 de enero de 2016, el Gobierno argentino extendió por 10 años

la jurisdicción de Estado Nacional², que corresponde a una de las tres jurisdicciones de la Concesión de Explotación de Hidrocarburos de la zona *off-shore* de Área Magallanes.

- Pampa del Castillo (PDC): El 1º de octubre de 2015, la Legislatura de la Provincia del Chubut ratificó el acuerdo de extensión de la Concesión de Explotación de esta área hasta el año 2026.
- Área Campamento Central-Cañadón Perdido (CCCP): En esta área que se comparte en porcentajes iguales con YPF S.A., sigue vigente la prórroga de concesión con la Provincia de Chubut, firmada en 2013.

Producción del Área Magallanes.

- Pampa del Castillo (PDC): El 1º de octubre de 2015, la Legislatura de la Provincia del Chubut ratificó el acuerdo de extensión de la Concesión de Explotación de esta área hasta el año 2026.
- Área Campamento Central-Cañadón Perdido (CCCP): En esta área que se comparte en porcentajes iguales con YPF S.A., sigue vigente la prórroga de concesión con la Provincia de Chubut, firmada en 2013.

CAM 2/A Sur.

La plataforma Poseidón, con la que cuenta el Área CAM 2/A Sur, se encuentra sin producir desde diciembre de 2010. Por esta razón, luego de realizar los estudios del caso, junto con el socio YPF se decidió la reversión del Área CAM 2/A Sur a la Provincia de Tierra del Fuego, para lo cual se iniciaron las gestiones con YPF y la propia provincia.

A partir de 2014, impulsado por la mejora en los precios del gas y la vigencia del Programa Estímulo a la Inyección Excedente³ hasta el 31 de diciembre de 2017, se decidió avanzar con alternativas para reactivar el área, con el fin de poner en valor los recursos gasíferos remanentes. Este Programa Estímulo a la Inyección Excedente creado por el Gobierno Argentino tiene como objetivo el incremento de la producción nacional de hidrocarburos, mediante un incentivo incorporado en el precio de venta interno de la producción.

Área E2 (EX CAM-1/CAM-3)

Durante 2014 habían finalizado algunos estudios para el Área E2 (EX CAM-1/CAM-3). Cabe precisar que ENAP Sipetrol Argentina es operadora del Área E2, en la Cuenca Austral Marina (CAM), en virtud del convenio de asociación (firmado en septiembre de 2006) con la compañía estatal argentina Energía Argentina Sociedad Anónima (ENARSA) y con YPF, ratificando el acuerdo previamente suscrito en febrero de 2006.

El 31 de marzo de 2008, se suscribió el Contrato de Unión Transitoria de Empresas E2, que regula la relación de las empresas que participan en esta alianza y ratifica a ENAP Sipetrol Argentina como operadora del Área E2.

² AM abarca 3 jurisdicciones (Santa Cruz, Tierra del Fuego y Estado Nacional). El texto se refiere a que el Estado Nacional argentino extendió la concesión de su jurisdicción dentro del área.

³ Consiste en un acuerdo que reconoce al productor un valor de gas natural, equivalente a 7.50 usd/mmbtu para todo el volumen de Gas Natural incremental inyectado respecto de una curva base con declinación acordada. A su vez, el valor del Gas Natural del volumen base definido queda en 1.84 usd/mmbtu.

Pampa del Castillo – La Guitarra

La producción de ENAP Sipetrol Argentina en el yacimiento Pampa del Castillo-La Guitarra, alcanzó en 2016 los 1,4 millones de barriles, un 14% menor a la obtenida en 2015, debido a la declinación de la curva básica de producción, junto con la cancelación de la campaña de perforación.

Durante 2015 no se realizó la campaña de perforación programada, ejecutándose solamente reparaciones de pozos (workover).

Durante 2016, y dado el contexto internacional de la industria, se suspendió la actividad de perforación (5 pozos nuevos), pero se realizaron reparaciones en dos equipos de workover.

Campamento Central – Cañadón Perdido

La producción de ENAP Sipetrol Argentina en el yacimiento Campamento Central-Cañadón Perdido, totalizó 0,9 millones de barriles de petróleo crudo en 2016, lo que representa una disminución de un 13% respecto de lo producido en 2015, debido a la declinación natural del yacimiento.

En 2015 se habían perforado tres pozos de desarrollo, todos productores, y se hicieron diez reparaciones de pozos (workover). Durante 2016, la campaña de perforación programada no se realizó, debido a la demora en la construcción de la multi-locación por conflictos con la comunidad. Se ejecutaron seis reparaciones de pozos (workover).

- Exploración en Ecuador.

Los 13 años de presencia de ENAP SIPEC en Ecuador le ha permitido consolidar su posicionamiento en ese país, a través de la actividad exploratoria, de desarrollo y de explotación en los Bloques Mauro Dávalos Cordero (MDC) y Paraíso, Biguno, Huachito e Intracampos (PBH-I).

Por otro lado, continúa la participación en actividades de exploración en el Consorcio Bloque 28, a través de la empresa de ENAP, EOP Operaciones Petroleras S.A.

En el Área Intracampos del Bloque PBH-I, incorporada al portafolio de ENAP en Ecuador en el año 2011, se han impulsado actividades de exploración que incluyeron la adquisición e interpretación sísmica y la posterior perforación de dos pozos exploratorios (Inchi 1 y Copal 1).

Durante 2015 y 2016 se perforó un total de seis pozos de desarrollo y de avanzada en el campo Inchi. Los resultados exitosos de dichas perforaciones permiten mantener el potencial exploratorio de esta área.

El Bloque 28 fue incorporado el año 2015, y a su respecto EOP Operaciones Petroleras S.A. participa con el 42%, como operador en el consorcio conformado además por Petroamazonas EP (51%) y Belorusneft (7%). En este bloque se avanzó en actividades previas para la obtención de la Licencia Ambiental y se inició la perforación de un pozo estratigráfico para reducir el riesgo geológico del prospecto Mirador.

Durante el año 2016 se logró identificar potencial adicional en el Bloque MDC, lo cual permitió renegociar un nuevo contrato modificadorio con la Secretaría de Hidrocarburos de Ecuador, ampliando la vigencia de la operación en este Campo, del año 2025 al año 2034, y mejorando la tarifa incremental a cambio de nuevas

inversiones de recuperación secundaria, que incluyen: la perforación de un Re-entry (MDC-12 RE inyector, realizado en 2016), dos pozos productores y un pozo inyector (a ejecutarse en 2017).

En el Campo Inchi del Bloque PBHI, a finales del período 2015, se concluyó la perforación de dos pozos de desarrollo (Inchi A-4 e Inchi A-5), cuya producción fue incorporada en el año 2016.

Por otro lado, durante 2016 se realizó la perforación de cuatro pozos de desarrollo y avanzada exitosos (Inchi B-2, Inchi B-6, Inchi B-7 e Inchi A-8). La producción diaria inicial de estos seis pozos ha fluctuado entre 400/bopd y 1.100 bopd.

Asimismo, durante 2016 se produjeron en Ecuador 4,7 millones de barriles, lo que permitió mantener, por séptimo año consecutivo, un nivel de producción diaria de aproximadamente 13.000 barriles.

- **Exploración en Egipto.**

ENAP Sipetrol, a través de Sipetrol International S.A., es el operador del Bloque East Ras Qattara, con una participación de 50,5%, en sociedad con Kuwait Energy Company (KEC), que tiene el 49,5% restante. Sipetrol y KEC conforman el Consorcio Contratista.

El volumen de crudo producido por ENAP Sipetrol Egipto fue de 3,6 millones de barriles, cifra inferior en un 16% respecto de 2015, debido a la declinación natural de los pozos del campo Shahd.

Bloque East Ras Qattara

En el Bloque East Ras Qattara se han realizado diversos descubrimientos desde 2007 a la fecha. El desarrollo comercial de dichos descubrimientos es llevado a cabo por el joint venture conformado entre el Consorcio Contratista y la Egyptian General Petroleum Corporation (EGPC), cada parte con el 50% de las acciones respectivamente.

El año 2014 se perforaron tres pozos de desarrollo, Shahd-SE8, Al Zahraa-4 y Shahd-SE9, que tuvieron resultados positivos. Además, concluyó la perforación del pozo exploratorio Diaa-2 y se perforó un segundo pozo exploratorio, Shahd-4, todos exitosos.

Durante 2015 se avanzó en la construcción del Proyecto Pipeline, el cual consiste en la construcción de un oleoducto de 87 km en la zona del Desierto Occidental. El 24 de noviembre de 2016 se inauguró la obra, con una capacidad para transportar 30.000 barriles diarios. La inversión de ENAP fue de US\$ 11,2 millones, aportada por ENAP Sipetrol en base a su 50,5% de propiedad.

En 2016, la campaña de perforación tuvo que ser suspendida debido a las restricciones en los permisos militares.

3.3.2. Línea de Negocios de Refinación y Comercialización (R&C).

3.3.2.1. Estrategia.

R&C está orientada a las actividades del sector *downstream* de la industria petrolera. El compromiso de esta Línea de Negocio es refinar y almacenar hidrocarburos y sus derivados para satisfacer las necesidades y requerimientos acordados con sus clientes en calidad, cantidad y oportunidad.

Sus objetivos principales son:

- (a) Mantener una posición de liderazgo en el creciente mercado nacional, a través de las siguientes acciones:
 - (i) Continuar ofreciendo una variedad de productos refinados y gas natural a precios competitivos.
 - (ii) Mejorar la complejidad de las refinerías para así entregar productos de mayor valor agregado.

- (b) Aumentar la eficiencia operacional y rentabilidad, procurando los siguientes objetivos:
 - (i) Disminuir el tiempo de ciclo de inventario e implementar una estrategia de cobertura más flexible.
 - (ii) Mejorar la estructura de costos y aumentar la independencia energética respecto de América del Sur.

Durante el año 2016, el precio internacional del petróleo Brent aumentó respecto al precio alcanzado en enero de 2016, de 28 dólares por barril, es decir prácticamente la mitad del valor alcanzado en diciembre de 2016, siendo este superior a los 58 dólares por barril.

Influyó positivamente en este aumento la mayor producción de gasolinas y diésel, y la mejora en la tasa de utilización de las refinerías de Aconcagua y Bío-Bío respecto a 2015. El logro de alto nivel en la disponibilidad operativa de las refinerías y la obtención de una mayor producción de productos valiosos (diésel, gasolina y kerosene) permitieron obtener un mayor rendimiento por barril refinado. En efecto, en 2016 se logró un 80% de producción de productos valiosos.

La producción de combustibles y otros productos en 2016 fue de 11,0 MMm³. De este total destacan las gasolinas, con 36%, y el diésel, con 31%. El rendimiento volumétrico del periodo fue 95,9%.

3.3.2.2. Refinación.

ENAP cuenta con las únicas tres refinerías existentes en el país, lo que le confiere una posición de liderazgo en el suministro de productos derivados del petróleo. Las dos principales refinerías de ENAP, Aconcagua y Bío-Bío, se han desarrollado extensamente, alcanzando altos niveles de complejidad, lo que permite a ENAP adquirir petróleo crudo más pesado y, por lo tanto, a un menor costo promedio que el crudo liviano, transformando dicha canasta de crudos en una canasta de productos más valiosa, para finalmente obtener un margen de refinación más atractivo.

Sin contar las cargas complementarias, a diciembre de 2016 las refinerías Aconcagua, Bío-Bío y Gregorio procesaron 9,8 MMm³ de crudo (las cargas complementarias fueron de 1,7 MMm³), provenientes en su totalidad de América del Sur, considerando a Chile con un 3% de producción en el crudo refinado.

Producción Combustibles ENAP						
	2014		2015		2016	
	Total (Mm ³)	R&C (%)	Total (Mm ³)	R&C (%)	Total (Mm ³)	R&C (%)
Gas Licuado	580	5%	554	5%	456	4%
Gasolina Automóvil	3.528	30%	3.907	34%	3.954	36%
Kerosenes	949	8%	889	8%	880	8%
Diésel	3.781	33%	3.609	31%	3.460	31%
Petróleo Combustible	1.307	11%	1.318	11%	1.284	12%
Productos Industriales y Otros	1.444	12%	1.196	10%	965	9%
Total	11.668	100%	11.472	100%	10.998	100%

Fuente: ENAP

La producción de combustibles y otros productos en 2016 fue de 11,0 MMm³, mientras en 2015 la producción alcanzó 11,5 millones de m³. De este total para 2016 destacan las gasolinas, con 36%, y el diésel, con 31%, mientras que en 2015, la producción de gasolina alcanzó un 34%, y el diésel un 31%. El rendimiento volumétrico del periodo fue 95,9%, mientras que en 2015 fue de 96,1%.

- **Refinería Bío-Bío.**

La Refinería Bío-Bío (ubicada en la comuna de Hualpén, cerca de Talcahuano, en la VIII Región del Bío-Bío), perteneciente a la filial ERSA, es actualmente la refinería de crudo más grande de ENAP. Satisface aproximadamente el 30% de la demanda nacional de productos derivados del petróleo. A través del proceso de refinación, la Refinería Bío-Bío genera tanto productos derivados del petróleo como otros subproductos, siendo algunos de éstos muy apetecidos por la industria de petroquímicos. La capacidad para refinar de Refinería Bío-Bío es aproximadamente de 107.559 barriles de petróleo crudo diarios.

Durante el año 2016 entró en operación el estanque de aguas ácidas en Bío-Bío. Este proyecto permitirá disminuir la probabilidad de eventos de olores causados por las emisiones no controladas de dióxido de azufre (SO₂), desde plantas de azufre, y/o ácido sulfhídrico (H₂S) desde plantas de aguas ácidas. Adicionalmente, permitirá flexibilizar la operación y facilitar la mantención de las plantas de aguas ácidas y estabilizar la operación de las plantas de azufre de esta refinería.

- **Refinería Aconcagua.**

La Refinería Aconcagua (ubicada en la comuna de Concón, Región de Valparaíso), de la filial ERSA, es la principal productora para la Región Metropolitana de gasolina, diésel, kerosene de aviación y doméstico, como también de otros productos derivados del petróleo. La capacidad para refinar de Refinería Aconcagua es aproximadamente de 106.930 barriles de petróleo crudo diarios.

- **Gregorio – Magallanes.**

La Refinería Gregorio, perteneciente a ENAP y ubicada en la Región de Magallanes, obtiene de sus procesos gas licuado, gasolina, diésel y kerosene que se distribuye en el mercado local, y nafta y crudo reducido que se envían a las refinerías de ERSa (Bio-Bio y Aconcagua), en los cuales se procesan y se obtienen combustibles de mayor calidad. La capacidad para refinar de Gregorio – Magallanes es aproximadamente de 14.500 barriles de petróleo crudo diarios. En la misma Región de Magallanes se encuentra la Planta de Fraccionamiento de Cabo Negro, donde se separa la gasolina natural del gas licuado que se extrae del gas natural.

3.3.2.3. Logística.

La logística de ENAP requiere un alto nivel de inversión y conocimiento específico. Su amplia red de distribución y almacenamiento, administrada en el Departamento de Almacenamiento y Oleoductos de ENAP Refinerías le permite diferenciarse de potenciales importadores como proveedor para el mercado nacional.

3.3.2.4. Comercialización y Clientes.

ENAP mantiene contratos de venta de combustibles con los principales distribuidores mayoristas de combustibles y derivados en Chile: Copec, Petrobras y Enx, quienes representan cerca del 85% del volumen total de combustibles vendidos. Además, ENAP tiene contratos directos con consumidores de sectores industriales, los que representan alrededor del 5% de las ventas por volumen de R&C. Los contratos de ENAP son anuales; de este modo ENAP puede planificar y asegurar la entrega de combustibles, en los volúmenes y plazos programados por los clientes. Esta circunstancia permite además a ENAP brindar descuentos por programación en función a los acuerdos alcanzados por optimizaciones logradas en sus refinerías, atendida la disponibilidad de demandas de productos a firme.

Al 31 de diciembre de 2016, la participación de ENAP en el mercado nacional ascendía aproximadamente a 59%, en tanto a diciembre de 2015 era de 59,2%. El resto del consumo nacional fue abastecido mediante importaciones directas de las compañías distribuidoras de combustibles, desde distintos puntos del mundo. La participación de mercado de ENAP ha disminuido desde el año 2009 como consecuencia de la política operacional de la empresa de maximizar el margen y de un aumento en la demanda, ante el crecimiento del parque vehicular en Chile durante los últimos años.

	ENAP en el mercado nacional de Hidrocarburos											
	Consumo (Mm ³)				Venta (Mm ³)				Participación (%)			
	2013	2014	2015	2016	2013	2014	2015	2016	2013	2014	2015	2016
Gas Licuado	2.244	2.229	2.345	2.130	474	399	365	323	21,1%	17,9%	15,5%	15,2%
Gasolina Automóvil	4.024	4.039	4.320	4.562	4.003	4.076	4.375	4.531	99,5%	100,9%	100,0%	99,3%
Kerosene	1.331	1.311	1.375	1.467	888	915	927	947	66,7%	69,8%	67,4%	64,5%
Diésel	9.183	9.062	9.916	9.846	4.777	4.295	4.305	4.357	52,0%	47,4%	44,8%	44,2%
Fuel Oil	1.174	1.070	1.000	909	1.204	1.149	1.020	904	102,6%	107,4%	100,0%	99,5%
Otros*	496	453	407	409	335	293	288	313	67,6%	64,6%	70,8%	76,4%
Total	18.452	18.164	19.063	19.323	11.681	11.127	11.281	11.374	63,3%	61,3%	59,2%	58,9%

(*) La participación es el porcentaje que representa las Ventas del Consumo total del mercado nacional. La participación de ENAP puede superar el 100%, debido a que el exceso sobre el consumo nacional puede explicarse por un aumento en los inventarios de los distribuidores.

(**) Incluye Propileno, Etileno, Naftas, Solvente y Asfaltos, entre otros.

Fuente: ENAP

3.3.3. Línea de Negocios de Gas y Energía (G&E).

3.3.3.1. Estrategia.

Con fecha 14 de julio de 2014 se constituyó la tercera línea de negocios de ENAP, Línea de Gas y Energía, cuya misión es liderar las iniciativas y proyectos que promuevan el uso del Gas Natural Licuado (GNL) en la matriz energética nacional, en sintonía con los objetivos propuestos para nuestra empresa en la Agenda Energética del Gobierno.

Sus objetivos principales son:

- (a) Impulsar el uso de GNL en hogares, industrias y generación eléctrica, promoviendo así la utilización de un combustible más limpio en la matriz energética nacional.
- (b) Fomentar el desarrollo de proyectos de generación eléctrica para mejorar la competitividad del mercado eléctrico en la economía nacional.

Durante 2016, los esfuerzos de esta línea de negocios continuaron centrándose en impulsar una mayor utilización de gas natural -tanto para su uso residencial, comercial e industrial, como en generación eléctrica- y en mejorar la competitividad del mercado eléctrico y el abastecimiento de energías más limpias. Además, se integra a la Línea la Dirección de Eficiencia Energética, actual Gerencia de Gestión Energética, continuando con el avance de las iniciativas que dan cumplimiento al Convenio de Cooperación firmado el año 2014 por ENAP y el Ministerio de Energía, que busca impulsar el uso eficiente de los recursos energéticos en todas sus unidades de operación.

Estos objetivos se abordaron a través de una serie de proyectos e iniciativas, entre los cuales destacan: el impulso a la ampliación de capacidad del Terminal de GNL Quintero, la búsqueda de alternativas de suministro de gas natural hacia la zona sur del país, el proyecto de cogeneración en Aconcagua, el proyecto geotérmico Cerro Pabellón, la articulación de la primera operación de exportación de gas natural hacia la República Argentina, vía terminal GNL Quintero y terminal GNL Mejillones; la implementación del Sistema de Gestión de Energía, la firma y difusión de la Política de Eficiencia Energética, la adquisición de Petropower, por medio de la filial ERSA, y la participación de ENAP en la licitación de las distribuidoras de electricidad, con su proyecto Nueva ERA, en asociación con Mitsui, la cual no resultó en la adjudicación de contratos en la Licitación de Suministro 2015/01. De modo adicional, ENAP ha anunciado recientemente que no llevará adelante el proyecto de central eléctrica Luz Minera en Mejillones.

3.3.3.2. Gerencias.

- Gerencia de Gas.

Entre los principales objetivos de esta gerencia se encuentra el desarrollo de iniciativas que promuevan el uso del Gas Natural Licuado (GNL) en la matriz energética nacional, a través de la comercialización de volúmenes de GNL o gas natural, a clientes del ámbito industrial, termoeléctrico, transporte y distribución. Además, la Gerencia de Gas debe establecer figuras asociativas para el desarrollo de proyectos estratégicos que permitan fomentar la comercialización y que mejoren el posicionamiento de ENAP en el mercado nacional de gas natural.

- **Gerencia de Electricidad.**

La Gerencia de Electricidad tiene como objetivo fomentar y participar en la gestión y desarrollo de nuevos proyectos de generación de electricidad en nuestro país, con la finalidad de introducir mayor competencia al mercado eléctrico. Además, participa en la consecución y administración de contratos de suministro eléctrico con clientes finales.

Del mismo modo, se encarga de dar soporte a las distintas áreas de la empresa y sus filiales en temas relativos al funcionamiento y operación del sector eléctrico. Otro de los objetivos de la gerencia tiene relación con la representación de ENAP y sus diferentes filiales ante organismos reguladores y coordinadores del sector eléctrico chileno.

- **Gerencia de Proyectos.**

La Gerencia de Proyectos tiene dentro de sus principales funciones la definición, dirección, control, planificación y ejecución de los proyectos de la Línea de Negocios de Gas & Energía, hasta su puesta en marcha e implementación.

- **Gerencia de Gestión Energética.**

Durante el año 2016 se continuó con el avance de las iniciativas que dan cumplimiento al Convenio de Cooperación firmado el año 2014 por ENAP y el Ministerio de Energía, cuyo objetivo es impulsar el uso eficiente de los recursos energéticos en todas sus unidades de operación. De esta manera, se crea la Gerencia de Gestión Energética.

3.3.3.3. Productos.

ENAP, mediante su línea de negocios de Gas & Energía, ofrece gas natural proveniente de GNL. El GNL o gas natural licuado es gas natural que es llevado a su estado líquido por medio de enfriamiento hasta alcanzar temperaturas del orden de -161°C a presión atmosférica.

Esta licuefacción permite reducir el volumen del gas natural alrededor de 600 veces, expandiendo con ello significativamente las posibilidades de transporte del mismo, desde las zonas de producción hacia las zonas de consumo.

Una vez arribado el GNL a su lugar de destino, es necesario almacenarlo y regasificarlo para poder ser distribuirlo localmente.

3.3.3.3.1. GNL por gasoducto.

El GNL regasificado en el Terminal Quintero es inyectado al gasoducto Electrogas y transportado hacia los puntos de consumo, dentro de los cuales se encuentran la Refinería Aconcagua de ENAP, las principales termoeléctricas ubicadas en la zona central, consumidores industriales y las distribuidoras de gas residencial y comercial.

Respecto de los generadores, se destaca que durante el 2016 ENAP le suministró gas natural a Colbún y AES Gener, lo que le permitió colocar parte importante de su capacidad de regasificación y disponibilidad de GNL durante dicho período.

3.3.3.3.2. Gasoducto virtual.

Dado que a la fecha no existe ninguna alternativa logística para el suministro de gas natural a la Octava Región, donde ENAP posee su Refinería Bío-Bío, se desarrolló un gasoducto virtual utilizando camiones criogénicos de GNL, los cuales descargan en una Planta Satélite de Regasificación (PSR) ubicada en la localidad de Pemuco, Octava Región. Allí el GNL es regasificado e inyectado en el Gasoducto del Pacífico, por el que se suministra gas natural a la refinería y a las compañías distribuidoras e industrias de la Octava Región

Esto contribuye a desarrollar un modelo de negocios que entrega una solución energética para Chile más limpia que los combustibles líquidos y con precios competitivos, que ayudan a atenuar el constante aumento de los costos de energía. Para ello, un total de 25 camiones cisterna debidamente acondicionados y con las más exigentes medidas de seguridad, recorren diariamente los 535 kilómetros que separan a Quintero de Pemuco.

Cada camión transporta 21 toneladas de GNL desde el Patio de Carga del complejo GNL Quintero a la PSR ubicada en Pemuco, la que se encuentra conectada al gasoducto del Pacífico, a través del cual el gas natural es transportado hacia la Refinería Bío-Bío.

A través de Gasoducto del Pacífico, es posible además suministrar dicho producto a compañías distribuidoras e industrias de la Octava Región.

3.3.3.3.3. GNL Móvil.

El GNL Móvil corresponde a un modelo de negocios basado en la comercialización de gas natural en estado líquido, mediante la carga de cisternas criogénicas en el terminal GNL Quintero y su posterior transporte hasta plantas industriales bajo contrato de suministro vigente. En ellas, el GNL es descargado en Plantas Satélites de Regasificación (PSR) y vaporizado para ser utilizado como combustible en sus respectivos procesos productivos. Este proceso se realiza mediante altos estándares corporativos de seguridad, con exigencias incluso superiores a la legislación vigente.

Al cierre de 2016 se encontraban en operación 20 PSR industriales con GNL de ENAP, ubicadas entre las Regiones de Coquimbo y Los Lagos, pertenecientes a diversos rubros productivos y líderes en sus respectivos mercados.

3.3.3.3.4. Exportación de gas hacia Argentina.

La Línea de Negocios de G&E de ENAP, a través de la Gerencia de Gas, logró articular la primera exportación de gas natural hacia la República Argentina, tanto desde GNL Mejillones donde cumplió un rol de articulador, como desde GNL Quintero, donde fue la empresa exportadora. En efecto, además de colocar su producción de gas, ENAP lideró a un grupo conformado por los principales actores del mercado nacional de gas natural en las negociaciones con su par argentina ENARSA, entregaron al vecino país durante los meses de invierno, equivalentes a unos 4,5 MMm³ por día.

3.3.3.4. Activos.

3.3.3.4.1. Terminal de Regasificación y Patio de Carga de GNL Quintero.

En mayo del año 2004 el gobierno de Chile encargó a ENAP liderar el desarrollo de un proyecto de importación de GNL que permitiera al país obtener mayor independencia y seguridad de suministro, diversificando así su

matriz energética. De esta manera, se conformó un “Pool” de consumidores que generó la demanda mínima viable para acceder al suministro de GNL de largo plazo y el servicio de regasificación de GNL.

En el año 2007 se creó la sociedad GNL Quintero para el suministro de GNL, el servicio de recepción, descarga, almacenamiento y regasificación de GNL en el Terminal de Regasificación. La sociedad fue originalmente constituida por British Gas (BG), Endesa Chile, Metrogas S.A. y ENAP. El año 2013, Terminal de Valparaíso adquirió el 40% del capital social de GNL Quintero, resultando en la salida del accionista BG. El año 2016 Endesa Chile S.A. y Metrogas, a través de su filial Aprovevisionadora Global de Energía S.A., vendieron el total de sus participaciones en GNL Quintero a Enagás Chile SpA, filial de la empresa española Enagás, que adquirió con ello el 40% del capital social de GNL Quintero. En abril del año 2017, tras negociaciones con la firma canadiense Borealis Infrastructure Management Inc., se suscribió un *Master Investment Agreement*, que devino en una reestructuración de la propiedad de GNL Quintero, quedando como actuales accionistas las sociedades Terminal de Valparaíso S.A. (de propiedad de Enagás Chile SpA con 51% y Oman Oil Company con 49%), titular del 40% del capital social; Omers Infrastructure Chile Holdings II SpA (filial de Borealis), titular del 29,6% del capital social; Terminal Bahía de Quintero SpA, (constituida por Enagás con 51% de la propiedad y Omers con el restante 49%), titular de 10,4% del capital social y ENAP, titular del 20% del capital social. Los actuales accionistas suscribieron un nuevo Pacto de Accionistas que dejó sin efecto el anterior.

El Terminal de GNL Quintero cuenta con una planta de regasificación con cuatro vaporizadores que permiten procesar el GNL, para producir 15 MMm³ por día de gas natural los cuales se inyectan principalmente a la red de gasoductos para su distribución en la zona central del país. Recientemente se inauguró un proyecto de expansión de la capacidad de regasificación del Terminal, que consistió en la instalación de un nuevo tren de vaporización, que se sumó a los dos que estaban en operación, y al que tiene de respaldo. Con esta ampliación, el complejo aumentó en 5 MMm³ por día su capacidad de regasificación de GNL, alcanzado un total de aproximadamente 15 MMm³ por día.

Asimismo, desde el 2011, el Terminal Quintero cuenta con un patio de carga, compuesto por 4 islas de carguío independientes que cargan el GNL en camiones especialmente acondicionados para su transporte y así permite abastecer mercados que no cuentan con gasoductos para la recepción de gas natural. La capacidad actual de carga llega a 2.500 m³ de gas natural al día.

3.3.3.4.2. Planta Satélite de Regasificación de Pemuco.

Desde junio de 2011 se encuentra operando la Planta Satélite de Regasificación (PSR) de GNL ubicada en Pemuco, Octava Región. Ésta se abastece a través de camiones cisternas que transportan GNL desde el Terminal Quintero y tiene por objetivo alimentar de gas natural a la Refinería Bío-Bío, así como al segmento RESCOM e industriales de la VIII Región, a través del Gasoducto del Pacífico.

Para mejorar el estándar de confiabilidad de la planta, durante 2016 se realizó el reemplazo de los vaporizadores de GNL tipo tubo y carcasa existentes, además de algunas mejoras en la instrumentación y sistemas de control. En relación con los sistemas de respuesta a emergencias, las mejoras incluyeron la incorporación de nuevos sensores de gas, detectores de fuego y rociadores de agua de la red contra incendio en los estanques de GNL.

3.3.3.4.3. GNL Chile.

Es una sociedad anónima cerrada que tiene por objeto importar GNL y vender gas natural. Para ello compra e importa gas natural licuado, ha contratado el 100% de la capacidad de recepción, almacenamiento y

regasificación de GNL con GNL Quintero, y finalmente suministra el gas natural a sus clientes. En esta sociedad, ENAP alcanza un tercio de participación.

3.3.3.4.4. Electrogas.

El gasoducto operativo desde 1998 se extiende entre la V Región y la Región Metropolitana consta de una línea principal de 24 pulgadas de diámetro, de 121 kilómetros de longitud, que va desde Quillota a San Bernardo; y de una lateral de 16 pulgadas de diámetro de 16 kilómetros de longitud, que va desde El Maqui a Colmo, en las cercanías de Con-Con. Esta compañía presta servicios de transporte, operación y mantenimiento de ductos para la transferencia de gas natural a nuestros clientes termoeléctricos; así como también, para refinerías y empresas distribuidoras de la zona. En esta sociedad, ENAP tiene una participación del 15%.

3.3.3.4.5. Petropower Energía.

En diciembre de 2016, a través de su filial Enap Refinerías, ENAP adquirió el 85% restante (originalmente tenía un 15%) de la planta Petropower, ubicada en instalaciones adyacentes a la Refinería Bío-Bío, concretando su ingreso al sector de generación eléctrica. De esta forma, ENAP continuará abasteciendo de forma autónoma a la refinería al entregar electricidad y vapor.

Además, se logró comercializar los excedentes de energía de la planta Petropower, con un contrato de respaldo para compraventa de energía con la empresa Parque Eólico Cabo Leones I S.A.

3.3.3.4.6. Innergy.

Su objetivo es la compra, venta, comercialización y suministro de gas natural, así como la operación de redes de transporte de gas natural. Dentro de Empresas Innergy, ENAP tiene una participación del 25%.

3.3.3.4.7. Gasoducto del Pacífico.

Esta compañía tiene por objeto la construcción, propiedad y operación de un sistema de ductos, para transportar gas natural desde la provincia de Neuquén, República Argentina, hasta la Octava Región, República de Chile, incluyendo cualquier expansión, extensión y/o interconexión de dicho sistema de ductos e instalaciones dentro de la Octava Región. En la actualidad, presta servicios de transporte de gas natural regasificado desde las instalaciones de PSR Pemuco a la Refinería Bío-Bío, y a los clientes distribuidores de la VIII Región del segmento residencial-comercial e industriales. El porcentaje de participación de ENAP llega al 25%.

3.3.3.4.8. Otras empresas relacionadas.

Mediante Geotérmica del Norte y Empresa Nacional de Geotermia, ENAP se dedica a actividades de investigación, exploración, desarrollo y explotación de energía geotérmica. Los porcentajes de participación de ENAP llegan a 18,30% y 49,0%, respectivamente. En ambas compañías, el porcentaje restante corresponde a Enel Green Power.

3.3.3.5. Generación de electricidad.

3.3.3.5.1. Cogeneradora de Vapor Aconcagua.

El proyecto Cogeneradora Aconcagua consiste en la construcción de una central de cogeneración en base a gas natural, que producirá vapor de alta presión para alimentar los procesos de conversión de Refinería Aconcagua. Además, producirá electricidad, supliendo en su totalidad la demanda de esta planta e inyectando excedentes al Sistema de Transmisión Nacional. Este proyecto es desarrollado exclusivamente por ENAP, y su monto estimado de inversión es de US\$ 200 millones.

La planta Cogeneradora Aconcagua consiste en la instalación de una turbina de gas natural, con su respectivo generador eléctrico, con una capacidad de generar 77 MW de potencia acoplados a una caldera recuperadora de calor que producirá 125 ton/h de vapor, sobrecalentado a alta presión (representando el 40% de la producción actual de las calderas de la refinería).

La refinería Aconcagua consumirá íntegramente el vapor producido por la Cogeneradora y 35 MW de la potencia eléctrica generada, exportando los excedentes al SIC.

La cogeneradora se ubica en un sector industrial alejado de zonas pobladas, rodeada únicamente por otras industrias. Este terreno se emplaza a aproximadamente 2 km al este del borde costero de Concón y 1,5 km del punto de conexión de vapor.

A diciembre de 2016, las obras de la Central Cogeneradora Aconcagua llevan un 59% de avance respecto del 53% estimado en su planificación original.

3.3.3.5.1. Planta Geotérmica Cerro Pabellón.

A comienzos de 2015, Geotérmica del Norte S.A. (GDN), del cual ENAP posee un 18,3% de GDN, siendo el 82,7% restante controlado por Enel Green Power dio inicio a la construcción de la planta Cerro Pabellón que es el primer proyecto de energía geotérmica en Sudamérica, y permite generar energía limpia en un mercado de fuerte crecimiento y de alta demanda de energías sustentables. El 31 de marzo de 2017 esta comenzó a inyectar energía al Sistema Interconectado del Norte Grande (SING).

Se espera que Cerro Pabellón genere cerca de 340 GWh al año, equivalente a las necesidades de consumo de unos 154.000 hogares chilenos, evitando la emisión anual a la atmósfera de más de 155.000 toneladas de CO₂. La generación de los primeros 20 MW ocurriría durante el primer semestre de 2017, y la totalidad de los 40 MW, durante el primer semestre de 2018.

El proyecto se ubica en el Desierto de Atacama, a aproximadamente 130 km al noreste de la ciudad de Calama y a una altura de 4.500 metros. Durante los años 2009 y 2010 se llevaron a cabo las actividades de la etapa exploratoria profunda, perforándose cuatro pozos entre 1.300 metros y 2.000 metros de profundidad, de los cuales los dos primeros resultaron óptimos para producción (8 MW) y los restantes aptos para la reinyección. Adicionalmente, se gestionaron los permisos medioambientales respecto de la planta, pozos y línea eléctrica para la interconexión con el sistema, y se realizaron los procesos de licitación internacional de equipos de perforación, equipamiento principal y construcción de planta.

Adicionalmente, ENAP junto a su socio ENEL, participa en otros proyectos de carácter geotérmico, que consisten en las concesiones de explotación El Tatio, La Torta, Chillán y Calabozo, los cuales continúan con las

actividades de desarrollo, así como también las concesiones exploratorias Azufre Norte, Azufre Oeste y Ollagüe, donde se han realizado estudios superficiales geológicos, geoquímicos y geofísicos propios de la etapa de exploración en que se encuentran.

3.3.3.5.1. Central Nueva Era.

Este proyecto permitirá generar 510 MW, a través de una central de ciclo combinado, mediante la utilización exclusiva de gas natural como combustible, el que es más amigable con el medioambiente. Durante los meses de febrero y marzo de 2016 se realizaron presentaciones formales del proyecto a las comunidades de Concón, Quintero y Quillota, para despejar dudas en relación con los efectos ambientales y los compromisos que adquiere ENAP en el marco de este proyecto.

Desde marzo de 2016 se trabajó intensamente en estudios complementarios, donde destacan nuevas modelaciones de calidad de aire, estudio de medio marino y un estudio de riesgo a la salud elaborado por la Pontificia Universidad Católica de Chile.

En diciembre de 2016 se presentaron las respuestas a las observaciones de la autoridad. Adicionalmente, el proyecto fue socializado con la comunidad mediante la implementación de diversas obras de confianza en la comunas de Concón, Quintero y Quillota, en marco del “Programa Integral Nueva ERA”.

El proyecto está en su etapa de obtención de aprobación ambiental (RCA) y posteriormente se deberá conseguir uno o más contratos de suministro eléctrico con clientes regulados o no regulados, de manera que el proyecto sea viable. Esta etapa del proyecto está siendo desarrollada por ENAP, no obstante, la Empresa tendría una participación minoritaria.

3.4 Factores de Riesgo.

3.4.1. Precio de los *Commodities*.

El negocio de la Línea R&C del Grupo de Empresas ENAP consiste, principalmente, en la compra de crudos en el mercado internacional para su refinación o posterior venta de los productos así elaborados en el mercado doméstico, de acuerdo a su política de precios de paridad de importación.

El margen de refinación obtenido por el Grupo se encuentra afecto a la fluctuación de los precios internacionales del petróleo crudo, de los productos refinados y al diferencial entre ambos (margen internacional o “*crack*”). Considerando un nivel de refinación promedio de 66 millones de bbl al año, una variación de US\$ 1 / bbl en el crack tendría, ceteris paribus, un efecto en resultados de MUS\$ 66.000. Como estrategia central para enfrentar el riesgo de variación del margen de refinación, ENAP ha orientado sus inversiones al incremento de su flexibilidad productiva y de la calidad de sus productos. Hasta ahora no se han contratado derivados financieros para fijar el margen de refinación, pero se están monitoreando permanentemente los niveles de precio ofrecidos por el mercado.

El Grupo de Empresas ENAP importa en promedio aproximadamente 5,5 millones de bbl de petróleo crudo mensuales. Una caída de US\$ 1 / bbl en el precio de la canasta de productos durante el ciclo de inventario de refinación, tiene un efecto inmediato de MUS\$ 5.500 en el margen de refinación.

La política de cobertura para la mitigación del riesgo de desvalorización de inventario (embarques de petróleo crudo) consiste en la contratación de *time-spread swaps*, esto es, contratos de derivados que tienen por objetivo poder desplazar, financieramente, la ventana de toma de precios de un embarque de crudo (la cual habitualmente es en los días que están en torno a la fecha de carga del mismo) y ajustarla a las fechas en que los productos refinados a partir de ese crudo tomen precio y así poder tener costos de inventario que estén en línea con los precios de los productos que se van a vender, procurando mitigar el *time spread* o margen por tiempo al que la empresa se encuentra expuesta de manera natural. No obstante lo anterior, es importante mencionar que estos instrumentos, por su naturaleza y forma de operar, protegen de las variaciones de precios del crudo, pero no aseguran en un 100% la eliminación de efectos en resultados producto de la volatilidad en la compra de materia prima.

En la actualidad el crudo Brent es el marcador relevante para el mercado y para los precios de los productos del mercado de referencia de ENAP, puesto que los precios de éstos están fuertemente correlacionados con el precio de este marcador. Es por esto que en los casos en que el área de Trading, que se encarga de las compras de crudo, adjudica crudos cuyo precio queda en función del WTI ("*West Texas Intermediate*") o DTD Brent ("*Dated Brent*"), se contrata un derivado denominado "Swap de diferencial" cuya finalidad es transferir financieramente una posición WTI o DTD Brent a una de ICE Brent y así mantener el criterio de optimización que primó al momento de adjudicar la compra de dicho crudo.

Por otra parte, el negocio de la Línea Exploración & Producción consiste principalmente en las actividades de exploración y explotación de reservas de hidrocarburos y su venta en el mercado internacional. En consecuencia, sus resultados están directamente relacionados con los niveles internacionales de precio del petróleo y gas. Con el fin de mitigar dicho riesgo, el Grupo de Empresas ENAP procura obtener mejoras operaciones, con el fin de mantener una estructura de costos eficiente. La empresa no recurre en forma sistemática al uso de derivados como mecanismo de cobertura para sus ventas de producción propia, aunque en forma puntual se han cerrado operaciones de este tipo.

3.4.2. Tipo de Cambio.

La moneda funcional y de contabilidad del Grupo de Empresas ENAP es el dólar estadounidense ("US\$"), sin embargo, existen partidas relevantes de los estados financieros denominadas en moneda local (pesos o UF), como la facturación de ventas y obligaciones financieras y también en francos suizos ("CHF"), correspondientes en este último caso a un bono colocado en Suiza el año 2013. Las partidas en monedas distintas que el dólar se encuentran expuestas a cambios en su valor en dólares en la medida que se produzcan fluctuaciones en la paridad peso/US\$, UF/US\$ y CHF/US\$.

Medidas de mitigación:

La exposición del flujo de facturación a las variaciones en el tipo de cambio se minimiza fundamentalmente a través de la política de precios de productos basada en la paridad de importación, mecanismo por el cual el precio de venta local de los productos es recalculado semanalmente tomando en consideración un tipo de cambio fijado por contrato, que corresponde al promedio del tipo de cambio "observado" informado por el Banco Central de Chile entre los días martes y lunes inmediatamente anterior al miércoles en el que empiezan a regir los nuevos precios.

Con respecto a las partidas del balance, las principales partidas expuestas son los bonos locales (denominados en UF) y las cuentas por cobrar correspondientes a las ventas locales (denominadas en pesos). El Grupo de Empresas ENAP ejecuta operaciones de cobertura para mitigar el riesgo cambiario asociado a ambas partidas.

El capital adeudado de los bonos locales emitidos por ENAP al 31 de diciembre de 2016 asciende a UF 15.750.000. A partir de dicho monto y de las paridades CLP/US\$ y CLP/UF vigentes en dicha fecha (\$669,47 y \$26.347,98), una variación de \$50 en el tipo de cambio CLP/US\$ produciría los siguientes efectos en el valor medido en dólares de los bonos:

Tipo de Cambio	Variación en Valorización Bonos MUS\$
Aumenta en \$50 (\$719,47)	43.078
Aumenta en \$50 (\$719,47)	(50.032)

Con el fin de mitigar este riesgo, ENAP ha cerrado contratos de derivados del tipo *cross-currency swap*, mediante los cuales la empresa recibe de sus contrapartes flujos en UF iguales a los flujos pagaderos a los tenedores de bonos, y paga a éstas flujos fijos en dólares, quedando en consecuencia libre del riesgo cambiario descrito.

Por su parte, el saldo al 31 de diciembre de 2016 de cuentas por cobrar correspondientes a ventas locales ascendió al equivalente de MUS\$ 401.637. Lo anterior implica que un aumento del tipo de cambio de \$50 produciría una disminución del valor en dólares de las cuentas por cobrar de aproximadamente MUS\$ 27.912.

Con el fin de minimizar este riesgo, ENAP mantiene en operación una política de cobertura consistente en el cierre semanal de contratos de derivados de *forward* de tipo de cambio, por un monto máximo equivalente al 100% de las ventas estimadas para dicha semana y por plazos correspondientes a las fechas estimadas de cobro de la respectiva facturación.

3.4.3. Tasa de Interés.

La estructura de financiamiento de ENAP considera una combinación de fuentes de fondos afectos a tasa fija (principalmente bonos) y tasa variable (préstamos bilaterales, préstamos sindicados, documentos por pagar o forfaiting, préstamos bancarios de corto plazo y financiamiento de proveedores).

La porción del financiamiento afecto a tasa de interés variable, usualmente consistente en la tasa flotante LIBOR de 3 ó 6 meses más un margen, expone al Grupo ENAP a cambios en sus gastos financieros en el escenario de fluctuaciones de la tasa LIBOR.

El perfil de vencimiento de capital de las obligaciones financieras de ENAP al 31 de diciembre de 2015 y 2016, es el siguiente:

Perfil de vencimientos de capital de las obligaciones financieras ENAP			
En millones de US\$	Tasa Fija	Tasa Flotante	Totales
Deuda financiera corto plazo	-	486	486
Deuda financiera largo plazo	224	347	571
Bonos internacionales	2.211	-	2.211
Bonos locales ⁴	620	-	620
Totales	3.055	833	3.888

Nota: los datos de este cuadro corresponden sólo a valor capital de la deuda sin incluir intereses devengados y otros conceptos. Los bonos internacionales y locales se presentan a su valor nominal (carátula), no a costo amortizado como en el balance. Ya que la tasa de interés se aplica al valor nominal de los bonos, dicho valor permite cuantificar correctamente la exposición del Grupo de Empresas ENAP a la tasa fija o variable, objeto de esta sección. Los bonos locales están denominados en UF y son presentados a su valor carátula equivalente en US\$ al 31 de diciembre de 2016.

Fuente: ENAP

Instrumentos de mitigación del riesgo:

Con el fin de reducir la variabilidad de sus gastos financieros, el Grupo ENAP ha contratado diversos instrumentos de cobertura aplicables a algunas de las partidas de deuda del cuadro anterior:

Se han contratado instrumentos derivados del tipo *interest rate swap* para pasar a tasa fija MUS\$ 161.509 de la deuda bancaria de largo plazo y *cross currency swaps* para fijar la tasa y tipo de cambio del bono emitidos en UF y en CHF (cuyo notional al 31 de diciembre de 2015 y 2016 ascendía a MMUS\$791.908 y MUS\$ 831.125 respectivamente).

3.4.4. Riesgo de Liquidez.

Este riesgo viene motivado por las distintas necesidades de fondos para hacer frente a los compromisos de *capex* (capital expenditures o gastos en activo fijo) y operación normal del negocio, vencimientos de deuda, liquidación de derivados etc. ENAP mantiene una política financiera que establece los lineamientos para hacer frente a este riesgo, consistente en la contratación de facilidades crediticias a largo plazo comprometidas e inversiones financieras temporales, por montos suficientes para soportar las necesidades proyectadas para un período que está en función de la situación y expectativas de los mercados de deuda y de capitales.

Las Dirección de manejo de riesgo de mercado y operaciones financieras y la Dirección de Finanzas Corporativas dependientes de la Gerencia de Finanzas monitorean continuamente las necesidades de fondo que requiere el Grupo de Empresas ENAP.

⁴ Los vencimientos de capital de Bonos Locales para cada año son los siguientes: (a) 2017: MUS\$ 381.172; (b) 2019: MUS\$ 78.189; (c) 2033: MUS\$ 156.378. El total asciende a la suma de MUS\$ 615.739.

Además de los saldos de balance, ENAP tiene como fuentes de liquidez adicional disponibles a la fecha de este prospecto: (i) una línea de crédito comprometida por US\$ 100 millones con Santander Bank, N.A. (ii) una línea de crédito comprometida por CLP 15.000 millones con Banco de Chile, (iii) una línea de crédito comprometida por CLP 15.000 millones con Banco Santander-Chile y (iv) líneas bancarias no comprometidas por aproximadamente US\$ 1.000 millones con diversos bancos nacionales e internacionales.

Las necesidades proyectadas antes mencionadas, incluyen vencimientos de deuda financiera neta, es decir, después de derivados financieros. La siguiente tabla muestra el perfil de vencimientos de capital de las obligaciones financieras del Grupo ENAP vigentes el 31 de diciembre de 2016:

Perfil de vencimientos de capital de las obligaciones financieras ENAP							
En millones de US\$	2017	2018	2019	2020	2021	2022 y +	Totales
Deuda financiera corto plazo	486	-	-	-	-	-	486
Deuda financiera largo plazo	190	181	83	86	31	-	571
Bonos internacionales	-	211	115	174	411	1.300	2.211
Bonos locales ⁵	79	-	384	-	-	157	620
Totales	755	392	582	260	442	1.457	3.888

Fuente: ENAP

3.4.5. Riesgo de Crédito.

Este riesgo está referido a la capacidad de terceros de cumplir con sus obligaciones financieras con el Grupo ENAP. Dentro de las partidas expuestas a este riesgo se distinguen 3 categorías:

- (a) **Activos Financieros:** Corresponde a los saldos de efectivo y equivalente, depósitos a plazo, operaciones con pactos de retrocompra y valores negociables en general. La capacidad de ENAP de recuperar estos fondos a su vencimiento depende de la solvencia del banco en el que se encuentre depositados. Como mitigante a este riesgo, ENAP tiene una política financiera que especifica parámetros de calidad crediticia que deben cumplir las instituciones financieras para poder ser consideradas elegibles como depositarias de los productos financieros antes señalados, así como límites máximos de concentración por institución.
- (b) **Obligaciones de Contrapartes de Derivados:** Corresponde al valor de mercado a favor de ENAP de contratos derivados vigentes con bancos. Como mitigante a este riesgo, ENAP tiene una política de administración de productos derivados que especifica parámetros de calidad crediticia que deben cumplir las instituciones financieras para poder ser consideradas elegibles como contrapartes, y se rige además por normativa dicada al efecto por el Ministerio de Hacienda.
- (c) **Deudores por Ventas:** El riesgo de incobrabilidad de los deudores por venta del Grupo ENAP es bajo, toda vez que casi la totalidad de las ventas locales corresponden a facturación a las 4 principales empresas distribuidoras de combustibles y a empresas distribuidoras de gas licuado.

⁵ Los vencimientos de capital de Bonos Locales para cada año son los siguientes: (a) 2017: MUS\$ 381.172; (b) 2019: MUS\$ 78.189; (c) 2033: MUS\$ 156.378. El total corresponde a la suma de MUS\$ 615.739 al tipo de cambio en CLP 669,47 por US\$, al 31 de diciembre de 2016.

Por su parte, la incorporación de nuevos clientes está sujeta al análisis de su solvencia financiera y a su aprobación por el comité de crédito de ENAP. Dicho comité coordina las acciones de cobranza requeridas en caso de atraso en los pagos.

El 31 de diciembre de 2016, la exposición total del Grupo de Empresas ENAP a los deudores por venta ascendía a MUS\$ 555.570 y al 31 de diciembre de 2015 ascendía a MUS\$ 504.654.

No hay garantías por montos significativos para cubrir dicha exposición, pues, como se ha señalado, casi la totalidad de las ventas corresponden a empresas distribuidoras de combustible o de gas licuado, con las cuales el Grupo ENAP opera en base a ventas a crédito sin garantía. La estimación de deudores incobrables al 31 de diciembre de 2016 asciende a MUS\$ 15.177 y al 31 de diciembre de 2015 ascendía a MUS\$1.282.

3.4.6. Inventario y lejanía de centros de producción.

La gran mayoría de los proveedores de petróleo crudo se encuentran ubicados lejos de las refinerías de ENAP. La diferencia de tiempo entre que ENAP compra petróleo en el extranjero y lo vende a través de sus productos en Chile, expone a la empresa a la variación de precios en los productos refinados.

En el 2008 la brusca caída en la demanda por diésel, combinada con una significativa disminución en los precios de los productos refinados, dejó al Grupo de Empresas ENAP con un alto nivel de inventario de productos refinados sobrevalorados. Además los inventarios de ENAP fueron subutilizados producto de su carencia de distribución minorista propia en Chile, mientras que los clientes de ENAP eran capaces de vender sus propios inventarios. Por tal razón, se ha implementado una nueva política de cobertura de riesgos, sobre la base de contratos anualizados en lugar de ventas spot, lo que permite tener un mejor control de inventario.

3.4.7. Proveedores.

ENAP obtiene sus productos de un reducido número de proveedores. Cualquier problema de alguno de los principales proveedores de petróleo tendría un efecto inverso en la capacidad de ENAP de cubrir sus necesidades de petróleo.

Además ENAP tiene un 20% de participación en GNL Quintero S.A., la cual tiene una planta de almacenamiento y regasificado de gas natural líquido. Bajo los términos del contrato de asociación de GNL Quintero, ENAP está obligada a comprar un tercio de la capacidad de la regasificadora, sin importar sus necesidades de inventario.

3.4.8. Normas legales y leyes de los países donde opera.

Las operaciones de ENAP se encuentran afectas a cualquier cambio legal o en las normas de operación de los países en que opera. Tal es el caso de Argentina, donde la subsidiaria Sipetrol Argentina, se encuentra actualmente envuelta en disputas legales por impuestos a sus operaciones, a sus exportaciones y por el control cambiario existente en el país.

3.4.9. Variación en las estimaciones de las reservas de hidrocarburos de la Empresa.

Existe incertidumbre en la estimación de cuantificar las reservas y, por lo tanto, de estimar las tasas de producción y los tiempos de gastos de desarrollo. Esta circunstancia depende principalmente de la cantidad de

información fiable de datos geológicos, de ingeniería y económicos se encuentre disponible en el momento de la estimación. Por lo tanto, la fiabilidad de las estimaciones de reservas depende de factores que están más allá de nuestro control y muchos de los cuales pueden ser incorrectos y variar en el tiempo. Las estimaciones de reservas probadas pueden ser materialmente diferentes de las cantidades de petróleo crudo y gas natural que en última instancia se pueda recuperar.

3.4.10. Responsabilidades relativas a derrames de petróleo en Quintero.

Derrame en la Bahía de Quintero- B/T Mimosa.

El día 24 de septiembre de 2014 ocurrió un derrame de hidrocarburos en el Terminal Marítimo de Quintero, calificado como mediano por la Autoridad Marítima. El derrame se produjo como consecuencia del exceso de tracción del remolcador de alta mar “Puyehue” sobre el Buque Tanque (B/T) “Mimosa”, que se llevaba a cabo por instrucciones del práctico a bordo del Puyehue. Enap Refinerías S.A. debió proceder a aplicar un Plan de Contingencia Marítimo-Fluvial y sus sucesivas etapas de control, confinamiento, limpieza y remediación de las zonas afectadas. El hecho descrito ha significado el inicio de diferentes acciones legales civiles, administrativas, penales, laborales, ambientales, entre otras vigentes, y que implican la actuación simultánea de varios equipos legales que buscan resguardar los intereses de Enap Refinerías S.A., y hacer efectiva las responsabilidades de terceros que correspondan.

Las acciones legales civiles ejercidas durante los años 2015 y 2016 actualmente están en fase de conciliación. De las 11 acciones legales pendientes, siete son respecto de ERSA, en conjunto con otros demandados. A la fecha los daños demandados colectivamente, no exceden de US\$ 100 millones. Hasta el momento, no es posible anticipar el resultado de tales acciones.

Respecto de los procedimientos administrativos relativos al derrame, la autoridad marítima ha concluido que las responsabilidades son compartidas por el capitán del buque tanque Mimosa, el segundo oficial del buque, el Práctico de la nave, el capitán del remolcador, y ERSA, imponiendo una multa de \$ 398.160.000 (aproximadamente US\$ 595.000) en el caso de ERSA.

Por su parte, la Municipalidad de Quintero dedujo ante el Tribunal Ambiental acción ambiental contra ERSA y Ultramar por los daños ambientales causados por el derrame. El Tribunal declaró que carecía de competencia, resolución que fue confirmada por la Ilma. Corte de Apelaciones de Valparaíso. En junio de 2016, la Excm. Corte Suprema revirtió el fallo, y resolvió que el Tribunal Ambiental es competente para conocer de la causa, la que actualmente está en periodo probatorio.

Finalmente, el Servicio Nacional de Pesca (“Sernapesca”) inició procedimientos penales contra de ERSA ante el Juzgado de Garantía de Quintero, los que han concluido, confirmándose por la Ilma. Corte de Apelaciones de Valparaíso que no existe evidencia de infracción a la ley por parte de ERSA.

Derrame en la Bahía de Quintero- B/T Doña Carmela.

Con fecha 13 de Agosto de 2015, ocurrió un derrame de combustible de aproximadamente a 50 litros en la Bahía de Quintero, mientras el B/T “Doña Carmela”, de propiedad de la naviera “AS Marine Ltda.”, contratada por Agencias Universales S.A. (“Agunsa”), cargaba fuel marítimo IFO 380 en el Terminal de Enap Refinerías S.A. Luego de una primera revisión, se confirmó que el derrame provenía de un forado en el casco de la nave. Se tomaron medidas inmediatas para frenar el derrame, transfiriendo el producto a otro estanque. Asimismo, se tomaron medidas de control y mitigación para eventuales daños al medioambiente.

De acuerdo al contrato de suministro con el arrendatario de la nave, el producto era propiedad del comprador (Agunsa), siendo ésta al momento de ocurrir el derrame responsable en su calidad de comprador y arrendatario del B/T "Doña Carmela". No obstante, ante la eventualidad que ENAP o Enap Refinerías fueren objeto una de eventual demanda de indemnización, se tomaron medidas de precaución, se exigió una carta de garantía por US\$300,000 a los dueños y arrendatarios de la nave.

Recientemente se inició un proceso de liquidación forzosa de la naviera "AS Marine Ltda". La Investigación Sumaria Administrativa ("ISA"), iniciada por la Autoridad Marítima, no considera a Enap Refinerías S.A. como imputado, de manera que no se le han formulado cargos para hacer efectiva su responsabilidad administrativa.

Derrame en la Bahía de Quintero- B/T PGC Ikaros.

Con fecha 13 de mayo de 2016, el B/T "PGC IKAROS" atracó en nuestro terminal marítimo Quintero. El buque estaba siendo cargado con "*Slurry Oil*" (un refinado viscoso de petróleo) para ser exportado. Al cambiar súbitamente las condiciones climáticas, fue necesario frenar la operación de carga y desconectar el flexible de la línea submarina que unía al buque PGC IKAROS con nuestro terminal. Con posterioridad a la maniobra de desconexión, la nave salió del terminal Quintero con asistencia de dos remolcadores, bajo la instrucción de un piloto naviero.

Una vez que las condiciones climáticas lo permitieron y se autorizaron las operaciones de buceo, se efectuó una investigación para determinar la seguridad del terminal marítimo Quintero. Como resultado, se comprobó que el flexible de la línea submarina se había salido de su lugar, y se constató la presencia de *Slurry Oil* en el fondo marino, en el área de metal al terminar nuestro terminal, por lo que se activó inmediatamente el plan de contención y de reparación del flexible.

Actualmente, se encuentra pendiente una Investigación Sumaria Administrativa ("ISA") ante la autoridad marítima. No podemos asegurar que la investigación no derive en la imposición de sanciones a Enap Refinerías.

Por otra parte, se han interpuesto dos demandas civiles contra los propietarios del buque PGC IKAROS y nosotros. Ambas demandas ascienden a \$ 21.500.000.000, esto es, aproximadamente US\$ 32 millones. Enap Refinerías tiene una carta de crédito entregada por los propietarios del buque PGC IKAROS por un monto de US\$ 5.000.000. Una de las demandas no ha sido proveída por ineptitudes del libelo; y la otra se encuentra en etapa de discusión.

3.4.11. Reforma Tributaria.

La reforma tributaria aprobada el año 2014 y perfeccionada el año 2016 ha tenido los siguientes efectos sobre ENAP: los efectos producidos por el cambio de la tasa de impuesto a la renta aprobado por la Ley 20.780 (reforma tributaria) sobre los impuestos a la renta diferidos, que de acuerdo a NIC 12 debieran imputarse a los resultados del período, han sido contabilizados como Resultados Acumulados. Ello generó que con fecha 30 de septiembre de 2014 se contabilizara un incremento en los activos diferidos por MUS\$ 109.495 con abono a resultados acumulados en Patrimonio. Las modificaciones posteriores, serán reconocidas en los resultados del período de acuerdo a la NIC 12.

La reforma tributaria también establece un nuevo impuesto anual sobre las emisiones de material particulado, óxido de nitrógeno, dióxido sulfúrico y dióxido de carbono por establecimientos cuyos activos fijos, tales como calderas o turbinas, tengan en forma individual o conjunta, una energía térmica mayor o igual a 50 MW. A

comienzos de 2018, el impuesto aplicable a las emisiones del monóxido de carbono será de US\$ 5 por tonelada emitida, mientras que el impuesto sobre las emisiones de material contaminante será calculado utilizando una fórmula predeterminada. Bajo la reforma tributaria, el Ministerio del Medioambiente determinará anualmente qué establecimientos caerán dentro de esta normativa y, por consiguiente, serán sujetos de impuestos. Sobre la base de nuestro actual negocio, algunos de nuestros negocios podrán ser sujetos de estos nuevos impuestos, dependiendo de la determinación que haga el Ministerio del Medioambiente.

3.5. Políticas de Inversión y Financiamiento.

Las inversiones por línea de negocios durante 2015 y 2016 son las siguientes:

3.5.1. Inversiones de E&P.

3.5.1.1 Chile.

Durante los años 2015 y 2016, la inversión en Chile se concentró principalmente en las siguientes áreas:

- CEOP Dorado-Riquelme.

(Proyecto de Explotación y Exploración, donde ENAP es operador, con un 50% de participación).

Al término del mes de diciembre de 2016, la inversión neta acumulada en el CEOP Bloque Dorado-Riquelme alcanzó MMUS\$ 276,4 y la producción acumulada fue de 848,5 MMm³ de gas.

Los desembolsos de inversión en el año 2015 fueron de MUS\$ 3.999 mientras que durante en el año 2016 fueron de MUS\$ 37.393.

Para 2017 está programada la perforación del sexto pozo ZG y la realización de una fractura de *Shale Oil*.

- Arenal.

Proyecto de Exploración. ENAP es operador, con un 100% de participación.

Los desembolsos de inversión en el año 2015 fueron de MUS\$ 255.205 mientras que durante en el año 2016 fueron de MUS\$ 173.169.

- Intracampos Cullen-Lynch.

Proyecto de Exploración. ENAP es operador, con 100% de participación.

Durante 2016, continuaron los estudios de área iniciados en 2015.

Para 2017 no se tiene contemplada actividad.

Los desembolsos de inversión en el año 2015 fueron de MUS\$ 2.858 mientras que durante en el año 2016 fueron de MUS\$ 47.

- CEOP Coirón.

Los desembolsos de inversión en el año 2015 fueron de MUS\$ 3.196 mientras que durante en el año 2016 fueron de MUS\$ 6.879.

Por otra parte, durante 2017 se procederá al desarrollo de la infraestructura de los pozos Fierro, Ñanco y Kalkin.

- **CEOP Caupolicán.**

Proyecto de Explotación. ENAP tiene un 40% de participación, Methanex un 20% y PetroMagallanes el 40% restante.

3.5.1.2 Argentina.

En Argentina, durante el año 2015 se invirtió un total de MUS\$ 45.392 mientras que en 2016 se invirtió un total de MUS\$ 140.289.

3.5.1.3 Egipto.

En Egipto, durante el año 2015 se invirtió un total de MUS\$ 10.226 mientras que en 2016 se invirtió un total de MUS\$ 7.647.

3.5.1.3 Ecuador.

En Ecuador, durante el año 2015 se invirtió un total de MUS\$ 34.595 mientras que en 2016 se invirtió un total de MUS\$ 32.106.

3.5.2. Inversiones de R&C.

Durante 2016, las refinerías Aconcagua (incluye inversiones de Logística), Bío-Bío e instalaciones de R&C Magallanes realizaron desembolsos por proyectos de inversión ascendentes a US\$ 6,46, US\$ 18,25 y US\$ 2,95 millones, respectivamente. Para 2015, el monto total fue de US\$ 1,62, US\$ 10,07 y US\$ 1,16 millones, respectivamente.

Los detalles de los avances de los principales proyectos industriales son los siguientes:

Recuperación de Hidrógeno en gases de la Unidad de Reformación Catalítica- Refinería Aconcagua:

Este proyecto permitirá mantener la concentración de hidrógeno del gas combustible de Refinería Aconcagua (ERA) en niveles adecuados para la operación de los hornos y calderas existentes, evitando una potencial condición poco confiable de operación en éstos.

Durante 2016, se puso la orden de compra por la planta de recuperación de hidrógeno. Para 2017 se espera hacer el montaje de la planta y que entre en operación. El proyecto tuvo un desembolso 2016 de US\$ 1,32 millones.

Construcción y Habilitación de Patio de Carga - San Fernando:

Este proyecto permitirá potenciar los patios de carga dentro de la estrategia comercial de ENAP, para abordar el mercado industrial y el desarrollo de distribuidoras minoristas, ampliando la cobertura geográfica y el mix de productos.

En 2016 se compraron y recibieron equipos principales, y se inició el contrato EPC para el desarrollo de las obras. Se espera que en 2017 entre en operación el nuevo Patio. El proyecto tuvo un desembolso en 2016 de US\$ 1,20 millones.

Construcción Estanque de Aguas Ácidas - Refinería Bío-Bío:

Este proyecto permitirá disminuir la probabilidad de eventos de olores causados por las emisiones no controladas de dióxido de azufre (SO₂), desde plantas de azufre, y/o ácido sulfhídrico (H₂S) desde plantas de aguas ácidas. Adicionalmente, permitirá flexibilizar la operación y facilitar la mantención de las plantas de aguas ácidas y estabilizar la operación de las plantas de azufre.

Durante el año 2016 finalizó el contrato EPC y entró en operaciones el estanque. El proyecto tuvo un desembolso en 2016 de US\$ 5,57 millones.

Sistema de abatimiento de emisiones de FCC en Bío-Bío (*Wet Gas Scrubber*) - Refinería Bío-Bío:

Este proyecto permitirá reducir las emisiones de material particulado fino, reducir las emisiones de compuestos azufrados y dar cumplimiento al compromiso adquirido frente a la autoridad medioambiental.

Durante 2016, se inició la fabricación de equipos principales (*Scrubber*, Recuperador de Calor) y se adjudicó contrato EPC. En 2017 se continuará con el desarrollo de ambas actividades. El proyecto tuvo un desembolso en 2016 de US\$ 9,63 millones.

Construcción Planta de Isomerización - Refinería Bío-Bío:

Este proyecto permitirá aumentar la producción de Isomerato con octanaje mínimo de 82, para contar con mayor flexibilidad en la formulación de las gasolinas, así como aumentar la producción de gasolinas finales (93 y 97 octanos) en las refinerías de ENAP.

En 2016 se inició el desarrollo de la Ingeniería Básica de la Planta. En 2017 finalizará la Ingeniería Básica, se iniciará el proceso para obtener permiso ambiental, se desarrollará la ingeniería de detalle y otras actividades previas a la obtención de la RCA. El proyecto tuvo un desembolso en 2016 de US\$ 2,31 millones.

Construcción Nuevas Islas Patio de Carga Cabo Negro - Magallanes:

Este proyecto apunta a realizar las modificaciones necesarias y modernizar el actual sistema de carga, de acuerdo a la normativa. Durante 2016 terminó la construcción del Patio de Carga y se inició el proceso de puesta en marcha. Para el año 2017, se finalizará por completo el proyecto, que tuvo un desembolso en 2016 de US\$ 2,95 millones.

4. ANTECEDENTES FINANCIEROS.

4.1. Estados Financieros.

4.1.1. Balances.

Balance ENAP						
Millones de US\$	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Activos Corrientes	2.919	2.778	2.832	1.924	1.525	1.664
Activos no Corrientes	3.284	3.534	3.442	3.733	3.866	4.179
Total Activos	6.203	6.312	6.274	5.657	5.391	5.843
Pasivos Corrientes	2.516	2.906	2.239	1.392	1.095	1.603
Pasivos no Corrientes	3.306	3.324	3.804	3.719	3.596	3.432
Total Pasivos	5.822	6.230	6.043	5.112	4.691	5.036
Patrimonio Atribuible a los Propietarios	368	70	218	533	688	798
Participaciones no Controladoras	13	13	13	12	12	9
Patrimonio Total	381	83	231	546	701	807
Total Pasivos y Patrimonio	6.203	6.312	6.274	5.657	5.392	5.843

Fuente: ENAP

4.1.2. Estado de Resultados.

Estado de Resultados ENAP						
Millones de US\$	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Ingresos de Actividades Ordinarias	10.835	11.612	11.211	9.837	6.351	5.217
Costos de Ventas	-10.663	-11.607	-10.638	-9.358	-5.708	-4.670
Ganancia Bruta	172	5	573	479	643	547
Costos Financieros	-175	-201	-197	-179	-191	-187
Ganancia (pérdida) Antes de Impuestos	-113	-488	208	69	93	127
Ganancia (pérdida)	-67	-319	134	157	170	183
Ganancia (pérdida), Part. no Cont.	2	1	2	2	2	1

Fuente: ENAP

4.1.3. Estado de Flujo de Efectivo.

Estado de Flujos de Efectivo ENAP						
Millones de US\$	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Flujos de Efectivo Procedentes de Actividades de Operación	199	280	886	422	805	619
Flujos de Efectivo Utilizados en Actividades de Inversión	-374	-255	-213	-428	-607	-673
Flujos de Efectivo Utilizados en Actividades de Financiación	405	-136	-381	-289	-233	20
Incremento (disminución) Neto en el Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Antes del Efecto de los Cambios en la Tasa de Cambio	230	-112	292	-296	-35	-34
Efectos de la Variación en la Tasa de Cambio Sobre el Efectivo y Equivalentes al Efectivo	-8	9	-4	-20	-5	-13
Incremento (disminución) Neto de Efectivo y Equivalentes al Efectivo	221	-103	288	-316	-40	-47
Efectivo y Equivalentes al Efectivo al Inicio del Ejercicio	62	284	181	469	154	114
Efectivo y Equivalentes al Efectivo al Final del Ejercicio	284	181	469	154	114	66

Fuente: ENAP

4.2. Razones Financieras.

Razones Financieras ENAP							
		2011	2012	2013	2014	2015	2016
Endeudamiento	Veces	15,3 x	75,4 x	26,2 x	9,4 x	6,7 x	6,2 x
(a) Endeudamiento Financiero Neto	Veces	9,8 x	47,2 x	14,7 x	6,3 x	5,1 x	4,9 x
(b) Cobertura de Gastos Financieros	Veces	2,1 x	0,3 x	3,4 x	3,5 x	3,9 x	3,6 x
(c) Pasivos Corrientes / Pasivos Totales	%	43%	47%	37%	27%	23%	32%
(d) Deuda Financiera Corto Plazo / Deuda Financiera	%	26%	27%	12%	12%	13%	22%
(e) Rentabilidad sobre Patrimonio Promedio	%	-16%	-138%	86%	40%	27%	24%

Fuente: ENAP

- (a) Endeudamiento = (Total Pasivos Corrientes + Total Pasivos no Corrientes) / Patrimonio Total.
 (b) Endeudamiento Financiero Neto = (Otros Pasivos Financieros Corrientes + Otros Pasivos Financieros no Corrientes - (Caja + Otros Activos Financieros Corrientes)) / Patrimonio Total.
 (c) Cobertura de Gastos Financieros = EBITDAX / Costos Financieros.
 (d) Pasivos Corrientes / Pasivos Totales = Total Pasivos Corrientes / (Total Pasivos Corrientes + Total Pasivos no Corrientes).
 (e) Deuda Financiera Corto Plazo / Deuda Financiera Total = Otros Pasivos Financieros Corrientes / (Otros Pasivos Financieros Corrientes + Otros Pasivos Financieros no Corrientes).

(f) Rentabilidad Sobre Patrimonio = Ganancia (últimos doce meses) / Promedio Total Patrimonio cierre ejercicio y ejercicio anterior.

EBITDAX = Margen Bruto + Otros Ingresos, por Función + Costo por Distribución + Gastos de Administración + Otros Gastos, por Función + Costos por Depreciación + Abandono de Pozos Secos Exploratorios sin Reservas Comercialmente Explotables Secos + Estudios Geológicos y Costos no Absorbidos + Deterioros + Costos de Exploración.

Para la construcción del EBITDAX se utilizan partidas que se encuentran en los EEFF y Análisis Razonados publicados por ENAP, incluyendo los datos para las partidas “Abandono de Pozos Secos Exploratorios sin Reservas Comercialmente Explotables secos” y “Estudios Geológicos y Costos no Absorbidos” que están contenidos dentro de valores presentados en los reportes mencionados. A continuación se detalla el desglose de EBITDAX para los años 2011 a 2016.

Millones de US\$	EBITDAX					
	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Margen Bruto	172,3	-165,9	573,0	478,5	643,0	547,2
Otros Ingresos por Función	36,0	30,2	56,3	37,6	26,8	67,8
Costo por Distribución ⁶	-	-	-180,9	-160,8	-204,2	-206,4
Gastos Administración	-84,7	-88,2	-89,1	-86,3	-87,8	-100,5
Otros Gastos por Función	-89,2	-73,9	-90,0	-40,7	-104,2	-106,7
Resultado Operacional	34,4	-297,8	269,3	228,3	273,6	201,3
Depreciación del Período	256,4	292,3	331,3	372,6	392,4	392,4
Abandono de Pozos Exploratorios sin Reservas Comercialmente Explotables Secos	77,5	17,7	52,6	13,0	17,6	50,9
Estudios Geológicos y Costos no Absorbidos	4,0	45,0	23,3	7,0	9,7	21,6
Deterioro (Reverso de Deterioro)			-11,0		20,9	
Costos de Exploración			13,0		27,4	11,8
EBITDAX	372,2	57,2	678,4	620,9	741,5	678,0

⁶ A partir del 31 de diciembre de 2013, los Estados Financieros de ENAP presentan en su estado de resultados la línea de “Costos de Distribución” como una partida desagregada del “Costos de Venta”. Bajo el concepto de “Costos de Distribución” se han incorporado todos aquellos costos de distribución y comercialización representados principalmente por la logística de distribución de salida, además de los costos propios asociados a estas actividades, incluyendo los de ventas y abastecimiento.

4.3. Créditos Preferentes.

No hay.

4.4. Bonos ENAP.

Bonos Locales.

Línea	Serie	Monto (MUE)	Monto (MUSS) ^a	Colocación	Plazo (Años)	Vencimiento	Amortización	Cupón
303	B	9.750	383.726	15/01/09	10	12/01/19	Bullet	UF+4,55%
585	D	2.000	78.713	17/01/13	5	01/10/17	Bullet	UF+3,40%
585	E	4.000	157.426	17/01/13	21	01/10/33	Bullet	UF+3,70%
Total		15.750	619.864					

*Nota: Valorados a UF \$ 26.347,98 y US\$ 669,47 valores correspondientes al 31-12-2016 y 03-01-2017 respectivamente.

Bonos Internacionales.

Bono 144 A-Reg S (EEUU).

Emisión	Monto (MUSS)	Colocación	Plazo (Años)	Vencimiento	Amortización	Cupón
Bono 2019	115.308	30/06/09	10	08/07/19	Bullet	6,250%
Bono 2020	174.411	05/08/10	10	10/08/20	Bullet	5,250%
Bono 2021	410.281	01/12/11	10	06/12/21	Bullet	4,750%
Bono 2024	600.000	27/10/14	10	30/10/24	Bullet	4,375%
Bono 2026	700.000	05/08/16	10	05/08/26	Bullet	3,750%
Total	2.000.000					

Bono mercado suizo.

Emisión	Monto (M CHF)	Monto (M US\$) ^a	Colocación	Plazo (Años)	Vencimiento	Amortización	Cupón
Bono 2018	215.000	218.806	05/12/13	5 años	05/12/18	Bullet	CHF+2,875%
Total	215.000	218.806					

Nota: Valorados a US\$/CHF 1,0177 correspondiente a paridad informada por Banco Central al 03-01-2017

4.5. Restricción al Emisor en Relación a Otros Acreedores.

A la fecha de este Prospecto, ENAP no tiene restricciones que informar, salvo restricciones con sus acreedores bancarios usuales en financiamientos de este tipo, que en algunos casos incluyen cambio de control, disposición de activos inexactitud de representaciones y garantías, e incumplimiento de pago de otras obligaciones.

4.6. Restricción al Emisor en Relación a la Presente Emisión.

No hay. Salvo las obligaciones, prohibiciones y limitaciones establecidas en la Cláusula Décima del Contrato de Emisión.

4.7. Lugares de Obtención de Estados Financieros.

El último estado financiero anual auditado, individual y consolidado, el último estado financiero trimestral, individual y consolidado y sus respectivos análisis razonados se encuentran disponibles en las oficinas del Emisor ubicadas en Avenida Vitacura N° 2.736, piso 10, comuna de Las Condes, Santiago, Chile, en la SVS, en la página web de la SVS (<http://www.svs.cl>), en la página web de ENAP (<http://www.enap.cl/>) y en las oficinas de los colocadores.

5. DESCRIPCIÓN DE LA EMISIÓN.

5.1. Antecedentes Legales.

5.1.1. Acuerdo de Emisión.

La celebración del contrato de emisión de esta línea de bonos (indistintamente, la “Línea” y los “Bonos”, respectivamente) fue autorizado por Acuerdo N° 1103-2 del Directorio de ENAP, reducido a escritura pública con fecha 27 de marzo de 2014, en la Notaría de Santiago de don José Musalem Saffie, bajo el Repertorio N° 3.911/2014, complementada por Acuerdo N° 1105-5 del Directorio de ENAP celebrado el 29 de Julio de 2014, reducido a escritura pública con fecha 19 de febrero de 2015, en la Notaría de Santiago de don José Musalem Saffie, bajo el Repertorio N° 1.679/2015.

La emisión y colocación de los Bonos Serie F a que se refiere el presente prospecto complementario fue aprobada por Acuerdo del Directorio de ENAP, de fecha 2 de marzo de 2017, habiendo sido reducida la parte pertinente del Acta respectiva a escritura pública otorgada en la Notaría de Santiago de don Humberto Santelices Narducci, con fecha 26 de abril de 2017, bajo el Repertorio N° 4464/2017.

Mediante Decreto Exento N° 145, de fecha 24 de abril de 2017, de los Ministerios de Hacienda y de Economía y Turismo, se aprobó la emisión y colocación de los Bonos Serie F a que se refiere este prospecto complementario.

5.1.2. Escritura de la Emisión.

El contrato de emisión de bonos por línea de títulos fue suscrito por escritura pública otorgada en la Notaría de Santiago de don José Musalem Saffie con fecha 10 de junio de 2015, bajo el Repertorio N° 6.111/2015, entre ENAP y Banco de Chile, en calidad de representante de los futuros tenedores de los bonos (el “Representante de los Tenedores de Bonos” o “RTB”) y banco pagador el (“Banco Pagador”) (el “Contrato de Emisión”). Posteriormente, el Contrato de Emisión fue modificado por escritura pública de fecha 5 de agosto de 2015, Repertorio N° 8.596/2015, y de fecha 11 de septiembre 2015, Repertorio N° 10.074 /2015 ambas otorgadas en la Notaría de Santiago de don Víctor Olgún Peña (el “Contrato de Emisión”).

5.1.3. Número y Fecha de Inscripción.

La Línea fue inscrita en el Registro de Valores de la Superintendencia de Valores y Seguros bajo el número 823, con fecha 16 de octubre de 2015.

5.1.4 Fecha y Notaría de la Escritura Complementaria.

La escritura complementaria correspondiente a los Bonos Serie F fue otorgada con fecha 8 de mayo de 2017, bajo el Repertorio N° 14.431 – 2017, rectificadas mediante escritura pública de fecha 10 de mayo de 2017, bajo el Repertorio N° 14.842 – 2017, ambas otorgadas en la Notaría de Santiago de don Eduardo Avello Concha.

5.2. Principales Características de la Emisión.

5.2.1. Monto Fijo/Línea.

La emisión corresponde a una línea de bonos.

5.2.2. Monto Máximo de la Emisión.

El monto máximo de la presente emisión por línea será la suma de hasta el equivalente a UF 10.000.000 (diez millones de Unidades de Fomento) (en adelante la Unidad de Fomento denominada "UF"), sea que cada colocación que se efectúe con cargo a la Línea se denomine en UF, en pesos chilenos ("Pesos") o en dólares de los Estados Unidos de América ("Dólares"). El monto máximo de capital insoluto de los bonos vigentes con cargo a la Línea no superará la suma equivalente a UF 10.000.000 (diez millones de Unidades de Fomento). Para los efectos anteriores, si se efectuaren emisiones denominadas en Pesos con cargo a la Línea, la equivalencia de la UF se determinará a la fecha de cada Escritura Complementaria que se otorgue al amparo del Contrato de Emisión. Si se efectuaren emisiones denominadas en Dólares con cargo a la Línea, la equivalencia de la UF se determinará a la fecha de cada Escritura Complementaria que se otorgue al amparo del Contrato de Emisión, utilizando para ello la "Razón de Conversión UF/Dólar", esto es, la cantidad de Dólares necesarios para adquirir el equivalente en Pesos a una Unidad de Fomento, al Tipo de Cambio Observado, en cualquier fecha de determinación. En el evento que la fecha de determinación no fuese un Día Hábil Bancario, la Razón de Conversión UF/Dólar se calculará utilizando el valor de la Unidad de Fomento al día de la determinación, y el Tipo de Cambio Observado del Día Hábil Bancario inmediatamente posterior.

En todo caso, el monto denominado en UF y colocado con cargo a la Línea no podrá exceder el monto autorizado de la Línea a la fecha de inicio de la colocación de cada Emisión con cargo a la Línea. Lo anterior, con la excepción que, dentro de los 10 días hábiles anteriores al vencimiento de los Bonos, el Emisor podrá realizar una nueva colocación dentro de la Línea, por un monto de hasta el 100% del máximo autorizado de dicha Línea, para financiar exclusivamente el pago de los instrumentos que estén por vencer, conforme a lo dispuesto en el N° 1 del Artículo 2 bis del Decreto Ley N° 3.475, de 1980, sobre impuesto de timbres y estampillas.

En las Escrituras Complementarias se establecerá: (a) si los respectivos Bonos están expresados en Pesos, Dólares o UF; (b) el monto del saldo insoluto del capital de los Bonos vigentes colocados previamente con cargo a otras emisiones de la Línea; (c) el monto de los Bonos que se emitan con cargo a la Línea; y (d) se hará mención al Decreto Exento conjunto emitido por el Ministerio de Hacienda y por el Ministerio de Economía, Fomento y Turismo que autoriza la emisión de Bonos con cargo a la Línea, así como las demás características específicas de cada emisión de Bonos con cargo a la misma.

Tratándose de emisiones denominadas en Dólares, los compradores de los Bonos podrán pagarlos en Pesos, al Tipo de Cambio Observado del día de la colocación de los Bonos, utilizando la Razón de Conversión UF/Dólar.

ENAP podrá renunciar a emitir y colocar el total de la Línea y, además, reducir su monto al equivalente al valor nominal de los Bonos emitidos con cargo a la Línea y colocados a la fecha de la renuncia, con la autorización expresa del Representante de los Tenedores de Bonos. Esta renuncia y la consecuente reducción del valor nominal de la Línea, deberán constar por escritura pública otorgada por el emisor y el Representante de los Tenedores de Bonos, y ser comunicadas al Depósito Central de Valores S.A., Depósito de Valores (el "DCV") y a la Superintendencia de Valores y Seguros (la "SVS"). A partir de la fecha en que dicha declaración se registre en la SVS, el monto de la Línea quedará reducido al monto efectivamente colocado. Desde ya el Representante de los Tenedores de Bonos se entiende facultado para concurrir, en conjunto con el Emisor, al otorgamiento de la escritura pública en que conste la reducción del valor nominal de la Línea, pudiendo acordar con el Emisor los términos de dicha escritura sin necesidad de autorización previa por parte de la junta de Tenedores de Bonos.

5.2.3. Monedas o Unidades de Reajuste.

Los Bonos podrán denominarse en Pesos, Dólares o Unidades de Fomento.

Los Bonos denominados en Pesos se pagarán en dicha moneda. Los Bonos denominados en UF serán pagaderos en Pesos, en su equivalencia en Pesos a la UF a la fecha del pago. Los Bonos denominados en Dólares serán pagaderos en Pesos, en su equivalencia al valor de la UF del día del pago, utilizando para su determinación la Razón de Conversión UF/Dólar.

5.2.4. Plazo de Vencimiento de la Línea.

La Línea expirará en el plazo de 10 (diez) años contado desde la fecha de inscripción de la Línea en el Registro de Valores de la SVS, plazo dentro del cual el Emisor tendrá derecho a colocar y deberán vencer las obligaciones con cargo a la Línea.

No obstante lo anterior, la última emisión de Bonos con cargo a la Línea podrá tener obligaciones de pago que venzan con posterioridad al término de la Línea, para lo cual ENAP dejará constancia, en dicha escritura de emisión, de la circunstancia de ser ella la última emisión con cargo a la Línea.

5.2.5. Al Portador / a la Orden/ Nominativos.

Los títulos de los bonos que se emitan con cargo a la Línea serán al portador.

5.2.6. Materializados/ Desmaterializados.

Los títulos de los bonos que se emitan con cargo a la Línea serán desmaterializados.

5.2.7. Procedimiento en Caso de Amortización Extraordinaria.

ENAP definirá en cada Escritura Complementaria si podrá rescatar anticipadamente en forma total o parcial los Bonos de cualquiera de las series que emita con cargo a la Línea, y en su caso, los términos, las condiciones, las fechas y los períodos correspondientes.

5.2.7.1. Amortización Extraordinaria de Bonos Denominados en Pesos o en UF.

En las respectivas Escrituras Complementarias se especificará si los Bonos de la respectiva serie denominados en Pesos o en Unidades de Fomento tendrán la opción de amortización extraordinaria al equivalente del saldo insoluto de su capital o si tendrán la opción de ser rescatados al mayor valor entre: (a) el equivalente al saldo insoluto de su capital; y (b) la suma de los valores presentes de los pagos de intereses y amortizaciones restantes establecidos en la respectiva tabla de desarrollo, excluidos los intereses devengados hasta la fecha de prepago, descontados a la Tasa de Prepago, compuesta semestralmente sobre semestres de 180 (ciento ochenta) días; en ambos casos más los intereses devengados durante el último período de intereses anterior a la fecha de la amortización extraordinaria.

La tasa de prepago aplicable a los Bonos denominados en Pesos o en Unidades de Fomento que sean objeto de rescate anticipado, será la resultante de sumar la Tasa Referencial más los puntos porcentuales que se indiquen en la respectiva Escritura Complementaria (la "Tasa de Prepago"). Se entenderá por "Tasa Referencial" aquella que se determine dependiendo o no de la posibilidad de utilizar categorías referenciales de renta fija (las "Categorías

Benchmark de Renta Fija”), según éstas sean determinadas por la Bolsa de Comercio de Santiago o, en su defecto, el promedio de cotizaciones de Bancos de Referencia (el “Promedio de Cotizaciones Bancarias”).

- **Determinación de la Tasa Referencial Mediante la Utilización de Categorías Benchmark de Renta Fija.**

Para el caso de Bonos denominados en UF, se utilizarán las siguientes Categorías Benchmark de Renta Fija: “BCU guión cero dos”, “BCU guión cero cinco”, “BCU guión cero siete”, “BCU guión uno cero” y “BCU guión dos cero”.

Para el caso de Bonos denominados en Pesos, se utilizarán las siguientes Categorías Benchmark de Renta Fija: “PESOS guión cero dos”, “PESOS guión cero cinco”, “PESOS guión cero siete” y “PESOS guión cero uno”.

Para calcular el precio y la duración los instrumentos y de las Categorías Benchmark de Renta Fija, se utilizará el valor determinado por la “Tasa Benchmark trece horas veinte minutos” del sistema valorizador de instrumentos de renta fija del sistema computacional de la Bolsa de Comercio (“SEBRA”), o aquel sistema que lo suceda o reemplace.

El décimo Día Hábil Bancario previo a la fecha de amortización extraordinaria, todos los instrumentos que componen las Categorías *Benchmark* de Renta Fija antes mencionadas se ordenarán desde menor a mayor duración, obteniéndose un rango de duraciones para cada una de las categorías antes señaladas.

Si la duración de los Bonos amortizables, determinada utilizando la tasa de carátula de tales Bonos, estuviere contenida dentro de alguno de los rangos de duraciones de las Categorías Benchmark de Renta Fija, se utilizará como Tasa Referencial la tasa de la Categoría Benchmark de Renta Fija respectiva. En caso contrario, se realizará una interpolación lineal sobre la base de las duraciones y tasas de las Categorías Benchmark de Renta Fija antes señaladas. Estas determinaciones serán efectuadas por ENAP, y serán obligatorias para las partes, salvo error manifiesto. A más tardar a las 17:00 (diecisiete) horas del sexto Día Hábil Bancario previo al día en que se realice la amortización extraordinaria, el Emisor deberá comunicar por escrito al Representante de los Tenedores de Bonos y al DCV la Tasa de Prepago que se aplicará, acompañado de las hojas de cálculo en virtud de las cuales se hubiera determinado la Tasa de Prepago. Si se agregaran, sustituyeran o eliminaran Categorías Benchmark de Renta Fija para operaciones en UF o en Pesos nominales por parte de la Bolsa de Comercio, se utilizarán las Categorías Benchmark de Renta Fija que estén vigentes al décimo Día Hábil Bancario previo al día en que se realice la amortización extraordinaria, sobre la base del mismo procedimiento establecido anteriormente. Si no hubiere Categorías Benchmark de Renta Fija, se aplicará la forma de determinación de la Tasa de Prepago establecida en el párrafo siguiente.

- **Determinación de la Tasa Referencial Mediante la Utilización del Promedio de Cotizaciones Bancarias.**

Si al décimo Día Hábil Bancario previo al de la fecha de la amortización extraordinaria, la Tasa Referencial no pudiere ser determinada en la forma indicada en el párrafo anterior al 5º (quinto) Día Hábil Bancario previo al de la fecha de la amortización extraordinaria, ENAP informará de este hecho al Representante de los Tenedores de Bonos y procederá a solicitar, dentro del plazo de dos días, a los Bancos de Referencia, una cotización de la tasa de interés para las Categorías Benchmark de Renta Fija referidas en la letra (a) anterior, dependiendo de la denominación de los Bonos a ser rescatados, tanto para una oferta de compra como para una oferta de venta. Las correspondientes cotizaciones deberán efectuarse y entregarse al Emisor por los Bancos de Referencia a los cuales les hubieran sido solicitadas, antes de las 14:00 (catorce) horas de ese mismo día, y se mantendrán vigentes

hasta la fecha de la respectiva amortización extraordinaria de los Bonos. Son “Bancos de Referencia” los siguientes bancos o sus sucesores legales: Banco de Chile, Banco Santander-Chile, y Banco de Crédito e Inversiones. La Tasa Referencial será en estos casos el promedio aritmético de las cotizaciones bancarias recibidas de parte de los Bancos de Referencia. La Tasa Referencial así determinada por el Emisor será definitiva para las partes, salvo error manifiesto. A más tardar a las 17:00 (diecisiete) horas del sexto Día Hábil Bancario al día en que se realice la amortización extraordinaria, el Emisor deberá comunicar por escrito al Representante de los Tenedores de Bonos la Tasa de Prepago que se aplicará, calculada sobre la base del Promedio de Cotizaciones Bancarias. El Representante de los Tenedores de Bonos podrá solicitar las cotizaciones bancarias en virtud de las cuales se hubiera determinado la Tasa de Prepago. Si no hubiere Categorías Benchmark de Renta Fija, las cotizaciones de los Bancos de Referencia deberán referirse a instrumentos de deuda emitidos o garantizados por el Estado de Chile que se encuentren entonces vigentes, de una duración similar a la de los instrumentos constitutivos de Categorías Benchmark de Renta Fija, y se aplicará para la determinación de la Tasa de Prepago el procedimiento establecido en los párrafos anteriores, sobre la base de cotizaciones de Bancos de Referencia.

5.2.7.2. Bonos Denominados en Dólares.

Para el caso de aquellos Bonos denominados Dólares, éstos podrán ser rescatados por el valor equivalente al saldo insoluto de su capital más los intereses devengados en el período que media entre el día siguiente al de la fecha de vencimiento de la última cuota de intereses pagada y la fecha fijada para el rescate”.

5.2.7.3. Procedimiento de Rescate.

En caso que se rescate anticipadamente sólo parte de los Bonos, el Emisor efectuará un sorteo ante Notario Público para determinar los Bonos que se rescatarán. Para estos efectos, ENAP publicará un aviso en el periódico Diario Financiero o, si este deja de existir, el Diario Oficial de la República de Chile (el “Diario”) y notificará al Representante de los Tenedores de Bonos y al DCV mediante carta certificada, todo ello con a lo menos 30 (treinta) Días Hábiles Bancarios de anticipación a la fecha en que se vaya a efectuar el sorteo. En ese aviso y en las cartas se señalará el monto de Pesos, Dólares o UF que se desea rescatar anticipadamente, el mecanismo para calcular la Tasa de Prepago o indicar la Cláusula del Contrato de Emisión donde se establece la tasa a la cual corresponde el prepago, el notario ante el cual se efectuará el sorteo y el día, hora y lugar en que éste se llevará a efecto. A la diligencia del sorteo podrán asistir, pero no será un requisito de validez del mismo, el Emisor, el Representante de los Tenedores de Bonos, el DCV y los Tenedores de Bonos que lo deseen. Se levantará un acta de la diligencia por el respectivo notario, en la que se dejará constancia del número de los Bonos sorteados. El acta será protocolizada en los registros de escrituras públicas del notario ante el cual se hubiere efectuado el sorteo. El sorteo deberá verificarse con, a lo menos, 30 (treinta) Días Hábiles Bancarios de anticipación a la fecha en la cual se vaya a efectuar el rescate anticipado. Dentro de los 5 (cinco) Días Hábiles Bancarios siguientes al sorteo se publicará por una vez en el Diario, la lista de los Bonos que, según el sorteo, serán rescatados anticipadamente, señalándose el número y serie de cada uno de ellos. Además, copia del acta se remitirá al DCV a más tardar al Día Hábil Bancario siguiente a la realización del sorteo, para que éste pueda informar a través de sus propios sistemas del resultado del sorteo a sus depositantes. Si en el sorteo resultaren rescatados Bonos desmaterializados, esto es, que estuvieren en depósito en el DCV, se aplicará lo dispuesto en el Reglamento del DCV para determinar los depositantes cuyos Bonos han sido rescatados, conforme lo dispuesto en el Artículo 9º de la Ley Nº 18.776.

5.2.7.4. Rescate Anticipado de la Totalidad de los Bonos.

En caso que el rescate anticipado contemple la totalidad de los Bonos en circulación, se publicará un aviso por una vez en el Diario, indicando este hecho y se notificará al Representante de los Tenedores de Bonos y al DCV mediante carta entregada en sus domicilios por intermedio de notario, todo ello con a lo menos 30 (treinta) Días Hábiles Bancarios de anticipación a la fecha en que se efectúe el rescate anticipado. Igualmente, se procurará que

el DCV informe de esta circunstancia a sus depositantes a través de sus propios sistemas. La fecha elegida para efectuar el rescate anticipado deberá ser un (1) Día Hábil Bancario. Los intereses y reajustes de los Bonos rescatados se devengarán sólo hasta el día en que se efectúe el rescate anticipado. Los intereses y reajustes de los Bonos sorteados cesarán, y serán pagaderos desde, la fecha en que se efectúe el pago de la amortización correspondiente.

5.2.7.5. Información a los Tenedores de Bonos.

Tanto para los casos de amortización extraordinaria parcial como total de los Bonos, el aviso en el Diario deberá indicar el mecanismo para calcular la Tasa de Prepago o indicar la Cláusula del Contrato de Emisión en que se establece la forma de determinar la Tasa de Prepago, si correspondiere. Asimismo, el aviso respectivo deberá contener la oportunidad en que la Tasa de Prepago será comunicada al Representante de los Tenedores de Bonos. Adicionalmente, el Emisor deberá informar al Representante de los Tenedores de Bonos y al DCV lo establecido en las letras (e) y (f) de la Sección 7.1 de la Cláusula Séptima del Contrato de Emisión, mediante carta certificada enviada con a lo menos 10 (diez) Días Hábiles Bancarios de anticipación a esa fecha.

5.2.7.6. Fecha de Pago.

Si la fecha de pago en que debiera efectuarse la amortización extraordinaria no fuera Día Hábil Bancario, la amortización extraordinaria se efectuará el primer Día Hábil Bancario siguiente.

5.2.7.7. Intereses y Reajustes en caso de Rescate Anticipado.

Los intereses y reajustes de los Bonos sorteados o de los amortizados extraordinariamente, cesarán y serán pagaderos desde la fecha en que se efectúe el pago de la amortización correspondiente. El aviso respectivo deberá indicar que los intereses y reajustes de los Bonos sorteados o de los amortizados extraordinariamente, cesarán y serán pagaderos desde la fecha en que se efectúe el pago de la amortización correspondiente de acuerdo a lo establecido la Norma de Carácter General N° 30 de la SVS.

5.2.8. Garantías Asociadas a la Emisión.

Los Bonos que se emitan con cargo a la Línea no tendrán garantía alguna, sin perjuicio del derecho de prenda general que la ley confiere a los acreedores.

5.2.9. Finalidad del Empréstito y Uso General de Fondos.

Los fondos provenientes de la colocación de los Bonos correspondientes a la Línea, se destinarán para fines corporativos generales, refinanciamiento de deuda financiera de corto y mediano plazo vigente del Emisor, financiamiento de inversiones y el financiamiento de capital de trabajo de la Empresa. El uso específico que el Emisor dará a los fondos obtenidos de cada emisión se indicará en cada Escritura Complementaria.

5.2.10. Clasificación de Riesgo.

La clasificación de riesgo asignada a la Línea es la siguiente:

- i. Feller-Rate Clasificadora de Riesgo Limitada: AA+.
- ii. Fitch Chile Clasificadora de Riesgo Limitada: AAA.

5.2.11. Clasificación de Solvencia o Similares.

La Sociedad o los valores cuya inscripción se solicita no han sido objeto de clasificaciones de solvencia o similares, de carácter preliminar por otras entidades clasificadoras de riesgo.

5.2.12. Convertibilidad.

Los Bonos a ser emitidos con cargo a la Línea de Bonos no serán convertibles en acciones u otros derechos sobre el Emisor.

5.2.13. Beneficio Tributario.

Las colocaciones que se efectúen con cargo a esta Línea se acogen al beneficio tributario establecido en el Artículo 104 de la Ley de Impuesto a la Renta, según éste fuera modificado por la Ley N° 20.712, publicada en el Diario Oficial de 7 de enero de 2014. A estos efectos, de conformidad con la misma norma antes citada, la tasa de interés fiscal que se determine será informada, el mismo día de efectuada la colocación de una serie de Bonos con cargo a la Línea, a la SVS y a las bolsas e intermediarios de valores.

5.2.14. Resguardos y Covenants establecidos en el Contrato de Emisión.

- Obligaciones, Limitaciones y Prohibiciones.

Mientras ENAP no haya pagado a los Tenedores de los Bonos el total del capital, reajustes e intereses de los Bonos en circulación, ENAP se sujetará a las siguientes obligaciones, limitaciones y prohibiciones, sin perjuicio de las que le sean aplicables conforme a las normas generales de la legislación pertinente:

- i. Sistemas de Contabilidad, Auditoría y Clasificación de Riesgo. El Emisor deberá establecer y mantener adecuados sistemas de contabilidad sobre la base de International Financial Accounting Standards (“IFRS”) y las instrucciones de la SVS, como asimismo contratar y mantener a una firma de auditores externos independientes de reconocido prestigio nacional o internacional para el examen y análisis de sus Estados Financieros, inscrita en Registro de Empresas de Auditoría Externa de la SVS, respecto de los cuales tal firma deberá emitir una opinión al treinta y uno de diciembre de cada año. No obstante lo anterior, en caso que, por aplicación de los IFRS, el Emisor y/o cualquiera de sus Filiales Relevantes implementen un cambio en las normas contables utilizadas en sus estados financieros, el Emisor deberá exponer estos cambios al Representante de los Tenedores de Bonos, con el objeto de analizar los potenciales impactos que tales cambios podrían tener en las obligaciones, limitaciones y prohibiciones del Emisor contenidas en el presente Contrato de Emisión. El Emisor, dentro de un plazo de treinta Días Hábiles Bancarios contados desde que dicha modificación contable haya sido reflejada por primera vez en sus estados financieros, solicitará a sus auditores externos que procedan a adaptar las obligaciones asumidas en sus obligaciones o covenants financieros, si los hubiere, según la nueva situación contable. El Representante de los Tenedores de Bonos y el Emisor deberán modificar el presente Contrato de Emisión, si fuere necesario, con el fin de ajustarlo a lo que determinen los referidos auditores externos dentro del plazo de sesenta Días Hábiles Bancarios contado desde que dichos auditores evacuen su informe. Para lo anterior, no se requerirá de consentimiento previo de los Tenedores de Bonos, sin perjuicio de lo cual el Representante de los Tenedores de Bonos deberá comunicar las modificaciones al Contrato de Emisión mediante un aviso publicado en el Diario, a más tardar dentro de los diez Días Hábiles Bancarios siguientes a la fecha de la correspondiente escritura de modificación del Contrato de Emisión. Para todos los efectos a los que haya lugar, las infracciones que se deriven de dicho cambio en las normas contables utilizadas para presentar sus Estados Financieros no serán

consideradas como un incumplimiento del Emisor al presente Contrato de Emisión, en los términos de la Cláusula Undécima que sigue. Todos los gastos que se deriven de lo anterior serán de cargo del Emisor.

El Emisor se obliga a contratar y mantener, en forma continua e ininterrumpida, al menos dos clasificadoras de riesgo inscritas en Registro de Empresas de Auditoría Externa de la SVS que efectúen la clasificación de los Bonos, de conformidad a lo requerido por el Artículo setenta y seis de la Ley de Mercado de Valores y la SVS. Dichas entidades clasificadoras de riesgo podrán ser reemplazadas por otras entidades que reúnan las mismas características señaladas anteriormente, en la medida que se cumpla con la obligación de mantener dos clasificaciones en forma continua e ininterrumpida.

- ii. Cumplimiento Legal y Regulatorio. Cumplir con las leyes, reglamentos y demás disposiciones legales que le sean aplicables, debiendo incluirse en dicho cumplimiento, sin limitación alguna, el pago en tiempo y forma de todos los impuestos, tributos, tasas, derechos y cargos que afecten al propio Emisor o a sus bienes muebles e inmuebles, salvo aquellos que impugne de buena fe y de acuerdo a los procedimientos judiciales o administrativos pertinentes, y siempre que, en este caso, se mantengan reservas adecuadas para cubrir tal contingencia, de conformidad con las normas contables generalmente aceptadas en la República de Chile.
- iii. Información. Enviar al Representante de los Tenedores de Bonos, en el mismo plazo en que deba entregarla al destinatario, copia de toda la información que esté obligado a enviar a la SVS, siempre que ésta no tenga la calidad de información reservada. ENAP deberá también enviar al Representante de los Tenedores de Bonos, en el mismo plazo en que deban entregarse a la SVS, copia de sus estados financieros trimestrales y anuales individuales y consolidados. Asimismo, ENAP enviará al Representante copias de los informes de clasificación de riesgo de la Emisión, a más tardar dentro de los 5 (cinco) Días Hábiles Bancarios después de recibidos. Finalmente, ENAP se obliga a enviar al Representante de los Tenedores de Bonos, tan pronto como el hecho se produzca o llegue a su conocimiento, toda información relativa al incumplimiento de cualquiera de sus obligaciones asumidas en el Contrato de Emisión, particularmente en la Cláusula Décima del Contrato de Emisión, y cualquier otra información relevante que requiera la SVS acerca de ENAP, que corresponda ser informada a acreedores.
- iv. Dar aviso por escrito al Representante de los Tenedores de Bonos, en igual fecha en que deba informarse a la SVS, de todo hecho esencial que no tenga la calidad de reservado o de cualquier infracción a sus obligaciones bajo el Contrato de Emisión, tan pronto como el hecho o la infracción se produzca o llegue a su conocimiento. El documento en que se cumpla con esta obligación deberá ser suscrito por el Gerente General de ENAP o por quien haga sus veces y deberá ser remitido al Representante de los Tenedores de Bonos mediante correo certificado.
- v. Mantener los activos necesarios involucrados en la operación y funcionamiento del giro ordinario de ENAP, sin perjuicio que tales activos puedan ser modificados, sustituidos o renovados, dada su obsolescencia técnica o económica. Con la sola excepción de las limitaciones o restricciones impuestas por la legislación aplicable y la normativa vigente y de lo estipulado en el Contrato de Emisión, la Emisión no impone al Emisor limitaciones o prohibiciones para celebrar actos o contratos cuando se tratare de una división, fusión o transformación de ENAP; formación de Filiales; modificación del objeto social; enajenación del total del activo y del pasivo; la modificación del plazo de duración de ENAP y la disolución anticipada de ENAP. Sin perjuicio de lo establecido en el Contrato de Emisión, se deja expresa constancia que ENAP no está

sujeto a favor de los Tenedores de Bonos a obligaciones, limitaciones y prohibiciones adicionales a las legales.

- vi. No constituir ni permitir que sus Filiales constituyan Gravámenes para caucionar operaciones de crédito de dinero (tales operaciones, las “Deudas”), sea que éstos recaigan sobre cualquier activo tangible o intangible de propiedad de ENAP o de cualquiera de sus Filiales, ya sean presentes o futuros (los “Activos”), salvo que dichos Gravámenes, u otros equivalentes, caucionen también los Bonos, en la medida permitida por la legislación aplicable. Estas limitaciones no serán aplicables en los siguientes casos: (a) Gravámenes que tengan por objeto caucionar el pago del precio de adquisición o los costos de construcción o de mejoras de activos adquiridos, construidos o mejorados con posterioridad a la fecha de celebración del Contrato de Emisión, incluyendo aumentos de costos, intereses devengados durante la construcción y otros costos similares, en que ENAP o cualquiera de sus Filiales incurra con posterioridad a la fecha del Contrato de Emisión; (b) Gravámenes sobre cualquier activo adquirido como consecuencia de una fusión de cualquier entidad en o con ENAP o cualquiera de sus Filiales; (c) Gravámenes que tengan por objeto caucionar la deuda de una Filial con ENAP o con otra Filial; (d) Gravámenes sobre Activos adquiridos por ENAP o cualquiera de sus Filiales en el futuro, que hayan sido constituidos con anterioridad a su adquisición y siempre que dichos Gravámenes no hayan sido constituidos con motivo de la respectiva adquisición; (e) Gravámenes existentes a la fecha de colocación de los Bonos; (f) Gravámenes que se constituyan en el giro ordinario de los negocios de ENAP, tales como boletas bancarias de garantía, garantías de fiel cumplimiento, pólizas de seguros, depósitos en garantía, y otros de similar naturaleza; (g) Gravámenes que recaigan, directa o indirectamente, sobre cualquier activo con el objeto de garantizar cualquier deuda incurrida en relación con el financiamiento de dicho Activo, cuando el pago de dicha Deuda deba ser efectuado con ingresos provenientes de dicho Activo o con el producto de la realización del mismo, no pudiendo exigirse el cumplimiento de dicha Deuda en otros activos de ENAP o de cualquiera de sus Filiales; (h) cualquier extensión, renovación o sustitución /o extensiones, renovaciones, o sustituciones sucesivas/ en todo o en parte de cualquier gravamen referido en los literales precedentes, siempre que se cumplan los siguientes requisitos: (i) que el monto del capital de la deuda garantizada no exceda el monto del capital de la deuda garantizada al tiempo de dicha extensión, renovación o sustitución; y (ii) que tratándose de extensiones y renovaciones, esté limitado a todo o parte del activo que fuere garantizado por el gravamen extendido o renovado (incluyendo las mejoras o accesiones a dicho Activo). Sin perjuicio de lo anterior, se podrán constituir gravámenes que no estén autorizados por los literales precedentes en la medida que el monto agregado del capital de todas las deudas garantizadas por los Gravámenes constituidos en virtud de este párrafo, sumado al valor agregado de las operaciones de Lease Back, no exceda a un veinte por ciento de los activos tangibles netos consolidados de ENAP. Para estos efectos, se entenderá por “gravamen”, cualquier hipoteca, prenda, gravamen, carga u otra caución real (incluyendo en este concepto cualquier venta condicional u otro acuerdo con retención del título de dominio, o arrendamiento que produzca similares efectos, distintos de aquellos acuerdos con retención del título de dominio celebrados en relación con la adquisición de bienes en el curso ordinario de los negocios).
- vii. No efectuar, ni permitir que sus filiales efectúen, Operaciones de Lease Back por plazos superiores a tres años, a menos que concurra alguna de las siguientes circunstancias: (a) Que el Emisor o cualquiera de sus Filiales esté facultado, conforme a lo previsto en el número vi. anterior de este mismo párrafo, para constituir gravámenes, para garantizar Deudas por un capital igual o superior al valor de dicha operación de Lease Back; o (b) Que, durante o inmediatamente después de transcurridos seis meses contados desde la fecha efectiva de la operación de Lease Back (sea que hubiere sido realizada por el Emisor o por cualquiera

de sus Filiales), el Emisor prepague voluntariamente y/o efectúe una oferta vinculante para rescatar voluntariamente deudas, cuyos vencimientos sean superiores a un año, por un monto equivalente o superior al valor de la operación de Lease Back, excluyendo, en cada caso, la amortización de deudas conforme a los casos de amortización obligatorios, disposiciones obligatorias de pago anticipado o por pago al vencimiento.

viii. Contratar y mantener, y hacer que sus Filiales contraten y mantengan, seguros que protejan razonablemente los activos operacionales de ENAP, de acuerdo a las prácticas de la industria.

- **Eventual fusión, división o transformación de ENAP, Cambio de control y otros.**

- i. Fusión y Enajenación de Todos o Sustancialmente todos los Activos. En caso de fusión de ENAP con una o más sociedades o entidades, sea por creación o por incorporación, o en caso de enajenación del total o de sustancialmente todos sus activos, la nueva entidad que se constituya, la absorbente, o la adquirente en su caso, asumirá todas y cada una de las obligaciones que el Contrato de Emisión impone al Emisor. En todo caso, para proceder a la fusión o a la enajenación, deberá darse cumplimiento a lo siguiente: (a) la entidad resultante de la fusión o la adquirente en su caso deberá haber sido o ser constituida de conformidad con las leyes de la República de Chile; (b) a la fecha de la fusión o enajenación ENAP no debe haber incurrido en algún incumplimiento, según lo establece la Cláusula Duodécima del Contrato de Emisión; y (c) ENAP deberá enviar al Representante de los Tenedores de Bonos un certificado y una opinión emitida por un abogado que indiquen que se han cumplido las condiciones de los literales (a) y (b) precedentes.
- ii. División. Si ENAP se dividiere, serán responsables solidariamente de las obligaciones estipuladas en el Contrato de Emisión todas las entidades que surjan de la división, sin perjuicio que entre ellas pueda estipularse que las obligaciones de pago de los Bonos serán proporcionales a la cuantía del Patrimonio de ENAP que a cada una de ellas se asigne u otra proporción, y sin perjuicio asimismo, de los pactos lícitos que pudieren convenirse con el Representante de los Tenedores de Bonos.
- iii. Transformación. Si ENAP cambiare su naturaleza jurídica, todas las obligaciones emanadas del Contrato de Emisión serán aplicables a la entidad transformada, sin excepción alguna.
- iv. Creación de Filiales. En el caso de creación de una Filial directa, ENAP comunicará esta circunstancia al Representante de los Tenedores de Bonos en un plazo máximo de treinta días contados desde la fecha de constitución de la Filial.
- v. Enajenación de Activos y Pasivos a Personas Relacionadas. ENAP velará para que la enajenación de activos y pasivos a personas o entidades relacionadas se ajuste a condiciones de equidad similares a las que habitualmente prevalecen en el mercado.
- vi. Cambio de Control.
 - a. Dentro de los 5 días corridos siguientes a la ocurrencia de un Cambio de Control, según dicho término se define más adelante, el Emisor deberá: (i) enviar por correo certificado un aviso al Representante de los Tenedores de Bonos informando dicho hecho y sus circunstancias; y (ii) requerir de las Clasificadoras de Riesgo una nueva clasificación de riesgo de los títulos de

deuda (“*notes*”) emitidos colocados por el Emisor y que se encontraren vigentes y, a falta de dicha clasificación, una nueva clasificación de riesgo corporativo en moneda extranjera para obligaciones de largo plazo del Emisor (“*foreign currency corporate credit rating*”).

- b. Dentro de los 30 días corridos siguientes a la ocurrencia de un Evento de Cambio de Control, según dicho término se define más adelante, el Emisor deberá efectuar una oferta irrevocable de prepago respecto de la totalidad de los Bonos por un precio equivalente al total del capital insoluto de los Bonos más los intereses acumulados e impagos a la fecha de prepago, la que deberá publicarse en el Diario y ser además enviada por correo certificado al Representante de los Tenedores de Bonos (en adelante una “Oferta de Cambio de Control”) indicando: (i) que ha ocurrido un Evento de Cambio de Control y que cada Tenedor de Bonos que acepte la Oferta de Cambio de Control mediante carta certificada enviada al domicilio del Emisor, a la atención de su Gerente General dentro del plazo indicado en el numeral (iii) siguiente, tendrá el derecho de exigir al Emisor el prepago obligatorio de la totalidad de sus Bonos a un precio equivalente al total del capital insoluto de los mismos más los intereses acumulados e impagos a la fecha del prepago; (ii) las circunstancias y hechos relevantes relativos al Evento de Cambio de Control; (iii) el plazo dentro del cual los Tenedores de Bonos deberán aceptar la Oferta de Cambio de Control, plazo que no podrá exceder de treinta días corridos contados desde la fecha en que la Oferta de Cambio de Control fuere publicada en el Diario; (iv) la fecha de prepago de los Bonos, la que no podrá ser anterior a treinta y uno ni posterior a sesenta días corridos contados desde la fecha en que la Oferta de Cambio de Control fuere publicada en el Diario; y (v) las instrucciones que deberán seguirse por los Tenedores de Bonos en orden a obtener el prepago obligatorio de sus Bonos. En el evento que un Tenedor de Bonos no aceptare la Oferta de Cambio de Control en la forma y dentro del plazo indicados en la misma, se entenderá para todos los efectos que ha rechazado dicha Oferta de Cambio de Control y renunciado a su derecho a exigir al Emisor el prepago obligatorio de la totalidad de sus Bonos, según se establece en este numeral (vi).
- c. El Emisor no requerirá hacer una Oferta de Cambio de Control, si un tercero, en la medida permitida por la legislación aplicable, realizare una Oferta de Cambio de Control en los mismos términos y en el mismo plazo aquí establecidos (vi), o dando cumplimiento de otro modo a los requisitos establecidos para la realización de una Oferta de Cambio de Control por parte del Emisor, y adquiriese todos los Bonos cuyos Tenedores hayan aceptado la Oferta de Cambio de Control.
- d. Si la legislación y regulaciones aplicables vigentes a la fecha de ocurrencia del Evento de Cambio de Control no permitieren dar cumplimiento a las disposiciones establecidas en el numeral Seis, el Emisor, ENAP deberá cumplir con dicha legislación y regulaciones aplicables, y ello no será considerado como un incumplimiento de sus obligaciones bajo este numeral.
- e. Las disposiciones del Contrato de Emisión relativas a la obligación del Emisor de efectuar una Oferta de Cambio de Control como resultado de un Evento de Cambio de Control podrán ser renunciadas o modificadas con el acuerdo de los Tenedores de Bonos mediante Junta de Tenedores de Bonos de la Emisión correspondiente, adoptado con la mayoría establecida en el Artículo ciento veinticuatro de la Ley de Mercado de Valores.

- f. Para los efectos de lo dispuesto en este número (vi), se entenderá por “Cambio de Control” el hecho que el Estado de Chile deje de poseer, directa o indirectamente, más del 50% por ciento del capital del Emisor, o más del 50% por ciento del capital con derecho a voto del Emisor, según proceda, en cualquier forma que éste se exprese (o más del 50% por ciento del capital de la persona o entidad que adquiera todos o substancialmente todos los activos del Emisor, sea a través de una fusión, venta, distribución u otro tipo de transferencia) o deje de tener derecho a designar, directa o indirectamente, la mayoría de los Directores del Emisor. Se entenderá asimismo que constituye un Cambio de Control la enajenación de todos o substancialmente todos los activos de ENAP a una persona o entidad, que no sea a su vez Controlada por el Estado de Chile.

Del mismo modo, se entenderá por “Evento de Cambio de Control” la concurrencia de todas las siguientes circunstancias: (i) la ocurrencia de un Cambio de Control; y (ii) el anuncio o confirmación de la clasificación de riesgo de los Bonos /o, en ausencia de dicha clasificación de riesgo, de la clasificación de riesgo corporativo en moneda extranjera para obligaciones de largo plazo del Emisor/ por cualquiera de las Clasificadoras de Riesgo, dentro del plazo de sesenta días contado desde el Cambio de Control o, en la ausencia de ese anuncio o confirmación, la mantención del Cambio de Control durante el referido período de sesenta días /en caso que las Clasificadoras de Riesgo dentro de los 60 (sesenta días) corridos siguientes a la ocurrencia de dicho Cambio de Control anunciaren públicamente su intención de cambio o retiro de la referida clasificación a una clasificación de riesgo de Standard & Poor’s Rating Group, Inc. inferior a “BBB”, o una clasificación de riesgo de Moody’s Investors Service, Inc. inferior a “A3”, el plazo establecido en este numeral (ii) se extenderá hasta el día en que dichas Clasificadoras de Riesgo efectúen la nueva clasificación/.

Se entenderá por “Clasificadoras de Riesgo” a Standard & Poor’s Ratings Group, Inc. y Moody’s Investors Service, Inc. y, en caso que alguna de dichas agencias clasificadoras o ambas no efectúen la clasificación de los títulos de deuda emitidos y colocados por el Emisor, y que se encontraren vigentes, de conformidad a las regulaciones de los Estados Unidos de América, con anterioridad al día treinta y uno de diciembre del año dos mil tres ni la clasificación del Emisor, según lo indicado precedentemente, una o dos agencias clasificadoras internacionales de reconocido prestigio, seleccionadas en su reemplazo por la Junta de Tenedores de Bonos.

- **Causales de Incumplimiento del Emisor.**

Los Tenedores de Bonos, por intermedio del Representante de los Tenedores de Bonos y previo acuerdo de la junta de Tenedores de Bonos adoptado con las mayorías correspondientes de acuerdo a lo establecido en el Artículo 124 de la Ley de Mercado de Valores, podrán hacer exigible íntegra y anticipadamente el capital insoluto, los reajustes y los intereses devengados por la totalidad de los Bonos en caso que ocurriere uno o más de los eventos que se singularizan a continuación en esta letra (c) y, por lo tanto, acepta que todas las obligaciones asumidas para con los Tenedores de Bonos en virtud del Contrato de Emisión se consideren como de plazo vencido, en la misma fecha en que la junta de Tenedores de Bonos adopte el acuerdo respectivo:

- i. Si ENAP incurriera en mora o simple retardo en el pago de cualquiera cuota de capital de los Bonos. No constituirá mora o simple retardo, el atraso en el cobro en que incurran los Tenedores de los Bonos.
- ii. Si ENAP incurriera en mora o simple retardo en el pago de cualquiera cuota de intereses de los Bonos por un período de más de 30 (treinta) días.

- iii. Si cualquier declaración substancial efectuada por ENAP en los Documentos de la Emisión, fuere o resultare ser dolosamente falsa o incompleta. “Documentos de la Emisión” significa el Contrato de Emisión, este Prospecto y los antecedentes adicionales que se hayan acompañado a la SVS con ocasión del proceso de inscripción de los Bonos.
- iv. Si ENAP infringiera cualquiera obligación adquirida en virtud de los títulos “Obligaciones, Limitaciones y Prohibiciones” y “Fusión, División o Transformación; Cambio de Control y Otros” contenidos respectivamente en las Cláusulas Décima y Undécima del Contrato de Emisión, y no hubiere subsanado tal infracción dentro de los 60 (sesenta) días siguientes a la fecha en que hubiese sido requerido por escrito para tales efectos por el Representante de los Tenedores de Bonos mediante comunicación enviada por correo certificado.
- v. Si ENAP o algunas de sus Filiales que representen al menos el 10% (diez por ciento) de los activos totales consolidados de ENAP, incurriera en cesación de pagos o suspendiera sus pagos o reconociera por escrito la imposibilidad de pagar sus deudas, o hiciera cesión general o abandono de bienes en beneficio de sus acreedores o solicitare su propia quiebra; o si se iniciare cualquier procedimiento por o en contra de ENAP o en contra de alguna de sus Filiales que representen al menos el 10% (diez por ciento) de los activos totales consolidados de ENAP con el objeto de declararle en quiebra o insolvencia; o si se iniciare cualquier procedimiento por o en contra de ENAP o en contra de alguna de sus Filiales que representen al menos el 10% (diez por ciento) de los activos totales consolidados de ENAP tendiente a su disolución, liquidación, reorganización, concurso, proposiciones de convenio judicial o extrajudicial o arreglo de pago, de acuerdo con cualquier ley sobre quiebra o insolvencia; o solicitare la designación de un síndico, interventor, experto facilitador u otro funcionario similar respecto de ENAP o de alguna de sus Filiales que representen al menos el 10% (diez por ciento) de los activos totales consolidados de ENAP, o de parte importante de sus bienes, siempre que, en el caso de un procedimiento en contra de ENAP o alguna de sus Filiales que representen al menos el 10% de los activos totales consolidados de ENAP, dicho procedimiento no sea objetado o disputado por parte de ENAP o de sus Filiales que representen al menos el 10% (diez por ciento) de los activos totales consolidados de ENAP ante los tribunales de justicia, dentro del plazo que establezca la ley para ello, o que el procedimiento sea dejado sin efecto dentro del plazo de los 60 (sesenta) días siguientes a la fecha de inicio del aludido procedimiento.
- vi. Si ENAP se disolviera o liquidare, o si se redujere su plazo de duración a un período menor al plazo final de amortización y pago de los Bonos correspondientes al Contrato de Emisión.
- vii. Si ENAP fuere declarado en liquidación por sentencia judicial ejecutoriada.
- viii. Si ENAP o cualquier Filial incurriere en mora en el pago de una o más Deudas vencidas o exigidas anticipadamente que, cuyo monto total acumulado exceda el equivalente a treinta millones de Dólares, y ENAP y/o la Filial, según sea el caso, no lo subsanare o no hubiese obtenido una prórroga dentro de los 30 (treinta) días corridos siguientes a la fecha de la mora.

5.3. Características Específicas de la Emisión.

ENAP emitirá una serie de bonos con cargo a la Línea, denominada “Serie F”.

5.3.1. BONOS SERIE F.

En virtud de la Escritura Complementaria otorgada con fecha 8 de mayo de 2017, bajo el Repertorio N° 14.431 – 2017, rectificadora mediante escritura pública de fecha 10 de mayo de 2017, bajo el Repertorio N° 14.842 – 2017, ambas otorgadas en la Notaría de Santiago de don Eduardo Avello Concha, el Emisor acordó emitir bajo el Contrato de Emisión una serie de Bonos denominada “*Serie F*” (en adelante, la “*Serie F*” y los “*Bonos Serie F*”), con cargo a la Línea inscrita en el Registro de Valores con fecha 16 de octubre de 2015, bajo el N° 823.

Los términos y condiciones de los Bonos Serie F son los siguientes:

5.3.1.1. Monto a ser colocado:

La Serie F considera Bonos por un valor nominal de hasta UF 10.000.000 (diez millones de Unidades de Fomento). Al día de otorgamiento de la respectiva escritura complementaria, el valor nominal de la Línea disponible es el equivalente a UF 10.000.000 (diez millones de Unidades de Fomento).

5.3.1.2. Serie y Enumeración de los Títulos:

Los Bonos Serie F se emiten en una sola serie, denominada “*Serie F*”. Los Bonos Serie F tendrán la enumeración desde el N° 1 hasta el N° 20.000, ambos inclusive.

5.3.1.3. Número de Bonos:

La Serie F comprende en total la cantidad de 20.000 Bonos.

5.3.1.4. Valor Nominal de cada Bono:

Cada Bono Serie F tiene un valor nominal equivalente a UF 500 (quinientas Unidades de Fomento).

5.3.1.5. Código Nemotécnico:

El Código Nemotécnico de los Bonos Serie F es BENAP-F.

5.3.1.6. Plazo y Mecanismo de Colocación:

El plazo de colocación de los Bonos Serie F será de 180 días contados desde la fecha del Decreto Exento conjunto emitido por el Ministerio de Hacienda y por el Ministerio de Economía, Fomento y Turismo que autoriza la emisión de Bonos. El mecanismo de colocación de los Bonos Serie F será a través de intermediarios bajo la modalidad de mejores esfuerzos (“*best efforts*”) mediante un remate en bolsa.

5.3.1.7. Plazo de vencimiento:

Los Bonos Serie F vencerán el 8 de mayo de 2027. De conformidad con la Sección Seis.Cuatro /“*Plazo de Vencimiento de la Línea de Bonos*”/ de la Cláusula Sexta del Contrato de Emisión /“*ANTECEDENTES Y CARACTERÍSTICAS DE LA EMISIÓN*”/, se deja constancia que emisión de los Bonos Serie F será la última con cargo a la Línea, pudiendo por ello exceder el plazo pactado para la Línea.

5.3.1.8. Tasa de Interés:

Los Bonos Serie F devengarán intereses sobre el capital insoluto, expresados en Unidades de Fomento, de 2,05 % (dos coma cero cinco por ciento) anual, sobre la base de años de 360 días, compuesto, vencido, calculado sobre la

base de semestres iguales de 180 días, equivalente a 1,0198% (uno coma cero ciento noventa y ocho por ciento) semestral.

5.3.1.9. Fecha de inicio de devengo de intereses:

Los intereses se devengarán desde el 8 de mayo de 2017, y se pagarán en las fechas que se establecen en la Tabla de Desarrollo indicada en la Sección 5.3.1.14 siguiente (*Tabla de Desarrollo Serie F*).

5.3.1.10. Fechas o períodos de amortización extraordinaria:

El Emisor no podrá rescatar anticipadamente en forma total o parcial los Bonos.

5.3.1.11. Uso Específico de Fondos:

El Emisor empleará los fondos provenientes de la colocación de los Bonos Serie F en un 98% al refinanciamiento de pasivos y en un 2% al pago de comisiones y otros gastos relacionados a la colocación; y, de haber algún remanente, a fines corporativos generales.

5.3.1.12. Cupones y Tabla de Desarrollo:

Los Bonos Serie F llevan 20 cupones para el pago de intereses y amortizaciones del capital, de los cuales los 19 primeros serán para el pago de intereses y el último cupón restante para el pago de intereses y amortización del capital. Se deja constancia que, tratándose en la especie de una emisión desmaterializada, los cupones no tienen existencia física o material, siendo referenciales para el pago de las cuotas correspondientes y que el procedimiento de pago se realizará conforme a lo establecido en el Contrato de Emisión y en el Reglamento Interno del DCV.

Las fechas de pago de intereses y amortizaciones de capital, y los montos correspondientes, de los Bonos Serie F, son los que se establecen en la Tabla de Desarrollo de los Bonos Serie F que se indica más adelante. Los Bonos se pagarán en Pesos, en el equivalente en Pesos a la Unidad de Fomento a la fecha del pago, de conformidad con la Sección 6.5 (a) de la Cláusula Sexta del Contrato de Emisión.

Si las fechas fijadas para el pago de intereses, reajustes o de capital no recayeran en un Día Hábil Bancario, el pago respectivo se hará al Día Hábil Bancario siguiente.

Los intereses, reajustes y el capital no cobrados en las fechas que correspondan, no devengarán nuevos intereses ni reajustes. Los Bonos tampoco devengarán intereses ni reajustes con posterioridad a la fecha de su vencimiento, o en su caso, a la fecha de su rescate anticipado, salvo que el Emisor incurra en mora en el pago de la respectiva cuota, evento en el cual las sumas impagas devengarán un interés igual al interés máximo convencional que permita estipular la ley para operaciones en moneda nacional reajustables en moneda nacional.

No constituirá mora o retardo del Emisor en el pago de capital, interés o reajuste el atraso en el cobro en que incurra el Tenedor de Bonos respecto del cobro de alguna cuota o cupón. Los intereses y reajustes de los Bonos

sorteados o amortizados extraordinariamente, cesarán y serán pagaderos desde la fecha en que se efectúe el pago de la amortización correspondiente.

5.3.1.13. Régimen Tributario:

Los Bonos de la Serie F cumplen con los requisitos que establece el Artículo 104 de la Ley sobre Impuesto a la Renta, y en consecuencia, se acogen al régimen tributario establecido en dicha disposición.

De acuerdo a lo establecido en el Artículo 74, N° siete, de la Ley sobre Impuesto a la Renta, modificado por la Ley N° 20.956, y a lo instruido por el Servicio de Impuestos Internos en la Circular N° 71 de 2016, se pacta expresamente que la retención de los impuestos asociados a los intereses devengados por los instrumentos señalados en el Artículo 104 de la referida ley, se efectuará en la forma señalada en el Artículo 74, N° 8, de la Ley sobre Impuesto a la Renta. En consecuencia, estarán obligados a efectuar la retención de impuesto que corresponda, los representantes, custodios, intermediarios depósitos de valores u otras personas domiciliadas o constituidas en Chile que hayan sido designadas o contratadas por contribuyentes sin domicilio ni residencia en el país, para los efectos de cumplir con las obligaciones tributarias provenientes de la tenencia o enajenación de los instrumento de deuda de oferta pública a que se refiere el Artículo 104 de la Ley sobre Impuesto a la Renta.

5.3.1.14. Tabla de Desarrollo Serie F:

TABLA DE DESARROLLO
EMPRESA NACIONAL DEL PETRÓLEO
SERIE F

Valor Nominal	UF 500
Intereses	Semestrales
Amortización desde	8 de mayo de 2027
Tasa de carátula anual	2.05% anual
Tasa de carátula semestral	1.0198% semestral
Fecha Inicio Devengo Intereses	8 de mayo de 2017
Fecha Vencimiento	8 de mayo de 2027

Cupón	Cuota de Intereses	Cuota de Amortizaciones	Fecha de Vencimiento	Interés	Amortización	Valor Cuota	Saldo insoluto
1	1		8 de noviembre de 2017	5.0990	0.0000	5.0990	500.0000
2	2		8 de mayo de 2018	5.0990	0.0000	5.0990	500.0000
3	3		8 de noviembre de 2018	5.0990	0.0000	5.0990	500.0000
4	4		8 de mayo de 2019	5.0990	0.0000	5.0990	500.0000
5	5		8 de noviembre de 2019	5.0990	0.0000	5.0990	500.0000
6	6		8 de mayo de 2020	5.0990	0.0000	5.0990	500.0000
7	7		8 de noviembre de 2020	5.0990	0.0000	5.0990	500.0000
8	8		8 de mayo de 2021	5.0990	0.0000	5.0990	500.0000
9	9		8 de noviembre de 2021	5.0990	0.0000	5.0990	500.0000
10	10		8 de mayo de 2022	5.0990	0.0000	5.0990	500.0000
11	11		8 de noviembre de 2022	5.0990	0.0000	5.0990	500.0000
12	12		8 de mayo de 2023	5.0990	0.0000	5.0990	500.0000
13	13		8 de noviembre de 2023	5.0990	0.0000	5.0990	500.0000
14	14		8 de mayo de 2024	5.0990	0.0000	5.0990	500.0000
15	15		8 de noviembre de 2024	5.0990	0.0000	5.0990	500.0000
16	16		8 de mayo de 2025	5.0990	0.0000	5.0990	500.0000
17	17		8 de noviembre de 2025	5.0990	0.0000	5.0990	500.0000
18	18		8 de mayo de 2026	5.0990	0.0000	5.0990	500.0000
19	19		8 de noviembre de 2026	5.0990	0.0000	5.0990	500.0000
20	20	1	8 de mayo de 2027	5.0990	500.0000	505.0990	0.0000

6. DESCRIPCIÓN DE LA COLOCACIÓN.

El mecanismo, plazo y condiciones de colocación, como asimismo los intermediarios que estarán a cargo de este proceso y su relación con el Emisor, se informarán oportunamente para cada colocación de bonos con cargo a la presente Línea. El mecanismo de colocación de los Bonos Serie F con cargo a la Línea consistirá en el sistema de “remate holandés”, a ser efectuado en la Bolsa de Comercio de Santiago, Bolsa de valores, de conformidad a la normativa interna dictada al efecto por dicha bolsa bajo la modalidad de mejores esfuerzos (“best efforts”) mediante un remate en bolsa.

7. INFORMACIÓN A LOS TENEDORES DE BONOS.

El Emisor divulgará e informará a los Tenedores de Bonos por medio de los antecedentes entregados a la SVS y al Representante de los Tenedores de Bonos, de toda información a que le obligue la Ley o dicha Superintendencia en conformidad a las normas vigentes.

7.1. Lugar de Pago.

Los pagos se efectuarán en la oficina principal de Banco de Chile como Banco Pagador, actualmente ubicada en Santiago, calle Ahumada N° 251, comuna y ciudad de Santiago, en horario bancario normal de atención al público, o directamente a través de las cuentas corrientes que los Tenedores de Bonos tengan inscritas en el DCV.

7.2. Formas de Aviso.

No contempla.

7.3. Informes Financieros a Proporcionar.

El Emisor proporcionará a los Tenedores de Bonos toda la información a que lo obligue la Ley mediante la entrega de antecedentes a la Superintendencia de Valores y Seguros y al Representante de los Tenedores de Bonos, conforme a las normas vigentes y a lo establecido en el Contrato de Emisión.

7.4. Información Adicional.

No existen otras obligaciones de informar que las establecidas en el Contrato de Emisión.

8. OTRA INFORMACIÓN.

8.1. Representante de los Tenedores de Bonos.

El representante de los tenedores de bonos es el Banco de Chile.

No existe relación de propiedad, negocios o parentesco entre el representante de los tenedores de bonos y los principales accionistas o socios y administradores del Emisor. El Banco de Chile es uno de los tantos bancos comerciales que realiza operaciones propias de su giro con el Emisor.

8.1.1. Dirección.

La dirección de la sede principal del Representante de los Tenedores de Bonos es calle Ahumada N° 251, comuna y ciudad de Santiago.

8.1.2. Teléfono.

+56 2 2653 1111

8.1.3. Fax.

+56 2 2653 3984

8.1.4. Página web.

www.bancochile.cl

8.1.5. Relaciones.

No existe relación de propiedad, negocios o parentesco entre el Representante de los Tenedores de Bonos y los principales administradores de la entidad emisora.

8.1.6. Fiscalización.

Además de las facultades que le corresponden como mandatario y de las que le otorguen por la Junta de Tenedores de Bonos, el representante de Tenedores de Bonos de dichos inversionistas tendrá las atribuciones que la ley le confiere. No tendrá atribuciones adicionales a las que le otorga la ley.

8.2. Administrador Extraordinario. Encargado de la Custodia. Perito Calificado.

No corresponde.

8.3. Asesores Legales Externos.

Garrigues Chile SpA.

8.4. Asesores Financieros.

Banco Santander-Chile.