

ENAP

MEMORIA ANUAL ENAP 2019





ENAP

MEMORIA ANUAL 2019

Razón social: **Empresa Nacional del Petróleo**

Domicilio: **Avenida Apoquindo 2929, piso 5, Las Condes, Santiago de Chile**

Rol Único Tributario: **92.604.000-6**

Tipo de entidad: **Empresa pública creada por la Ley N° 9.618**

Propiedad: **Estado de Chile**

Teléfono: **(56-2) 2280 3000**

Código postal: **7550246**

Sitio web: www.enap.cl

Auditores externos: **Deloitte Auditores y Consultores Limitada**

Registro de Valores: **N° 783, de la Superintendencia de Valores y Seguros, del 4 de octubre de 2002**

Giro: **Exploración, producción y comercialización de hidrocarburos y sus derivados; producción, transporte y comercialización de energía y potencia eléctrica**

Principales Filiales: **ENAP Refinerías S.A., RUT: 87.756.500-9, Registro de Entidades Informantes N°95, de la SVS**

ÍNDICE DE CONTENIDOS

- 1** **ÍNDICE DE CONTENIDOS**
 - 2 CARTA DE LA PRESIDENTA DEL DIRECTORIO
 - 4 CARTA DEL GERENTE GENERAL
-

- 6** **1 INFORMACIÓN CORPORATIVA**
 - 7 HITOS DE LA GESTIÓN 2019
 - 10 LA EMPRESA
 - 11 RESEÑA HISTÓRICA
 - 13 ALTA ADMINISTRACIÓN
 - 14 DIRECTORIO
 - 17 PRODUCTOS
 - 18 PRESENCIA INTERNACIONAL
-

- 19** **2 GESTIÓN DE PERSONAS Y ORGANIZACIÓN**
- 20 PERSONAS Y ORGANIZACIÓN

- 30** **3 ENTORNO DEL NEGOCIO**
 - 31 MERCADO INTERNACIONAL DEL PETRÓLEO Y GAS
-

- 33** **4 GESTIÓN CORPORATIVA**
 - 34 DESARROLLO SOSTENIBLE / GESTIÓN COMUNITARIA
 - 35 DESARROLLO SOSTENIBLE / MEDIO AMBIENTE
 - 36 PREMIOS Y RECONOCIMIENTOS
 - 37 DESARROLLO SOSTENIBLE / SEGURIDAD Y SALUD OCUPACIONAL
 - 40 GERENCIA DE ÉTICA Y CUMPLIMIENTO (Compliance)
 - 42 GESTIÓN DE RIESGOS
 - 48 SÍNTESIS DE RESULTADOS
 - 54 MARCAS Y PATENTES
-

- 55** **5 LÍNEAS DE NEGOCIO**
 - 56 EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN (E&P)
 - 58 EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN NACIONAL
 - 59 EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN INTERNACIONAL
 - 62 REFINACIÓN Y COMERCIALIZACIÓN (R&C)
 - 66 GAS Y ENERGÍA
-

- 69** **6 ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS**
- 165 DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD

CARTA DE LA PRESIDENTA DEL DIRECTORIO

El año 2019 fue en extremo desafiante. Chile y varios países de la región atravesaron una crisis social que puso a prueba nuestras instituciones y su capacidad de respuesta. ENAP, como empresa pública, jugó un rol crucial en ese contexto y, gracias al sobresaliente desempeño de todos sus colaboradores, dejó de manifiesto su rol estratégico y su relevancia en cada uno de los territorios en que contamos con operaciones.

El esfuerzo y compromiso de nuestros ejecutivos, profesionales, trabajadores y dirigentes sindicales se hizo evidente durante los días más crudos de la crisis, cuando todos redoblaron esfuerzos para mantener un suministro seguro e ininterrumpido de combustibles.

Pese a un contexto muy complejo, ENAP ha ido logrando los objetivos trazados por el Directorio de la compañía y, de ese modo, dio respuesta a lo que se espera de ella: avanzar a convertirse en una empresa más productiva, eficiente y, ciertamente, más transparente en la gestión de sus recursos.

Agradezco a los colaboradores de ENAP por su compromiso con la empresa y nuestros compatriotas. Les invito a mantener ese mismo espíritu durante 2020, que se ha mostrado más desafiante que el año anterior.

Estos hitos dan cuenta que la línea de acción trazada por nuestro Directorio es la correcta: las empresas públicas pueden y deber ser más eficientes, productivas y transparentes en su gestión. Responsabilidad y probidad es lo que se espera de sus empresas estatales, ahora más que nunca y en eso estamos alineados administración y trabajadores.

El Directorio que encabezo y la administración han asumido todas sus responsabilidades apegados a



una gestión estrictamente profesional. Y hemos fortalecido nuestro gobierno corporativo incorporando las mejores prácticas para una empresa pública, atendiendo el mandato de volver a hacer de ENAP una empresa viable en el tiempo, entendiendo que se trata de un imperativo ético.

Especialmente el momento actual que vive nuestro país y el mundo en su globalidad nos exige ser muy responsables en nuestras decisiones de inversión, austeros en la administración de los recursos y, sobre todo, autosustentables.



No obstante, nuestro desafío no se agota en cumplir con lo que se espera de nosotros como empresa pública. Debemos convertirnos en un socio estratégico ante los desafíos energéticos de la región, para permitir su funcionamiento y progreso.

ENAP es estratégica y entrega un servicio sin interrupciones, atentos siempre a las necesidades del país. Y debemos mantenernos haciendo las cosas bien, cuidando responsablemente los recursos, pero por sobre todo, cuidando a cada una de las personas que somos parte directa o indirectamente de esta gran compañía.

En los próximos meses también tendremos que sortear dificultades y desafíos, de los que solo podremos salir exitosamente si nos cuidamos mutuamente, actuamos

unidos y ponemos el bien del país por delante, como siempre lo hemos hecho.

Como Directorio, confiamos en que, con el apoyo y compromiso de todos nuestros trabajadores y colaboradores, podremos seguir fortaleciendo una gestión responsable y moderna, que se traduzca en el mejor resultado para los trabajadores, la empresa y todos los lugares en donde desarrollamos nuestras operaciones.

Loreto Silva Rojas

Presidenta del Directorio de ENAP

CARTA DEL GERENTE GENERAL

Como cada año, tenemos la oportunidad de presentarles los resultados del ejercicio financiero anterior, dándoles a conocer cuáles fueron los principales ámbitos, proyectos y desafíos en los que se centró el trabajo de nuestros colaboradores, equipos ejecutivos y alta administración.

Durante 2019, gran parte de nuestro empeño estuvo enfocado en garantizar la sostenibilidad y viabilidad financiera de la compañía, lo que supuso un enorme esfuerzo de eficiencia, productividad y optimización.

Aunque la situación sigue siendo muy desafiante, ese trabajo mostró sus primeros frutos. ENAP finalizó 2019 con una utilidad después de impuestos de US\$ 4,8 millones, que se compara positivamente con una pérdida de US\$ 231 millones que registró en 2018. A la vez, obtuvo un mejor resultado antes de impuesto en US\$ 452 millones respecto del año anterior.

Esos esfuerzos de eficiencia, productividad, control de inversiones y endeudamiento, nos permitieron entonces disminuir de manera muy considerable el déficit de la compañía, recursos que hoy son muy necesarios dada la realidad que atraviesa Chile y el mundo.

Las principales razones que explican el mejor desempeño de ENAP en 2019 se relacionan con mejoras de productividad en torno al 10%, tanto en la Línea de Exploración y Producción (E&P) como en la Línea de Refinación y Comercialización (R&C); las medidas de eficiencia, racionalización y austeridad adoptadas por la administración, que contribuyeron a reducir los costos, generando ahorros en 2019 por aproximadamente US\$ 90 millones; y la racionalización y priorización de inversiones, con foco en la continuidad operativa, medio ambiente y contribución a resultados,



traduciéndose en una reducción de inversiones (CAPEX) de US\$ 350 millones.

Pese a la decisión de aplicar ajustes, a veces dolorosos pero necesarios, no se vio afectado el compromiso de seguir reforzando nuestra función estratégica. Al contrario, con las mismas instalaciones y una dotación optimizada, logramos cerrar 2019 con la mayor producción histórica de combustibles.

Fue así como las refinerías de Aconcagua, Bío Bío y Gregorio procesaron un récord de 10,8 millones de metros cúbicos de crudo, para producir 12,39 millones



de metros cúbicos de productos refinados. Por su parte, la Línea E&P produjo 24,6 millones de barriles de petróleo equivalentes (MMboe), superior en un 9,4% a la producción del año 2018. Estas cifras representan el nivel más alto en los últimos 10 años, gracias al mayor aporte de las filiales internacionales de Ecuador y Argentina, como así también de ENAP Magallanes.

Seguir cumpliendo con un rol estratégico en todos los territorios donde estamos presentes es prioritario para ENAP y, de cara a eso, nos hemos preparado y seguimos trabajando para mantener el suministro de combustible para el país.

En ese esfuerzo, estamos muy agradecidos de todos los que trabajan en ENAP, de su compromiso con la empresa y con Chile. En el año 2019, fuimos capaces de alcanzar los avances descritos sobre la base de compartir el mismo propósito de ser más productivos y cuidar los recursos de la compañía.

Este compromiso común será necesario el año 2020. Tendremos que trabajar intensamente, velando por la seguridad de todos los que trabajamos directa o indirectamente en ENAP y, en paralelo, mantener la continuidad operativa, de modo de minimizar los riesgos de desabastecimiento para el país.

Desde el punto de vista financiero, anticipamos un año muy complejo, dadas las enormes bajas del precio del crudo y las fuertes reducciones en los márgenes de los productos refinados, situación que obliga a ENAP a reforzar sus medidas de austeridad y ser muy selectiva a nivel de inversiones.

Sabemos que estamos insertos en una industria difícil, que cambia vertiginosamente y que se ha visto recientemente golpeada por la crisis derivada de la pandemia del Coronavirus.

Nuestro desafío está en ser capaces de adaptarnos a este escenario, fortaleciendo nuestra capacidad logística y operativa, de manera de seguir cumpliendo, pese a todas las adversidades, el mandato de entregar el combustible que Chile necesita y ser un factor de progreso en cada uno de los países en que estamos presentes.

Andrés Roccatagliata Orsini

Gerente General ENAP

1

INFORMACIÓN CORPORATIVA



VALESKA BOZO :: ENAP REFINERÍA ACONCAGUA

HITOS DE LA GESTIÓN 2019

::: 4 de abril

ENAP Magallanes abrió nuevo polo para desarrollo de gas no convencional

Con la puesta en marcha de tres nuevos pozos en el Bloque Dorado-Riquelme, ENAP abrió un polo de desarrollo para los hidrocarburos no convencionales, alcanzando una producción de 500.000 metros cúbicos por día (m³/día), lo que equivale a la mitad de lo que la Región de Magallanes consume durante el verano. Este avance complementa la actual producción del Bloque Arenal, donde diariamente se producen 2,0 millones de m³/día de gas.



::: 15 de abril

ENAP y MACO certificaron el primer vehículo de carga que usa GNL como combustible

ENAP y la firma distribuidora MACO trabajaron en conjunto en la certificación del primer vehículo de carga, un camión de la marca china FAW, que utiliza exclusivamente GNL para su funcionamiento. La iniciativa es parte del proyecto "GNL como combustible vehicular", con el que se busca el desarrollo del gas natural como un combustible de transición.



::: 16 de abril

Suez distinguió a ENAP Refinería Aconcagua por su eficiencia operacional

ENAP Refinería Aconcagua y la empresa Suez probaron un aditivo en la operación de la Planta Topping de esta filial, que se tradujo en un ahorro energético superior a los US\$ 50.000 anuales. Gracias a estos resultados, Suez otorgó a ENAP el premio Proof Not Promises, que reconoce a proyectos cuyo resultado han tenido un impacto económico relevante.

::: 18 de abril

Primer grupo de familias de Hualpén ya fue relocalizado en sus nuevos hogares

Cumpliendo el compromiso asumido en 2015 con los vecinos de las poblaciones aledañas a ENAP Refinería Bío Bío, se inició el proceso de relocalización de sus viviendas. Este plan tiene como propósito mejorar la calidad de vida de 289 familias de las poblaciones Nueva y Villa El Triángulo.



::: 20 de junio

ENAP obtuvo Premio Impulsa Talento Femenino 2019 por promover la presencia de mujeres en cargos directivos

ENAP obtuvo el primer lugar en la categoría Commodities de la cuarta versión del Premio Impulsa Talento Femenino, organizado por la Fundación ChileMujeres, PwC Chile y Diario Pulso. Este galardón destaca a aquellas compañías que promueven la inclusión de la mujer y el desarrollo del talento femenino. ENAP fue distinguida por su Política de Equidad de Género, así como por el rol protagónico que desempeñan las mujeres en su Directorio y en cargos de alta gerencia.

::: 31 de julio

ENAP incorporó tecnología que mejora calidad e incrementa volúmenes de combustible para la aviación

Refinería Aconcagua implementó un nuevo sistema de filtración de productos terminados que permite mejorar la calidad del diésel y gasolina, así como también mejorar tiempos de entrega del kerosene de aviación.

::: 1 de agosto

ENAP desarrolló metodología estandarizada para calcular su huella de carbono

Con el propósito de realizar la medición de su huella de carbono, ENAP inició en 2018 un trabajo para implementar una herramienta transversal, estandarizada y acorde con los desafíos en materia de gases de efecto invernadero. A través de ella, ENAP estimará la huella de carbono de las operaciones en Chile, Argentina y Ecuador, como paso necesario para la identificación de las medidas de compensación y/o reducción que se podrían adoptar a futuro.



::: 28 de agosto

Enel Green Power y ENAP iniciaron construcción de expansión de 33 MW de central geotérmica Cerro Pabellón

Geotérmica del Norte, *joint venture* entre Enel Green Power Chile, la filial chilena para energías renovables del Grupo Enel, y ENAP, dio inicio a la construcción de la tercera unidad generadora de la planta geotérmica Cerro Pabellón, ubicada en la comuna de Ollagüe, a 4.500 metros sobre el nivel del mar. Esta nueva unidad, que requerirá una inversión cercana a los US\$ 100,0 millones, entrará en operación en el segundo semestre de 2020, con una capacidad instalada de 33 MW.

29 de agosto

ENAP puso en marcha proyecto para reducir emisiones de material particulado en la comuna de Hualpén

Con el propósito de reducir las emisiones de material particulado, ENAP puso en marcha la unidad Wet Gas Scrubber (sistema de abatimiento de emisiones atmosféricas) en su planta de Hualpén. Con una inversión cercana a los US\$ 57,0 millones, este sistema permite lavar los gases que actualmente se emiten desde la unidad de Cracking Catalítico de esta filial.



16 de septiembre

ENAP concluyó montaje de los tres aerogeneradores del nuevo Parque Eólico en Magallanes

De acuerdo con el cronograma definido, el nuevo parque eólico Vientos Patagónicos, que ENAP construye en la Región de Magallanes junto a Pecket Energy, concluyó el montaje de sus tres aerogeneradores. El parque permitirá pasar del 2% al 18% de Energías Renovables No Convencionales en la matriz eléctrica de Punta Arenas.

14 de octubre

ENAP firmó acuerdo con Methanex para potenciar desarrollo del gas no convencional en Magallanes

En el marco del desafío de potenciar el gas no convencional existente en la cuenca de Magallanes, ENAP cerró un acuerdo con la empresa canadiense Methanex –principal productora y proveedora de metanol en el mundo– para el suministro de gas a sus plantas ubicadas en la región austral.



30 de octubre

ENAP y Petroperú acordaron intercambiar mejores prácticas

Los gerentes generales de ENAP, Andrés Roccatagliata, y de Petroperú, Carlos Barrientos, sellaron un acuerdo de cooperación, a través del cual ambas empresas se comprometieron a compartir mejores prácticas relacionadas con la refinación de hidrocarburos, y trabajar en conjunto para desarrollar envíos de crudo desde Perú a Chile y gasolinas desde Chile a Perú.

15 de noviembre

ENAP alcanzó récord histórico de producción de petróleo en Ecuador

Después de poco más de 15 años de operaciones en ese país, ENAP Ecuador alcanzó un récord de producción de petróleo crudo, con 23.089 barriles de producción por día (bpd). Con esta cifra, el promedio de producción en 2019 de ENAP Ecuador fue un 45% superior al promedio de los volúmenes que dicha filial generó en los últimos años.

LA EMPRESA

::: Perfil de la empresa y estructura



La Empresa Nacional del Petróleo (ENAP) es una empresa pública chilena, cuyo objetivo es la exploración, producción y comercialización de hidrocarburos y sus derivados; y la producción, transporte y comercialización de energía y potencia eléctrica. Desarrolla actividades tanto en Chile como en el extranjero, a través de las filiales internacionales en Argentina, Ecuador y Egipto.

En Chile, opera a través de dos Líneas de Negocio: Exploración y Producción (E&P), y Refinación y Comercialización (R&C).

La Línea E&P gestiona la búsqueda y producción de hidrocarburos y tiene operaciones en Ecuador, Egipto y Argentina, que contemplan la producción de crudo y gas, mediante alianzas con empresas líderes en el rubro petrolero.

La Línea R&C opera las refinerías Aconcagua, Bío Bío y Gregorio, donde se procesa el crudo para transformarlo en combustible. Incluye las actividades de transporte y almacenamiento.

La administración central de ENAP tiene su sede en la Casa Matriz, ubicada en Santiago de Chile.

::: Constitución legal: propiedad y control de la empresa

La Empresa Nacional del Petróleo es de propiedad del Estado de Chile. Fue creada por la Ley N° 9.618, promulgada el 19 de junio de 1950. Sus estatutos fueron aprobados por el Decreto Supremo Conjunto N° 24, dictado por los ministerios de Energía y Hacienda, el 1 de febrero de 2018, y publicado en el Diario Oficial, el 8 de mayo de 2019.

Opera como empresa comercial, con un régimen jurídico de derecho público y se administra en forma autónoma. Para ello, cuenta con patrimonio y personalidad jurídica propios y, para efectos presupuestarios, se relaciona con el gobierno a través del Ministerio de Hacienda.

La Ley N° 9.618 ha sido modificada por diversas leyes posteriores. Su texto actualizado fue aprobado por el Decreto con Fuerza de Ley N° 1, de 1986, del Ministerio de Minería. A partir de la promulgación de la normativa que modernizó el Gobierno Corporativo de ENAP, el 27 de julio de 2017, la administración superior radica en un directorio conformado por siete miembros: dos designados directamente por el Presidente de la República; cuatro que provienen del Sistema de Alta Dirección Pública (ADP); y uno electo por los trabajadores de la empresa. Con esto, se fija un modelo de gestión sin la representación de gremios ni la integración de ministros de Estado.

RESEÑA HISTÓRICA

El 29 de diciembre de 1945, un visionario equipo de trabajadores de la Corporación de Fomento de la Producción (Corfo) –liderados por el ingeniero Eduardo Simián– hizo brotar el primer chorro de crudo en Springhill, Tierra del Fuego.



El mismo equipo que encabezaba Simián recomendó, más tarde, la creación de una empresa que explotara comercialmente los pozos petroleros descubiertos en la zona austral. De este modo, si bien ENAP fue creada formalmente por el Estado cinco años después de dicho hallazgo, desde sus inicios ya auguraba convertirse en un activo estratégico para el país.

Al cabo de algunos años, y habiéndose conformado un polo de desarrollo estratégico en Magallanes, que incluía el proceso de producción de combustibles líquidos y tratamiento del gas en pequeños volúmenes, en el área de Manantiales, la empresa estaba preparada para su siguiente paso.

El 12 de noviembre de 1955, bajo la presidencia de Carlos Ibáñez del Campo, se inauguró la Refinería de Petróleo de Concón, hoy ENAP Refinería Aconcagua. Su propósito fue producir combustibles a gran escala y comenzar a competir en el negocio de refinación de tipo comercial e industrial. Una vez alcanzada una masa crítica de clientes en la zona central de Chile, en 1959, se levantó una Planta de Almacenamiento en Maipú (actual Dirección de Almacenamiento y Oleoductos, DAO), que se conectó a un poliducto para llevar los derivados del crudo hacia toda la Región Metropolitana.





Otro hito se originó el 24 de julio de 1961, al fundarse el Comando Unido de los Trabajadores del Petróleo, antecesor de la Fenatrapech, Federación Nacional de Trabajadores del Petróleo y Afines de Chile. El Comando Unido de los Trabajadores del Petróleo nació de la Unión de Obreros Petrolíferos y la Asociación de Empleados de ENAP, y fue una organización señera para los movimientos sindicales en Chile.

Posteriormente, el 29 de julio de 1966, con la puesta en marcha de la segunda refinería de petróleo, esta vez emplazada en Talcahuano (hoy comuna de Hualpén), y la construcción de dos terminales de almacenamiento,

ENAP comienza su etapa de consolidación como una empresa dedicada a la exploración y explotación petrolera, además de refinación, almacenamiento y comercialización de combustibles.

Desde entonces, su crecimiento fue irreversible: en 1981 se creó el negocio de Logística y ENAP se transformó en un *holding* de empresas. Después, la compañía concretó su expansión hacia el exterior, a través de la Sociedad Internacional Petrolera S.A., creada en mayo de 1990 (actual ENAP Sipetrol), y que ha mostrado éxitos exploratorios en Ecuador, Argentina y Egipto. En 2004, las refinerías de la V y VIII regiones, junto a la filial encargada del almacenamiento de combustibles, Emalco, se fusionaron en una sola: ENAP Refinerías S.A. Tras una alianza con British Gas (BG), Endesa y Metrogas, en octubre de 2009, se inauguró en Quintero el terminal de Gas Natural Licuado (GNL), que marcó un hito en el desarrollo de ENAP como una empresa integrada en el rubro energético.

En la última década, la compañía ha llevado adelante intensas campañas exploratorias para encontrar nuevas reservas de petróleo y gas en Magallanes.

A partir de 2013, el desarrollo de gas no convencional (*tight-gas*) en el Bloque Arenal, ubicado en Tierra del Fuego, ha permitido revertir la declinación de la producción de gas convencional y asegurar el suministro regional. Actualmente, ENAP continúa invirtiendo en ello y se encuentra probando el potencial del bloque Dorado Riquelme en la zona continental de la Región de Magallanes con resultados preliminares alentadores. Por su parte, ENAP a través de su filial ENAP Sipetrol tiene presencia internacional en Ecuador, Egipto y Argentina, donde se encuentra explorando y explotando petróleo y gas natural.

Desde 2016, ENAP está autorizada para participar también del rubro producción, transporte y comercialización de energía y potencia eléctrica, fortaleciendo su rol estratégico de empresa pública de energía, con el objetivo de aportar nuevas soluciones para el desarrollo del país y los territorios en que opera.

ALTA ADMINISTRACIÓN

::: Fechas de ingreso de los principales ejecutivos de ENAP

RUT	NOMBRE	PROFESIÓN	FECHA EN QUE ASUMIÓ
8.521.864-9	ANDRÉS ROCCATAGLIATA ORSINI	INGENIERO COMERCIAL	06.08.2018
9.969.428-9	JULIO ARANIS VARGAS	INGENIERO CIVIL EN MINAS	01.10.2018
12.263.321-7	PABLO SUFÁN GONZÁLEZ	INGENIERO CIVIL INDUSTRIAL	08.10.2018
8.288.863-2	YASNA ROSS ROMERO	INGENIERO CIVIL INDUSTRIAL	01.06.2018
8.190.120-1	ANDRÉS LEÓN SCHLEYER	ABOGADO	01.10.2018
9.907.068-4	GABRIEL MÉNDEZ SERQUEIRA	ABOGADO	14.07.2014
10.354.521-8	TATIANA MUNRO CABEZAS	ABOGADO	01.10.2018
7.018.340-4	DANIEL LAZO VARAS	INGENIERO CIVIL INDUSTRIAL	04.11.2019
6.999.085-1	JUAN PABLO LARRAÍN EDWARDS	ABOGADO	16.10.2018
11.476.504-K	LEONARDO CANALES MORENO	INGENIERO EN EJECUCIÓN EN MINAS	02.11.2016
14.168.642-9	DENISSE ABUDINÉN BUTTO	INGENIERO CIVIL INDUSTRIAL	01.10.2018
8.820.053-5	JAQUELINE SAQUEL MEDIANO	INGENIERO COMERCIAL	01.10.2018
10.459.144-2	DAVID VARAS MADARIAGA	CONTADOR PÚBLICO Y AUDITOR	18.11.2019

::: Fechas de ingreso de los directores

La Ley N° 21.025, publicada el 7 de agosto de 2017, modificó el Gobierno Corporativo de ENAP. En línea con las recomendaciones de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE), se reduce el número de directores de ocho a siete. De ellos, dos son designados directamente por el Presidente

de la República; cuatro, mediante concurso público a través del Sistema de Alta Dirección Pública; y uno, a proposición de todos los trabajadores de la empresa. De acuerdo con esta nueva normativa, los directores duran cuatro años en sus cargos y podrán ser renovados inmediatamente por un nuevo período, una sola vez.

NOMBRE	FECHA DE INGRESO	N° DE SESIÓN
MARÍA LORETO SILVA ROJAS	29.03.2018	1160
FERNANDO MASSÚ TARÉ	25.09.2018	1171
ANA HOLUIGUE BARROS (**)	29.03.2018	1160
RODRIGO AZÓCAR HIDALGO (**)	29.03.2018	1160
CLAUDIO SKÁRMETA MAGRI	29.03.2018	1160
JOSÉ LUIS MARDONES SANTANDER	29.03.2018	1160
MARCOS VARAS ALVARADO (*)	29.03.2018	1160

(*) Mediante Acta de Votación, de fecha 28 de febrero de 2018, los trabajadores de la empresa propusieron a Marcos Varas Alvarado para el cargo de director laboral, por un periodo de cuatro años, a contar del 2 de abril de 2019.

(**) Mediante Decreto Supremo N° 25, de fecha 18 de marzo de 2019, se renovó en el cargo de directores de la Empresa Nacional del Petróleo a Ana Holuigue Barros y a Rodrigo Azócar Hidalgo, por un periodo de cuatro años, a contar del 2 de abril de 2019.

DIRECTORIO



PRESIDENTA DEL DIRECTORIO

MARÍA LORETO SILVA ROJAS

Abogada
Designada por el
Presidente de la República
RUT: 8.649.929-0

VICEPRESIDENTE DEL DIRECTORIO

FERNANDO RODOLFO MASSÚ TARÉ

Ingeniero Comercial
Designado por el
Presidente de la República
RUT: 6.783.826-2

DIRECTOR

RODRIGO CRISTÓBAL AZÓCAR HIDALGO

Ingeniero Comercial
Seleccionado por Alta Dirección
Pública (ADP)
RUT: 6.444.699-1

DIRECTORA

ANA BEATRIZ HOLUIGUE BARROS

Economista
Seleccionado por Alta Dirección
Pública (ADP)
RUT: 5.717.729-2

DIRECTOR

JOSÉ LUIS MARDONES SANTANDER

Ingeniero Civil Industrial
Seleccionado por Alta Dirección
Pública (ADP)
RUT: 5.201.915-K

DIRECTOR

CLAUDIO FERNANDO SKÁRMETA MAGRI

Economista
Seleccionado por Alta Dirección
Pública (ADP)
RUT: 5.596.891-8

DIRECTOR

MARCOS MAURICIO VARAS ALVARADO

Técnico Operador
Representante de los trabajadores
RUT: 10.409.044-3

:: Directorios ENAP Refinerías S.A. y ENAP Sipetrol S.A.

PRESIDENTA DEL DIRECTORIO

MARÍA LORETO SILVA ROJAS

Abogada
Designada por el
Presidente de la República
RUT: 8.649.929-0

DIRECTOR

JOSÉ LUIS MARDONES SANTANDER

Ingeniero Civil Industrial
Seleccionado por Alta Dirección
Pública (ADP)
RUT: 5.201.915-K

VICEPRESIDENTE DEL DIRECTORIO

FERNANDO RODOLFO MASSÚ TARÉ

Ingeniero Comercial
Designado por el
Presidente de la República
RUT: 6.783.826-2

DIRECTOR

CLAUDIO FERNANDO SKÁRMETA MAGRI

Economista
Seleccionado por Alta Dirección
Pública (ADP)
RUT: 5.596.891-8

DIRECTOR

RODRIGO CRISTÓBAL AZÓCAR HIDALGO

Ingeniero Comercial
Seleccionado por Alta Dirección
Pública (ADP)
RUT: 6.444.699-1

DIRECTOR

MARCOS MAURICIO VARAS ALVARADO

Técnico Operador
Representante de los trabajadores
RUT: 10.409.044-3

DIRECTORA

ANA BEATRIZ HOLUIGUE BARROS

Economista
Seleccionado por Alta Dirección
Pública (ADP)
RUT: 5.717.729-2



:: Remuneraciones Plana Ejecutiva

Las remuneraciones pagadas en 2019 a la plana ejecutiva superior de ENAP y filiales ascendieron a \$ 4.703.601.865, monto inferior al de 2018 por el mismo concepto, que fue de \$ 4.820.879.543.

Los cargos considerados en la mencionada suma corresponden a 40 posiciones gerenciales existentes al 31 de diciembre de 2019: gerente general, gerentes de Líneas de Negocio, gerentes de ENAP Casa Matriz, gerentes de ENAP Magallanes, y de las filiales ENAP Refinerías S.A. y ENAP Sipetrol S.A.

:: Indemnizaciones

En 2019, la empresa pagó a sus ejecutivos superiores indemnizaciones correspondientes a años de servicios

por un monto de \$ 941.931.297, mientras que, en 2018, esta suma ascendió a \$ 182.652.035.

:: Sistema de Renta Variable

ENAP cuenta con un Sistema de Renta Variable (SRV) que aplica a sus ejecutivos. Los factores que se toman en cuenta en el modelo para la determinación del incentivo son los resultados de la empresa, el nivel

de cumplimiento de objetivos individuales y de área, y adicionalmente un factor de ajuste discrecional aplicado por la jefatura directa.



PRODUCTOS

GAS LICUADO DE PETRÓLEO

- Butano
- Propano

DIÉSEL

- Diésel Grado A1
- Diésel B
- Diésel B2
- Diésel antártico
- Diésel marino

PETRÓLEOS COMBUSTIBLES

- Fuel Oil N° 6 de 1%S y 3%S
- Combustible marino IFO 380
- Combustible marino IFO 180
- IFO 2020

SOLVENTES

- Agurrás
- Xileno
- Gasolina blanca

COKE

AZUFRE

ÁCIDOS

ASFALTOS

- Impermeabilizantes
- Cemento asfáltico
- Asfalto CA14
- Asfalto CA24

GASOLINAS

- Gasolina 97 Oct. bajo RVP/Olefinas (RM*)
- Gasolina 93 Oct. bajo RVP/Olefinas (RM*)
- Gasolina 97 Oct. (RP**)
- Gasolina 93 Oct. (RP**)
- Gasolina 100LL

KEROSENES

- Kerosene doméstico
- Kerosene de aviación Jet A1

PETROQUÍMICOS

- Propileno

GAS NATURAL

- Gas natural industrial y domiciliario
- Gas natural licuado (GNL)

COMBUSTIBLES

PRODUCTOS INDUSTRIALES

PETROQUÍMICOS Y GAS NATURAL

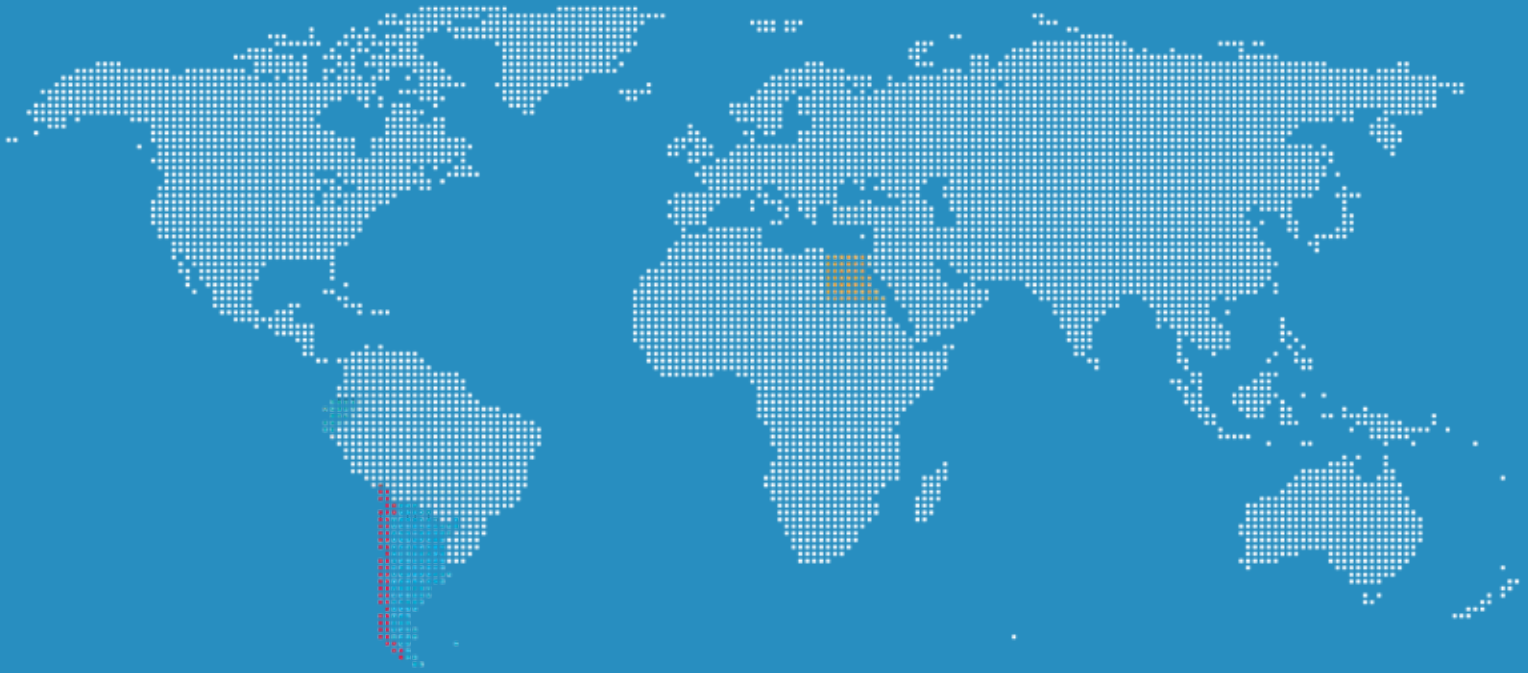
PETRÓLEO CRUDO



GAS NATURAL

* Región Metropolitana
** Resto del país

PRESENCIA INTERNACIONAL



ECUADOR

- Oficina en Quito
- Bloque MDC y PBH-I
- Bloque 28



CHILE

- Casa Matriz Santiago
- ENAP Refinería Aconcagua
- ENAP Refinería Bío Bío
- Plantas Maipú, San Fernando y Linares
- ENAP Magallanes
- Isla de Pascua, Terminal Vinapu de almacenamiento de combustible



ARGENTINA

- Oficina en Buenos Aires
- Oficina en Río Gallegos
- Cuenca Austral:
 - Bloque Área Magallanes
 - Bloque CAM 2-A Sur
 - Bloque El Turbio Este
 - Bloque Octans Pegaso
- Cuenca Golfo San Jorge:
 - Bloque Campamento Central-Cañadón Perdido (CCCP)



EGIPTO

- Oficina en El Cairo
- Bloque East Ras Qattara

2

GESTIÓN DE PERSONAS
Y ORGANIZACIÓN



ENRIQUE MUÑOZ :: ENAP MAGALLANES



PERSONAS Y ORGANIZACIÓN

El enfoque de gestión en materia de personas busca asegurar la sustentabilidad de la empresa, articulando un clima laboral que estimule la participación y compromiso en un marco de respeto, generando relaciones colaborativas y de confianza entre los

diversos actores. Todo ello, bajo el compromiso de promover las mejores prácticas y un desempeño de excelencia que permitan el logro de los objetivos estratégicos de la compañía.



::: Diversidad e inclusión

Conscientes de que las personas son el pilar clave para construir empresas sustentables, ENAP orienta la gestión a la calidad del empleo que se brinda y al fomento de la diversidad, la equidad y la inclusión.

Conforme a la nueva dinámica mundial que impulsa a las empresas a adoptar un enfoque integral sobre la diversidad y la inclusión, en ENAP se valoran y respetan las particularidades de cada persona. El género, etnia, nacionalidad, edad, ideología, formación religiosa y orientación sexual no son obstáculos para formar equipos de excelencia; cada persona debe ser respetada en su dignidad y capacidad para contribuir a la sociedad, sin discriminación de ningún tipo.

Así, sobre la base de la Política Corporativa de Diversidad e Inclusión, durante 2019, se dio continuidad al trabajo en torno a la equidad de género, avanzando en los siguientes aspectos:

- Participación de ENAP en la Mesa Técnica Público-Privada Energía +Mujer, articulada por el Ministerio de Energía, donde la empresa suscribió su Plan de

Acción, con el objetivo de trabajar hacia una mayor participación e inserción laboral de las mujeres en el sector energía. Esto, a través de procesos de reclutamiento, desarrollo y promoción, que se traduzcan en un mayor balance en puestos de liderazgo, equidad en las remuneraciones, ambientes de trabajo seguros y libres de violencia, y conciliación de la vida laboral, familiar y personal.

- A nivel de sensibilización, se continuó con la difusión de la Política Corporativa de Equidad de Género y Conciliación de la Calidad de Vida Laboral, Familiar y Personal en todas las unidades de negocio en Chile, utilizando los medios de comunicación interna y a través de actividades encabezadas por ejecutivos y ejecutivas de la compañía.
- Se incorporó en los reglamentos de Orden, Higiene y Seguridad de las operaciones en Chile, conforme a la legislación vigente, un articulado sobre la prevención y sanción del acoso laboral y sexual, y un mecanismo de verificación de brecha salarial.

Reconocimientos 2019

- Impulsa Talento Femenino, organizado por la Fundación ChileMujeres, PwC Chile y Pulso. Este premio destaca a aquellas compañías que, en su rubro, promuevan la inclusión de la mujer y el desarrollo del talento femenino.
- ENAP obtuvo el primer lugar en la categoría Industria, Commodities y Utilities de la tercera versión del ranking Informe de Mujeres en Alta Dirección (IMAD) Empresas 2019. Este informe, que consideró a 115 grandes empresas, busca estimular el desarrollo laboral y la promoción de las mujeres en la alta dirección de las compañías más relevantes del país.



Brecha salarial por género

Se muestra la proporción de la Compensación Total en Efectivo Target (TTC) de mujeres en relación con hombres, segregados por tipo de cargo.

ENAP operaciones locales (Chile)

TIPO DE CARGO	HOMBRES	MUJERES
GERENTES Y DIRECTORES	100%	113%
JEFATURAS Y SUPERVISORES	100%	99%
PROFESIONALES	100%	94%
NO PROFESIONALES	100%	93%

Proporción que representa el sueldo bruto promedio, por tipo de cargo, responsabilidad y función desempeñada, de las ejecutivas y trabajadoras respecto de los ejecutivos y trabajadores.

Cargo, responsabilidad o función	CHILE	
	HOMBRES	MUJERES
ROL EJECUTIVO	100%	91%
ROL GENERAL	100%	114%

Proporción del sueldo bruto promedio de ejecutivas y trabajadoras respecto de ejecutivos y trabajadores.

Dotación 2019

DIVERSIDAD EN LA GERENCIA GENERAL Y DEMÁS GERENCIAS QUE REPORTAN A ESTA GERENCIA O AL DIRECTORIO		
NÚMERO DE PERSONAS POR GÉNERO	MUJERES	3
	HOMBRES	8
NÚMERO DE PERSONAS POR NACIONALIDAD	CHILENA	11
NÚMERO DE PERSONAS POR RANGO DE EDAD	< A 30 AÑOS	0
	30 A 40 AÑOS	1
	41 A 50 AÑOS	4
	51 A 60 AÑOS	6
	61 A 70 AÑOS	0
	> DE 70 AÑOS	0
NÚMERO DE PERSONAS POR ANTIGÜEDAD	< DE 3 AÑOS DE ANTIGÜEDAD	9
	ENTRE 3 Y 6 AÑOS DE ANTIGÜEDAD	2
	ENTRE 6 AÑOS Y 9 AÑOS DE ANTIGÜEDAD	0
	ENTRE 9 Y 12 AÑOS DE ANTIGÜEDAD	0
	> DE 12 AÑOS DE ANTIGÜEDAD	0

Diversidad en la organización

DIVERSIDAD EN LA ORGANIZACIÓN					
NÚMERO DE PERSONAS POR GÉNERO					
	CHILE	ARGENTINA	ECUADOR	EGIPTO	TOTAL
MUJERES	364	22	19	3	408
HOMBRES	2.639	165	121	21	2.946
NÚMERO DE PERSONAS POR RANGO DE EDAD					
< DE 30 DE AÑOS	166	3	3	1	173
30 A 40 AÑOS	890	49	68	15	1.022
41 A 50 AÑOS	897	89	49	5	1.040
51 A 60 AÑOS	706	30	17	1	754
61 A 70 AÑOS	344	16	3	2	365
> 70 AÑOS	0	0	0	0	0
NÚMERO DE PERSONAS POR ANTIGÜEDAD					
< DE 3 AÑOS DE ANTIGÜEDAD	307	36	34	6	383
ENTRE 3 Y 6 AÑOS DE ANTIGÜEDAD	650	56	22	3	731
ENTRE 6 Y 9 AÑOS DE ANTIGÜEDAD	441	35	39	4	519
ENTRE 9 Y 12 AÑOS DE ANTIGÜEDAD	227	20	35	2	284
> DE 12 AÑOS DE ANTIGÜEDAD	1.378	40	10	9	1.437

Trabajadores 2019, por nacionalidad y Unidad de Negocio

NACIONALIDAD	ENAP SANTIAGO	ENAP MAGALLANES	ENAP REFINERÍA ACONCAGUA	ENAP REFINERÍA BÍO BÍO	DAO	ENAP SIPETROL	ENAP ARGENTINA	ENAP ECUADOR	ENAP EGIPTO	TOTAL
ARGENTINA	6	2				1	183			192
BOLIVIANA	1									1
BRASILEÑA	2									2
BRITÁNICA		1				1				2
CHILENA	256	1.078	766	736	98	42	4		2	2.982
CHINA	1									1
COLOMBIANA					1					1
ECUATORIANA								139		139
EGIPCIA									22	22
VENEZOLANA	4	2	5					1		12
TOTAL	270	1.083	771	736	99	44	187	140	24	3.354

Desglose de trabajadores propios y servicios transitorios 2019, por Unidad de Negocio

TIPO DE EMPLEO	ENAP SANTIAGO		ENAP MAGALLANES		ENAP REFINERÍA ACONCAGUA		ERSA DAO		ENAP REFINERÍA BÍO BÍO		ENAP SIPETROL		ENAP ARGENTINA		ENAP ECUADOR		ENAP EGIPTO		TOTAL	
	M	F	M	F	M	F	M	F	M	F	M	F	M	F	M	F	M	F	M	F
TOTAL PROPIO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0		0		0		0		0		0		0		0		0		0	
SERVICIOS TRANSITORIOS	2	3	3	4	0	0	0	1	2	0	0	0							7	8
	5		7		0		1		2		0		0		0		0		15	
TOTAL PROPIO Y TRANSITORIOS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	15



Distribución por Unidad de Negocio

UNIDAD DE NEGOCIO	GERENTES PRIMERA LÍNEA	GERENTES	DIRECTORES	JEFATURAS	PROFESIONALES	ADMINISTRATIVOS Y OPERARIOS	TOTAL
ENAP SANTIAGO	10	13	42	44	130	31	270
ENAP MAGALLANES	0	4	7	104	166	802	1.083
ENAP REFINERÍA ACONCAGUA	0	0	0	0	0	0	0
ENAP REFINERÍA BÍO BÍO	0	0	0	0	0	0	0
ERSA DAO	0	0	0	20	7	72	99
ENAP SIPETROL	1	5	3	2	26	7	44
ENAP ARGENTINA	0	12	0	33	55	87	187
ENAP ECUADOR	0	7	0	14	27	92	140
ENAP EGIPTO	0	5	0	0	16	3	24
TOTAL	11	46	52	217	427	1.094	1.847

Trabajadores 2019, por Línea de Negocio y cargo/función

LÍNEA DE NEGOCIO	GERENTES PRIMERA LÍNEA	GERENTES	DIRECTORES	JEFATURAS	PROFESIONALES	ADMINISTRATIVOS Y OPERARIOS	TOTAL
E&P	1	32	4	121	241	845	1.244
ENAP SANTIAGO	1	1			5	3	10
ENAP MAGALLANES		3	2	73	117	657	852
ENAP SIPETROL		4	2	1	21	3	31
ENAP ARGENTINA		12		33	55	87	187
ENAP ECUADOR		7		14	27	92	140
ENAP EGIPTO		5			16	3	24
R&C	1	7	22	130	330	1.167	1.657
ENAP SANTIAGO	1	3	11	12	28	11	66
ENAP MAGALLANES			2	10	14	94	120
ENAP REFINERÍA ACONCAGUA		3	6	48	147	497	701
ENAP REFINERÍA BÍO BÍO		1	3	40	135	493	672
ERSA DAO				20	6	72	98
G&E	0	3	5	1	11	22	42
ENAP SANTIAGO		2	5	1	9	1	18
ENAP MAGALLANES					1		1
ENAP REFINERÍA ACONCAGUA		1			1	5	7
ENAP REFINERÍA BÍO BÍO						16	16
GERENCIAS ENAP	9	10	33	74	205	80	411
ENAP SANTIAGO	8	7	26	31	88	16	176
ENAP MAGALLANES		1	3	21	34	51	110
ENAP REFINERÍA ACONCAGUA		1	1	12	44	5	63
ENAP REFINERÍA BÍO BÍO			2	9	33	4	48
ERSA DAO					1		1
ENAP SIPETROL	1	1	1	1	5	4	13
TOTAL	11	52	64	326	787	2.114	3.354

:::: Capacitación y educación 2019

En una industria altamente especializada como la petrolera, la formación y el desarrollo continuo de competencias y habilidades resulta fundamental. ENAP desarrolla planes de capacitación enfocados al desarrollo de habilidades de sus colaboradores alineados con los objetivos y desafíos que enfrenta el negocio.

De esta manera, conforme a los planes anuales materializados durante 2019, se realizaron un total de 200.095 horas de capacitación, considerando actividades externas e internas en las unidades de negocio en Chile y las filiales en Argentina y Ecuador. El promedio de horas de capacitación por persona fue de 60 y la cobertura correspondió al 95% de la dotación.



:::: Clima laboral

El clima organizacional es medido a través de la encuesta Great Place to Work (GPTW). Esta medición, que ENAP implementó durante el año 2019, ayuda a evaluar el ambiente de trabajo, a través de 58 afirmaciones que se agrupan en cinco dimensiones: credibilidad, imparcialidad, respeto, camaradería y orgullo.

Con el propósito de materializar el Plan de Desarrollo y Negocios de ENAP, es fundamental contar con

líderes y equipos comprometidos con la empresa. Por ello, durante 2019 se trabajó la gestión del clima laboral con un fuerte énfasis en el rol de los líderes. Así, el 97% de los ejecutivos logró definir planes de acción, orientados a acciones críticas del clima laboral, como: claridad organizacional, comunicación, reconocimiento no monetario, coordinación entre áreas y trabajo en equipo.

:::: Gestión de terceros / Contratistas y proveedores

La relación de ENAP y sus contratistas y proveedores es fundamental, ya que son grupos de interés claves para el desarrollo de una empresa sustentable. Ellos son capaces de generar valor compartido y aportar al desarrollo de los negocios de ENAP.

Consciente de su importancia, ENAP ha desarrollado una serie de iniciativas y programas para apoyarlos.

1. Certificación de obligaciones laborales

Proceso para la validación de colaboradores en la plataforma Gestión de Contratistas (Gescon) y de certificación laboral.

2. Auditorías laborales

En el marco del programa anual de auditorías laborales desarrollado por la Dirección de Gestión de Terceros, se realizaron 11 revisiones en todas las unidades de negocio. Se hizo entrega de los resultados y se formalizó el traspaso de las observaciones levantadas hacia las empresas contratistas, con la finalidad de que gestionen y subsanen los incumplimientos detectados.

3. Análisis y seguimiento de la conflictividad sindical

A través de minutas de Análisis de Conflictividad e Informes de Conflictividad, se desarrollaron diagnósticos, estrategias y gestiones para resguardar la continuidad operacional de ENAP, anticipando y mitigando focos propios de las dinámicas y relaciones entre organizaciones sindicales, empresas contratistas y empresa mandante, coordinándose acciones proactivas para mitigar escenarios de conflictividad.

4. Mesa de trabajo de Logística Terrestre

Continuando y profundizando la mesa de Logística Terrestre, creada en 2016, durante 2019 se establecieron instancias de trabajo con las empresas de transportes prestadoras de servicios, en conjunto con sus sindicatos. Estas tuvieron como objetivo profundizar el cambio cultural, en virtud de la implementación del Sistema de Detección de Fatiga y Somnolencia, generando nuevas temáticas como "motor encendido, celular apagado" y "descanso efectivo", de manera de aportar acciones concretas para minimizar incidentes y/o accidentes.

5. Mejorando competencias laborales del sector de minería no metálica, subsector petróleo y gas natural

Este proyecto se desarrolló en el marco de un convenio de colaboración con ChileValora. Su objetivo inicial fue levantar el Mapa de Procesos del Sector y Subsector. A partir de esto, se definió el Marco de Cualificación en el que están ubicados cada uno de los perfiles ocupacionales existentes, además de aquellos que hoy son demandados por la operación.

6. Programa para Desarrollo de Empresas Contratistas

Con el fin de incrementar, desarrollar y potenciar el nivel de productividad, competitividad e innovación de las empresas contratistas de ENAP, durante 2019 se ejecutó la continuidad del Programa de Desarrollo de Empresas Contratistas, que se inició en 2017 con la asesoría de la Fundación Chile. A través de este, se realizó un diagnóstico de las capacidades de gestión de las empresas, para luego detectar oportunidades de mejora y entregar nuevas competencias y herramientas.

7. Programa de Nivelación de Estudios para Trabajadores Contratistas

Esta iniciativa busca promover el desarrollo profesional de los colaboradores y mejorar sus condiciones de empleabilidad.

8. Programa de Equidad de Género en Contexto Laboral

El objetivo del programa fue "promover en las empresas contratistas que se difundan y compartan los compromisos de ENAP, en relación con la igualdad de oportunidades, la no discriminación arbitraria, la equidad de género y la conciliación de la vida laboral, familiar y personal". Sumado a esto, se abordó la sensibilización y prevención del acoso laboral y acoso sexual laboral al interior de cada empresa contratista.

9. Programa de Prevención de Adicciones en Contexto Laboral

En 2019, se establecieron lineamientos de acción con el objetivo de "Promover estrategias de prevención sobre el consumo de alcohol y otras drogas al interior de las empresas colaboradoras de ENAP".

:::: Relaciones laborales

ENAP tiene un compromiso con la libertad de asociación. Por ello, se promueven relaciones constructivas con los representantes de los trabajadores, con un enfoque de largo plazo. El diálogo es la base de los vínculos de confianza y es un factor relevante para asumir los desafíos y cumplir con el rol estratégico que le cabe a

la empresa en el desarrollo del país.

En 2019, la tasa de cobertura de los instrumentos colectivos fue de un 93,5%, con 10 organizaciones sindicales pertenecientes a ENAP a nivel nacional (Chile).





3

ENTORNO DEL NEGOCIO



MERCADO INTERNACIONAL DEL PETRÓLEO Y GAS

Durante 2019, el precio del crudo estuvo marcado por una alta volatilidad, con un Brent ICE oscilando entre US\$ 50 y US\$ 70 por barril, influenciado por guerra comercial EEUU-China, el aumento de tensiones en Medio Oriente y las menores expectativas de crecimiento mundial.

Los recortes de producción ejecutados por la OPEP y las sanciones a Irán y Venezuela no han logrado elevar el precio, cerrando 2019 en US\$ 64,2 por barril vs US\$ 72 por barril en 2018.

El decaimiento de reservas de crudo en China y el ingreso de nuevas refinerías ha presionado la demanda sobre crudos latinoamericanos, especialmente sobre Brasil y Ecuador.

El mercado de refinación comenzó con un mal primer trimestre, llegando incluso a márgenes negativos en las gasolinas en la Costa del Golfo (USGC). Durante el segundo y tercer trimestre los márgenes recuperaron niveles normales. En el cuarto trimestre, el mercado ha experimentado una fuerte caída debido a incremento de oferta, aumento de niveles de stock y menores consumos (menor demanda interna de Estados Unidos e India).

Las esperadas alzas en los márgenes del diésel, producto de la entrada en vigencia de la norma IMO 2020 han sido completamente anuladas por altos niveles de stock de Fuel Oil de bajo azufre (VLSFO), incrementos de oferta por entradas de nuevas refinerías en China y menor demanda.

Durante 2019, el precio del gas natural, según el marcador Henry Hub de Estados Unidos, promedió US\$ 2,5 por millón de BTU, su menor valor en 20 años, lo que refleja la situación de superávit en el mercado norteamericano, que no ha desarrollado un mercado de exportación acorde con los incrementos de producción. Asimismo, la producción de gas seco creció un 10%, pero la suma del consumo interno y las exportaciones solo aumentó un 3,5%, lo que causó un incremento importante de los inventarios.

A nivel regional, en Argentina se observó un alza en la producción de *shale gas* de 10 millones de metros cúbicos diarios a inicios de 2018, a 30 millones de metros cúbicos diarios a fines de 2019, impulsando una disminución de los precios locales.

En Chile, en 2019 se registró un incremento de las importaciones de gas natural de un 23%, lo que se explica por un aumento de las importaciones desde Argentina de 250% y una disminución de las importaciones de gas natural licuado (GNL) de 22%. El incremento de las compras a Argentina se debe a que los envíos a la zona central se reiniciaron a partir de octubre de 2018 y a las buenas condiciones de precios.

Para el mercado eléctrico nacional, se observó un incremento de 21% de generación de energía renovable no convencional, explicado por la puesta en marcha de la línea de transmisión Cardones-Polpaico en junio 2019. Lo anterior, disminuyó el costo marginal 18,5%, pasando de US\$ 64,1 por Mwh a US\$ 52,5 US\$.



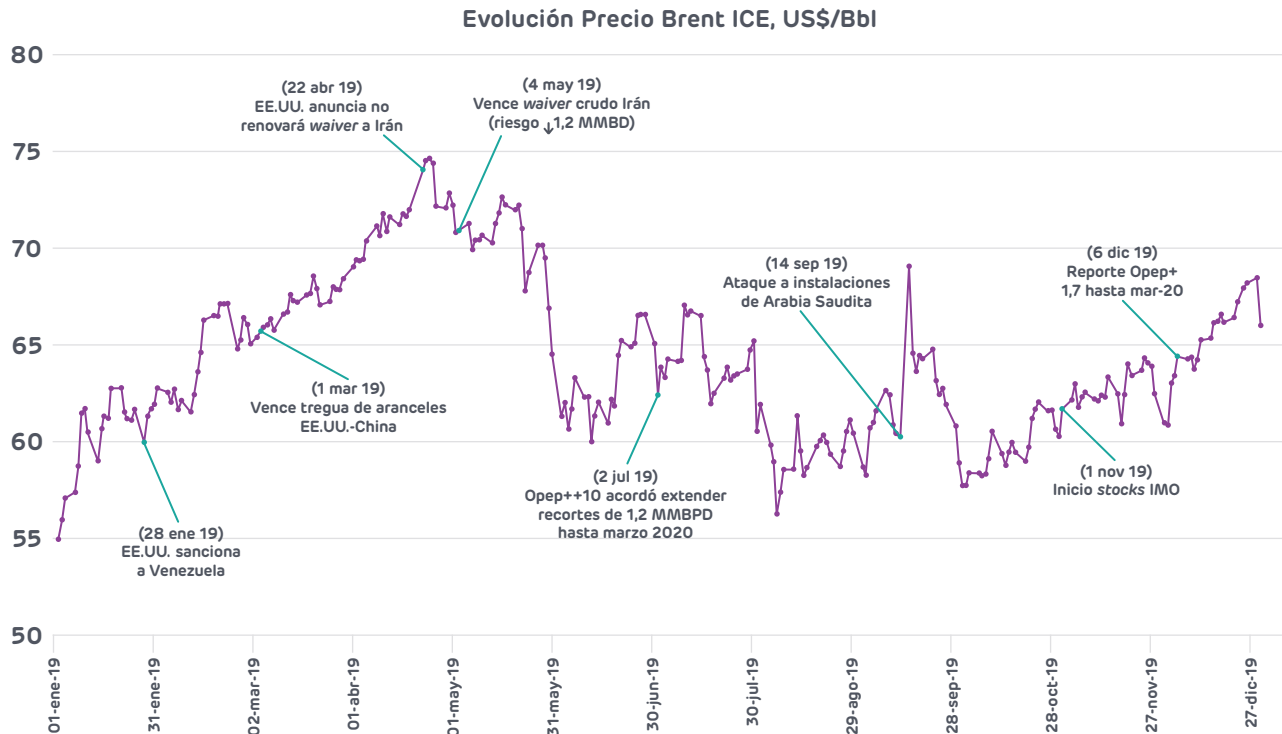
Mercado mundial del petróleo 2019 (cifras en millones de barriles diarios)

	2019	2018	Variación
DEMANDA	100,78	99,95	0,83
OECD	47,42	47,62	-0,19
No-OECD	53,36	52,33	1,02
OFERTA	100,75	100,86	-0,11
NORTEAMÉRICA	26,97	25,40	1,58
RESTO No-OPEP	38,56	38,14	0,42
LGN* Y CONDENSADOS OPEP	5,42	5,36	0,06
CRUDO OPEP	29,79	31,96	-2,17
INVENTARIOS	-0,03	0,91	-0,94

Fuente: *Short Term Energy Outlook*, enero de 2020. Departamento de Energía, Estados Unidos.

(*) Líquidos extraídos de gas natural: propano, butano y gasolina natural.

Precio diario crudo Brent ICE 2019



Fuente: precios publicados por Argus.

4

GESTIÓN CORPORATIVA



MARÍA PAZ PALOMINO :: ENAP DAO



DESARROLLO SOSTENIBLE / GESTIÓN COMUNITARIA

ENAP cuenta con un Modelo Corporativo de Relacionamiento Comunitario que tiene como objetivo entregar lineamientos estratégicos y metodológicos para la formulación y ejecución de iniciativas de inversión social, en nuestras unidades de negocio y filiales internacionales. Estas acciones persiguen establecer relaciones de valor compartido con las comunidades vecinas, basadas en principios orientados al desarrollo sostenible y al mejoramiento de la calidad de vida y el desarrollo local.

Las iniciativas de inversión social se estructuran siguiendo el marco establecido por los cuatro pilares del modelo corporativo: Diálogo Abierto; Relación de Mutuo Beneficio; Transparencia y Responsabilidad Ambiental; y Responsabilidad Colectiva.

Todas las acciones han sido implementadas de acuerdo con el "Procedimiento para la ejecución de iniciativas de inversión social en materia de relacionamiento comunitario y RSE"¹, que formaliza los mecanismos y las fases mediante los cuales deben ejecutarse. A través de la aplicación de protocolos de control, supervisión y homologación de etapas y niveles de aprobación, se han logrado minimizar riesgos financieros y no financieros que pudieren afectar la viabilidad de la ejecución de este tipo de actividades.

El monto consolidado de inversión social en comunidades durante el año 2019, para las operaciones de ENAP en Chile y filiales internacionales, ascendió a un total de US\$ 2.330.468.



¹ Documento aprobado por el Directorio de la empresa, en marzo de 2019.

DESARROLLO SOSTENIBLE / MEDIO AMBIENTE

Durante 2019, la Gerencia de Medio Ambiente focalizó su trabajo en mejorar el desempeño ambiental de la empresa. Producto de ello, se obtuvieron ocho aprobaciones ambientales en las operaciones de ENAP en Chile, con inversiones asociadas que ascienden a

US\$ 499,4 millones, así como la gestión de exigencias ambientales y permisos operacionales. Asimismo, se disminuyó el número de incidentes operacionales con consecuencias ambientales.



Plan de Prevención y Descontaminación Atmosférica

El 30 de marzo de 2019 se publicó el Plan de Prevención y Descontaminación Atmosférica (PPDA) de las comunas de Concón, Quintero y Puchuncaví, que establece metas anuales de emisión para los parámetros de material particulado, dióxido de azufre y óxido de nitrógeno. La inversión estimada para el cumplimiento de las metas es de US\$ 140

millones. Entre otras iniciativas considera: Planta Lavadora de Gases (Wet Gas Scrubber), cambio de quemadores en calderas y hornos, cambio de sellos y techo en estanques, Planta de Tratamiento de Aguas Ácidas (Sour Water Stripper) y medición continua de emisiones en Unidades Recuperadoras de Azufre.

PREMIOS Y RECONOCIMIENTOS

ENAP Refinería Aconcagua

Premio "Visión de Sociedad" 2019 de la Asociación de Empresas de la Región de Valparaíso (Asiva). ENAP fue reconocida con este galardón en la 66ª Junta Anual de Socios de Asiva, por el desarrollo de la iniciativa "Iluminación Eficiente". Esta ha permitido capacitar a 184 hogares a través del curso de Montaje y Mantenimiento de Paneles Solares Fotovoltaicos, entre 2016 y 2019. El programa representa un ahorro directo para estas familias y es consecuente con la Política de Eficiencia Energética impulsada por la empresa.

Premios Consejo Nacional de Seguridad y Esfuerzo en Prevención de Riesgos del Consejo Nacional de Seguridad (CNS). ENAP Refinería Aconcagua fue reconocida por su labor en materia de seguridad, que le ha permitido alcanzar la más baja tasa de frecuencia y reducir en 25% o más el índice de frecuencia, en comparación con el promedio de los últimos dos años de participación en el concurso, respectivamente. Los premios fueron recibidos en el marco del 57º Concurso Nacional Anual de Seguridad del CNS, unas de las principales instituciones en Chile a cargo de fomentar la prevención de riesgos.

ENAP Magallanes

Premio Mujer Pionera 2019. El Servicio Nacional de la Mujer y la Equidad de Género a nivel regional distinguió a dos trabajadoras de ENAP Magallanes con este reconocimiento: Gabriela Paillacar, operadora del patio de carga Cabo Negro; y Karina Ojeda, primera jefa del Departamento de Excelencia Operacional, dependiente de la Gerencia de Producción de esta filial.

Premio Mujer Minera 2019. Relevando el rol de la mujer en rubros tradicionalmente masculinos y con un llamado a que más mujeres se sumen, el Gobierno Regional de Magallanes realizó esta distinción, que recayó en dos trabajadoras de los sectores carbón e hidrocarburos. Valeria Velásquez, inspectora de contratos de ENAP Magallanes, fue una de las galardonadas, quien recibió el premio de manos del Intendente José Fernández.

Reconocimiento Embajadores de los 500 años del Estrecho de Magallanes. El gerente de ENAP Magallanes, Rodrigo Bustamante, fue una de las 50 personas nombradas por la Municipalidad de Punta Arenas como Embajador, distinción que se enmarca en la conmemoración del V Centenario del Descubrimiento del Estrecho de Magallanes y que

releva a aquellas personas e instituciones que han contribuido al desarrollo económico, social, deportivo y cultural de la XII Región.

Distinción por aporte al reciclaje de desechos electrónicos. ENAP, a través de la Gerencia de Innovación y Desarrollo Tecnológico (iTec), fue reconocida en la iniciativa de reciclaje electrónico que organiza Entel junto con la empresa recicladora Midas, dado que superó la cantidad de artículos recolectados durante 2018 en la oficina central de Punta Arenas y en las operaciones de Posesión, Cerro Sombrero, Cabo Negro-Laredo, Cullen y Gregorio, alcanzando un total de 25 kilogramos, cinco más que en 2017.

Certificación Oro-Mutual de Seguridad. Marcando un nuevo hito para ENAP Magallanes, el Comité Paritario de Higiene y Seguridad (CPHS) Continente-Costa Afuera logró la certificación Oro de la Mutual de Seguridad, convirtiéndose en el primero en terreno de toda la región en conseguir la máxima calificación, dentro de los tres niveles contemplados. Por su parte, el Comité Paritario Central de ENAP Magallanes mantuvo la certificación en Categoría Oro, por tercer año consecutivo.

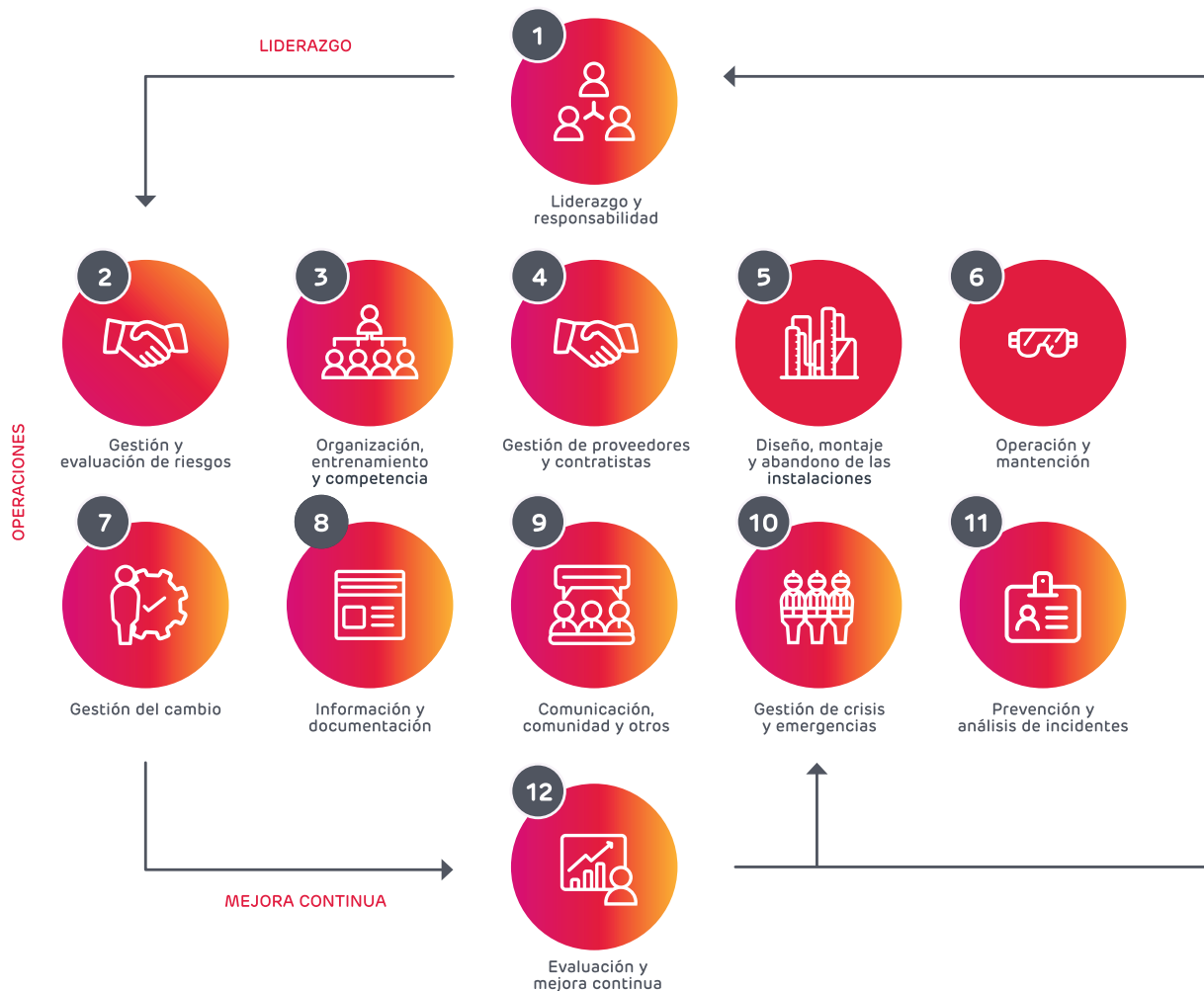
DESARROLLO SOSTENIBLE / SEGURIDAD Y SALUD OCUPACIONAL

System of Management

En ENAP, se ha implementado el Sistema de Gestión de Integridad Operacional (SGIO), como marco general para la gestión de los aspectos de Seguridad y Salud Ocupacional (SSO), medio ambiente, confiabilidad de instalaciones, así como para la relación con las comunidades. Dentro de este sistema, se definen los requerimientos y estándares corporativos, diseñados en base a requisitos normativos y a las mejores prácticas de la industria Oil & Gas para que, en todas las instalaciones, se gestionen los riesgos operacionales en forma eficiente.

El sistema se estructura en 12 elementos interdependientes. A partir de ellos, se establecen diferentes expectativas que se concretan en requerimientos específicos, para los cuales cada instalación de ENAP implementa acciones con miras a su correcto cumplimiento. De esta forma, se logra una operación segura, confiable y responsable, alineada a los objetivos del Plan de Desarrollo de Negocios (PDN) 2019-2023 de la compañía.

System of Operational Integrity Management (SGIO) ENAP



:: Estrategia de gestión de riesgos

La Estrategia de Seguridad y Salud Ocupacional ha definido la gestión prioritaria de los siguientes procesos que son parte del SGIO: gestión de riesgos SSO (elemento 2, 4 y 10); liderazgo y cultura (elemento 1); y aprendizaje y mejoramiento (elementos 11 y 12). El objetivo principal es erradicar los accidentes fatales,

evitar las enfermedades profesionales y mejorar la eficiencia y efectividad operativa. Además, permite dar cumplimiento a los requisitos normativos aplicables a nuestra empresa, tanto en Chile como en el extranjero, que exigen la implementación de un sistema de gestión en materias de seguridad y salud ocupacional.

:: Estrategia de Seguridad y Salud Ocupacional (SSO)



La gestión conjunta de cada uno de estos procesos permite movilizar a la organización hacia una cultura interdependiente en la gestión de riesgos SSO, donde todos quienes trabajan en ENAP ven la prevención de enfermedades y accidentes laborales como parte de su rol fundamental, en su quehacer diario y como el resultado de un trabajo bien hecho.

La Estrategia de Seguridad y Salud Ocupacional aplica a todas las personas que realicen labores

dentro de instalaciones operadas por ENAP, sean trabajadores propios, contratistas, subcontratistas, alumnos en práctica y visitas. Aquellas operaciones o instalaciones industriales, donde la empresa tiene intereses comerciales y/o actúa como socio comercial, pero no como operador, son monitoreadas respecto del desempeño y profundidad de su propio sistema de gestión, buscando la homologación al de ENAP y desafiando permanentemente su eficiencia.

Relacionamiento y gestión con partes interesadas

ENAP cuenta con una política de puertas abiertas y con diversas instancias de comunicación y participación de los trabajadores respecto de temáticas de seguridad y salud ocupacional. Una de las principales son los Comités Paritarios de Orden, Higiene y Seguridad (CPHS), formados e implementados de acuerdo con la normativa vigente en Chile.

Existen 14 CPHS que cubren todas las operaciones en Chile, constituidos con miembros representantes de la administración, así como de los trabajadores. Sesionan una vez al mes para analizar temáticas pertinentes a la seguridad y salud de quienes trabajan en las áreas a las cuales representan. También asumen y velan por la gestión de la SSO para los trabajadores contratistas en sus áreas. En este sentido, los CPHS de ENAP han obtenido diversos grados de certificación por parte del organismo administrador.



UNIDAD DE NEGOCIO/FILIAL	HHT	FATAL	CTP	DP*	IF (ACC/MMH)	IG* (DÍAS PERDIDOS + ARRASTRE + CARGOS/MMH)	TASA DE ACCIDENTABILIDAD	ENFERMOS PROFESIONALES
ERA	5.094.250	0	8	440	1,6	86	0,33	2
PetroPower(3)	3.905.931	0	5	83	1,3	21	0,22	1
DAO	938.426	0	1	199	1,1	212	0,23	0
DTT(2)	476.175	0	0	0	0,0	0	0,00	0
Magallanes R&C	527.415	0	2	396	3,8	751	0,79	0
R&C	11.029.125	0	17	1.120	1,5	102	0,30	3
Argentina	1.283.358	0	0	0	0,0	0	0,00	0
Ecuador	1.606.905	1	0	6.000	0,6	3.734	0,14	0
Magallanes E&P	4.956.709	0	24	916	4,8	185	0,90	4
E&P	7.846.972	1	24	6.916	3,2	881	0,59	4
Casa Matriz	809.545	0	1	67	1,2	83	0,27	0
Enap	19.732.980	1	42	8.103	2,2	411	0,42	7
CoGen(3)	47.338	0	0	0	0	0	0,0	0
PetroPower(3)	0	0	0	0	0	0	0,0	0
G&E	47.338	0	0	0	0	0	0,0	0

(*) Los indicadores de seguridad reportados consolidan las cifras para trabajadores propios y contratistas, pero excluyen a nuestra filial de Egipto, por estar fuera del alcance establecido para este reporte.

HHT: Horas Hombres Trabajadas.

CTP: Accidentes con tiempo perdido.

DP: Días perdidos. Se incluyen días perdidos, días arrastre y días cargo. IF: Índice de Frecuencia; IG: Índice de Gravedad.

(2) DTT: Dirección de Transporte Terrestre.

(3) No se registran accidentes incapacitantes en Cogeneradora Aconcagua ni en Petropower.

Las ratios utilizadas son por cada 1.000.000 de horas trabajadas y las fórmulas e indicadores aplicados dan cumplimiento a la exigencia de la legislación chilena, en particular el D.S. N° 40 del Ministerio del Trabajo.

GERENCIA DE ÉTICA Y CUMPLIMIENTO (Compliance)

La misión de la Gerencia de Ética y Cumplimiento es propiciar una cultura de cumplimiento, a través de la difusión y promoción de altos estándares éticos que permitan generar las bases para la prevención y detección de actividades ilícitas y/o que no se apeguen a las normas establecidas. Asimismo, su objetivo es mitigar la materialización de determinados riesgos que

expongan el patrimonio o reputación de la empresa, contribuyendo al desarrollo de la estrategia y la sostenibilidad de la organización.

La gerencia reporta al Directorio de ENAP, por medio del Comité de Directores.

Principales hitos de la gestión 2019

Modelo de Prevención de Delitos

De acuerdo a lo establecido en la Ley N° 20.393 sobre Responsabilidad Penal de las Personas Jurídicas, ENAP cuenta con un Modelo de Prevención de Delitos (MPD), certificado desde el año 2015, respecto de lavado de activos, financiamiento del terrorismo, cohecho y receptación. dicho modelo fue recertificado por un período de dos años, a partir del 7 de noviembre de 2019, por parte de BH Compliance.

Por su parte, se inició el proceso de levantamiento de riesgos, para identificar aquellas actividades que puedan estar expuestas a otros delitos establecidos en la Ley.

Actualización de políticas y procedimientos

Durante 2019, se efectuó un diagnóstico y posterior modificación de las políticas y procedimientos de la Gerencia de Compliance. Lo anterior, con el objetivo de actualizarlas a nuevas regulaciones, propiciar una gestión efectiva de las obligaciones emanadas de estas, así como facilitar el monitoreo y reporte permanente.

Las nuevas versiones de dichas políticas y procedimientos, que entran en vigencia en marzo de 2020, son:

- Código de Ética.
- Política de Prevención de Delitos.
- Modelo de Prevención de Delitos.
- Política de Conflictos de Intereses.
- Procedimiento de Interacción con Funcionarios Públicos y/o Autoridades.
- Política de Regalos, Invitaciones y Beneficios.

Adicionalmente, se modificaron otras normativas corporativas, con el propósito de integrar los lineamientos de Compliance en los diferentes procesos de la empresa.

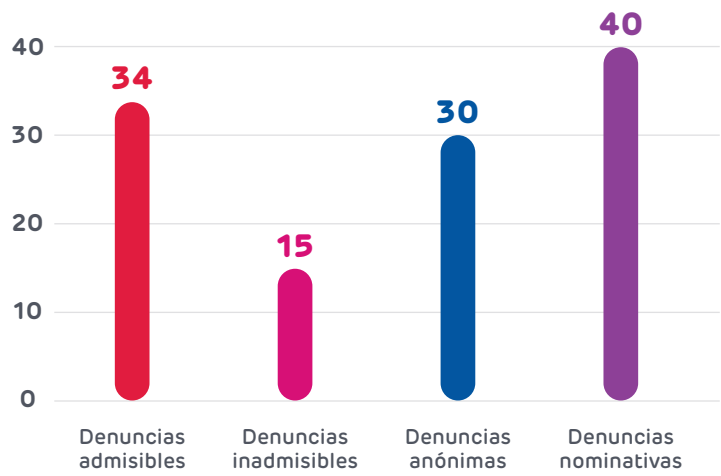
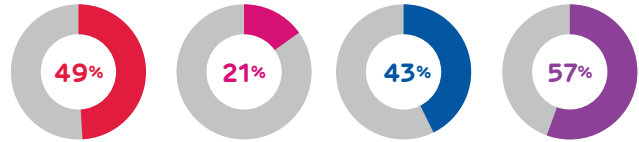
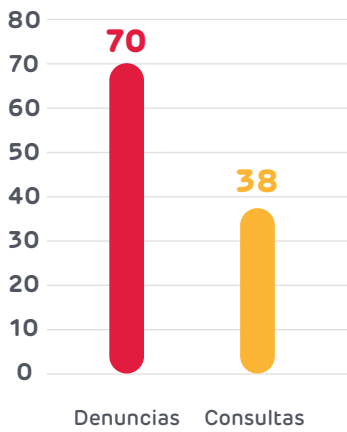
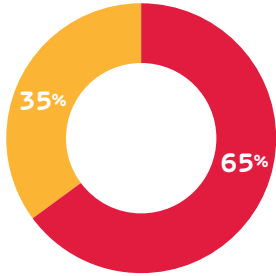
Fortalecimiento de la cultura ética y de cumplimiento

Durante 2019, el Programa de Socialización, Capacitación y Educación Continua a distintos públicos de interés contempló capacitaciones presenciales en Unidades de Negocio, con foco en la Política de Conflicto de Intereses y el Modelo de Prevención de Delitos de ENAP.

Respecto de la capacitación a través de la modalidad *e-learning*, se realizó la segunda versión actualizada del curso Fortaleciendo la Cultura Ética de ENAP, en Chile, Argentina y Ecuador, con un porcentaje de participación superior al 85%. El objetivo fue brindar directrices generales para identificar y abordar de manera correcta los diferentes lineamientos establecidos en el Código de Ética de la empresa.



Denuncias y consultas 2019



GESTIÓN DE RIESGOS

Las actividades de ENAP conllevan riesgos y, por lo tanto, su gestión es una parte integral de las operaciones y negocios que realiza la empresa. Esta incluye la identificación, evaluación, tratamiento, monitoreo y gestión de los controles o planes de mitigación que se han diseñado para evitar incidentes y crear valor, teniendo en cuenta siempre los intereses y objetivos estratégicos definidos por el directorio de la compañía.

Para lograr sus objetivos, ENAP basa su modelo en un enfoque de Gestión de Riesgos Empresariales (ERM), donde:

- Uno de los focos más importantes es tener oportunamente identificada, evaluada, reportada y monitoreada la implementación de controles y barreras de los riesgos más críticos de la empresa (megarriesgos y riesgos altos).
- Dada la naturaleza de los negocios y operaciones de ENAP, los riesgos se gestionan de acuerdo con los criterios de priorización definidos por la administración y validados por el Directorio, con un fuerte enfoque en evitar incidentes relacionados con la integridad de sus instalaciones que puedan poner en peligro la seguridad de sus colaboradores, medio ambiente y comunidades.
- Se extiende la aplicación de la metodología de gestión de riesgos a los procesos administrativos, incorporando el análisis de riesgos para desarrollar planes de control interno, orientados a mejorar la prolijidad administrativa de los procesos de gestión.

El modelo de gestión de riesgos de ENAP está desarrollado a partir de los principios y directrices establecidos en la normativa internacional reconocida en la materia (ISO 31000 y COSO ERM) y de buenas prácticas recogidas en normativas propias de la industria de Oil & Gas.



Factor de riesgo

Durante el año 2019, se dio cumplimiento al programa continuo de identificación, evaluación, mitigación y monitoreo o seguimiento de la implementación de

sus Planes de Acción, así como la actualización de la estadística de riesgos que anualmente queda reflejada en la matriz de riesgos de la empresa.

Categorías de riesgos / Metodología de gestión de riesgos ENAP

CATEGORÍA	DEFINICIÓN
Operacionales	Riesgos en los procesos productivos específicos, resultantes del uso inadecuado de procedimientos, sistemas y políticas.
Ejecución de proyectos	Riesgos resultantes de desviaciones en objetivos específicos de un proyecto.
Mercado-financieros	Riesgos resultantes de incertidumbre en retornos y pérdidas financieras.
Estratégicos	Riesgos resultantes de desviaciones de un plan de negocio estratégico por efectos internos o externos de la organización, y/o en procesos de redefinición del plan estratégico de la empresa.
Organización	Riesgos relacionados con aspectos de recursos humanos que tienen impacto en el negocio y/o aquellos que se generan en situaciones de cambios de estructura dentro de la organización.
Político-social	Riesgos resultantes de decisiones políticas, eventos o condiciones que afectan los resultados de un negocio.
Procesos de control interno	Riesgos resultantes de deficiencias y desprolijidades en la ejecución de los procedimientos de control interno, cuyos eventos no deseados pueden afectar los resultados de un objetivo o pueden ocasionar problemas de reputación.

La naturaleza de los negocios de ENAP es de largo plazo, lo que implica que muchos de sus riesgos son duraderos. No obstante, pueden desarrollarse y evolucionar con el

tiempo, y su impacto potencial o probabilidad varía en respuesta a eventos internos y externos.

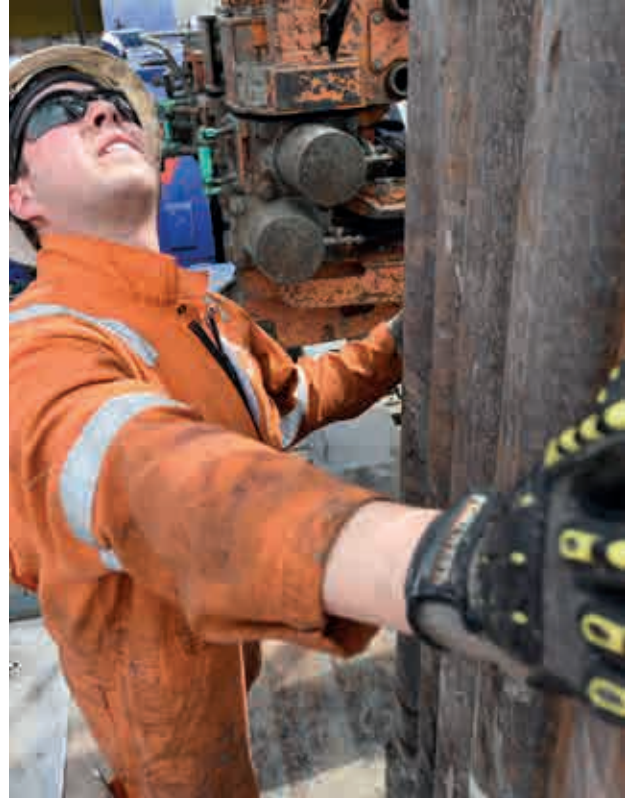


⋮ Riesgos de precios de petróleo y gas natural

Los precios del petróleo y del gas natural han fluctuado significativamente en los últimos años, más allá del control que pueda hacer ENAP y las herramientas e instrumentos financieros que adopte para cubrir la oscilación de precio de sus productos.

En esta industria seguirán existiendo factores macro que impactarán los precios del petróleo y del gas natural en el futuro, como:

- La capacidad de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) u otras naciones productoras para influir en los niveles de oferta y precios de producción global.
- Las condiciones económicas mundiales.
- Las guerras u otros conflictos internacionales.
- Los cambios en el crecimiento de la población y las preferencias del consumidor.
- El precio y la disponibilidad de nuevas tecnologías.
- Las regulaciones y acciones gubernamentales, incluidos los cambios en las políticas energéticas y climáticas.



⋮ Riesgos de reservas



Un riesgo inherente de un negocio que explota recursos naturales no renovables es tener la capacidad de anticiparse, descubrir y desarrollar reservas adicionales para incrementar y/o mantener en el largo plazo la capacidad de producción actual.

La implementación exitosa de la estrategia de la Línea de Negocio Exploración y Producción (E&P) en la zona de Magallanes de Chile y Argentina ha permitido explotar oportunamente yacimientos de gas natural para el mercado regional. Por otra parte, en Egipto y Ecuador, ENAP ha desarrollado e incorporado reservas adicionales de petróleo en los campos en que opera a través de sus filiales internacionales.

Salud, seguridad y riesgos ambientales



Por el tipo de actividad que realiza ENAP, está expuesta a una serie de riesgos que pueden ocasionar pérdidas y afectar la salud, la seguridad y el medio ambiente.

Las actividades de exploración de petróleo y gas, el desarrollo de proyectos, las operaciones de refinación,

distribución y transporte de combustibles líquidos, gas licuado y gas natural, así como el desarrollo y operación de centrales de producción de energía (convencionales y renovables), a nivel mundial, han sido considerados como peligrosos. Los factores de riesgo más comunes de esta industria incluyen: errores humanos, fallas operacionales, manejo de sustancias peligrosas, comportamiento subsuperficial de los reservorios, fallas técnicas de integridad, colisiones de embarcaciones, desastres naturales, condiciones climáticas adversas u otros eventos. Estos factores de riesgo podrían, entre otras cosas, provocar fugas, problemas estructurales, pérdida de contención de hidrocarburos, incendios, explosiones y contaminación de agua con consecuencia hacia las personas, medio ambiente e instalaciones.

Los sistemas de transporte de hidrocarburos son particularmente susceptibles a la pérdida de contención y representan un riesgo que, para ENAP, ha sido considerado crítico dentro de su matriz de riesgos. Por lo mismo, en el transcurso de 2019 no existió ningún evento de estas características, ya que se implementó con éxito un plan de seguimiento a la ejecución de medidas de mitigación que estuvieron planificadas y presupuestadas en: oleoductos, transporte terrestre y marítimo, y operaciones de trasiego en terminales marítimas.



::: Riesgos asociados con cumplimiento legal

Las operaciones y actividades que desarrolla ENAP están sujetas a varios tipos de regulaciones, algunas de ellas de carácter financiero y otras de carácter técnico. Su objetivo es resguardar la integridad de sus instalaciones, además de la calidad y las especificaciones de sus productos, la seguridad del abastecimiento a sus clientes, el resguardo del medio ambiente, y la salud y seguridad de las comunidades vecinas a las principales instalaciones operativas que posee la empresa.

Por otro lado, también existe otro cuerpo de leyes y reglamentos que apuntan a resguardar la probidad, ética y cumplimiento de los actos que ejecuta la empresa. Por este motivo, en el transcurso de 2019, se

desarrolló un programa especial de identificación de riesgos relacionados con procesos de gestión interna que puedan exponer a ENAP a delitos relacionados con: la Ley N° 20.393, de Responsabilidad Penal de Persona Jurídica; las normas relativas a Libre Competencia (DL N° 211); y la Ley de Pesca-Contaminación de Aguas (Ley N° 18.892, Ley General de Pesca y Acuicultura y otros cuerpos legales).

Como resultado de este trabajo, se desarrollaron iniciativas de mitigación orientadas a elaborar y actualizar políticas, Código de Ética y conducta, procedimientos, declaraciones de interés, programas de capacitación y controles integrales.



::: Riesgos a la seguridad física de instalaciones y disponibilidad de información

Las amenazas a la seguridad, tales como actos de bloqueo, vandalismo y ataques cibernéticos, contra las instalaciones de producción, transporte, distribución e infraestructura digital o sistemas de información, pueden ocasionar pérdidas importantes para ENAP.

Para el caso de la seguridad física de las instalaciones de la empresa, las barreras de seguridad implementadas por la Dirección de Seguridad de Activos han permitido mantener bajo control la exposición a este tipo de riesgos, con una adecuada coordinación con

autoridades nacionales, regionales y comunales, más una estrecha relación construida con las instituciones de orden público en cada zona donde opera.

Por otra parte, las barreras y controles desarrollados por la Dirección de Seguridad de la Información de ENAP, que han sido destinadas a proteger los sistemas de información e infraestructura digital, también han permitido mantener una alerta y supervisión permanente por parte de equipos y personal altamente capacitado.

::: Riesgos relacionados con cambio climático y una transición a una economía de bajo carbono

El cambio climático y la transición a una economía con menos emisiones de carbono conllevan riesgos relacionados con modificaciones de políticas, nuevas regulaciones, ajustes de mercado y tecnológicos dirigidos a reducir las emisiones de material particulado y gases de efecto invernadero. ENAP se ha estado preparando especialmente para ello, ya sea con la ejecución y puesta en marcha de proyectos, instalaciones especiales de abatimiento de emisiones y el desarrollo de nuevas calidades de combustibles que cumplan con las exigencias establecidas por la autoridad reguladora.

En este sentido, se han desarrollado los proyectos Wet Gas Scrubber ENAP Refinería Bío Bío (puesta en operación), Wet Gas Scrubber ENAP Refinería Aconcagua (desarrollo de ingeniería) y Parque Eólico Vientos

Patagónicos. Además, se están generando combustibles marinos adaptados a la norma internacional IMO 2020, así como nuevas especificaciones para gas licuado, kerosene doméstico, gasolinas y diésel.

En cuanto al incremento de la temperatura ambiente de 1,5° a 2° C que se ha experimentado y/o que se espera pueda ocurrir en el corto plazo en Chile, en 2019 se registraron algunos impactos en los activos y operaciones de ENAP. Estos fueron adecuadamente gestionados a partir de la identificación oportuna de los riesgos a los que había mayor probabilidad de estar expuestos, del análisis de sus causas, la evaluación de sus potenciales consecuencias y el desarrollo e implementación de medidas de seguimiento y mitigación, para evitar problemas de continuidad operacional.



SÍNTESIS DE RESULTADOS

ENAP obtuvo un Resultado Antes de Impuesto (RAI) de US\$ -54,8 millones al 31 de diciembre de 2019 (US\$ -506,8 millones al 31 de diciembre de 2018) lo que implica un mejor RAI de US\$ 452,0 millones. Con ello, ENAP obtuvo una utilidad después de impuestos de US\$ 4,8 millones, que se compara con la pérdida de US\$ 231,0 millones al 31 de diciembre de 2018.

El EBITDA a diciembre de 2019 fue de US\$ 655,9 millones, que se compara con los US\$ 526,4 millones obtenidos a diciembre de 2018.

::: Ingresos de actividades ordinarias

Los ingresos disminuyeron un 8,1% en 2019 respecto a 2018, producto de una disminución de un 11% en el precio promedio del marcador mundial Brent ICE (US\$ 64,2 por barril versus US\$ 72 por barril).

Los ingresos por ventas de productos propios en R&C disminuyeron en US\$ 145,9 millones (2,6%), respecto del ejercicio 2018, debido a una baja en el precio de venta promedio ponderado, el cual durante el año 2019 fue de 76,6 US\$/bbl, versus el año 2018 de 84,3 US\$/bbl (9,1%), parcialmente compensado por un aumento en el volumen vendido de producción propia de 723.000 metros cúbicos (6,9%).



El Margen Bruto Consolidado de US\$ 459,7 millones, fue superior en un 34,8% al de 2018, las principales razones que impulsan el mejor desempeño de ENAP se relacionan con las producciones en récords históricos tanto en la Línea de Exploración y Producción (E&P) como en la Línea de Refinación y Comercialización (R&C) las cuales permitieron compensar gran parte el efecto de menores precios (gas y crudo) y el encarecimiento de la canasta. Asimismo, las medidas de eficiencia y racionalización adoptadas por la Administración contribuyeron a reducir los costos, generando ahorros en 2019 por aproximadamente US\$ 87 millones, respecto del año 2018.

Los ingresos asociados a la venta de productos importados en R&C tales como, diésel y gasolinas, disminuyen un 28,3% como consecuencia de un menor volumen a venta de 624.900 metros cúbicos, equivalente a un 21,8%, la cual fue compensada con producción propia, y menores precios de venta.

Los ingresos por venta en E&P en 2018 incluían ingresos por la venta del bloque Pampa del Castillo-La Guitarra (PDC) por US\$ 64,5 millones, el cual fue vendido en julio de 2018. Por ello, sin considerar los efectos de PDC, los ingresos aumentaron en US\$ 4,1 millones, explicado principalmente por los mayores ingresos de Ecuador, debido a una mayor tarifa y producción, contrarrestado con menores ingresos en Magallanes, Argentina y Egipto, debido, en gran parte, a la caída del precio del crudo Brent versus el año 2018 (2019: US\$ 64,2 por barril versus US\$ 72 por barril).

Los ingresos por venta de gas natural importado disminuyeron en US\$ 16,5 millones, debido principalmente a menores precios de venta, a raíz de marcadores de precios inferiores al año anterior.

Los ingresos asociados a la compensación del Estado de Chile que cubre el menor valor que se obtiene de las ventas de gas a Gasco para el suministro de gas residencial y comercial en la Región de Magallanes, ascendieron a US\$ 83,0 millones al 31 de diciembre de 2019, mientras que en 2018 llegó a US\$ 90,3 millones.

Costos de ventas



Los costos de ventas al 31 de diciembre de 2019 presentan una disminución de US\$ 795,2 millones respecto del año 2018, lo que representa una variación de 10%.

Los costos de compra de crudo disminuyen US\$ 187,4 millones (3,9%) lo que se explica por un menor precio crudo marcador Brent ICE en el mercado internacional, que como se indicó tuvo una disminución de 11%, compensado en parte un aumento del 6,9% en el volumen vendido.

Los costos operacionales no crudo disminuyeron en un 5,8%, principalmente por menores costos en mantención y servicios por US\$ 52 millones. Los costos fijos disminuyen por el ajuste de optimización a la dotación, además de menores costos de honorarios, viajes y oficina.

El costo de producción de E&P en 2018 incluye costos del Bloque PDC por US\$ 54,9 millones (bloque vendido en julio de 2018). Sin considerar PDC, los costos disminuyeron en US\$ 40,5 millones, esta variación se explica principalmente por la menor cuota de agotamiento de Magallanes.

Los costos de compra de productos, tales como diésel y gasolinas, muestran una disminución de US\$ 441,8 millones, explicados principalmente por una disminución en volumen de 624.900 metros cúbicos, equivalente a un 21,8%, la cual fue compensada con producción propia, y menores precios de venta.

Los costos por venta de gas natural importado disminuyeron en US\$ 14,4 millones, principalmente por menor marcador Brent ICE respecto del año 2018, lo cual generó un menor costo de importación de GNL.

:: Margen bruto

Respecto al Margen Bruto, este aumenta en US\$ 118,8 millones principalmente explicado por un aumento de 0,4 US\$/Bbl en el promedio del margen primo unitario, mayores volúmenes de venta y las reducciones de costo asociadas al control de gastos fijos aplicado por la Administración de la empresa.

El Margen Bruto Consolidado de US\$ 460 millones, y su apertura por cada línea de negocio es la siguiente:

LÍNEA DE NEGOCIO	MILLONES US\$
Línea de Negocio de Refinación y Comercialización (R&C)	US\$ 172
Línea de Negocio de Exploración y Producción (E&P)	US\$ 272
Línea de Negocio Gas y Energía (G&E)	US\$ 28

Nota: El Margen Bruto consolidado incluye costos corporativos no distribuibles a las líneas de negocio por US\$ 12 millones.

El Margen Bruto de la Línea de Negocio de R&C de US\$ 172 millones fue superior a los US\$ 90,2 millones obtenidos en 2018, a consecuencia de un mayor volumen de producción valiosa (kerosene, gasolinas y diésel) y un mejor margen del diésel en Chile. Complementariamente, se efectuaron gestiones

de optimización en diversos procesos productivos y logísticos, reduciendo de manera significativa el gasto en ellos.

El Margen Bruto de la Línea de Negocio de E&P de US\$ 271,8 millones tuvo una variación positiva de US\$ 44,6 millones respecto del año anterior, explicado principalmente por mayores ingresos de US\$ +4,1 millones dado principalmente por Ecuador, debido al mejor comportamiento del campo Mauro Dávalos Cordero (MDC) y una mayor tarifa; junto con menores costos de US\$ 40,5 millones explicados por: i) Argentina: US\$ 5,1 millones por menores actividades de reparación de pozos y optimización de costos; ii) Magallanes: US\$ 49,3 millones debido principalmente a menor cuota de agotamiento y plan de contención de costos; iii) Ecuador: US\$ -13,3 millones por mayor distribución de utilidades y mayor cuota de agotamiento iv) Egipto: US\$ -2,6 millones por costos de tratamiento de crudo fuera de especificación.

El Margen Bruto de la Línea de Negocio de G&E fue de US\$ 28,5 millones, menores a los US\$30,7 millones del año 2018, producto que los ingresos por venta cayeron en un 7% (US\$ 28,7 millones), mientras que los costos por venta disminuyeron en un 7% (US\$ 26,5 millones). Lo anterior es explicado por menores precios de venta, debido a marcadores de precios inferiores al año anterior.



:: Variaciones otros rubros



Los Otros Ingresos por función presentan un saldo de US\$ 22,8 millones al 31 de diciembre de 2019, que se comparan con los US\$ 45,7 millones al 31 de diciembre de 2018. Esta variación de US\$ 22,9 millones está relacionada con el recupero de cuentas por cobrar (abono a resultado) por US\$ 16 millones, efectuada durante el año 2018, además de un ajuste en el pasivo por abandono de bloque Campamento Central Cañadón Perdido (CCCP), por extensión de la concesión por US\$ 6 millones.

Los Costos de Distribución presentan una disminución de US\$ 19,3 millones, al pasar de US\$ 236,9 millones al 31 de diciembre de 2018 a US\$ 217,6 millones al 31 de diciembre de 2019, debido principalmente a disminución en gastos de personal y costos indirectos.

Los Gastos de Administración presentan una disminución de US\$ 54,0 millones, al pasar de US\$ 135,6 millones al 31 de diciembre de 2018 a US\$ 81,6 millones al 31 de diciembre de 2019, debido al plan de optimización de dotación realizado en enero de 2019 y al foco de la Administración de ENAP en eficiencia y reducción de costos.

Los Costos Financieros presentan un aumento de US\$ 1,5 millones, al pasar de US\$ 243,7 millones al 31 de diciembre de 2018, a US\$ 245,2 millones al 31 de diciembre de 2019, explicado por la incorporación de costos contables asociados a nuevos contratos de arrendamiento.

La diferencia de cambio pasó de un saldo negativo de US\$ 41,2 millones al 31 de diciembre de 2018, a un saldo positivo de US\$ 25,6 millones al 31 de diciembre de 2019, principalmente producto de los efectos de la apreciación del peso chileno que afectó la posición de caja previo al pago del Bono en UF (12 de enero de 2019) por US\$ 19 millones.

El rubro impuesto reflejó un beneficio de US\$ 59,6 millones al 31 de diciembre de 2019, lo que se compara con el beneficio de US\$ 275,8 millones obtenido al 31 de diciembre de 2018. Esta disminución se explica por un mejor resultado antes de impuesto de US\$ -54,8 millones comparado con US\$ -506,8 millones a diciembre de 2018.

:: Síntesis de variaciones en las cuentas de activos consolidados

Al 31 de diciembre de 2019 el total de activos presenta una disminución de US\$ 726,2 millones en relación al existente al 31 de diciembre de 2018. Esta disminución se genera, principalmente, por el efecto de las variaciones experimentadas en los saldos de los siguientes rubros:

- Una disminución en la cuenta Efectivo y equivalentes al efectivo de US\$ 393,3 millones (74,9%), explicada, principalmente, por la posición de cierre de diciembre de 2018 que mantenía caja para hacer frente al pago de capital del Bono por UF 9.750.000 (US\$ 395,1 millones) con vencimiento el 12 de enero de 2019.
- El rubro Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes disminuye US\$ 105,1 millones al pasar de US\$ 781,4 millones al 31 de diciembre de 2018 a US\$ 676,3 millones al 31 de diciembre de 2019 (13,5%), producto de la posición de cierre de las cuentas por cobrar a empresas distribuidoras al 31 de diciembre de 2019 con respecto a diciembre de 2018, asociado a la baja en el precio del crudo entre un período y otro.
- El rubro Inventarios refleja una disminución de US\$ 79,0 millones (8,5%) con respecto al 31 de diciembre de 2018. Esto debido a disminuciones en los inventarios de crudos de US\$ 62,8 millones y de productos por US\$ 31,1 millones, compensado con un aumento de materiales de US\$15,0 millones. La disminución en los inventarios de crudo y productos corresponde a una disminución de los inventarios en tránsito al 31 de diciembre de 2019 por US\$ 99,5 millones, debido en la posición de cierre de compras de crudo.
- Una disminución en Activos por impuestos corrientes de US\$ 70,2 millones, pasando de un saldo de US\$ 160,0 millones al 31 de diciembre de 2018, a US\$ 89,8 millones al 31 de diciembre de 2019, principalmente correspondiente a la disminución en la cuenta IVA crédito fiscal, asociado al término de proyectos intensivos en capital a fines de 2018, además de recuperación de IVA crédito fiscal por importaciones.
- Una disminución en Otros activos financieros corrientes de US\$ 127,9 millones (100%) por la variación en el período de la posición de cierre de los derivados de coberturas Brent –TSS.
- Una disminución en la cuenta Propiedades, Planta y Equipo de US\$ 83,8 millones (2,6%), producto de adiciones por US\$ 403,8 millones principalmente construcciones e inversiones en la línea E&P por US\$ 242,8 millones y R&C por US\$ 161,0 millones, neto de depreciaciones y otros abonos por US\$ 487,6 millones.
- La cuenta Activos por impuestos diferidos aumenta US\$ 90,4 millones, al pasar de US\$ 1.193,0 millones al 31 de diciembre de 2018, a US\$ 1.283,4 al 31 de diciembre de 2019 (7,6%), principalmente asociado a un aumento neto en las diferencias temporales en activos por pérdidas fiscales.
- Los Derechos de uso presentan un aumento de US\$ 36,4 millones, al pasar de un saldo de US\$ 96,8 millones al 31 de diciembre de 2018, a US\$ 133,2 millones al 31 de diciembre de 2019 y corresponde a la aplicación de la NIIF 16 "Arrendamientos", la cual consiste en aplicar un modelo de control para la identificación de los arrendamientos, distinguiendo entre arrendamientos y contratos de servicio con base en si hay un activo identificado controlado por el cliente.



:: Síntesis de variaciones en las cuentas de pasivos consolidados



Al 31 de diciembre de 2019 los pasivos en su conjunto disminuyeron en US\$ 735,8 millones (11,9%) con relación a los pasivos vigentes al 31 de diciembre de 2018. Las principales variaciones corresponden a:

- Otros pasivos financieros corrientes y no corrientes, que disminuyen en su conjunto US\$ 435,3 millones, debido a que al 31 de diciembre se mantenía vigente el Bono UF 9.750.000 (US\$ 395,1 millones) el cual se amortizó en su totalidad con fecha 12 de enero de 2019, cuyo financiamiento provino de un bono 144 A emitido con fecha 06 de noviembre de 2018. Adicionalmente, se han efectuado pagos de capital e intereses por US\$40,2 millones.
- La cuenta Pasivos por arrendamiento (corriente y no corriente) presentan al 31 de diciembre de 2019 un aumento de US\$ 59,3 millones correspondiente a la incorporación de contratos de plantas de hidrógeno bajo esta modalidad neto de amortización anual, que consiste en la aplicación de la NIIF 16 "Arrendamientos".
- Las Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar presentan un saldo de US\$ 608,4 al 31 de diciembre de 2019, que se compara con los US\$ 811,5 millones al 31 de diciembre de 2018 y cuya disminución ascendente a US\$ 203,1 millones (25,0%) corresponde principalmente a posición de cierre asociado a desfase en las compras de crudo al cierre del ejercicio.
- Disminución de Otros pasivos corrientes de US\$ 87,6 millones (32,9%) al pasar de US\$ 266,6 millones al 31 de diciembre de 2018 a US\$ 179,0 millones al 31 de diciembre de 2019, correspondiendo principalmente a Pasivos por impuestos corrientes por US\$ 61,7 millones (debido a disminución en impuesto específico a los combustibles y provisión de impuesto a la renta) y a disminución en Provisiones corrientes por beneficios a los empleados de US\$ 25,7 millones asociado al plan de egreso aplicado por la Administración de ENAP durante el presente año 2019.

:: Síntesis de variaciones en las cuentas de patrimonio

- El Patrimonio aumentó en US\$ 9,6 millones (0,9%) al 31 de diciembre de 2019 respecto del 31 de diciembre de 2018, debido al resultado del ejercicio de US\$ 4,8 millones y ajustes en reservas patrimoniales por US\$4,8 millones.

MARCAS Y PATENTES

EMPRESA NACIONAL DEL PETRÓLEO

Las marcas de la Empresa Nacional del Petróleo se encuentran registradas y protegidas en Chile, según las normas legales vigentes. Entre ellas, se incluyen las marcas denominativas y mixtas ENAP, ENAP Refinerías S.A. y ENAP Sipetrol S.A., entre otras. La marca ENAP se encuentra registrada en Egipto, Colombia y México y en proceso de inscripción en Argentina y Ecuador. No existen patentes industriales registradas en Chile por la Empresa Nacional del Petróleo.

ENAP REFINERÍAS S.A.

Las marcas de ENAP Refinerías S.A. se encuentran registradas y protegidas, según las normas legales

vigentes. Entre ellas, se incluyen las marcas denominativas y mixtas Petrox, RPC y Refinería de Petróleo Concón. El año 2009, ENAP Refinerías S.A. registró dos patentes de invención en el Instituto Nacional de Propiedad Industrial (Inapi), que se encuentran vigentes.

ENAP SIPETROL S.A.

La marca ENAP Sipetrol S.A. está debidamente registrada y vigente en Chile, Argentina, Colombia, Perú, Panamá, Egipto y Uruguay. No existen patentes industriales registradas en Chile por ENAP Sipetrol S.A.





5

LÍNEAS DE NEGOCIO

WILFREDO PEÑA :: ENAP DAO



EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN (E&P)

::: Síntesis de la gestión

En el año 2019, la Línea de Negocio de Exploración y Producción (E&P) de ENAP produjo 24,6 millones de barriles de petróleo equivalentes (MMboe), cifra superior en un 9,4% a la producción del año 2018. Estas cifras representan el nivel más alto en los últimos 10 años, gracias al mayor aporte de las filiales internacionales de Ecuador y Argentina, como así también, de Magallanes Chile.

En Ecuador, se destaca el mayor aporte de crudo y muy buen resultado de la campaña de perforación en el Bloque Mauro Dávalos Cordero (MDC), incluyendo nuevos pozos de desarrollo y objetivos de avanzada, que permitieron incorporar nuevas reservas.

En Argentina, existió una mayor producción de crudo en el Bloque Campamento Central Cañadón Perdido (CCCP) por aporte del proyecto de recuperación

secundaria implementado en el área Bella Vista Sur. Además, se registró una mayor producción de crudo y gas en Área Magallanes (AM), por aporte del Proyecto Incremental y por la implementación de un programa de punzados de pozos y otras iniciativas tendientes a maximizar la producción.

En Magallanes, se destaca la mayor producción de gas y líquidos asociado por la muy alta productividad de los pozos Cahuil del Bloque Dorado Riquelme y por los buenos resultados de los pozos de desarrollo en el Bloque Arenal.

En el marco del plan de inversiones, se perforaron un total de 53 nuevos pozos (17 de crudo y 36 de gas). La inversión 2019 total de la Línea de Negocio E&P fue de US\$ 205,2 millones.



::: Producción de petróleo

El volumen de petróleo producido por ENAP en las filiales internacionales fue de 13,1 millones de barriles, cifra que representa un aumento de 4,6% respecto de 2018. Este incremento se explica por la mayor producción en Ecuador (17,5%), debido a los muy buenos resultados de los pozos en MDC.

En tanto, en Argentina se obtuvo un 11,8% de menor producción, debido a que hasta el 31 de julio de 2018 se consideraba la operación del Bloque Pampa del Castillo-La Guitarra (PDC), el cual fue vendido en julio de 2018. Aislado el efecto PDC, la filial tuvo una mayor producción (21,8%), por el aporte del proyecto de recuperación secundaria en Campamento Central Cañadón Perdido (CCCP) y el programa de punzados en Área Magallanes (AM). A su vez, Egipto presentó un 12,7% de menor producción en comparación con el año 2018 por declinación natural del campo.

La producción de petróleo en Magallanes alcanzó los 865.000 barriles, cifra superior en un 8,7% respecto del volumen producido en 2018.



::: Producción de gas natural



La producción de gas natural de ENAP en las filiales internacionales alcanzó un total de 749 millones de metros cúbicos (4.407.244 de barriles equivalentes), con un incremento de un 20,6% respecto de 2018. Este aumento se explica por el aporte del Proyecto Incremental Área Magallanes y por la implementación de iniciativas tendientes a maximizar la producción.

En tanto, la producción de gas natural en Magallanes, Chile, alcanzó 1,2 millones de metros cúbicos estándar (7.074.905 de barriles de petróleo equivalentes), lo que representa una producción mayor en 12,3% respecto del año anterior. Este resultado se explica por la alta productividad de los pozos Cahuil en Dorado Riquelme y por los buenos resultados de los pozos de desarrollo en Arenal.

EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN NACIONAL

ENAP continuó con la ejecución de sus planes de exploración y desarrollo en la Región de Magallanes tendientes a asegurar el suministro de gas regional. La inversión 2019 alcanzó US\$ 131,4 millones.

Bloque Arenal

Este bloque pertenece a ENAP en un 100%. En 2013, inició la fase exploratoria de *tight gas* de la Zona Glauconítica (ZG) donde se obtuvieron muy buenos resultados. A partir de 2015, se inició la fase de desarrollo masivo de este objetivo. A la fecha, se han perforado 261 pozos en el bloque, de los cuales 207 corresponden a pozos con objetivo *tight gas* ZG. La tasa de éxito se ubica en un 96%.

En el año 2019, se perforaron 35 pozos y la inversión fue de US\$ 115,4 millones.

Para 2020, se contempla la perforación de 20 pozos de desarrollo y sus respectivas fracturas. Adicionalmente, se consideran las instalaciones de transporte y producción.

Bloque Dorado-Riquelme

En 2009, entró en vigencia el Contrato Especial de Operación Petrolera (CEOP) para la exploración y explotación del Bloque Dorado-Riquelme conformado por ENAP (operador) con un 50% de participación, y Methanex Chile S.A. que mantiene el 50% restante.

En 2016, las campañas de perforación acordadas entre los socios del bloque permitieron descubrir el yacimiento Cahuil con el pozo Cahuil-1 productor de gas. En el año 2018, se perforaron otros tres pozos a este objetivo: Cahuil-2, 3 y 4. Estos pozos demostraron muy alta productividad (con caudales iniciales que se ubican en el rango de entre 150 y 250 millones de metros cúbicos al día), y potencial de reservas (las reservas acumuladas por pozo "EUR" se estiman entre 150 y 250 millones de metros cúbicos al día).

En 2019, se logró estabilizar el caudal de gas de los pozos Cahuil-3 y 4 (250 Mm³/d cada uno) que ingresaron en producción a fines de 2018. Los desembolsos del año ascendieron a US\$ 5,5 millones.

Por otra parte, luego de haber acordado los términos y condiciones de un nuevo contrato de suministro y transporte de gas natural con Methanex para el periodo 2020-2025, en el último trimestre 2019, se presentó la reformulación del proyecto para dicho periodo, que considera la perforación de un total de 15 pozos con una inversión estimada en US\$ 121,9 millones.

Para 2020, se prevé la perforación de tres pozos.

Bloque Coirón

En 2008, entró en vigencia el CEOP para la exploración y explotación del Bloque Coirón, que fue conformado por Pan American Energy Chile Limitada (PAE), operadora con 50% de participación y ENAP que mantenía el 50% de participación restante.

En 2015, ENAP cedió parte de sus intereses en el CEOP a ConocoPhillips Chile Ventures SpA (ConocoPhillips), quedando en ese momento: a) PAE, 50%; b) ENAP, 45%; y c) ConocoPhillips, 5%. Posteriormente, ese mismo año, ENAP adquirió la totalidad de la participación de PAE en el CEOP, quedando ENAP como operador con un 95% de participación y ConocoPhillips con un 5%. Luego en 2016, ENAP cedió un 44% de participación a ConocoPhillips, quedando ENAP con un total de 51% de participación y ConocoPhillips con un 49%.

En 2019, se perforó el pozo exploratorio Tiuque-1, con un desembolso total de US\$ 8,7 millones, y cuyo resultado no fue satisfactorio.



EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN INTERNACIONAL

ENAP continuó con la ejecución de los planes de exploración y desarrollo en sus filiales internacionales de

Argentina, Ecuador y Egipto con el objetivo de reemplazar reservas. La inversión 2019 alcanzó US\$ 73,8 millones.

::: Argentina

La inversión 2019 total fue de US\$ 10,7 millones.

Área Magallanes

ENAP es operador y participa con un 50% del contrato de operación de la U.T.E. en asociación con YPF que mantiene el otro 50% de participación. Este bloque costa afuera cuenta con cinco plataformas productoras de crudo y gas, y está ubicado en el Estrecho de Magallanes, en las jurisdicciones de la provincia de Santa Cruz, Tierra del Fuego y Estado Nacional.

La producción 2019 de ENAP Argentina en el yacimiento Área Magallanes totalizó 1.189.531 barriles de petróleo y 749 millones de metros cúbicos de gas natural (4.407.244 barriles de petróleo equivalentes), lo cual arroja una producción total agregada de 5,6 millones de barriles de petróleo equivalentes (boe). Esto representa un incremento de producción de barriles de petróleo de un 27,5% y de 20,6% en gas natural, respecto de 2018.

El Turbio Este

En 2017, luego de un proceso de licitación, en asociación con ConocoPhillips, se obtuvo la adjudicación del permiso de exploración del Bloque El Turbio Este (3.195 km²), ubicado en la provincia de Santa Cruz. ENAP Sipetrol es operador con un 50% de participación, manteniendo ConocoPhillips, el 50% restante. El plan de exploración para el primer periodo exploratorio tiene asociada una inversión de más de US\$ 47 millones.

Durante el primer trimestre de 2019, se llevó a cabo una campaña de registración sísmica 3D que cubrió una superficie de 1.300 km² y se avanzó con su procesamiento e interpretación. Se desembolsaron US\$ 8,6 millones en el año.

Durante 2020 y 2021 se ejecutarán actividades tendientes a la perforación de tres pozos exploratorios

para completar los compromisos del primer periodo exploratorio.

Octans Pegaso

En 2018, se perfeccionó la compra del 100% del Bloque costa afuera Octans Pegaso (886 km²) al consorcio liderado por la compañía Total Austral, y en el que participaban Wintershall y ENI. Dicho bloque está ubicado en aguas someras de jurisdicción de la provincia de Santa Cruz y del Estado Nacional, y existen pozos descubridores de gas.

Campamento Central-Cañadón Perdido (CCCP)

En la cuenca del Golfo San Jorge, participa como socio, con el 50%, en la concesión de explotación del Campamento Central-Cañadón Perdido (CCCP), donde el operador es YPF con el 50% de participación restante.

La producción 2019 del yacimiento CCCP totalizó 934.100 barriles de petróleo crudo, lo que representa un aumento de un 15,2% respecto de lo producido en 2018. Esta mejora se explica fundamentalmente por el aporte de la zona Bella Vista Sur, donde se implementó un proyecto de recuperación secundaria. La inversión 2019 fue de US\$ 548 mil.

Para 2020, se contempla la perforación de dos pozos de petróleo en la zona Bella Vista Sur.



::: Ecuador

Los 16 años de presencia de ENAP en Ecuador le han permitido consolidar su posicionamiento a través de actividades exploratorias, de desarrollo y de explotación en los Bloques Mauro Dávalos Cordero (MDC) y Paraíso, Biguno, Huachito e Intracampos (PBH-I).

Durante 2019, se produjeron un total de 7,7 millones de barriles, con una producción promedio del año de, aproximadamente, 21.000 barriles por día (bpd).

La inversión total 2019 fue de US\$ 51,4 millones.

MDC

Proyecto de exploración y explotación, donde ENAP es operador con 100% de participación.

El aporte de la campaña de perforación 2018/2019 permitió incrementar la producción de la filial. Además, se perforaron pozos de avanzada en las plataformas MDC-40 y 50 con muy buenos resultados que permitieron incorporar nuevas reservas.

La inversión total en el bloque fue de US\$ 34 millones. Se perforaron nueve pozos productores. Se utilizó tecnología que aseguró la incorporación temprana de la producción y la estimulación de los reservorios para completarlos. Los últimos cuatro pozos del año se perforaron desde plataformas en áreas nuevas, lo que permitió incrementar reservas. Se realizaron ampliaciones de plataformas y facilidades (incluye generación), para soportar la operación de los pozos existentes y nuevos.

Para 2020, se considera la perforación de cinco pozos en la zona nueva-occidental del bloque.

PBH-I

Proyecto de exploración y explotación, donde ENAP es operador con 100% de participación.

La inversión 2019 en PBH-I fue de US\$ 16,3 millones. Se realizó la completación de un pozo (Inchi B12). Se

ampliaron plataformas y facilidades. Se continuo con la construcción de la estación de producción Inchi.

Para 2020, se planifica finalizar la construcción de la estación de producción Inchi, que forma parte de las inversiones comprometidas en el Contrato Modificadorio N° 3. Adicionalmente, se tiene previsto perforar cuatro pozos en el campo, durante el segundo semestre del año.

Bloque-28

Proyecto exploratorio donde ENAP participa en el Consorcio Bloque 28, a través de la empresa EOP Operaciones Petroleras S.A., con un 42% de participación siendo el operador. También participan Petroamazonas EP (51%) y Belorusneft (7%).

Considerando que hasta 2018 no se obtuvo la licencia exploratoria, el Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables (MERNNR) autorizó la extensión del plazo exploratorio hasta mayo de 2021. Durante 2019, se avanzó con los trámites para la licencia ambiental para la perforación del pozo exploratorio, y se prevé su emisión a mediados de 2020. La inversión 2019 fue de US\$ 1,1 millones.

Para 2020, se planifica la obtención de la licencia ambiental para el pozo exploratorio Mirador-1 y el inicio de obras civiles para la perforación de este pozo comprometido contractualmente.



:: Egipto

El volumen de crudo producido por ENAP Egipto fue de 2,4 millones de barriles, cifra inferior en 12,7% respecto de 2018, debido a la declinación natural de los pozos del área Shahd dentro de la concesión East Ras Qattara (ERQ).

Bloque East Ras Qattara

En el Bloque ERQ 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 (ENAP 50,5% y Kuwait Energy 49,5%) y la

Egyptian General Petroleum Corporation (EGPC), cada parte con el 50% de las acciones.

En 2019, se perforaron siete pozos de desarrollo, dentro de los que se destaca el buen resultado del pozo Shahd SE-22, con 1.150 barriles por día, lo que comprobó una mejor productividad en una arena que se proyectaba de menor calidad. La inversión total fue de US\$ 11,6 millones.

Para 2020, se prevé la perforación de tres pozos de desarrollo y dos exploratorios.



REFINACIÓN Y COMERCIALIZACIÓN (R&C)

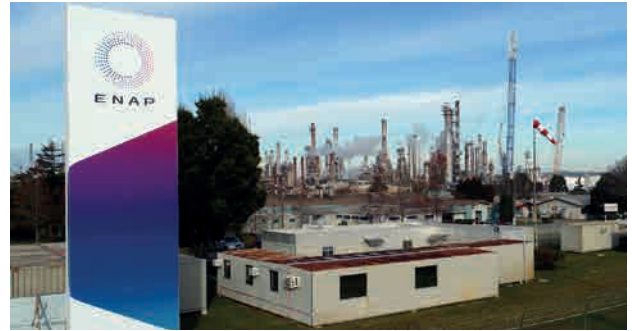
Durante el 2019 las refinerías de ENAP, Aconcagua, Bío Bío y Gregorio, procesaron 10,8 millones de metros

cúbicos de crudo, para producir 12,39 millones de metros cúbicos de productos refinados.

Refinación

La producción de combustibles líquidos y otros productos fue de 12,4 millones de metros cúbicos.

La tasa de utilización promedio de las refinerías Aconcagua y Bío Bío fue de 83,2% y la disponibilidad de plantas alcanzó al 98,0%, cifras superiores a las registradas en 2018 (76,9% y 95,1%, respectivamente).



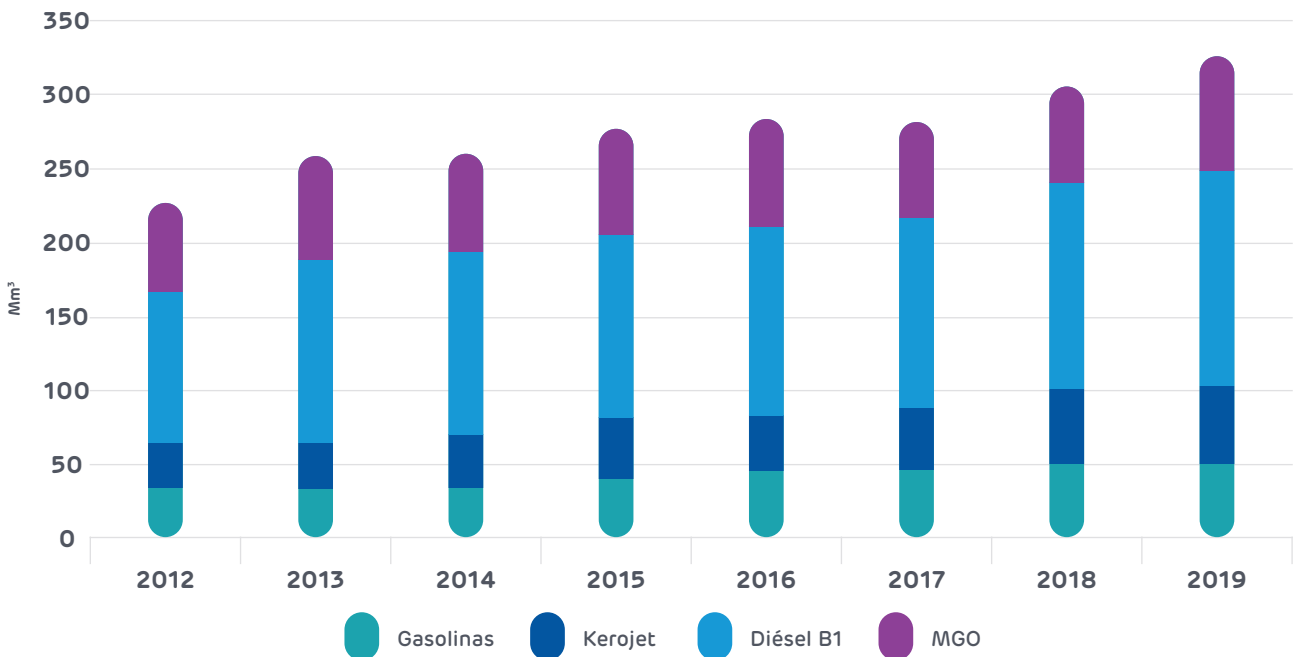
Refinación y Comercialización de ENAP en Magallanes

Abastecimiento de combustibles líquidos para la Región de Magallanes y de la Antártica Chilena

La Línea de Refinación y Comercialización de ENAP en Magallanes tuvo ventas por un volumen total de 326.500

metros cúbicos de combustibles líquidos (gasolinas, kerosene de aviación, diésel de uso automotriz, marino y antártico), cifra 7% superior a la de 2018 y que implicó el abastecimiento del 100% de la demanda regional.

Abastecimiento de combustibles XII Región



ENAP Refinerías S.A. (ERSA)

Síntesis de resultados

ENAP Refinerías S.A. y filiales obtuvo un resultado antes de impuesto (RAI) de US\$ -70,7 millones al 31 de diciembre de 2019 (US\$ -201,4 millones al 31 de diciembre de 2018) lo que implica un mejor RAI de US\$ 130,7 millones. Con ello, ERSa obtuvo una pérdida después de impuestos de US\$ 48,7 millones, que se compara con la pérdida de US\$ 151,1 millones al 31 de diciembre de 2018.

El EBITDA a diciembre de 2019 fue de US\$ 242,1 millones, que se compara con los US\$ 177,5 millones obtenidos a diciembre de 2018.

El Margen Bruto Consolidado de US\$ 172,7 millones, fue superior en un 44,7% al de 2018. Las principales razones que impulsan el mejor desempeño se relacionan con las producciones en récords históricos, las cuales permitieron compensar gran parte del efecto de menores precios (gas y crudo) y el encarecimiento de la canasta. Asimismo, las medidas de eficiencia

y racionalización adoptadas por la Administración contribuyeron a reducir los costos generales respecto del año 2018.

El margen bruto de la Línea de Negocio de R&C fue de US\$ 142,1 millones (US\$ 84,3 millones al 31 de diciembre de 2018), y el de la Línea de Negocio de G&E fue de US\$ 30,6 millones (US\$ 34,9 millones al 31 de diciembre de 2018).

Todo esto a consecuencia de un mayor volumen de producción valiosa (kerosene, gasolinas y diésel) y un mejor margen del diésel en Chile. Complementariamente, se efectuaron gestiones de optimización en diversos procesos productivos y logísticos, reduciendo de manera significativa el gasto en ellos.

El Margen Bruto de la Línea de Negocio de G&E disminuyó producto de menores precios de venta, debido a marcadores de precios inferiores al año anterior.



::: Propiedades y equipos



ENAP Refinería Aconcagua

En esta refinería, las principales plantas de procesamiento de petróleo crudo y cargas complementarias son: Topping y Vacío I, Topping y Vacío II, Visbreaking, Cracking Catalítico, Reformación Catalítica Continua, Hidrocracking, MildHidrocracking (MHC), Desulfurizadora de Gasolina de Cracking (HDG), Hidrotratamiento de Diésel, Isomerización, Complejo de Alquilación, Planta de DIPE, Plantas de Azufre y Complejo de Coquización Retardada.

Además, existen plantas de Regeneración de Ácido Sulfúrico, Fijación de Azufre, Tratamiento de Kerosene, de Gas Licuado y de Gases Combustibles, tratamiento de efluentes y otros; sistema cerrado de agua de refrigeración; oleoducto de la refinería al terminal marítimo de Quintero; instalaciones de tuberías internas de zonas de estanques a plantas procesadoras y de estas plantas a estanques de productos intermedios y finales; zona de bombas para enviar productos desde la refinería a la Región Metropolitana, a través de oleoducto de propiedad de Sonacol; zona de bombas y terminales marítimas, incluyendo una de tipo monoboya en Quintero; laboratorio químico; cuartel para el Cuerpo de Bomberos para turnos de 24 horas; carros bombas, equipos y elementos para combatir incendios; talleres especializados de mantenimiento y reparación de todas las plantas; equipos eléctricos

de emergencia a base de combustible diésel y gas; sistema de interconexión de gas natural para ser utilizado como combustible en calderas y generar vapor e instalaciones para los contratistas.

La empresa también posee las siguientes propiedades inmuebles en la comuna de Concón: predio en Avenida Borgoño 25.777, destinado a la industria, Lote C-9 Campo Deportivo; Lotes S-Sonacol, industria; Lote E7/B6, sitio eriazo; Dos Norte, Lote R-1, industria; Vía 2-A-5, Lote E7/B1, sitio eriazo; Calle 2 Norte, Lote R-3, industria; Tierra del Fuego esquina Magallanes, casa abierta; Vía 2 -A- 5, Lote R-5, sitio eriazo; Camino Particular ERS Aconcagua, Lote R-4, sitio eriazo; Lote R-6-3, industrial; Lote R-6-4, sitio eriazo; Lote R-7, sitio eriazo; Dos Norte, Lote H-4, sitio eriazo; Barros Borgoño 25.175, Rotonda Concón, Lote 1, oficinas; Fundo Colmito, Lote 1, Pozo 23, sitio eriazo; Fundo Colmito, Lote 2, Pozo 25, sitio eriazo. Además, posee el estacionamiento 152, en calle Blanco 625, Valparaíso; y otros dos, en Avenida Manantiales LT 3A-B y ST 420.

En la comuna de Quintero, las propiedades son: Camino Costero 701, Vía 5-6 P.I.V.; Camino Costero 1.201, Vía 5-6 P.I.V.; Lote 117 (sitio eriazo); Lote 172 (sitio eriazo); Parcela 16 Mantagua, sitio eriazo; y Lotes 11, 12 y 13, Fundo Las Gaviotas (sitio eriazo).

ENAP Refinería Bío Bío

En esta refinería, las principales plantas de procesamiento de crudos y cargas complementarias son: Topping y Vacío I, Topping y Vacío II, Visbreaking, Cracking Catalítico, Reformación Catalítica Continua, Hidrotratamiento de Diésel 1, Hidrotratamiento de Diésel 2, Desulfurizadora de Gasolina de Cracking (HDG), Hidrocracking, Saturación de Benceno, Isomerización, Separadora y Purificadora de Propileno, Planta de Hidrógeno CHT, Coquización Retarda (Coker) e Hidrotratamiento de Diésel (HDT), Cogeneradora, Planta de Hidrógeno de Bío Bío, copropiedad con SigdoKopper S.A; Planta de Hidrocracking Suave de Gas Oil (MHC).

También existen plantas de tratamiento de Merox de Kerosene, Gasolina y Gas Licuado, Planta de Sulfhidrato de Sodio, Recuperadora de Azufre N° 1 y N° 2, Tratamiento de Gases, Tratamiento de Aguas Ácidas, Tratamiento de Aguas Aceitosas, suministros de agua de refrigeración, vapor y energía eléctrica, estanques para almacenamiento de petróleo crudo, productos intermedios y finales.

Otras instalaciones industriales son los oleoductos para transportar productos terminados desde la refinería hasta la ciudad de San Fernando, que se conecta con el oleoducto de Sonacol (San Fernando-Maipú) y estaciones de bombeo en Refinería Bío Bío, Chillán y Molina; oleoductos desde la refinería al Terminal Marítimo de San Vicente para el transporte de petróleo crudo y productos terminados; terminal marítimo San Vicente donde se encuentran instalados un muelle tipo pasarela; cañerías internas desde las zonas de estanques a las plantas procesadoras y de estas plantas a estanques de productos intermedios y finales; gasoducto para la recepción y entrega de gas licuado; motobombas para enviar productos desde la refinería a San Fernando y San Vicente; motobombas en San Vicente para recepción de crudos importados por la misma vía marítima; laboratorio químico; instalaciones y cuartel para la Brigada de Respuesta a Emergencias, que opera con trabajadores voluntarios de planta; talleres especializados para atender el mantenimiento y reparaciones de todas las plantas; equipos eléctricos de emergencia que funcionan con diésel y gas natural y sistema de interconexión de gas natural para ser

utilizado como combustible en calderas y hornos (generación de vapor).

En la VIII Región, ENAP Refinerías S.A. cuenta con las siguientes propiedades: terreno de Refinería Bío Bío, predio ubicado en Camino a Lengua 2.001, comuna de Hualpén, destinado a la industria; faja Fundo Las Golondrinas, Hualpén; Cerro Las Pulgas destinado a área de estanques, Hualpén; Terminal San Vicente: Inmueble y Lote A-1 Talcahuano; terreno Bocatoma Bío Bío, ubicado en la comuna de Hualpén; Resto Lote C y Lote A1, ambos terrenos vecinos a la Refinería; Terminal Chillán Lote 7, Ruta 5, Chillán; Terminal Molina, Talca; Hijuera Rucalhue, comuna San Pedro de la Paz (sitio eriazo); Lote B6, subdivisión de Lote B del Fundo Hualpén, Hualpén; terreno en el Cementerio General de Talcahuano, usado en instalaciones para protección catódica del oleoducto; Lote B-2 subdivisión de Lote B, parcelación San Miguel de Diguillín, comuna de Pemuco; usufructo por 99 años sobre área de parte de inmueble, ubicado en Talcahuano, retazo A.

Dirección de Almacenamiento y Oleoductos

Las propiedades inmuebles son: Huerto El Milagro, Maipú (Agrícola); Hijuera Norte de San Juan de Chena, Maipú (industrial); porción norponiente Fundo San Gabriel y San Manuel, Linares; parte Fundo o Chacra Palermo, San Fernando; y Lote N° 7, parte Fundo Las Acacias, Chillán; Planta de Regasificación de Gas Natural Licuado, en la comuna de Pemuco, VIII Región.



GAS Y ENERGÍA

Durante 2019, los esfuerzos en Gas y Energía (G&E) se enfocaron en posicionar al gas natural como el combustible de transición hacia una matriz energética más limpia e impulsar el desarrollo de proyectos de energía renovables, que permitan contribuir a la carbono-neutralidad.

::: Gas natural

Entre los principales objetivos de la Gerencia de Gas y Energía, se encuentra el desarrollo de iniciativas que promuevan el uso del gas natural licuado (GNL) en la matriz energética nacional, a través de su comercialización a clientes del ámbito industrial, termoeléctrico, minero, transporte y distribución. Además, uno de los focos estratégicos es posicionar al gas natural como el combustible de transición hacia una matriz energética más limpia.

Comercialización de gas vía gasoductos

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 ENAP Refinería Aconcagua, las principales termoeléctricas ubicadas en la zona central, consumidores industriales y la distribuidora de gas residencial y comercial de la Región de Valparaíso.

En el segmento termoeléctrico, durante 2019 se continuó operando el acuerdo a largo plazo entre ENAP y Colbún S.A., lo que permitió a ENAP colocar gran parte de sus remanentes de gas natural y capacidad de regasificación.

Gasoducto virtual

ENAP desarrolló un gasoducto virtual, utilizando camiones criogénicos de GNL, que descargan en una Planta Satélite de Regasificación (PSR), ubicada en la localidad de Pemuco, Región del Biobío. Allí, el GNL es regasificado e inyectado en el Gasoducto del Pacífico, por el que se suministra gas natural a la refinería y, adicionalmente, se venden volúmenes de gas natural a las distribuidoras e industrias de dicha región.

Con este propósito, entre los hitos del año destacan el inicio de la construcción de la tercera unidad de generación de la Central Geotérmica Cerro Pabellón, la construcción del Parque Eólico Vientos Patagónicos, la conformación del Comité de Hidrógeno y el avance en la construcción de la Central Cogeneradora Aconcagua.



GNL Móvil

El GNL Móvil corresponde a un modelo de negocio basado en la comercialización de gas natural, mediante la carga de GNL en 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 procesos productivos. Esto se realiza respetando altos estándares de seguridad, con exigencias incluso superiores a la legislación vigente.

Al cierre de 2019, 20 PSR industriales se encontraban en operación con GNL de ENAP, entre las regiones de Coquimbo y Los Lagos, pertenecientes a diversos rubros productivos y líderes en sus respectivos mercados.



Expansión de operaciones en el norte de Chile

El 2 de diciembre de 2019, ENAP suscribió las condiciones generales para el uso del patio de carga de camiones en el Terminal GNL Mejillones. Con esto, se busca expandir el alcance del negocio de GNL

Móvil que, actualmente, opera entre las regiones de Coquimbo y los Lagos.

Este acuerdo permite impulsar el desarrollo de gas natural en el norte de Chile en el segmento industrial, transporte y operaciones mineras,

::: Proyectos, operaciones y electricidad

En la búsqueda permanente de soluciones que den sostenibilidad al negocio de la energía y que contribuyan a la carbono-neutralidad del país, los focos estratégicos son las energías limpias, optimizar el desempeño de las operaciones y asegurar la sustentabilidad de los activos de generación de ENAP.

Cogeneradora Aconcagua

El proyecto Cogeneradora Aconcagua consiste en la construcción de una central de cogeneración que utiliza gas natural como combustible, la cual producirá vapor de alta presión para alimentar los procesos de conversión de ENAP Refinería Aconcagua. Además, producirá electricidad, supliendo en su totalidad el consumo de esta planta e inyectando sus excedentes al Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

Asimismo, la operación segura, estable y con tecnología de última generación que tendrá la cogeneradora, permite una convivencia más amigable con el medio ambiente. La central implicará el cese de la operación normal de dos de las calderas de la refinería, cumpliendo el compromiso asumido con las comunidades y la autoridad.

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

Se estima que la central entrará en operación el primer semestre de 2020.

Parque Eólico Vientos Patagónicos

En febrero de 2019, se inició la etapa de construcción del Parque Eólico Vientos Patagónicos, proyecto que permitirá adicionar una potencia instalada de 10,35 MW y aportar hasta un 18% del consumo en base a fuentes de energías renovables al Sistema Mediano de Punta Arenas, diversificando la matriz eléctrica de la zona y colaborando en la descarbonización el Sistema Mediano.

El Parque se encuentra a la espera del término de la construcción de la línea de interconexión ejecutada por terceros, con la aprobación por parte de la Empresa Eléctrica de Magallanes (Edelmag) de los estudios requeridos por la normativa, para su conexión al Sistema de Punta Arenas.

::: Eficiencia energética

Sobre la base de los resultados de las Auditorías Energéticas y de los sistemáticos levantamientos y actualizaciones internas realizados en todas las unidades de operación de ENAP, se construyó el Portafolio de Proyectos de Eficiencia Energética. Este está compuesto por las oportunidades de mejora que presentan el mayor potencial de rentabilidad y viabilidad técnica para la compañía, como ajustes operacionales sin inversión asociada, anteproyectos, proyectos de inversión e iniciativas operacionales que se desarrollan avanzando por las diferentes etapas de ingeniería.

En el período comprendido entre 2015 y 2019, dicho portafolio ha incluido un total de 31 oportunidades de mejora –ya implementadas o en operación– que han reportado a ENAP ahorros energéticos nominales anuales de 597.449 MWh/año, equivalentes aproximadamente a US\$ 18,5 millones, con una inversión asociada de US\$ 5,3 millones.

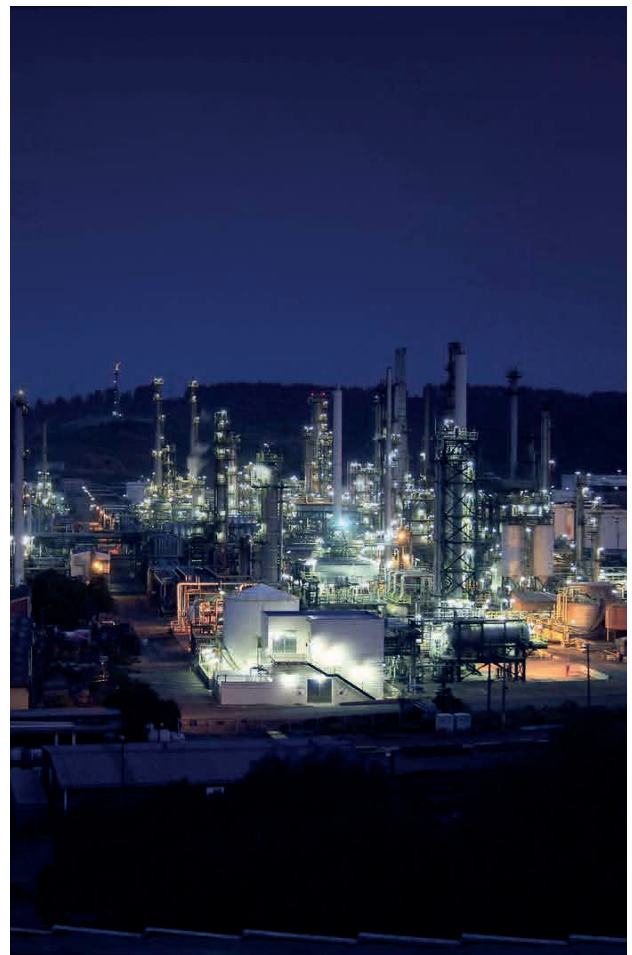
Durante el 2019 se trabajó en el desarrollo de nueve estudios y/o diagnósticos energéticos, cuyo objetivo principal fue detectar en todas las unidades de negocio nuevas oportunidades de mejora en el ámbito de la eficiencia energética, para mantener vigente y actualizado el portafolio.

Cerro Pabellón

ENAP y ENEL son socias en Geotérmica del Norte (GDN), propietaria de la central Cerro Pabellón, la primera planta geotérmica de Sudamérica, que consta de dos unidades, totalizando una capacidad instalada de 48 MW. La central se ubica en la comuna de Ollagüe, Región de Antofagasta, a 4.500 metros sobre el nivel del mar y en pleno desierto de Atacama.

La primera unidad se sincronizó al sistema en marzo de 2017, mientras que la segunda lo hizo en junio de ese mismo año. En términos de operación real, en 2019, la central Cerro Pabellón generó 201 GWh.

Durante 2019 se dio inicio a la construcción de una tercera unidad para ampliar la central Geotérmica, en el marco de la adjudicación de bloques de energía que se obtuvo a través del último proceso de licitación eléctrica, efectuado en 2017 por la Comisión Nacional de Energía (CNE).



6

ESTADOS FINANCIEROS
CONSOLIDADOS



VANESSA NITOR :: ENAP MAGALLANES





ENAP

**ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2019 y 2018**

**EMPRESA NACIONAL DEL PETRÓLEO
2019**

INFORME DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

A la Presidenta
y Directores de Empresa Nacional del Petróleo

Hemos efectuado una auditoría a los estados financieros consolidados adjuntos de Empresa Nacional del Petróleo y filiales, que comprenden los estados de situación financiera al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y los correspondientes estados de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas y las correspondientes notas a los estados financieros consolidados.

Responsabilidad de la Administración por los estados financieros consolidados

La Administración es responsable por la preparación y presentación razonable de estos estados financieros consolidados de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera emitidas por el International Accounting Standards Board (“IASB”). Esta responsabilidad incluye el diseño, implementación y mantención de un control interno pertinente para la preparación y presentación razonable de estados financieros consolidados que estén exentos de representaciones incorrectas significativas, ya sea debido a fraude o error.

Responsabilidad del Auditor

Nuestra responsabilidad consiste en expresar una opinión sobre estos estados financieros consolidados a base de nuestras auditorías. Efectuamos nuestras auditorías de acuerdo con las normas de auditoría generalmente aceptadas en Chile. Tales normas requieren que planifiquemos y realicemos nuestro trabajo con el objeto de lograr un razonable grado de seguridad que los estados financieros consolidados están exentos de representaciones incorrectas significativas.

Una auditoría comprende efectuar procedimientos para obtener evidencia de auditoría sobre los montos y revelaciones en los estados financieros consolidados. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio del auditor, incluyendo la evaluación de los riesgos de representaciones incorrectas significativas de los estados financieros, ya sea debido a fraude o error. Al efectuar estas evaluaciones de los riesgos, el auditor considera el control interno pertinente para la preparación y presentación razonable de los estados financieros consolidados de la entidad con el objeto de diseñar procedimientos de auditoría que sean apropiados en las circunstancias, pero no con el propósito de expresar una opinión sobre la efectividad del control interno de la entidad. En consecuencia, no expresamos tal tipo de opinión. Una auditoría incluye, también, evaluar lo apropiadas que son las políticas de contabilidad utilizadas y la razonabilidad de las estimaciones contables significativas efectuadas por la Administración, así como una evaluación de la presentación general de los estados financieros consolidados.

Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido es suficiente y apropiada para proporcionarnos una base para nuestra opinión de auditoría.

Opinión

En nuestra opinión, los estados financieros consolidados mencionados en el primer párrafo, presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de Empresa Nacional del Petróleo y filiales al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y los resultados de sus operaciones y los flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas, de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera emitidas por el International Accounting Standards Board (“IASB”).

The logo for Deloitte, featuring the word "Deloitte" in a stylized, cursive script font.

Marzo 30, 2020
Santiago, Chile

A handwritten signature in black ink, appearing to be "Patricia Xuanic C.", written over the printed name and RUT.

Patricia Xuanic C.
RUT: 9.563.048-0

ESTADOS DE SITUACION FINANCIERA CONSOLIDADOS
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2019 Y 2018

 (En miles de dólares - MUS\$)

ACTIVOS	Nota	31.12.2019	31.12.2018
	N°	MUS\$	MUS\$
Activos corrientes			
Efectivo y equivalentes al efectivo	6	131.767	525.086
Otros activos financieros, corrientes	7	-	127.909
Otros activos no financieros, corrientes	8	18.082	7.627
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, corrientes	9	676.349	781.407
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	10	49.577	39.234
Inventarios corrientes	11	845.287	924.335
Activos por impuestos, corrientes	12	89.832	159.987
Total activos corrientes		1.810.894	2.565.585
Activos no corrientes			
Otros activos financieros, no corrientes	7	13.772	21.101
Otros activos no financieros, no corrientes	8	34.402	34.790
Cuentas por cobrar, no corrientes	9	9.683	15.861
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	13	131.750	132.222
Activos intangibles distintos de la plusvalía		4.554	4.588
Propiedades, planta y equipo	14	3.083.088	3.166.860
Derechos de uso	15	133.151	96.803
Propiedad de inversión	19	7.189	7.279
Activos por impuestos diferidos	12	1.283.359	1.192.951
Total activos no corrientes		4.700.948	4.672.455
TOTAL ACTIVOS		6.511.842	7.238.040

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados.

ESTADOS DE SITUACION FINANCIERA CONSOLIDADOS
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2019 Y 2018
(En miles de dólares - MUS\$)

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota N°	31.12.2019 MUS\$	31.12.2018 MUS\$
Pasivos corrientes			
Otros pasivos financieros, corrientes	20	763.812	1.037.320
Pasivos por arrendamientos, corrientes	15	22.502	37.307
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	21	608.427	811.497
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	10	3.063	18.665
Otras provisiones a corto plazo	22	2.447	2.600
Pasivos por impuestos, corrientes	12	95.618	157.315
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	23	81.008	106.733
Total pasivos corrientes		1.576.877	2.171.437
Pasivos no corrientes			
Otros pasivos financieros, no corrientes	20	3.527.471	3.689.282
Pasivos por arrendamientos, no corrientes	15	136.233	62.128
Otras cuentas por pagar, no corrientes	21	4.994	132
Otras provisiones a largo plazo	22	143.461	160.623
Pasivos por impuestos diferidos	12	11.965	23.908
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	23	60.335	69.716
Otros pasivos no financieros, no corrientes		10.080	30.000
Total pasivos no corrientes		3.894.539	4.035.789
Total pasivos		5.471.416	6.207.226
Patrimonio			
Capital emitido	24	1.632.332	1.632.332
Otras reservas	24	(79.245)	(82.296)
Pérdidas Acumuladas	24	(515.164)	(519.514)
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora		1.037.923	1.030.522
Participaciones no controladoras	25	2.503	292
Patrimonio total		1.040.426	1.030.814
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		6.511.842	7.238.040

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados.

ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES CONSOLIDADOS POR FUNCION
 POR LOS AÑOS TERMINADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2019 Y 2018
 (En miles de dólares - MUS\$)

	Nota	01.01.2019 31.12.2019 MUS\$	01.01.2018 31.12.2018 MUS\$
	N°		
Ingresos de actividades ordinarias	27	7.628.473	8.304.856
Costos de ventas	28	<u>(7.168.798)</u>	<u>(7.964.016)</u>
Ganancia bruta		<u>459.675</u>	<u>340.840</u>
Otros ingresos		22.753	45.742
Costos de distribución	29	(217.616)	(236.877)
Gastos de administración		(81.568)	(135.643)
Otros gastos, por función	30	<u>(42.297)</u>	<u>(262.240)</u>
Ganancia de actividades operacionales		<u>140.947</u>	<u>(248.178)</u>
Otras ganancias		73	2.511
Ingresos financieros		4.567	5.900
Costos financieros	31	(245.227)	(243.746)
Participación en las ganancias de asociadas que se contabilicen utilizando el método de la participación	13	19.322	17.968
Diferencias de cambio	33	<u>25.562</u>	<u>(41.227)</u>
(Pérdida) antes de impuestos		<u>(54.756)</u>	<u>(506.772)</u>
Beneficio por impuesto a las ganancias	12	<u>59.580</u>	<u>275.794</u>
Ganancia (pérdida) del ejercicio		<u>4.824</u>	<u>(230.978)</u>
Ganancia (pérdida), atribuible a:			
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora		5.015	(230.945)
(Pérdida) ganancia, atribuible a participaciones no controladoras	25	<u>(191)</u>	<u>(33)</u>
Ganancia (pérdida) del ejercicio		<u>4.824</u>	<u>(230.978)</u>

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados.

ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES CONSOLIDADOS
 POR LOS AÑOS TERMINADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2019 Y 2018
 (En miles de dólares - MUS\$)

	01.01.2019 31.12.2019 MUS\$	01.01.2018 31.12.2018 MUS\$
Ganancia (pérdida) del ejercicio	4.824	(230.978)
Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del año antes de impuestos		
Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del año antes de impuestos		
Ganancias (pérdidas) actuariales por planes de beneficios definidos	441	2.140
Total otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del año, antes de impuestos	441	2.140
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del año, antes de impuestos		
Diferencias de cambio por conversión		
Ganancias (pérdidas) ganancias por diferencias de cambio de conversión, antes de impuestos	(1.402)	(2.555)
Coberturas de flujo de efectivo		
(Pérdidas) ganancias por coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos	7.660	9.510
Ajustes de reclasificación en coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos	(4.497)	12.605
Otro resultado integral, antes de impuestos, coberturas del flujo de efectivo	3.163	22.115
Total otro resultado integral que se reclasificará al resultado de año, antes de impuestos	1.761	19.560
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del año		
Impuesto a las ganancias relativo a nuevas mediciones de planes de beneficios definidos de otro resultado integral	-	(309)
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del año		
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo	(1.748)	(13.316)
Otro resultado integral	454	8.075
Resultado integral total	5.278	(222.903)
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora	5.469	(222.870)
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras	(191)	(33)
Resultado integral total	5.278	(222.903)

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados.

ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO
 POR LOS AÑOS TERMINADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2019 Y 2018
 (En miles de dólares - MUS\$)

	Cambios en otras reservas					Total reservas MUS\$	(Pérdidas) ganancias acumuladas MUS\$	Patrimonio neto atribuible a los propietarios de la controladora MUS\$	Participaciones no controladora MUS\$	Patrimonio total MUS\$
	Capital emitido MUS\$	Reservas por diferencia de cambio por conversión MUS\$	Reservas de coberturas de flujo de caja MUS\$	Reservas actuariales en planes de beneficios definidos MUS\$	Otras reservas varias MUS\$					
Saldo Inicial 01.01.2019	1.632.332	(78.696)	4.245	(9.667)	1.822	(82.296)	(519.514)	1.030.522	292	1.030.814
Cambios en patrimonio										
Resultado Integral										
Ganancia (pérdida)	-	-	-	-	-	-	5.015	5.015	(191)	4.824
Otro resultado integral	-	(1.402)	1.415	441	-	454	-	454	-	454
Resultado integral	-	(1.402)	1.415	441	-	454	5.015	5.469	(191)	5.278
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios, patrimonio	-	-	-	-	2.597	2.597	(665)	1.932	2.402	4.334
Total de cambios en patrimonio	-	(1.402)	1.415	441	2.597	3.051	4.350	7.401	2.211	9.612
Saldo Final 31.12.2019	1.632.332	(80.098)	5.660	(9.226)	4.419	(79.245)	(515.164)	1.037.923	2.503	1.040.426
Saldo Inicial 01.01.2018	1.232.332	(76.141)	(46.093)	(11.498)	4.782	(128.950)	(287.961)	815.421	144	815.565
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables	-	-	41.539	-	-	41.539	8.011	49.550	-	49.550
Saldo Inicial Reexpresado	1.232.332	(76.141)	(4.554)	(11.498)	4.782	(87.411)	(279.950)	864.971	144	865.115
Cambios en patrimonio										
Resultado Integral:										
Ganancia (pérdida)	-	-	-	-	-	-	(230.945)	(230.945)	(33)	(230.978)
Otro resultado integral	-	(2.555)	8.799	1.831	-	8.075	-	8.075	-	8.075
Resultado integral	-	(2.555)	8.799	1.831	-	8.075	(230.945)	(222.870)	(33)	(222.903)
Emisión de patrimonio	400.000	-	-	-	-	-	-	400.000	-	400.000
(Disminución) incremento por transferencias y otros cambios, patrimonio	-	-	-	-	(2.960)	(2.960)	(8.619)	(11.579)	181	(11.398)
Total de cambios en patrimonio	400.000	(2.555)	8.799	1.831	(2.960)	5.115	(239.564)	165.551	148	165.699
Saldo Final 31.12.2018	1.632.332	(78.696)	4.245	(9.667)	1.822	(82.296)	(519.514)	1.030.522	292	1.030.814

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados.

ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVOS CONSOLIDADOS, METODO DIRECTO
 POR LOS AÑOS TERMINADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2019 Y 2018
 (En miles de dólares - MUS\$)

	Nota N°	31.12.2019 MUS\$	31.12.2018 MUS\$
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación			
Clases de cobros por actividades de operación			
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios		12.035.394	12.643.203
Otros cobros por actividades de operación		76.144	75.855
Clases de pagos			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(8.441.945)	(9.302.611)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(338.768)	(375.361)
Otros pagos por actividades de operación		(2.595.075)	(2.510.603)
Dividendos recibidos		22.286	18.367
Intereses pagados		(7.066)	(8.835)
Intereses recibidos		-	176
Impuestos a las ganancias (pagados)		(52.867)	(42.200)
Otras entradas de efectivo		28.619	40.593
		<u>726.722</u>	<u>538.584</u>
Flujos de efectivo (utilizados en) procedentes de actividades de inversión			
Otros cobros por la venta de patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades		4.140	2.250
Compras de propiedades, planta y equipo	14	(403.798)	(571.842)
Importes procedentes de ventas de propiedades, planta y equipo		6.007	30.419
Cobros procedentes del reembolso de anticipos y préstamos concedidos a terceros		-	3.350
Intereses recibidos		960	2.789
		<u>(392.691)</u>	<u>(533.034)</u>
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Importes procedentes de la emisión de capital		-	400.000
Importes procedentes de préstamos de largo plazo	20 b) ii	77.000	100.000
Importes procedentes de préstamos de corto plazo		252.681	541.556
Importes procedentes de obligaciones con el público		-	673.572
Pagos de préstamos	3.1.x	(258.184)	(794.169)
Pago de obligaciones con el público	3.1.x	(510.733)	(215.258)
Pagos de pasivos por arrendamientos financieros	3.1.x - 15	(40.833)	(42.178)
Intereses pagados	3.1.x	(202.506)	(180.154)
Otras (salidas) entradas de efectivo	3.1.x	(40.820)	(31.288)
		<u>(723.395)</u>	<u>452.081</u>
Flujos de efectivo (utilizados en) procedentes de actividades de financiación (Disminución) aumento neto en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio		<u>(389.364)</u>	<u>457.631</u>
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo			
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		(3.955)	(24.041)
(Disminución) aumento neto de efectivo y equivalentes al efectivo		<u>(393.319)</u>	<u>433.590</u>
Efectivo y equivalentes al efectivo al inicio del ejercicio		<u>525.086</u>	<u>91.496</u>
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del ejercicio	6	<u>131.767</u>	<u>525.086</u>

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados.

Índice	Página
1. Información general	1
2. Descripción del negocio	1
3. Resumen de principales políticas contables aplicadas	2
4. Gestión de riesgos financieros y definición de coberturas	22
5. Estimaciones y juicios contables críticos	26
6. Efectivo y equivalentes al efectivo	28
7. Otros activos financieros corrientes y no corrientes	29
8. Otros activos no financieros corrientes y no corrientes	30
9. Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	30
10. Saldos y transacciones con entidades relacionadas	31
11. Inventarios	34
12. Impuestos corrientes, diferidos y beneficio (gasto) por impuesto a las ganancias	35
13. Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	38
14. Propiedades, planta y equipo	40
15. Derechos de uso y obligaciones por arrendamiento	43
16. Pérdidas por deterioro y provisiones	45
17. Participaciones en operaciones conjuntas	46
18. Otros negocios	51
19. Propiedades de inversión	53
20. Pasivos financieros	54
21. Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	62
22. Otras provisiones	63
23. Provisiones por beneficios a los empleados	64
24. Patrimonio	67
25. Participación no controladora	70
26. Segmentos de negocio	70
27. Ingresos de actividades ordinarias	73
28. Costos de ventas	74
29. Costos de distribución	74
30. Otros gastos, por función	75
31. Costos financieros	75
32. Gastos del personal	76
33. Diferencias de cambio	76
34. Moneda extranjera	77
35. Información sobre medio ambiente	78
36. Juicios y compromisos comerciales	78
37. Garantías comprometidas con terceros	82
38. Ámbito de consolidación	83
39. Hechos posteriores	84



ENAP Y FILIALES NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS

1. INFORMACIÓN GENERAL

Empresa Nacional del Petróleo (en adelante “la Empresa” o “ENAP”), es la matriz del grupo de empresas a que se refieren los presentes estados financieros consolidados (en adelante “Grupo ENAP”).

ENAP es una empresa 100% propiedad del Estado de Chile, creada por Ley 9.618 de fecha 19 de septiembre de 1950 y los domicilios de la Empresa son Avenida Apoquindo 2929 Piso 5, Las Condes, en Santiago y José Nogueira 1101, en Punta Arenas. Con fecha 4 de octubre de 2002, la Empresa fue inscrita en el Registro de Valores de la Comisión para el Mercado Financiero, bajo el N° 783. De acuerdo a lo anterior, la Empresa se encuentra sujeta a las normas y a la fiscalización de la citada Comisión.

ENAP tiene por objeto social la exploración, producción y comercialización de hidrocarburos y sus derivados, también puede participar en sociedades con actividades relacionadas a la energía geotérmica y a la producción, transporte y comercialización de energía y potencia eléctrica.

Con fecha 1 de diciembre de 2017, se modificó el Gobierno Corporativo de ENAP, la Ley 21.025 le otorga un sistema de gobernanza a la Empresa, estableciendo con claridad los roles de decisión, supervisión y ejecución de las decisiones de la misma. De esta manera, se reduce el número de directores de 8 a 7, y se recoge el primer elemento de recomendación de la OCDE, que significa la exclusión del Ministro de Energía de su integración y la fijación de un modelo profesional y sin representación de gremios.

Asimismo, la Ley establece la necesidad de contar con plan quinquenal de negocios y desarrollo, que es elaborado y preparado por los organismos de dirección y ejecución, para ser presentado a la junta de accionistas. Este deberá ser actualizado anualmente. También la Ley incorpora una capitalización por hasta US\$ 400 millones, la cual se efectuó con fecha 3 de agosto de 2018, recursos que se destinaron a amortizar deuda y a cubrir necesidades de inversión.

Los estados financieros consolidados de la Empresa correspondientes al 31 de diciembre de 2019 y por el año terminado el 31 de diciembre de 2019 fueron aprobados por su Honorable Directorio en Sesión extraordinaria celebrada con fecha 27 de marzo de 2020.

2. DESCRIPCIÓN DEL NEGOCIO

La actividad principal de ENAP, de acuerdo con la Ley 9.618 y sus modificaciones posteriores, es la exploración, explotación o beneficio de yacimientos que contengan hidrocarburos, actividad que está facultada para desarrollar dentro y fuera del territorio nacional; también, puede participar en sociedades con actividades relacionadas a la energía geotérmica y a la producción, transporte y comercialización de energía y potencia eléctrica. Sus filiales principales son:

- Enap Refinerías S.A., la cual comenzó a operar oficialmente el 1 de enero de 2004, cuyo domicilio social es Avenida Borgoño 25.777 Comuna de Concón - Quinta Región. Enap Refinerías S.A., nace de la fusión entre Petrox S.A., Refinería de Petróleo y Refinería de Petróleo de Concón S.A. (RPC), mediante la incorporación de esta última a la primera. El giro comercial de Enap Refinerías S.A. es la importación, elaboración, almacenamiento y comercialización de hidrocarburos y sus derivados y todas las demás actividades que directa o indirectamente se relacionan con las aquí mencionadas y con las que en forma detallada se expresan en el artículo tercero del estatuto social vigente.

- Enap Sipetrol S.A., realiza fuera del territorio nacional una o más de las actividades de exploración, explotación o beneficio de yacimientos que contengan hidrocarburos. Enap Sipetrol S.A. posee una sucursal en Ecuador, y filiales en Argentina, Ecuador, Uruguay, además de sus operaciones conjuntas. Por medio de la filial en Uruguay participa en actividades de producción, mediante operaciones conjuntas en Egipto.

Las filiales Enap Refinerías S.A. y Enap Sipetrol S.A. son sociedades anónimas cerradas, inscritas voluntariamente en el Registro Especial de Entidades Informantes de la Comisión para el Mercado Financiero, bajo los números 95 y 187 respectivamente, las cuales son reguladas por la Norma de Carácter General N° 364.

Nuestro negocio está organizado en tres líneas de negocios independientes: (i) “Exploración y Producción” (E&P) (ii) “Refinación y Comercialización” (R&C) y (iii) “Gas y Energía” (G&E).

ENAP Y FILIALES NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS

3. RESUMEN DE PRINCIPALES POLÍTICAS CONTABLES APLICADAS

3.1 Principios contables

Los presentes estados financieros consolidados, se presentan en miles de dólares de los Estados Unidos de Norteamérica (MUS\$) y se han preparado a partir de los registros de contabilidad mantenidos por ENAP y filiales. Los estados financieros consolidados de la Empresa por el año terminado al 31 de diciembre de 2019 han sido preparados de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera (“NIIF”), emitidas por el International Accounting Standards Board (“IASB”).

La preparación de los presentes estados financieros consolidados requiere el uso de estimaciones y supuestos por parte de la Administración del Grupo ENAP. Estas estimaciones están basadas en el mejor saber de la administración sobre los montos reportados, eventos o acciones. El detalle de las estimaciones y juicios contables críticos se detallan en la Nota 5.

A continuación, se describen las principales políticas contables adoptadas en la preparación de estos estados financieros consolidados, estas políticas han sido definidas en función de las NIIF vigentes al 31 de diciembre de 2019 y han sido aplicadas de manera uniforme a los ejercicios comparativos que se presentan en estos estados financieros consolidados.

a. Bases de preparación – Los presentes estados financieros consolidados del Grupo ENAP comprenden el estado de situación financiera consolidado al 31 de diciembre de 2019 y 2018, el estado de resultados integrales, el estado de cambios en el patrimonio y el estado de flujos de efectivo por los años terminados al 31 de diciembre de 2019 y 2018.

Los presentes estados financieros consolidados reflejan fielmente la situación financiera de Grupo ENAP y sus filiales al 31 de diciembre de 2019 y 2018, y los resultados de las operaciones, los cambios en el patrimonio neto y los flujos de efectivo por los años terminados al 31 de diciembre de 2019 y 2018.

Estos estados financieros consolidados han sido preparados sobre la base del costo histórico, excepto los instrumentos financieros que son medidos a valor razonable, efectivo y los activos adquiridos a través de combinación de negocios, como se explica en las políticas contables descritas a continuación. El costo histórico, generalmente se basa en el valor razonable de la consideración entregada en un intercambio de activos.

b. Bases de consolidación – Los presentes estados financieros consolidados del Grupo ENAP incluyen los activos, pasivos, ingresos, gastos y flujos de caja de ENAP y de las entidades controladas por ENAP, después de eliminar las transacciones entre empresas relacionadas.

Los estados financieros de las filiales tienen moneda funcional y moneda de presentación dólares de los Estados Unidos de Norteamérica.

i) filiales

Las filiales, son aquellas sociedades controladas por ENAP, directa o indirectamente. El control se ejerce si, y sólo si, están presente los siguientes elementos: i) poder sobre la filial, ii) exposición, o derecho, a rendimientos variables de estas sociedades, y iii) capacidad de utilizar poder para influir en el monto de estos rendimientos.

El Grupo reevaluará si tiene o no control en una sociedad filial si los hechos y circunstancias indican que ha habido cambios en uno o más de los tres elementos de control mencionados anteriormente.

Las filiales se consolidan a partir de la fecha en que ENAP obtiene control sobre la filial, y cesa cuando ENAP pierde control en la misma. Por lo tanto, los ingresos y gastos de una filial son incluidos en los estados de resultados consolidados desde la fecha que la Empresa obtuvo control de la filial hasta la fecha en que cesa este control.

Utilidades o pérdidas y cada componente de otro resultado integral son atribuidos a los propietarios de la Empresa y a las participaciones no controladoras. El resultado integral total en filiales es atribuido a los propietarios de la Empresa y a las participaciones no controladoras aún si estos resultados en las participaciones no controladoras presentan pérdidas.

ENAP Y FILIALES
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS

Cuando es necesario para asegurar su uniformidad con las políticas contables adoptadas, se modifican las políticas contables de las filiales.

Los saldos de activos, pasivos, patrimonio, ingresos y gastos y flujos de efectivo relativas a transacciones entre las empresas consolidadas se han eliminado en su totalidad, en el proceso de consolidación.

En el siguiente cuadro, se detallan las sociedades filiales directas e indirectas, que han sido consolidadas por ENAP.

Sociedad	Domicilio	Relación con matriz	Porcentaje de participación accionaria	
			31.12.2019	31.12.2018
Enap Refinerías S.A.	Chile	Filial directa	99,98%	99,98%
Enap Sipetrol S.A.	Chile	Filial directa	100,00%	100,00%
Gas de Chile S.A.	Chile	Filial directa	100,00%	100,00%
Enap Sipetrol Argentina S.A.	Argentina	Filial indirecta	100,00%	100,00%
Petro Servicios Corp. S.A.	Argentina	Filial indirecta	100,00%	100,00%
Sipetrol International S.A.	Uruguay	Filial indirecta	100,00%	100,00%
EOP Operaciones Petroleras S.A.	Ecuador	Filial indirecta	100,00%	100,00%
Energía Concón S.A.	Chile	Filial indirecta	100,00%	100,00%
Petropower Energía Ltda.	Chile	Filial indirecta	-	100,00%
Vientos Patagónicos SpA.	Chile	Filial directa	66,00%	66,00%

Cambios durante el ejercicio 2019:
Petropower Energía Ltda.

Con fecha 30 de agosto de 2019, ENAP vende, cede y transfiere a Enap Refinerías S.A. el 7,5% de los derechos sociales en la sociedad Petropower Energía Ltda., Mediante esta cesión, la totalidad de los derechos sociales de dicha sociedad se reúnen en dominio de ERSA, produciéndose de pleno derecho la disolución anticipada de la sociedad Petropower Energía Ltda.

Cambios durante el ejercicio 2018:
Compañía de Hidrógeno del Bío-Bío S.A.

Con fecha 6 de agosto de 2018, ENAP transfirió su 5% de participación en Compañía de Hidrógeno del Bío-Bío S.A., a Enap Refinerías S.A, producto de lo anterior Enap Refinerías S.A. pasó a ser el único accionista de la sociedad con el 100% de las acciones. Produciéndose con fecha 16 de agosto de 2018 la disolución de la sociedad de acuerdo al artículo 103 N°2 de la Ley de Sociedades Anónimas.

Vientos Patagónicos SpA

Con fecha 17 de agosto de 2018 se constituyó la sociedad por acciones Vientos Patagónicos SpA, con un capital social de US\$ 8 millones de dólares, dividido en ocho millones de acciones nominativas, de igual valor y sin valor nominal, suscribiendo ENAP cinco millones doscientas ochenta mil acciones y dos millones setecientos veinte mil acciones suscritas por Pecket Energy S.A.. La sociedad tiene por objeto el diseño, desarrollo, construcción, financiamiento, prueba, operación y mantenimiento del proyecto de generación de energía eólica “Nuevo Parque Eólico Cabo Negro” ubicado en la comuna de Punta Arenas, Región de Magallanes.

ii) Operación conjunta: Una operación conjunta es un acuerdo conjunto mediante el cual las partes que tienen control conjunto del acuerdo tienen derechos a los activos y obligaciones con respecto a los pasivos, relacionados con el acuerdo. Esas partes se denominan operadores conjuntos.

ENAP Y FILIALES

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS

Un operador conjunto reconocerá en relación con su participación en una operación conjunta:

- (i) Sus activos, incluyendo su participación en los activos mantenidos conjuntamente;
- (ii) Sus pasivos, incluyendo su participación en los pasivos incurridos conjuntamente;
- (iii) Sus ingresos de actividades ordinarias procedentes de la venta de su participación en el producto que surge de la operación conjunta;
- (iv) Su participación en los ingresos de actividades ordinarias procedentes de la venta del producto que realiza la operación conjunta; y
- (v) Sus gastos, incluyendo su participación en los gastos incurridos conjuntamente.

Ver detalle en Nota 17 de “Participaciones en operaciones conjuntas”.

c. Combinación de negocios - La consolidación de las operaciones de la matriz y de las sociedades filiales, se ha efectuado siguiendo los siguientes principios básicos:

En la fecha de toma de control, los activos adquiridos y los pasivos asumidos de la sociedad filial son registrados a valor razonable, excepto para ciertos activos y pasivos que se registran siguiendo los principios de valoración establecidos en otras NIIF. En el caso de que exista una diferencia positiva, entre el valor razonable de la contraprestación transferida más el importe de cualquier participación no controladora y el valor razonable de los activos y pasivos de la filial, incluyendo pasivos contingentes, correspondientes a la participación de la matriz, esta diferencia es registrada como plusvalía. En el caso de que la diferencia sea negativa la ganancia resultante, se registra con abono a resultados, después de reevaluar si se han identificado correctamente todos los activos adquiridos y pasivos asumidos y revisar los procedimientos utilizados para medir estos montos.

Para cada combinación de negocios, el Grupo elige si valora las participaciones no controladoras de la adquirida al valor razonable o por la parte proporcional de los activos netos identificables de la adquirida.

Si no es posible determinar el valor razonable de todos los activos adquiridos y pasivos asumidos en la fecha de adquisición, el grupo informará los valores provisionales registrados. Durante el período de medición, un año a partir de la fecha de adquisición, se ajustarán retroactivamente los importes provisionales reconocidos y también se reconocerán activos o pasivos adicionales, para reflejar nueva información obtenida sobre hechos y circunstancias que existían en la fecha de adquisición, pero que no eran conocidos por la Administración en dicho momento.

El valor de la participación de los accionistas no controladores en el patrimonio y en los resultados integrales de las sociedades filiales se presenta, respectivamente, en los rubros “Patrimonio Total: Participaciones no controladoras” del estado de situación financiera consolidado y “Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras” y “Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras” en el estado de resultados integrales consolidado.

d. Moneda funcional - La moneda funcional y de presentación del Grupo ENAP es el dólar de los Estados Unidos de Norteamérica. Las transacciones distintas a las que se realizan en la moneda funcional de la entidad se han convertido a la tasa de cambio vigente a la fecha de la transacción. Los activos y pasivos monetarios expresados en monedas distintas a la funcional se han convertido a las tasas de cambio de cierre.

El patrimonio neto se mantiene a tipo de cambio histórico a la fecha de su adquisición o aportación. Las ganancias y pérdidas por la conversión se han incluido en las utilidades o pérdidas netas del período dentro de otras partidas financieras.

e. Bases de conversión - Los activos y pasivos en pesos chilenos, en unidades de fomento y otras monedas, han sido traducidos a dólares a los tipos de cambio vigentes a la fecha de los presentes estados financieros, de acuerdo con el siguiente detalle:

ENAP Y FILIALES
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS

	31.12.2019	31.12.2018
	US\$	US\$
Pesos Chilenos	748,74	694,77
Pesos Argentinos	59,83	37,74
Libra Egipcia	15,98	17,85
Unidad de Fomento	0,03	0,03
Franco Suizo	0,97	0,98
EURO	0,89	0,87

f. Compensación de saldos y transacciones - Como norma general en los estados financieros no se compensan los activos y pasivos, ni los ingresos y gastos, salvo en aquellos casos en que la compensación sea requerida o esté permitida por alguna norma y esta presentación sea el reflejo del fondo de la transacción.

Los ingresos o gastos con origen en transacciones que, contractualmente o por imperativo de una norma legal, contemplan la posibilidad de compensación y se tiene la intención de liquidar por su importe neto o de realizar el activo y proceder al pago del pasivo de forma simultánea, se presentan netos en resultados integrales y estado consolidado de situación financiera.

A nivel de saldos en el estado de situación financiera, se han realizado las siguientes compensaciones de partidas:

- Los activos y pasivos por impuestos corrientes se presentan netos a nivel de subsidiaria, cuando ésta tiene derecho legalmente aplicable para compensar activos corrientes tributarios con pasivos corrientes tributarios, cuando los mismos se relacionen con impuestos girados por la misma autoridad tributaria, y ésta permita a la entidad liquidar o recibir un solo pago neto.

Por lo mismo, se compensan los activos y pasivos por impuestos diferidos si, y solo si, se relacionan con impuestos a la renta correspondientes a la misma administración tributaria, siempre y cuando la entidad tenga el derecho legalmente aplicable de compensar los activos por impuestos corrientes, con los pasivos por impuestos corrientes.

- En el caso de los instrumentos derivados de cobertura de valor razonable se presentan netos cuando (i) sus respectivos contratos establecen intercambio por compensación de diferencias, al momento de liquidar la operación (ii) la intención de la administración es netear estas liquidaciones.

g. Moneda extranjera - Las transacciones en una divisa distinta de la moneda funcional se consideran transacciones en “moneda extranjera”, y se contabilizan en su moneda funcional al tipo de cambio vigente en la fecha de la operación. Al cierre de cada mes los saldos vigentes se valorizan al tipo de cambio de cierre mensual.

h. Propiedades, planta y equipo - Los bienes de propiedades, planta y equipo son presentados al costo, excluyendo los costos de mantención periódica, menos depreciación acumulada, menos pérdidas por deterioro de valor.

El costo de los elementos de propiedades planta y equipo comprende su precio de adquisición más todos los costos directamente relacionados con la ubicación del activo y su puesta en condiciones de funcionamiento según lo previsto por la gerencia y la estimación inicial de cualquier costo de desmantelamiento y retiro del elemento o de rehabilitación del emplazamiento físico donde se asienta.

Los costos por intereses del financiamiento, atribuibles a la adquisición o construcción de activos que requieren de un período de tiempo sustancial antes de estar listos para su uso, se consideran como costo de los elementos de propiedades, planta y equipo.

Los gastos de reparaciones, conservación y mantenimiento se imputan a resultados del período en que se producen. Cabe señalar, que algunos elementos de propiedades, planta y equipo del Grupo ENAP requieren revisiones periódicas (mantenciones mayores). En este sentido, los elementos objeto de sustitución son reconocidos separadamente del resto del activo y con un nivel de desagregación que permita depreciarlos en el período que medie entre la actual y hasta la siguiente reparación.

ENAP Y FILIALES

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS

Equipos y repuestos de reserva (stand - by), se reconocen de acuerdo a NIC 16 y se deprecian en la vida útil estimada de los activos relacionados.

Los repuestos de capital se reconocen de acuerdo con NIC 16 y se deprecian a partir de la fecha de utilización, en una vida útil estimada entre 36 a 60 meses.

Siempre que haya un indicio de que pueda existir un deterioro en el valor de los activos, se compara el valor recuperable de los mismos con su valor libro.

Cualquier registro o reverso de una pérdida de valor, que surja como consecuencia de esta comparación, se registra con cargo o abono a resultados según corresponda.

i. Exploración y producción de hidrocarburos - Las operaciones de exploración y producción de hidrocarburos se registran de acuerdo con las normas establecidas en la NIIF 6 “Exploración y Evaluación de Recursos Minerales”.

Los desembolsos de exploración y producción de hidrocarburos se registran de acuerdo con el método de esfuerzos exitosos (successful-efforts). El tratamiento contable de los diferentes costos incurridos bajo este método es el siguiente.

- i) Los costos originados en la adquisición de nuevos derechos o participaciones en áreas con reservas probadas y no probadas se capitalizan en el rubro Propiedades, planta y equipo,
- ii) Los costos originados en la adquisición de participaciones en áreas de exploración se capitalizan a su precio de compra y en caso de que no se encuentren reservas, estos valores previamente capitalizados, son registrados como gasto en resultados.
- iii) Los costos de exploración, anterior a la perforación, como los gastos de geología y geofísica, costos asociados al mantenimiento de las reservas no probadas y los otros costos relacionados con la exploración se cargan a resultados en el momento en que se incurren.
- iv) Los costos de perforación incurridos en las campañas exploratorias, incluyendo los pozos exploratorios estratigráficos, se capitalizan y se presentan en el rubro Propiedades, Planta y Equipo, pendientes de la determinación de si se han encontrado reservas probadas que justifiquen su desarrollo comercial. Si reservas probadas no son encontradas, estos costos inicialmente capitalizados son cargados en resultados.
- v) Los costos de perforación de pozos que hayan dado lugar a un descubrimiento positivo de reservas comercialmente explotables se capitalizan y se presentan en el rubro Propiedades, Planta y Equipo.
- vi) Los costos de desarrollo incurridos para extraer las reservas probadas y para tratamiento y almacenaje de petróleo y gas (incluyendo costos de perforación de pozos productivos y de pozos en desarrollo secos, plataformas, sistemas de mejora de recuperación, etc.) se capitalizan y se presentan en el rubro Propiedades, Planta y Equipo.
- vii) Los costos por los futuros abandonos y desmantelamientos de campos están calculados, campo por campo y se capitalizan por su valor descontado. Esta capitalización se realiza con abono al rubro provisiones no corrientes.

Las inversiones capitalizadas según los criterios anteriores se amortizan de acuerdo con el siguiente método:

- Las inversiones correspondientes a adquisición de reservas probadas se amortizan a lo largo de la vida comercial estimada del yacimiento en función del método de unidad de producción, el cual considera la producción del año y las reservas probadas del campo al inicio del período de amortización.
- Las inversiones relacionadas en áreas con reservas no probadas o en campos en evaluación no se amortizan. Estas inversiones son analizadas, al menos anualmente, o antes si existiera un indicio de deterioro y de producirse un deterioro, éste se reconoce con cargo a resultados.
- Los costos originados en perforaciones y las inversiones efectuadas con posterioridad para el desarrollo y extracción de las reservas de hidrocarburos se amortizan usando el método de unidades de producción.

Los cambios en las estimaciones de reservas se tienen en cuenta en el cálculo de las amortizaciones con carácter prospectivo.

j. Depreciación - Los elementos de propiedades, planta y equipo, excepto aquellos relacionados con las actividades de exploración y producción de hidrocarburos, se deprecian siguiendo el método lineal, mediante la distribución del costo de adquisición de los activos menos el valor residual estimado entre los años de vida útil estimada de los elementos. A continuación, se presentan los rangos de vida útil para los principales elementos de propiedad, planta y equipo:

ENAP Y FILIALES
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS

	<u>Vida útil (años)</u>
Edificios	Entre 30 y 50
Plantas de refinación y anexas	Entre 10 y 30
Equipos industriales	Entre 10 y 18
Equipos de tecnología de la información	Entre 4 y 6
Instalaciones fijas y accesorios	Entre 10 y 20
Vehículos de motor	7
Mejoras de bienes arrendados - Edificaciones	Entre 5 y 10
Inversiones en exploración y producción	Cuota de agotamiento
Otras propiedades de planta y equipo	Entre 3 y 20

Para aquellos elementos de Propiedades, planta y equipo relacionados con las actividades de exploración y producción de hidrocarburos, la amortización se calcula según el método de unidades de producción (cuotas de agotamiento).

El valor residual y la vida útil de los elementos de propiedades, planta y equipo se revisan anualmente y su depreciación comienza cuando los activos están en condiciones de uso.

Los terrenos se registran de forma independiente de los edificios o instalaciones que puedan estar asentadas sobre los mismos y se entiende que tienen una vida útil indefinida y, por lo tanto, no son objetos de depreciación.

El Grupo ENAP evalúa, cuando se presentan factores de indicio de deterioro, la existencia de un posible deterioro de valor de los activos de propiedades planta y equipo.

En caso de deterioro el Grupo ENAP, determina el “valor recuperable” por cada unidad generadora de efectivo mediante la metodología de descontar los flujos futuros en base a una tasa de descuento real antes de impuesto y proyecciones que consideran un horizonte de 5 años más la perpetuidad para la línea R&C y un horizonte en base a las reservas identificadas de 32 años sin perpetuidad para la línea E&P. En diciembre de 2018 se realizó la correspondiente prueba anual de deterioro, concluyendo que los activos de la cartera E&P en el Área Magallanes de la filial en Argentina y en Magallanes Chile presentaban deterioro por MUS\$29.032 y MUS\$ 150.800 respectivamente, los cuales se detallan en Nota 16.

k. Asociadas - Se consideran entidades asociadas a aquellas sobre las cuales el Grupo ENAP ejerce una influencia significativa, la cual consiste en el poder de intervenir en las decisiones de política financiera y de operación de la asociada, sin llegar a tener el control ni el control conjunto sobre dichas políticas. Para esto se realiza la evaluación considerando la influencia significativa que se ejerce a través de ENAP Refinerías S.A..

Los resultados, activos y pasivos de una asociada son incorporados en estos estados financieros utilizando el método de la participación. Bajo el método de la participación, las inversiones en asociadas son registradas inicialmente al costo en los estados financieros consolidados, y son ajustadas posteriormente en función de la porción de los resultados de la asociada que corresponde al Grupo, menos cualquier deterioro en el valor de las inversiones individuales.

Cuando la participación de ENAP en las pérdidas de una asociada o negocio conjunto excede su participación en éstos, la entidad dejará de reconocer su participación en las pérdidas adicionales. La participación en una asociada o negocio conjunto será el importe en libros de la inversión en la asociada o determinado según el método de la participación, junto con cualquier participación a largo plazo que, en esencia, forme parte de la inversión neta de la entidad en la asociada.

Una inversión se contabilizará utilizando el método de la participación, desde la fecha en que pasa a ser una asociada. En el momento de la adquisición de la inversión cualquier diferencia entre el costo de la inversión y la parte de la entidad en el valor razonable neto de los activos y pasivos identificables de la participada, se contabilizará como plusvalía, y se incluirá en el importe en libros de la inversión.

ENAP Y FILIALES

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS

Cuando la Empresa reduce su participación en una asociada, y continúa usando el método de la participación, los efectos que habían sido previamente reconocidos en otros resultados integrales deberán ser reclasificados a ganancia o pérdida de acuerdo con la proporción de la disminución de participación en dicha asociada.

l. Deterioro de activos no financieros (no plusvalía) – Antes de cierre de año, el Grupo ENAP evalúa si existe algún indicio de que estos activos hayan sufrido una pérdida por deterioro. En caso de que exista indicio de deterioro, se realiza una estimación del monto recuperable de dicho activo para determinar, en su caso, el monto del mismo. Cuando sobre una base consistente y razonable de asignación puede ser identificada, los activos corporativos son incluidos en una unidad generadora de efectivo independiente, en caso contrario, estos son asignados al grupo más pequeño dentro de una unidad generadora de efectivo para lo cual una base consistente y razonable de asignación debe ser identificada.

El valor recuperable de un activo es el más alto entre el valor razonable menos el costo necesario para su venta y el valor en uso. Al evaluar el valor en uso, los flujos de caja futuros estimados se descuentan utilizando una tasa de interés antes de impuestos que refleja las valoraciones actuales del mercado respecto al valor temporal del dinero y los riesgos específicos para el activo para los cuales los estimados de flujo de efectivo futuros no se han ajustados. Por otro lado, el valor razonable menos los costos de vender el activo, se determina usualmente para activos operacionales en base a un modelo de caja descontado, considerando una serie de variables tales como, proyección de inversiones, proyecciones de precios.

Si el monto recuperable de un activo (o UGE) es menor que el importe en libros, este último es reducido hasta su monto recuperable. Las pérdidas por deterioro se reconocen inmediatamente en resultados.

Cuando en forma posterior se reversa una pérdida por deterioro, el importe en libros del activo (o UGE) es incrementado hasta una estimación revisada del monto recuperable, de tal manera que el incremento en el importe en libros no exceda el monto en libros que se hubiese determinado si nunca se hubiese reconocido una pérdida por deterioro para el activo (o UGE) en los años anteriores. El reverso de las pérdidas por deterioro se reconoce inmediatamente en resultados.

m. Instrumentos financieros – Los activos y pasivos financieros son reconocidos cuando el Grupo se convierte en una parte de las cláusulas contractuales del instrumento.

Los activos y pasivos financieros son medidos inicialmente a valor razonable. Los costos de transacción que son directamente atribuibles a la adquisición o emisión de activos y pasivos financieros (distintos de los activos financieros y pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados) son agregados o deducidos del valor razonable de los activos financieros y pasivos financieros, según sea apropiado, en el reconocimiento inicial. Los costos de transacción directamente atribuibles a la adquisición de activos o pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados son reconocidos inmediatamente en resultados.

i. Activos Financieros

Todas las compras o ventas convencionales de activos financieros son reconocidas y dadas de baja en la fecha de contratación. Las compras o ventas convencionales de un activo financiero son compras o ventas bajo un contrato cuyas condiciones requieren la entrega del activo durante un ejercicio que generalmente está regulado o surge de una convención establecida en el mercado correspondiente.

Todos los activos financieros reconocidos son posteriormente medidos en su totalidad, ya sea, a costo amortizado o a valor razonable, dependiendo de la clasificación de los activos financieros.

Clasificación de activos financieros

Los activos financieros que cumplen las siguientes condiciones son posteriormente medidos a costo amortizado:

- El activo financiero se conserva dentro de un modelo de negocio cuyo objetivo es mantener los activos financieros para obtener los flujos de efectivo contractuales; y
- Las condiciones contractuales del activo financiero dan lugar, en fechas especificadas, a flujos de efectivo que son únicamente pagos del principal e intereses sobre el importe del principal pendiente.

ENAP Y FILIALES

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS

Los activos financieros que cumplen las siguientes condiciones son posteriormente medidos a valor razonable con cambios en otro resultado integral (VRCCORI):

- El activo financiero se mantiene dentro de un modelo de negocio cuyo objetivo se logra obteniendo flujos de efectivo contractuales y vendiendo activos financieros; y
- Las condiciones contractuales del activo financiero dan lugar, en fechas especificadas, a flujos de efectivo que son únicamente pagos del principal e intereses sobre el importe del principal pendiente.

Todos los otros activos financieros que no cumplen con las condiciones anteriores son posteriormente medidos a valor razonable con cambios en resultados (VRCCR).

No obstante, el Grupo puede realizar las siguientes elecciones irrevocables en el momento del reconocimiento inicial de un activo financiero:

- El Grupo podría irrevocablemente elegir presentar los cambios posteriores en el valor razonable en otro resultado integral para inversiones en instrumentos de patrimonio que no califica por negociación;
- El Grupo podría irrevocablemente designar un activo financiero que cumple los criterios de costo amortizado o valor razonable con cambios en otro resultado integral para medirlo a valor razonable con cambios en resultados si haciéndolo elimina o reduce significativamente una inconsistencia en medición o reconocimiento.

Costo amortizado y método del interés efectivo

El método del interés efectivo es un método que se utiliza para el cálculo del costo amortizado de un activo financiero y para la distribución del ingreso por intereses a lo largo del período correspondiente.

Para los instrumentos financieros distintos de aquellos activos financieros con deterioro de valor crediticio comprados u originados, la tasa de interés efectiva es la tasa que descuenta exactamente los cobros de efectivo futuros estimados (incluyendo todas las comisiones y puntos básicos de interés, pagados o recibidos por las partes del contrato, que integren la tasa de interés efectiva, los costos de transacción y cualquier otra prima o descuento) excluyendo las pérdidas crediticias esperadas, durante la vida esperada del activo financiero, o cuando sea apropiado, un período menor, con respecto al valor en libros bruto de un activo financiero en el momento de su reconocimiento inicial. Para activos financieros con deterioro de valor crediticio comprados u originados, se calcula una tasa de interés efectiva ajustada por calidad crediticia descontando los flujos de efectivo estimados, incluyendo pérdidas crediticias esperadas, al costo amortizado del activo financiero en su reconocimiento inicial.

El costo amortizado de un activo financiero es el importe al que fue medido en su reconocimiento inicial un activo financiero, menos reembolsos del principal, más la amortización acumulada, utilizando el método del interés efectivo, de cualquier diferencia entre el importe inicial y el importe al vencimiento, ajustado por cualquier corrección de valor por pérdidas. Por otro lado, el valor en libros bruto de un activo financiero es el costo amortizado del activo financiero antes de ajustarlo por cualquier corrección de valor por pérdidas.

El ingreso por intereses se reconoce usando el método del interés efectivo para activos financieros medidos a costo amortizado y a valor razonable con cambios en otro resultado integral. Para los instrumentos financieros distintos de aquellos activos financieros con deterioro de valor crediticio comprados u originados, el ingreso por interés se calcula aplicando la tasa de interés efectiva al valor en libros bruto de un activo financiero, excepto para activos financieros que han convertido posteriormente en activos con deterioro de valor crediticio. Para activos financieros que se convierten posteriormente en activos con deterioro de valor crediticio, el ingreso por intereses es reconocido aplicando la tasa de interés efectiva al costo amortizado del activo financiero. Si, en períodos de reporte posteriores, el riesgo de crédito del instrumento financiero con deterioro de valor crediticio mejora de manera tal que el activo financiero ya no tiene deterioro de valor crediticio, el ingreso por intereses se reconoce aplicando la tasa de interés efectiva al valor en libros bruto del activo financiero.

Los ingresos por intereses se reconocen en el estado de resultados y se incluye en la línea “ingresos financieros”.

ENAP Y FILIALES

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS

Instrumentos de patrimonio designados para ser medidos a VRCCORI

En el reconocimiento inicial, el Grupo puede realizar una elección irrevocable (sobre una base de instrumento por instrumento) para designar inversiones en instrumentos de patrimonio para ser medidas a VRCCORI. La designación como VRCCORI no está permitida, si el instrumento de patrimonio es mantenido para negociar o si es una contraprestación contingente reconocida por una adquirente en una combinación de negocios a la que se le aplica NIIF 3.

Un activo financiero es mantenido para negociar si:

- Se compra o se incurre en él principalmente con el objetivo de venderlo en un futuro cercano; o
- En su reconocimiento inicial es parte de una cartera de instrumentos financieros identificados, que el Grupo gestiona conjuntamente y para la cual tiene evidencia de un patrón real reciente de obtención de beneficios a corto plazo; o
- Es un derivado (excepto por los derivados que sean un contrato de garantía financiera o hayan sido designados como un instrumento de cobertura eficaz).

Las inversiones en instrumentos de patrimonio medidas a VRCCORI son inicialmente medidas a su valor razonable más costos de transacción. Posteriormente, son medidas a su valor razonable reconociendo las pérdidas y ganancias de cambios en el valor razonable en otro resultado integral y acumuladas en la “Reserva de ganancias y pérdidas sobre activos financieros medidos al valor razonable con cambios en otro resultado integral” en patrimonio. La ganancia o pérdida acumulada no será reclasificada a resultados al momento de vender los instrumentos de patrimonio, en su lugar, serán transferidas a resultados retenidos.

El Grupo ha designado todas sus inversiones en instrumentos de patrimonio que no sean mantenidas para negociar para ser medidas a VRCCORI en la aplicación inicial de NIIF 9.

Los dividendos sobre estas inversiones en instrumentos de patrimonio son reconocidos en resultados cuando el Grupo tenga derecho a recibir el dividendo, sea probable que el Grupo reciba los beneficios económicos asociados con el dividendo y el importe del dividendo puede ser medido de forma fiable, a menos que el dividendo represente claramente una recuperación de parte del costo de la inversión. Los dividendos son incluidos en la línea “Otros ingresos” en el estado de resultados.

Instrumentos financieros medidos a valor razonable con cambios en resultados (VRCCR)

Los activos financieros que no cumplen el criterio para ser medidos a costo amortizado o a VRCCORI son medidos a VRCCR. Específicamente:

- Las inversiones en instrumentos de patrimonio son clasificadas para ser medidas a VRCCR, a menos que el Grupo designe un instrumento de patrimonio que no sea mantenido para negociar o una contraprestación contingente originada en una combinación de negocios para ser medido a VRCCORI, en su reconocimiento inicial.
- Los activos financieros que han sido en el momento del reconocimiento inicial designados de forma irrevocable como medido al VRCCR, si tal designación elimina o reduce significativamente una incongruencia de medición o reconocimiento que surgiría en otro caso de la medición de los activos o pasivos o del reconocimiento de las ganancias y pérdidas de los mismos sobre bases diferentes.

Los activos financieros designados como VRCCR son medidos a valor razonable al cierre de cada período de reporte, con las ganancias o pérdidas a valor razonable reconocidas en resultados en la medida que no sean parte de una designada relación de cobertura. La ganancia o pérdida neta reconocida en resultados incluye cualquier dividendo o intereses ganados sobre el activo financiero y es incluida en la línea “ingresos financieros”.

ENAP Y FILIALES NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS

Ganancias y pérdidas por diferencias de cambio

El valor en libros de los activos financieros que están denominados en una moneda extranjera es convertido al tipo de cambio de cierre de cada período de reporte. Específicamente:

- Para activos financieros medidos a costo amortizado que no sean parte de una relación de cobertura, las diferencias de cambio se reconocen en resultados en la línea “diferencias de cambio”;
- Para activos financieros medidos a VRCCORI que no sean parte de una relación de cobertura, las diferencias de cambio en el costo amortizado del instrumento financiero se reconocerán resultados en la línea “diferencias de cambio”. Otras diferencias de cambio son reconocidas en otro resultado integral en la “Reserva de ganancias y pérdidas sobre activos financieros medidos al valor razonable con cambios en otro resultado integral”;
- Para activos financieros medidos a VRCCR que no sean parte de una relación de cobertura, las diferencias de cambio se reconocen en resultados en la línea “diferencias de cambio”; y
- Para instrumentos de patrimonio medidos a VRCCORI, las diferencias de cambio son reconocidas en otros resultados integrales en la “Reserva de ganancias y pérdidas sobre activos financieros medidos al valor razonable con cambios en otro resultado integral”

ii. Deterioro de activos financieros

El Grupo reconoce una corrección de valor por pérdidas crediticias esperadas (“PCE”) sobre activos financieros que se miden a costo amortizado o a VRCCORI, cuentas por cobrar comerciales, deudores varios y otros deudores. Las PCE durante el tiempo de vida del activo representan las pérdidas crediticias esperadas que resultarán de todos los posibles eventos de incumplimiento durante la vida esperada de un instrumento financiero. En contraste, las PCE esperadas en los próximos doce meses representa la porción de las PCE durante el tiempo de vida del activo que se espera resulten de eventos de incumplimiento sobre un instrumento financiero que sea posible dentro de los 12 meses después de la fecha de reporte.

No se reconoce una pérdida por deterioro para inversiones en instrumentos de patrimonio. El importe de las pérdidas crediticias esperadas es actualizado en cada fecha de reporte para reflejar los cambios en el riesgo de crédito desde el reconocimiento inicial del correspondiente activo financiero.

El Grupo siempre reconoce PCE durante el tiempo de vida del activo para las cuentas por cobrar comerciales, deudores varios y otros deudores. Las pérdidas crediticias esperadas en estos activos financieros son estimadas usando una matriz de provisiones basado en la experiencia histórica de pérdidas crediticias del Grupo, ajustada por factores que son específicos a los deudores, condiciones económicas generales y una evaluación tanto de la actual, así como también, de la presupuestada dirección de las condiciones en la fecha de reporte, incluyendo el valor del dinero en el tiempo cuando se apropiado.

Aumento significativo en el riesgo de crédito

Al evaluar si el riesgo de crédito de un instrumento financiero se ha incrementado significativamente desde su reconocimiento inicial, el Grupo compara el riesgo de que ocurra un incumplimiento en el instrumento financiero a la fecha de reporte con el riesgo de que ocurra un incumplimiento en el instrumento financiero a la fecha del reconocimiento inicial. Al realizar esta evaluación, el Grupo considera información cuantitativa y cualitativa que se razonable y sustentable, incluyendo experiencia histórica e información proyectada que esté disponible sin costo o esfuerzo desproporcionado. La información proyectada considerada incluye las perspectivas futuras de las industrias en las cuales operan los deudores del Grupo, obtenidas de informes de expertos económicos, analistas financieros, organismos gubernamentales, grupos de expertos relevantes y otras organizaciones similares, así como también la consideración de diversas fuentes externas de información económica actual y pronosticada que se relaciona con las operaciones principales del Grupo.

En particular, la siguiente información se tiene en consideración cuando se evalúa si el riesgo de crédito ha aumentado significativamente desde el reconocimiento inicial:

- Un deterioro significativo actual o esperado en la clasificación de riesgo interna o externa (si está disponible) del instrumento financiero;

ENAP Y FILIALES

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS

- Un deterioro significativo en los indicadores de mercado externos de riesgo de crédito para un instrumento financiero específico, por ejemplo, un aumento significativo en el margen de crédito, precios del swap de incumplimiento crediticio para el deudor, o la duración o el alcance al cual el valor razonable de un activo financiero ha sido menor que su costo amortizado;
- Cambios adversos actuales o pronosticados en el negocio, condiciones financieras o económicas que se espera ocasionen una disminución significativa en la capacidad del deudor para cumplir con sus obligaciones financieras;
- Un deterioro significativo actual o esperado en los resultados operacionales del deudor;
- Aumentos significativos en el riesgo de crédito sobre otros instrumentos financieros del mismo deudor;
- Cambios adversos significativos actuales o pronosticados en el ambiente regulatorio, económico o tecnológico del deudor que resulten en una disminución significativa en la capacidad del deudor para cumplir sus obligaciones financieras.

Independientemente del resultado de la evaluación anterior, el Grupo presume que el riesgo crediticio de un activo financiero se ha incrementado significativamente desde el reconocimiento inicial, cuando los pagos contractuales se atrasen por más de 30 días, a menos que el Grupo tenga información razonable y sustentable para demostrar lo contrario.

No obstante, el Grupo asume que el riesgo crediticio de un instrumento financiero no ha aumentado significativamente desde su reconocimiento inicial si se determina que el instrumento financiero tiene un bajo riesgo crediticio a la fecha de reporte. Se determina que un instrumento financiero tiene un riesgo crediticio bajo si: (i) el instrumento financiero tiene un riesgo bajo de incumplimiento; (ii) el deudor tiene una capacidad robusta para cumplir sus obligaciones contractuales de flujos de efectivo en el corto plazo; y (iii) los cambios adversos en las condiciones económicas y de negocios en el largo plazo podrían, pero no necesariamente, reducirán la capacidad del deudor para cumplir sus obligaciones contractuales de flujos de efectivo. El Grupo considera que un activo financiero tiene un riesgo crediticio bajo cuando tiene una clasificación crediticia interna o externa de “grado de inversión” de acuerdo con la definición globalmente entendida de riesgo crediticio.

Para contratos de garantía financiera, la fecha en que el Grupo pasa a ser una parte del compromiso irrevocable se considera la fecha del reconocimiento inicial a efectos de aplicar los requerimientos de deterioro de valor. Al evaluar si ha habido un aumento significativo en el riesgo crediticio desde su reconocimiento inicial de una garantía financiera, el Grupo considera los cambios en el riesgo de que el deudor especificado incumpla el contrato.

El Grupo monitorea regularmente la efectividad de los criterios utilizados para identificar si ha habido un aumento significativo en el riesgo crediticio y los modifica según sea apropiado para asegurar que los criterios sean capaces de identificar un aumento significativo en el riesgo crediticio antes que el importe pase a estar moroso.

Definición de incumplimiento

El Grupo considera lo siguiente como constituyente de un evento de incumplimiento para propósitos de la administración interna del riesgo crediticio, dado que la experiencia histórica indica que las cuentas por cobrar que cumplen cualquiera de los siguientes criterios son generalmente no recuperable.

- Cuando existe un incumplimiento de las restricciones financieras de la contraparte; o
- Información desarrollada internamente u obtenida de recursos externos indica que es improbable que el deudor pague a sus acreedores, incluyendo a el Grupo, en su totalidad (sin tomar en consideración alguna garantía mantenida por el Grupo).

Independientemente del análisis anterior, el Grupo considera que ha ocurrido un incumplimiento cuando un activo financiero está en mora por más de 90 días, a menos que el Grupo tenga información razonable y sustentable para demostrar que un criterio de incumplimiento más aislado es más apropiado.

Activos financieros con deterioro de valor crediticio

Un activo financiero está con deterioro de valor crediticio cuando han ocurrido uno o más eventos que tienen un impacto perjudicial sobre los flujos de efectivo futuros estimados de ese activo financiero. Evidencias de que un activo financiero está con deterioro de valor crediticio incluyen información observable sobre los sucesos siguientes:

- a) Dificultades financieras significativas del emisor o del deudor;

ENAP Y FILIALES

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS

- b) Una infracción del contrato, tal como un incumplimiento o un suceso de mora;
- c) El prestamista del deudor por razones económicas o contractuales relacionadas con dificultades financieras del deudor, le ha otorgado a éste concesiones o ventajas que no le habría facilitado en otras circunstancias;
- d) Se está convirtiendo en probable que el deudor entre en quiebra o en otra forma de reorganización financiera; o
- e) La desaparición de un mercado activo para el activo financiero en cuestión, debido a dificultades financieras.

Política de castigo

El Grupo castiga un activo financiero cuando existe información que indica que la contraparte está en dificultades financieras severas y no existe una perspectiva realista de recupero, por ejemplo, cuando la contraparte ha sido puesta en liquidación o ha entrado en procedimientos de bancarrota, o en el caso de cuentas comerciales por cobrar, cuando los importes han estado morosos por más de dos años, lo primero que ocurra primero. Los activos financieros castigados podrían todavía estar sujetos a actividades de cumplimiento bajo los procedimientos de recupero del Grupo, teniendo en consideración asesoría legal cuando fuere apropiado. Cualquier recupero realizado se reconoce en resultados.

Medición y reconocimiento de pérdidas crediticias esperadas

La medición de las pérdidas crediticias esperadas es una función de la probabilidad de incumplimiento, la severidad (es decir, la magnitud de la pérdida si existe un incumplimiento) y la exposición al incumplimiento. La evaluación de la probabilidad de incumplimiento y la severidad está basada en datos históricos ajustados por información futura como se describió anteriormente. En cuanto a la exposición al incumplimiento para activos financieros, esta está representada por el valor en libros bruto de los activos a la fecha de reporte; para compromisos de préstamos y contratos de garantía financiera, la exposición incluye el importe que se dispondrá en el futuro en la fecha de incumplimiento determinada sobre la base de tendencias históricas, el entendimiento del Grupo de las específicas necesidades financieras futuras de los deudores, y otra información futura relevante.

Para los activos financieros, la pérdida crediticia esperada se estima como la diferencia entre todos los flujos de efectivo contractuales que se adeudan al Grupo en conformidad con el contrato y todos los flujos de efectivo que el Grupo espera recibir, descontados a la tasa de interés efectiva original.

Para un contrato de garantía financiera, ya que el Grupo está obligado a realizar pagos solamente en el evento de un incumplimiento por parte del deudor en conformidad con las cláusulas del instrumento que está garantizado, las insuficiencias de efectivo son pagos esperados a reembolsar al tenedor por una pérdida crediticia en la que incurre menos los importes que el Grupo espera recibir del tenedor, el deudor o un tercero.

Para compromisos de préstamos sin utilizar, una pérdida crediticia es el valor presente de la diferencia entre los flujos de efectivo contractuales que se deben a el Grupo si el tenedor del compromiso de préstamo dispone del préstamo; y los flujos de efectivo que el Grupo espera recibir si dispone del préstamo.

Cuando la PCE durante el tiempo de vida del activo se mide sobre una base colectiva para atender los casos en que la evidencia de aumentos significativos en el riesgo crediticio a nivel de instrumento individual puede no estar aún disponible, los instrumentos financieros se agrupan de la siguiente manera:

- Naturaleza de los instrumentos financieros (es decir, las cuentas comerciales, deudores varios, otros deudores del Grupo son cada uno evaluados como un grupo separado. Los préstamos a partes relacionadas son evaluados por pérdidas crediticias esperadas sobre una base individual);
- Estatus de morosidad;
- Naturaleza, tamaño e industria de los deudores;
- Naturaleza de las garantías por cuentas por cobrar por arrendamientos; y
- Clasificaciones crediticias externas si estuvieren disponibles.

La agrupación es revisada regularmente por la administración para asegurarse que los integrantes de cada grupo continúen compartiendo similares características de riesgo crediticio.

ENAP Y FILIALES

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS

El Grupo reconoce una ganancia o pérdida por deterioro de valor en resultados para todos los instrumentos financieros con un correspondiente ajuste a su valor en libros a través de una cuenta de corrección de valor por pérdidas, excepto para los instrumentos financieros que son medidos a VRCCORI, para los cuales la corrección de valor se reconoce en otros resultados integrales y se acumula en la “Reserva de ganancias y pérdidas sobre activos financieros medidos al valor razonable con cambios en otro resultado integral”, y no reduce el valor en libros del activo financiero en el estado de situación financiera.

Baja en cuentas de activos financieros

El Grupo da de baja un activo financiero solamente cuando expiran los derechos contractuales sobre los flujos de efectivo del activo financiero, o cuando transfiera el activo financiero y sustancialmente todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad del activo a un tercero. Si el Grupo no transfiere ni retiene sustancialmente todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad y continúa controlando el activo transferido, el Grupo reconoce su interés retenido en el activo y un pasivo asociado por los importes que podría tener que pagar. Si el Grupo retiene sustancialmente todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad de un activo financiero transferido, el Grupo continúa reconociendo el activo financiero y también reconoce un préstamo garantizado por los importes recibidos.

Al dar de baja un activo financiero medido a costo amortizado, la diferencia entre el valor en libros del activo y la sumatoria de la consideración recibida y por recibir se reconoce en resultados. Adicionalmente, al dar de baja una inversión en un instrumento de deuda clasificado a VRCCORI, la ganancia o pérdida acumulada previamente reconocida en la “Reserva de ganancias y pérdidas sobre activos financieros medidos al valor razonable con cambios en otro resultado integral” es reclasificada a resultados. En contrario, al dar de baja una inversión en un instrumento de patrimonio el cual el Grupo a elegido en el reconocimiento inicial medirlo a VRCCORI, la ganancia o pérdida acumulada previamente reconocida en la “Reserva de ganancias y pérdidas sobre activos financieros medidos al valor razonable con cambios en otro resultado integral” no es reclasificada a resultados, pero es transferida a resultados retenidos.

iii. Pasivos financieros e instrumentos de patrimonio

Clasificación como deuda o patrimonio

Los instrumentos de deuda y patrimonio emitidos por una entidad del Grupo se clasifican como pasivos financieros o como patrimonio de conformidad con la sustancia del acuerdo contractual y las definiciones de pasivo financiero e instrumento de patrimonio.

Instrumentos de patrimonio

Un instrumento de patrimonio es cualquier contrato que evidencie un interés residual en los activos de una entidad después de deducir todos sus pasivos. Los instrumentos de patrimonio emitidos por una entidad del Grupo se reconocen por los importes recibidos, neto de los costos directos de emisión.

Pasivos financieros

Todos los pasivos financieros son posteriormente medidos a costo amortizado usando el método de interés efectivo o a VRCCR.

Pasivos financieros medidos a VRCCR

Los pasivos financieros se clasifican al VRCCR cuando el pasivo financiero es (i) una contraprestación contingente que sería ser pagada por el adquirente como parte de una combinación de negocios a la que se aplica IFRS 3, (ii) mantenido para negociar, o (iii) se designa a VRCCR.

Un pasivo financiero se clasifica como mantenido para negociar si:

- Se compra o se incurre en él principalmente con el objetivo de venderlo en un futuro cercano; o
- En su reconocimiento inicial es parte de una cartera de instrumentos financieros identificados, que el Grupo gestiona conjuntamente y para la cual tiene evidencia de un patrón real reciente de obtención de beneficios a corto plazo; o

ENAP Y FILIALES

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS

- Es un derivado, excepto por los derivados que sean un contrato de garantía financiera o hayan sido designados como un instrumento de cobertura eficaz.

Un pasivo financiero distinto a un pasivo financiero mantenido para negociar o contraprestación contingente que sería pagada por el adquiriente como parte de una combinación de negocios puede ser designado como VRCCR al momento del reconocimiento inicial si:

- Tal designación elimina o reduce significativamente alguna incongruencia en la medición o en el reconocimiento que de otra manera surgiría; o
- El pasivo financiero forma parte de un grupo de activos financieros o pasivos financieros o ambos, el cual se administra y evalúa sobre la base de su valor razonable, de acuerdo con la documentada estrategia de inversión o de administración del riesgo del Grupo, y se provea internamente información sobre ese grupo, sobre la base de su valor razonable; o
- Forme parte de un contrato que contenga uno o más instrumentos derivados implícitos, y NIIF 9 permita que la totalidad del contrato sea designado como a VRCCR.

Los pasivos financieros a VRCCR se registran a valor razonable, reconociendo cualquier ganancia o pérdida surgida en los cambios del valor razonable en el estado de resultados en la medida que no sean parte de una designada relación de cobertura. La ganancia o pérdida neta reconocida en resultados incluye cualquier interés obtenido sobre el pasivo financiero y se incluye en la partida de 'ingresos/costos financieros' en el estado de resultados.

Sin embargo, para pasivos financieros designados a VRCCR, el importe del cambio en el valor razonable del pasivo financiero que es atribuible a cambios en el riesgo crediticio de ese pasivo se reconoce en otros resultados integrales, a menos que el reconocimiento de los efectos de los cambios en el riesgo crediticio del pasivo en otros resultados integrales crearía o incrementaría una asimetría contable en resultados. El importe remanente del cambio en el valor razonable del pasivo se reconoce en resultados. Los cambios en el valor razonable atribuibles al riesgo crediticio de un pasivo financiero que son reconocidos en otros resultados integrales no son posteriormente reclasificados a resultados; en su lugar, son transferidos a resultados retenidos una vez dado de baja el pasivo financiero.

Las pérdidas o ganancias sobre contratos de garantía financiera o compromisos de préstamos emitidos por el Grupo que sean designados por el Grupo para ser medidos a VRCCR se reconocen en resultados.

Pasivos financieros medidos posteriormente a costo amortizado

Los pasivos financieros que no sean (1) una contraprestación contingente de un adquirente en una combinación de negocios; (2) mantenidos para negociar; o (3) designados a VRCCR, son posteriormente medidos a costo amortizado usando el método del interés efectivo.

El método del interés efectivo es un método que se utiliza para el cálculo del costo amortizado de un pasivo financiero y para la distribución del gasto por intereses a lo largo del período correspondiente. La tasa de interés efectiva es la tasa que descuenta exactamente los pagos de efectivo futuros estimados (incluyendo todas las comisiones y puntos básicos de interés, pagados o recibidos, que integren la tasa de interés efectiva, los costos de transacción y cualquier otra prima o descuento) durante la vida esperada del pasivo financiero, o cuando sea apropiado, un período menor, al costo amortizado de un pasivo financiero.

Contratos de garantía financiera

Un contrato de garantía financiera es un contrato que requiere que el emisor efectúe pagos específicos para reembolsar al tenedor la pérdida en la que incurre cuando un deudor específico incumpla su obligación de pago a su vencimiento, de acuerdo con las condiciones, originales o modificadas, de un instrumento de deuda.

Los contratos de garantía financiera emitidos por una entidad del Grupo son inicialmente medidos a valor razonable y, si no es designado a VRCCR y no se origina de la transferencia de un activo financiero, son posteriormente medidos al importe mayor entre:

- El importe determinado de la corrección de valor por pérdidas de acuerdo con NIIF 9 (ver o.2); y
- El importe reconocido inicialmente menos, cuando se apropiado, el importe acumulado de ingresos reconocidos de acuerdo con las políticas de reconocimiento de ingresos.

ENAP Y FILIALES NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS

Al 31 de diciembre de 2019 y 2018 ENAP y sus filiales no han suscrito este tipo de contratos.

Ganancias y pérdidas por diferencias de cambio

Para pasivos financieros que están denominados en una moneda extranjera y son medidos a costo amortizado al cierre de cada período de reporte, las ganancias y pérdidas por diferencias de cambio se determinan sobre la base del costo amortizado de los instrumentos. Estas ganancias o pérdidas por diferencias de cambio se reconocen en resultados en la línea “diferencias de cambio”, para pasivos financieros que no formen parte de una designada relación de cobertura.

El valor razonable de los pasivos financieros denominados en una moneda extranjera se determina en esa moneda extranjera y son convertidos al tipo de cambio de cierre de cada período de reporte. Para pasivos financieros que son medidos a VRCCR, el componente de diferencia de cambio forma parte de las ganancias o pérdidas por valor razonable y se reconocen en resultados para pasivos financieros que no sean parte de una relación de cobertura.

Baja en cuentas de pasivos financieros

El Grupo da de baja los pasivos financieros si, y solo si, las obligaciones del Grupo se cumplen, cancelan o han expirado. La diferencia entre el valor en libros del pasivo financiero dado de baja y la contraprestación pagada y por pagar se reconoce, incluyendo cualquier activo transferido diferente del efectivo o pasivo asumido, se reconoce en resultados.

iv. Instrumentos financieros derivados

El Grupo utiliza una variedad de instrumentos financieros derivados para manejar su exposición a los riesgos de volatilidad en tasas de interés y tipos de cambio, incluyendo contratos forward de moneda extranjera y swaps de tasa de interés. En la Nota de “Pasivos financieros” se incluye una explicación más detallada sobre los instrumentos financieros derivados.

Los derivados se reconocen inicialmente al valor razonable a la fecha en que se suscribe el contrato del derivado y posteriormente son remedidos a su valor razonable al cierre de cada ejercicio de reporte. La ganancia o pérdida resultante se reconoce inmediatamente en resultados, a menos que el derivado esté designado y sea efectivo como un instrumento de cobertura, en cuyo caso la oportunidad del reconocimiento en resultados dependerá de la naturaleza de la relación de cobertura.

Derivados implícitos

Los derivados implícitos en contratos anfitriones que no sean activos financieros dentro del alcance de NIIF 9 son tratados como derivados separados cuando cumplen la definición de un derivado, sus riesgos y características no están relacionados estrechamente con los correspondientes a los contratos anfitriones y los contratos anfitriones no son medidos a VRCCR. Los derivados implícitos en contratos híbridos que contienen un anfitrión dentro del alcance de NIIF 9 no son separados. El contrato híbrido en su totalidad se clasifica y mide posteriormente ya sea a costo amortizado (que contiene un anfitrión activo financiero) o a valor justo, según sea apropiado.

v. Contabilidad de cobertura

El Grupo designa ciertos derivados como instrumentos de cobertura con respecto al riesgo de tipo de cambio, riesgo de tasa de interés y riesgo de commodity de crudo ICE Brent, ya sea como coberturas de valor razonable o coberturas de flujo de efectivo, según sea apropiado. La cobertura del riesgo de tipo de cambio de un compromiso en firme se contabiliza como cobertura de flujos de efectivo.

Al inicio de la relación de cobertura, el Grupo documenta la relación entre el instrumento de cobertura y la partida cubierta, así como también los objetivos de la administración de riesgos y su estrategia para llevar a cabo diversas transacciones de cobertura. Adicionalmente, al inicio de la cobertura y sobre una base continua, el Grupo documenta si el instrumento de cobertura es efectivo para compensar los cambios en el valor razonable o los flujos de efectivo de la partida cubierta atribuible al riesgo cubierto, lo cual es cuando la relación de cobertura cumple los siguientes requerimientos de eficacia:

- Existe una relación económica entre la partida cubierta y el instrumento de cobertura;

ENAP Y FILIALES

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS

- El efecto del riesgo crediticio no predomina sobre los cambios de valor que resultan de esa relación económica; y
- El ratio de hedge de la relación de cobertura es la misma que la procedente de la cantidad de la partida cubierta que el Grupo actualmente cubre y la cantidad del instrumento de cobertura que la entidad actualmente utiliza para cubrir dicha cantidad de la partida cubierta.

Si una relación de cobertura deja de cumplir el requerimiento de eficacia de la cobertura relativo a la razón de cobertura, pero el objetivo de gestión de riesgos para esa relación de cobertura designada se mantiene invariable, el Grupo ajustará la razón de cobertura de la relación de cobertura (a esto se hace referencia en NIIF 9 como “reequilibrio de la relación de cobertura”) de forma que cumpla de nuevo con los criterios requeridos.

El Grupo designa la totalidad del cambio en el valor razonable de un contrato forward (es decir, incluyendo los elementos del forward) como un instrumento de cobertura para todas sus relaciones de cobertura que involucran contratos forward.

Coberturas de valor razonable - (time spread swap – Inventario)

Los cambios en el valor razonable de instrumentos de cobertura se reconocen en resultados excepto cuando el instrumento de cobertura cubre un instrumento de patrimonio designado para ser medido a VRCCORI en cuyo caso los cambios en el valor razonable se reconocen en otros resultados integrales.

El valor en libros de una partida cubierta (riesgo de commodity de crudo ICE Brent, que forma parte del inventario de materia prima y productos) que no haya sido medido a su valor razonable es ajustado por el cambio en el valor razonable atribuible al riesgo cubierto con un correspondiente efecto en resultados. Para activos financieros (instrumentos de deuda) medidos a VRCCORI, el importe en libros no es ajustado dado que ya está a valor razonable, pero la ganancia o pérdida por la cobertura se reconoce en resultados en lugar de otro resultado integral. Cuando la partida cubierta es un instrumento de patrimonio designado a VRCCORI, la ganancia o pérdida de la cobertura permanece en otro resultado integral para coincidir con la del instrumento de cobertura.

Cuando las ganancias o pérdidas por cobertura son reconocidas en resultados, éstas son reconocidas en la misma línea que la de la partida cubierta.

El Grupo discontinúa la contabilidad de cobertura solamente cuando la relación de cobertura (o una parte de ella) deja de cumplir los requisitos de clasificación (después de reequilibrar la relación de cobertura, si es aplicable). Esto incluye instancias cuando el instrumento de cobertura expira o es vendido, terminado o ejercido. La discontinuación se contabiliza prospectivamente. El ajuste de valor razonable al valor en libros de la partida cubierta que se origina por el riesgo cubierto es amortizado en resultados desde esa fecha.

Coberturas de flujo de efectivo - (cross currency swap – tipo de cambio y tasa de interés)

La porción efectiva de los cambios en el valor razonable de los derivados y otros calificados instrumentos de cobertura que se designan y califican como coberturas de flujo de efectivo se reconoce en otros resultados integrales y se acumulan en la línea “Reserva de coberturas de flujo de efectivo” en patrimonio, limitada a el cambio acumulado en el valor razonable de la partida cubierta desde el inicio de la cobertura. La ganancia o pérdida relativa a la porción inefectiva del instrumento de cobertura, se reconoce inmediatamente en resultados, y se incluye en el rubro “otras ganancias (pérdidas)”.

Los montos previamente reconocidos en otros resultados integrales y acumulados en patrimonio se reclasifican a resultados en los ejercicios en los que la partida cubierta se reconoce en resultados, en el mismo rubro de la partida cubierta reconocida. Sin embargo, cuando una transacción pronosticada da lugar al reconocimiento de un activo no financiero o un pasivo no financiero, las ganancias o pérdidas previamente reconocidas en otros resultados integrales y acumuladas en patrimonio, son eliminadas de patrimonio y se transfieren directamente en el costo inicial del activo no financiero o del pasivo no financiero. Esto no es un ajuste por reclasificación y, por lo tanto, no afecta los otros resultados integrales. Adicionalmente, si el Grupo espera que parte o la totalidad de la pérdida acumulada en otros resultados integrales no será recuperada en el futuro, ese importe se reclasifica inmediatamente a resultados.

El Grupo discontinúa la contabilidad de cobertura solamente cuando la relación de cobertura (o una parte de ella) deja de cumplir los requisitos de clasificación (después de reequilibrar la relación de cobertura, si es aplicable). Esto incluye instancias cuando el instrumento de cobertura expira o es vendido, terminado o ejercido. La discontinuación se contabiliza prospectivamente. Cualquier

ENAP Y FILIALES

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS

ganancia o pérdida reconocida en otro resultado integral y acumulada en patrimonio hasta esa fecha permanece en patrimonio y es reconocida cuando la transacción pronosticada es finalmente reconocida en resultados. Cuando ya no se espera que la transacción pronosticada ocurra, la ganancia o pérdida acumulada en patrimonio, se reconoce inmediatamente en resultados.

n. Reconocimiento de ingresos – Los ingresos son reconocidos por el Grupo ENAP, considerando el precio establecido en la transacción para el cumplimiento de cada una de las obligaciones de desempeño. El Grupo ENAP reconoce el ingreso cuando se ha dado cumplimiento a las obligaciones de desempeño para la transferencia al cliente de los bienes y servicios comprometidos.

A continuación, se describen las principales actividades por cada segmento de negocio, a partir del cual el Grupo genera sus principales ingresos. Para más detalle ver Nota de “segmentos de negocio”.

Segmento R&C:

La generación de ingresos ordinarios en la línea de negocio R&C proviene principalmente de la venta de sus productos refinados. Esto generalmente ocurre cuando el cliente obtiene el control de los bienes vendidos o suministrados, y no hay obligaciones de desempeño no separables pendientes de cumplirse. Las ventas de productos refinados, se realizan generalmente al amparo de contratos anuales, los cuales establecen acuerdos para ambas partes incluyendo un cronograma de entregas mensual, tolerancias operativas y multas de no cumplimiento. El momento en que un cliente obtiene el control, ocurre para las entregas de tanque a tanque, en el instante en que los productos pasan por el flange a la entrada de las instalaciones de la Planta del Comprador y en caso de entregas de tanque a oleoducto, en el flange de salida de la planta del Vendedor, en ambos casos el flange es el punto donde ocurre la entrega de los productos, transferencia de título y riesgo al cliente. No hay componentes financieros significativos.

Segmento E&P:

La generación de ingresos ordinarios en la línea de negocio E&P proviene principalmente de la venta de petróleo crudo y gas natural. Esto ocurre cuando el cliente obtiene el control de los bienes vendidos o suministrados, y no hay obligaciones de desempeño no separables pendientes de cumplirse. Las ventas de petróleo y gas se realizan generalmente al amparo de contratos anuales o contratos de venta “spot”, los cuales establecen acuerdos para ambas partes (por ejemplo, el cálculo del precio de venta usualmente se basa en bases de precios internacionales; descuentos asociados a la calidad del producto o “bonos”; programación de entrega; multas en caso de incumplimientos). El momento en que un cliente obtiene el control es cuando los productos son entregados en el lugar indicado, de acuerdo con las condiciones pactadas, en las ventas por medio de ductos se produce con la entrega en la unidad de medición, y en el caso de terminales marítimas con la desconexión de la manguera de carga, en todos los casos inspectores certifican la entrega. No hay componentes financieros significativos.

Segmento G&E:

La generación de ingresos ordinarios en la línea de negocio G&E proviene principalmente de la venta de gas natural licuado (GNL), a través, de oleoductos a sus clientes industriales y de generación eléctrica. Esto ocurre cuando el cliente obtiene el control de los productos, y no hay obligaciones de desempeño no separables pendientes de cumplirse. Las ventas de GNL, se realizan al amparo de contratos de venta, los cuales establecen acuerdos para ambas partes (por ejemplo, precio; cantidad; programación anual de entrega; multas en caso de incumplimientos). El momento concreto en que un cliente obtiene el control, toma lugar cuando los productos han sido enviados punto de entrega, el cual corresponde a la estación de recepción Quillota para clientes Santiago y estación de recepción en Planta Satélite de Regasificación de ENAP en Pemuco para clientes zona Sur. No hay componentes financieros significativos.

Otros ingresos operacionales:

- i) Ingresos por dividendos: Los dividendos son reconocidos por el Grupo Enap, cuando el derecho a recibir el pago queda establecido.
- ii) Ingresos por intereses: Los intereses se reconocen usando el método de tasa de interés efectiva.

o. Inventarios – Las materias primas, productos en proceso, productos terminados y materiales, están valorizados inicialmente al costo. Posteriormente, al reconocimiento inicial, se valorizan al menor entre el valor neto realizable y el costo. El Grupo ENAP

ENAP Y FILIALES

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS

utiliza el método FIFO como método de costo para los productos en existencia, excepto para los materiales respecto de los cuales utiliza el método del Precio Promedio Ponderado.

El valor neto realizable, representa la estimación del precio de venta al cierre del período menos todos los costos estimados de terminación y los costos que serán incurridos en los procesos de comercialización, ventas y distribución.

En el caso que el costo de materia prima sea parte de la partida cubierta de una estrategia de cobertura del valor razonable, la ganancia o pérdida asociada al riesgo de precio cubierto, forma parte del costo del inventario.

p. Provisión de beneficios a los empleados – Los costos asociados a los beneficios contractuales del personal, relacionados con los servicios prestados por los trabajadores durante el período, son cargados a resultados en el período en que se devengan. Las ganancias y pérdidas actuariales se reconocen en la cuenta “Reservas actuariales en planes de beneficios definidos”, dentro del rubro “Otras reservas” de patrimonio.

Las obligaciones por concepto de indemnizaciones por años de servicios a todo evento, surgen como consecuencia de acuerdos de carácter colectivo, suscritos con los trabajadores del Grupo ENAP, en los que se establece el compromiso por parte de la empresa. El Grupo ENAP reconoce el costo de los beneficios del personal de acuerdo con cálculos actuariales, según lo requerido por la NIC 19 “Beneficios del personal” donde se consideran estimaciones como la expectativa de vida, permanencia futura e incrementos nominales de salarios futuros. Para determinar dicho cálculo al 31 de diciembre de 2019 y 2018, se ha utilizado una tasa de descuento nominal del 5,37% anual.

La Empresa reconoce un pasivo y un gasto asociado al Sistema de Renta Variable (SRV) que aplica a todos sus ejecutivos, con excepción del Gerente General, en base a una fórmula que tiene en cuenta resultados financieros anuales de la empresa, resultados de área y nivel de cumplimiento de metas alcanzado por cada gerencia. Se reconoce una provisión cuando la empresa, se encuentra obligada contractualmente, o cuando existe una práctica que en el pasado ha creado una obligación implícita.

q. Otras provisiones y pasivos contingentes – Las otras provisiones corresponden a obligaciones presentes, legales o asumidas, surgidas como consecuencia de un suceso pasado, para cuya cancelación se espera una salida de recursos, cuyo importe y oportunidad se pueden estimar fiablemente.

Los pasivos contingentes corresponden a obligaciones posibles, surgidas a raíz de sucesos pasados y cuya existencia ha de ser confirmada sólo por que ocurran o no ocurran uno o más hechos futuros inciertos que no están enteramente bajo el control de la Empresa; o una obligación presente, surgida a raíz de sucesos pasados, que no se ha reconocido contablemente porque no es probable que para satisfacerla se vaya a requerir una salida de recursos que incorporen beneficios económicos; o porque el importe de la obligación no pueda ser medido con la suficiente fiabilidad.

El Grupo ENAP no registra activos ni pasivos contingentes salvo aquellos que deriven de contratos de carácter oneroso, los cuales se registran como provisión y son revisados a fecha de cierre para reflejar la mejor estimación existente a ese momento.

r. Impuesto a las ganancias e impuestos diferidos – ENAP y sus filiales en Chile, determinan la base imponible y calculan sus impuestos a la renta de acuerdo con las disposiciones legales vigentes. En el caso de las filiales extranjeras, éstas presentan individualmente sus declaraciones de impuestos, de acuerdo con las normativas fiscales aplicables en los respectivos países.

Los impuestos diferidos, originados por diferencias temporarias y otros eventos que crean diferencias entre la base contable y tributaria, de activos y pasivos, se registran de acuerdo con las normas establecidas en la NIC 12 “Impuesto a las ganancias”. El impuesto a la renta (corriente y diferido) es registrado en el estado de resultados salvo que se relacione con un ítem reconocido en Otros resultados integrales (patrimonio) o proviene de una combinación de negocios.

La Empresa no registra impuestos diferidos sobre las diferencias temporales que surgen en inversiones en filiales y asociadas, siempre y cuando la oportunidad en que se revierten las diferencias temporales es controlada por la Empresa y la diferencia temporal no se revertirá en un momento previsible en el futuro. En caso contrario se reconocen los impuestos diferidos correspondientes.

El impuesto a las ganancias se registra en el estado de resultados o en las cuentas de patrimonio neto del estado de situación financiera consolidado, en función de donde se hayan registrado las ganancias o pérdidas. Las diferencias entre el valor contable de los activos

ENAP Y FILIALES

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS

y pasivos y su base fiscal generan los saldos de impuestos diferidos de activo o de pasivo que se calculan utilizando las tasas fiscales que se espera que estén vigentes cuando los activos y pasivos se realicen.

Las variaciones producidas durante el ejercicio, en los impuestos diferidos de activo o pasivo, se registran en la cuenta de resultados consolidada o directamente en las cuentas de patrimonio del estado de situación financiera, según corresponda.

Los activos por impuestos diferidos se reconocen únicamente cuando se espera disponer de beneficios tributarios futuros, suficientes para compensar las diferencias temporarias.

s. Arrendamientos – De acuerdo a NIIF 16 “arrendamientos”, el Grupo mide los pasivos por arrendamiento y los activos de derecho de uso sobre activos subyacentes en los arrendamientos previamente clasificados como arrendamientos operativos por referencia a los pagos del arrendamiento por el resto del plazo del contrato de arrendamiento usando la opción de registrar el activo en un monto igual al pasivo según lo permitido por NIIF16: C8 (b); y también determina la tasa de endeudamiento incremental en la fecha de la aplicación inicial de acuerdo con el plazo del arrendamiento y la naturaleza del activo de derecho de uso; los activos de derecho de uso registrados a la fecha de aplicación inicial van a incurrir en gastos de amortización a través del período del contrato o la vida útil del activo, el que sea menor.

t. Capital emitido – El capital emitido se constituye por aportes y/o capitalizaciones de utilidades autorizados mediante oficios y/o Decretos Ley emanados por el Ministerio de Hacienda, los cuales constituyen la obligación legal que da origen a su registro.

u. Distribución de utilidades – La política de distribución de utilidades utilizada por ENAP, es la establecida a través de los oficios y/o Decretos Ley emanados por el Ministerio de Hacienda, los cuales constituyen la obligación legal que da origen a su registro.

v. Medio ambiente – La política contable del Grupo ENAP relacionada con el reconocimiento de compromisos medioambientales establece que cuando estos forman parte de un proyecto de inversión se activan como parte del proyecto, y cuando no forman parte de un proyecto de inversión se reconocen con cargo a resultados del ejercicio. En el caso de las provisiones medioambientales, los costos pueden diferir de las estimaciones debido a cambios en leyes y regulaciones, descubrimiento y análisis de las condiciones del lugar, así como a variaciones en las tecnologías de saneamiento.

w. Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar – Las cuentas por pagar comerciales y las otras cuentas por pagar, se reconocen inicialmente a valor razonable y posteriormente se valorizan por su costo amortizado.

x. Efectivo y equivalentes al efectivo – El estado de flujos de efectivo recoge los movimientos de caja realizados durante el ejercicio, determinados por el método directo. En este estado de flujos de efectivo se utilizan las siguientes expresiones en el sentido que figura a continuación:

- Efectivo y equivalentes al efectivo: El Grupo ENAP considera equivalentes al efectivo aquellos activos financieros líquidos, depósitos o inversiones financieras líquidas, que tienen una duración original de tres meses o menos y cuyo riesgo de cambio en su valor es poco significativo.
- Actividades de operación: son las actividades que constituyen la principal fuente de ingresos ordinarios del Grupo ENAP, así como otras actividades que no puedan ser calificadas como de inversión o financiación.

En el ítem “Otros pagos por actividades de operación” se incluyen MUS\$ 2.594.234 por el pago de impuestos específicos a los combustibles en la filial Enap Refinerías S.A., correspondientes el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2019 (MUS\$ 2.510.541 en 2018).

- Actividades de inversión: son las actividades relacionadas con la adquisición, enajenación o disposición por otros medios de activos a largo plazo y otras inversiones no incluidas en el efectivo y sus equivalentes.
- Actividades de financiación: son las actividades que producen variaciones en la composición del patrimonio neto, y de los pasivos de carácter financiero.

ENAP Y FILIALES
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS

Los cambios en los pasivos que surgen de actividades de financiación se muestran en el siguiente cuadro de conciliación:

Pasivos que se originan de actividades de financiamiento	Saldo al 01.01.2019 (1)	Flujos de efectivo de financiamiento		Cambios que no representan flujos de efectivo				Saldo al 31.12.2019 (1)
		Provenientes	Utilizados	Cambios en valor razonable	Diferencias de cambio	Nuevos Instrumentos financieros	Otros cambios (2)	
Préstamos bancarios (Nota 20.b.ii)	669.287	329.681	(258.184)	-	-	-	(1.976)	738.808
Obligaciones con el público no garantizadas (Nota 20.b.iii)	3.986.297	-	(510.733)	-	(11.106)	-	2.181	3.466.639
Pasivo por arrendamiento (Nota 15)	99.435	-	(40.834)	-	-	100.074	60	158.735
Instrumentos derivados de cobertura (Nota 20.a)	71.018	(40.820)	-	-	20.177	-	35.461	85.836
Total	4.826.037	288.861	(809.751)	-	9.071	100.074	35.726	4.450.018

(1) Saldo correspondiente a la porción corriente y no corriente

(2) Incluye devengamiento de intereses

3.2 Nuevos pronunciamientos contables

a) Las siguientes NIIF, Enmiendas a NIIF e Interpretaciones han sido adoptadas en estos estados financieros:

Enmiendas a NIIF	Fecha de aplicación obligatoria
Características de prepago con compensación negativa (enmiendas a NIIF 9).	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2019.
Participaciones de largo plazo en Asociadas y Negocios Conjuntos (enmiendas a NIC 28).	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2019.
Mejoras anuales ciclo 2015-2017 (enmiendas a NIIF 3, NIIF 11, NIC 12 y NIC 23).	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2019.
Modificaciones al plan, reducciones y liquidaciones (enmiendas a NIC 19).	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2019.

Nuevas Interpretaciones	Fecha de aplicación obligatoria
CINIIF 23 Incertidumbre sobre tratamiento de impuesto a las ganancias.	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2019.

El Grupo ha adoptado anticipadamente, a partir del 1 de enero de 2017, la Norma Internacional de Información Financiera (NIIF) 16 “Arrendamientos”

La aplicación de estas enmiendas e interpretaciones no han tenido efectos significativos en los montos reportados en estos estados financieros consolidados.

b) Normas, Enmiendas e Interpretaciones que han sido emitidas pero su fecha de aplicación aún no está vigente:

Nuevas NIIF	Fecha de aplicación obligatoria
NIIF 17, <i>Contratos de Seguros</i> .	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2021.

ENAP Y FILIALES
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS

Enmiendas a NIIF	Fecha de aplicación obligatoria
Venta o Aportación de activos entre un Inversionista y su Asociada o Negocio Conjunto (enmiendas a NIIF 10 y NIC 28).	Fecha de vigencia aplazada indefinidamente.
Definición de un negocio (enmiendas a NIIF 3).	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2020.
Definición de Material (enmiendas a NIC 1 y NIC 8).	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2020.
Marco Conceptual para el Reporte Financiero Revisado.	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2020.
Reforma sobre Tasas de Interés de Referencia (enmiendas a NIIF 9, NIC 39 y NIIF 7).	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2020.

La administración no prevé efectos por la aplicación esta norma.

4. GESTIÓN DE RIESGOS FINANCIEROS Y DEFINICIÓN DE COBERTURAS

En el curso normal de sus negocios y actividades de financiamiento, el Grupo ENAP está expuesto a distintos riesgos de naturaleza financiera que pueden afectar de manera más o menos significativa el valor económico de sus flujos y activos y, en consecuencia, sus resultados.

La Empresa dispone de una organización y de sistemas de información, administrados por la Gerencia de Administración y Finanzas Corporativa, que permiten identificar dichos riesgos, determinar su magnitud, proponer al Directorio medidas de mitigación, ejecutar dichas medidas y controlar su efectividad.

A continuación, se presenta una definición de los principales riesgos que enfrenta el Grupo ENAP una caracterización y cuantificación de éstos, así como una descripción de las medidas de mitigación actualmente en uso por parte de la Empresa, si es el caso.

a) Riesgo de mercado

Es la posibilidad de que la fluctuación de variables de mercado tales como tasas de interés, tipo de cambio, precios o índices de crudo y productos, etc., produzcan pérdidas económicas debido a la desvalorización de flujos o activos o a la valorización de pasivos, debido a la nominación o indexación de éstos a dichas variables.

a.1) Riesgo de tasa de interés - La estructura de financiamiento del Grupo ENAP considera una mezcla de fuentes de fondos afectos a tasa fija (principalmente bonos) y tasa variable (préstamos bilaterales, préstamos sindicados, documentos por pagar o forfeiting, 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.

La deuda financiera total del Grupo ENAP al 31 de diciembre de 2019 se resume en el siguiente cuadro, desglosada entre deuda a tasa fija y deuda a tasa variable – Pre Hedge:

ENAP Y FILIALES
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS
Al 31 de diciembre de 2019

En millones de US\$	Tasa fija	Tasa flotante	Totales
Deuda bancaria corto plazo	-	430	430
Deuda bancaria largo plazo	11	295	306
Bonos internacionales	3.165	-	3.165
Bonos locales	397	-	397
Totales	3.572	725	4.297

Nota: los datos del cuadro adjunto corresponden solo 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 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 2019.

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 del tipo interest rate swap para pasar a tasa fija MUS\$ 44.005 de la deuda bancaria.

Exposición residual al riesgo:

Considerando la existencia de los instrumentos de cobertura señalados anteriormente, el saldo neto de obligaciones de ENAP cuyo costo financiero permanece afecto a las fluctuaciones de la tasa de interés LIBO asciende a MUS\$ 725.000, es decir, el 16,87% del total. En función de dicho monto, un incremento/decremento de un 1% en la tasa LIBO aplicable (trimestral o semestral según el tipo de deuda) generaría un incremento/decremento anual de los gastos financieros de la empresa de aproximadamente MUS\$ 7.250.

a.2) Riesgo de tipo de cambio - La moneda funcional del Grupo ENAP es el dólar estadounidense, sin embargo, existen partidas relevantes de los estados financieros denominadas en moneda local (pesos o UF) como la facturación de ventas y obligaciones financieras, las cuales están expuestas a cambios en su valor en dólares en la medida que se produzcan fluctuaciones en la paridad peso/US\$ y UF/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 de acuerdo con el tipo de cambio vigente.

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 ENAP ejecuta operaciones de cobertura para mitigar el riesgo cambiario asociado a ambas partidas.

El capital adeudado de los bonos locales del Grupo ENAP al 31 de diciembre de 2019 asciende a UF 10.500.000 (equivalente a MUS\$ 397.006 al 31 de diciembre de 2019). A partir de dicho monto y de las paridades CLP/US\$ y CLP/UF vigentes en dicha fecha, una variación de \$50 en el tipo de cambio CLP/US\$ produciría los siguientes efectos en el valor bonos:

ENAP Y FILIALES
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS

Tipo de Cambio	Variación en Valorización Bonos MUS\$
Aumenta en \$50 (\$798,74)	24.852
Disminuye en \$50 (\$698,74)	(28.409)

Con el fin de mitigar este riesgo, el Grupo ENAP ha cerrado contratos 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. El notional cubierto asciende a MUS\$ 397.006

Por otra parte, el saldo al 31 de diciembre de 2019 de cuentas por cobrar correspondientes a ventas locales ascendió al equivalente de MUS\$ 487.353. 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\$ 30.508.

Con el fin de minimizar este riesgo, el Grupo ENAP mantiene en operación una política de cobertura consistente en el cierre semanal de contratos 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.

a.3) Riesgo de precio de commodities - El negocio de la Línea Refinación & Comercialización del Grupo ENAP consiste principalmente en la compra de crudos en el mercado internacional para su refinación y posterior venta de los productos así elaborados en el mercado doméstico, de acuerdo con 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 en el período.

Como estrategia central para enfrentar el riesgo de variación del margen de refinación, Grupo 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.

Por otra parte, debido al tiempo que transcurre entre el momento de la compra de los crudos y la venta de los productos refinados a partir de éstos, ENAP está afectada también al *time spread* o riesgo de que, al producirse la venta de los productos, sus precios se encuentren en un nivel más bajo que el imperante en el momento de la compra del crudo. Las pérdidas o ganancias producidas por este motivo aumentan la volatilidad del resultado operacional del Grupo ENAP.

El Grupo 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, los cuales 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 donde 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, mitigando de buena forma el time spread 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 se correlacionan estrechamente con el precio de este marcador. Es por esto que en los casos en que el área de Trading, quien se encarga de las compras de crudo, adjudica crudos cuyo precio queda en función del WTI o DTD Brent, se contrata un derivado denominado “Swap de diferencial” cuya finalidad es transferir financieramente una posición

ENAP Y FILIALES
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS

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 ENAP orienta sus esfuerzos en la constante mejora operacional 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.

b) Riesgo de liquidez

Este riesgo viene motivado por las distintas necesidades de fondos para hacer frente a los compromisos de capex y operación normal del negocio, vencimientos de deuda, liquidación de derivados etc. El Grupo 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.

La Dirección de manejo de riesgo de mercado y operaciones financieras y la Dirección de finanzas corporativas dependientes de la Gerencia de administración y finanzas monitorean continuamente las necesidades de fondo que requiere el Grupo.

Además de los saldos de balance, el Grupo tiene como fuentes de liquidez adicional disponibles al día de hoy: (i) una línea de crédito comprometida por US\$ 150 millones con BCI Miami Branch (ii) una línea de crédito comprometida por CLP \$ 25.000 millones con Banco de Chile, (iii) una línea de crédito comprometida por CLP \$ 25.000 millones con Banco Santander 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 2019:

En millones de US\$	2020	2021	2022	2023	2024	2025 y +	Totales
Deuda financiera corto plazo	430	-	-	-	-	-	430
Deuda financiera largo plazo	69	55	5	100	77	-	306
Bonos internacionales	174	410	-	-	600	1.980	3.165
Bonos locales	-	-	-	-	-	397	397
Totales	673	465	5	100	677	2.377	4.297

Para mayor detalle respecto a las características y condiciones de las deudas financieras y derivados financieros ver Nota de “Pasivos financieros”.

La siguiente tabla muestra el perfil de vencimientos de capital de las otras obligaciones financieras del Grupo ENAP vigentes el 31 de diciembre de 2019:

En millones de US\$	2020	2021	2022	2023	2024	2025 y +	Totales
Cuentas por pagar comerciales	608	5	-	-	-	-	613
Cuentas por pagar entidades relacionadas	3	-	-	-	-	-	3
Derivados de cobertura	51	35	-	-	-	-	86
Totales	662	40	-	-	-	-	702

ENAP Y FILIALES

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS

c) 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:

c.1) 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 del Grupo ENAP de recuperar estos fondos a su vencimiento depende de la solvencia del banco en el que se encuentren depositados.

Como mitigante a este riesgo, el Grupo 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 señalados arriba, así como límites máximos de concentración por institución.

c.2) Obligaciones de contrapartes en derivados - Corresponde al valor de mercado a favor del Grupo ENAP de contratos derivados vigentes con bancos.

Como mitigante a este riesgo, el Grupo 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.

c.3) Deudores por ventas - El riesgo de incobrabilidad de los deudores por venta del grupo es significativamente bajo, toda vez que casi la totalidad de las ventas locales (>95%) corresponden a facturación a las principales empresas distribuidoras de combustibles o a empresas distribuidoras de gas licuado.

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 del Grupo ENAP. Dicho comité coordina las acciones de cobranza requeridas en caso de atraso en los pagos.

El 31 de diciembre de 2019, la exposición total del Grupo ENAP a los deudores por venta ascendía a MUS\$ 619.711 según se indica en la Nota de “Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar”.

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 2019 asciende a MUS\$ 4.266.

Información respecto a la Gestión de capital se encuentra en Nota de “Patrimonio”.

5. ESTIMACIONES Y JUICIOS CONTABLES CRITICOS

Responsabilidad de la información y estimaciones realizadas

La información contenida en estos estados financieros consolidados es de responsabilidad de la Alta Administración del Grupo ENAP.

En los presentes estados financieros consolidados se han utilizado estimaciones realizadas por la Administración del Grupo ENAP y de las entidades consolidadas para cuantificar algunos de los activos, pasivos, ingresos, gastos y compromisos que figuran registrados en ellos.

Estas estimaciones se han realizado en función de la mejor información disponible sobre los hechos analizados, sin embargo, es posible que acontecimientos que puedan tener lugar en el futuro obliguen a modificarlas (al alza o a la baja), lo que se haría conforme a lo establecido en la NIC 8, de forma prospectiva, reconociendo en el período los efectos del cambio de la estimación, si la revisión afecta sólo el presente período, o en el período de revisión y períodos futuros si el cambio afecta a ambos.

En la aplicación de las políticas contables del Grupo ENAP, las cuales se describen en la Nota de “Resumen de principales políticas contables aplicadas”, la administración hace estimaciones y juicios en relación con el futuro sobre los valores en libros de los activos

ENAP Y FILIALES

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS

y pasivos. Las estimaciones y los supuestos asociados se han basado en la experiencia histórica y en otros factores que son considerados relevantes. Los resultados reales podrían diferir de estas estimaciones.

La administración necesariamente efectúa juicios y estimaciones que tienen un efecto sobre las cifras presentadas en los estados financieros, por lo tanto, cambios en estos supuestos y estimaciones podrían tener un efecto en los estados financieros consolidados.

A continuación, se detallan las estimaciones y juicios críticos usados por la administración:

1. Deterioro de activos (excepto por plusvalía)– Al cierre de cada año o a una fecha intermedia, en caso de que se observen indicadores de deterioro, la administración analiza el valor de los activos para determinar si han sufrido alguna pérdida por deterioro. En el caso que esta evidencia exista, una estimación del valor recuperable de cada activo es realizada, para determinar en cada caso, el monto del ajuste. En caso de identificar activos que no generan flujos de caja en forma independiente, se estima la recuperabilidad de la unidad generadora de efectivo a la que dicho activo pertenece.

2. Vidas útiles de Propiedades, planta y equipo - La administración del Grupo ENAP estima las vidas útiles y basado en ellas los correspondientes cargos por depreciación de sus propiedades, planta y equipo. Esta estimación está basada en estudios técnicos preparados por especialistas internos y externos. Cuando existan indicios que aconsejen cambios en las vidas útiles de estos bienes, ello debe hacerse utilizando estimaciones técnicas al efecto. La administración incrementará el cargo por depreciación cuando las vidas útiles sean inferiores a las vidas estimadas anteriormente o depreciará o eliminará activos obsoletos técnicamente o no estratégicos que se hayan abandonado o vendido. El Grupo ENAP revisa las vidas útiles estimadas de los bienes de propiedad, planta y equipo, al cierre de cada período de reporte financiero anual.

3. Provisión de obsolescencia de materiales y repuestos – Los materiales y repuestos presentados bajo el rubro Inventarios pueden verse afectados por factores diversos tales como cambios tecnológicos, desuso, exposición ambiental, entre otros, para lo cual el Grupo ENAP realiza estimaciones y juicios a fin de determinar con la mayor información disponible provisiones de obsolescencia. Estas estimaciones son revisadas periódicamente en base a información adicional y mayor experiencia pudiendo afectar los valores determinados.

4. Reservas de crudo y gas - La estimación de las reservas de crudo y gas es parte integral del proceso de toma de decisiones del Grupo ENAP. El volumen de las reservas de crudo y gas se utiliza para el cálculo de la depreciación utilizando los ratios de unidad de producción, así como para la evaluación de la recuperabilidad de las inversiones en activos de Exploración y Producción. La determinación de la reserva de crudo y gas se efectúa través del uso apropiado de los principios y técnicas de evaluación geológica y de ingeniería de petróleo que concuerdan con las prácticas reconocidas en la industria y en conformidad con las definiciones establecidas por la PRMS en 2007 (Petroleum Resources Management System). Estos estudios efectuados por nuestros especialistas son auditados regularmente por empresas especializadas y mundialmente reconocidas.

5. Valor razonable de los instrumentos derivados y otros instrumentos financieros - El valor razonable de los instrumentos financieros que no se negocian en un mercado activo se determina usando técnicas de valoración. El Grupo ENAP usa el juicio para seleccionar una variedad de métodos y hacer hipótesis que se basan principalmente en las condiciones de mercado existentes en la fecha de balance. En el caso de los instrumentos financieros derivados, los supuestos realizados están basados en las tasas de mercado cotizadas ajustadas por las características específicas del instrumento. Los otros instrumentos financieros se valorizan usando un análisis de los flujos de efectivo descontados basado en presunciones sustentadas, cuando sea posible, por los precios o tasas de mercado observadas.

6. Provisiones por litigios y otras contingencias - El costo final de la liquidación de denuncias y litigios puede variar debido a estimaciones basadas en diferentes interpretaciones de las normas, opiniones y evaluaciones finales de la cuantía de daños. Por tanto, cualquier variación en circunstancias relacionadas con este tipo de contingencias, podría tener un efecto significativo en el importe de la provisión por contingencias registrada.

Provisiones por remediaciones medioambientales - El Grupo ENAP realiza juicios y estimaciones al registrar costos y establecer provisiones para saneamientos y remediaciones medioambientales, principalmente saneamiento de fosas, que están basados en la información actual relativa a costos y planes esperados de remediación, momento del tiempo del desembolso efectivo, tasa de interés para descontar los flujos futuros, entre otros, con el fin de determinar su valor razonable. En el caso de las provisiones medioambientales, los costos pueden diferir de las estimaciones debido a cambios en leyes y regulaciones, descubrimiento y análisis

ENAP Y FILIALES
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS

de las condiciones del lugar, así como a variaciones en las tecnologías de saneamiento. Por tanto, cualquier modificación en los factores o circunstancias relacionados con este tipo de provisiones, así como en las normas y regulaciones, podría tener, como consecuencia, un efecto significativo en las provisiones registradas.

8. Cálculo del impuesto a las ganancias y activos por impuestos diferidos - Los activos y pasivos por impuestos se revisan en forma periódica y los saldos se ajustan según corresponda. El Grupo ENAP considera que los efectos impositivos futuros, basada en planes de negocios, circunstancias y leyes fiscales actuales, permiten la realización del activo neto de impuestos diferidos, es decir, se han estimado totalmente recuperables por la administración. Sin embargo, la posición fiscal podría cambiar, originando resultados diferentes con impacto en los montos reportados en los estados financieros consolidados.

6. EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO

La composición de este rubro al 31 de diciembre de 2019 y 2018 es la siguiente:

Detalle:	31.12.2019	31.12.2018
	MUS\$	MUS\$
Caja	45	76
Bancos	121.821	167.577
Depósitos a plazo y Fondos Mutuos	9.901	328.572
Pactos	-	28.861
Totales	131.767	525.086

El detalle de efectivo y equivalentes al efectivo en moneda de origen es el siguiente:

Detalle:	Moneda	31.12.2019	31.12.2018
		MUS\$	MUS\$
Efectivo y equivalentes al efectivo	US\$	105.070	94.721
Efectivo y equivalentes al efectivo	Ch\$	10.864	425.288
Efectivo y equivalentes al efectivo	AR\$	11.872	2.251
Efectivo y equivalentes al efectivo	EG £	3.961	2.826
Totales		131.767	525.086

Los depósitos a plazo e inversiones en pactos tienen un plazo de vencimiento inferior a tres meses desde su fecha de adquisición y devengan el interés de mercado para este tipo de inversiones. No existen restricciones a la disposición de efectivo. Al 31 de diciembre de 2019 y 2018, no existen sobregiros bancarios, registrados como Efectivo y efectivo equivalente.

ENAP Y FILIALES
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS
7. OTROS ACTIVOS FINANCIEROS CORRIENTES Y NO CORRIENTES

El detalle al 31 de diciembre de 2019 y 2018 es el siguiente:

	Corrientes		No Corrientes	
	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2018
Detalle:	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Derivados de cobertura (a)	-	127.909	1.202	8.496
Inversión en otras sociedades (b)	-	-	12.570	12.571
Otros por cobrar	-	-	-	34
Totales	-	127.909	13.772	21.101

(a) Ver detalle en nota "Pasivos financieros".

(b) El detalle de las inversiones en otras sociedades al 31 de diciembre de 2019 y 2018, es el siguiente:

	País de Origen	Participación		31.12.2019	31.12.2018
		2019	2018		
Detalle:		%	%	MUS\$	MUS\$
Terminales Marítimos Patagónicos S.A.	Argentina	13,79	13,79	7.664	7.664
Electrogas S.A.	Chile	15,00	15,00	4.901	4.901
Asociación Gremial de Industriales Químicos C.P.A.	Chile	N/A	N/A	5	6
Totales				12.570	12.571

El Grupo ENAP clasifica sus activos financieros en las siguientes categorías: costo amortizado, valor razonable con cambios en resultados, según el siguiente detalle al 31 de diciembre de 2019 y 2018:

	Corrientes		No corrientes	
	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2018
Otros activos financieros	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Activos financieros medidos a costo amortizado	-	-	-	34
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	-	-	12.570	12.571
Coberturas	-	127.909	1.202	8.496
Totales	-	127.909	13.772	21.101

ENAP Y FILIALES
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS
8. OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS CORRIENTES Y NO CORRIENTES

El detalle del rubro al 31 de diciembre de 2019 y 2018 es el siguiente:

Detalle:	Corrientes		No corrientes	
	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2018
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Arriendos de naves pagados por anticipado	3.873	5.005	-	-
Gastos pagados por anticipado SS/EE Torquemada	581	479	1.648	2.230
Seguros pagados por anticipado	11.261	765	-	-
Catalizadores y platino para catalizador	-	-	32.754	31.643
Otros	2.367	1.378	-	917
Total	18.082	7.627	34.402	34.790

9. DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR

La composición de este rubro al 31 de diciembre de 2019 y 2018 es el siguiente:

Detalle:	Corrientes		No corrientes	
	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2018
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Deudores por ventas	619.711	685.314	-	6.185
Deudores varios	32.756	51.959	133	182
Otros deudores	28.148	48.403	9.550	9.494
Estimación deudores incobrables	(4.266)	(4.269)	-	-
Totales	676.349	781.407	9.683	15.861

Los valores razonables de deudores por ventas, deudores varios y otros deudores son similares a sus valores libros.

a) **Cuentas por cobrar vencidas y no deterioradas, vigentes:** A continuación, se detalla la vigencia de las cuentas por cobrar vencidas, pero no deterioradas:

	31.12.2019	31.12.2018
	MUS\$	MUS\$
De 1 día hasta 5 días	16.812	48.014
De 6 día hasta 30 días	11.887	15.979
De 31 días hasta 60 días	23.404	9.215
De 61 días hasta 90 días	5.812	6.428
Más de 91 días hasta 1 año	31.941	35.418
Más de 1 año	11.002	4.377
Totales	100.858	119.431

Al 31 de diciembre de 2019 y 2018 existen cuentas vigentes por MUS\$ 575.491 y MUS\$ 661.976 respectivamente.

ENAP Y FILIALES
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS

Los saldos vencidos y no deteriorados incluidos en este rubro devengan intereses, calculados utilizando la tasa máxima convencional publicada en el Diario Oficial.

b) **Pérdidas crediticias esperadas:** El monto de la provisión de cuentas incobrables al 31 de diciembre de 2019 y 2018, es el siguiente:

	Total Corrientes	
	31.12.2019	31.12.2018
	MUS\$	MUS\$
Saldo al inicio del ejercicio	(4.269)	(15.145)
Castigo de deudores incobrables	-	13.750
Aumento de provisión incobrables	(32)	(2.874)
Totales	(4.266)	(4.269)

Considerando la solvencia de los deudores y el comportamiento histórico de la cobranza, y el análisis de pérdidas crediticias esperadas, el Grupo ha estimado que la provisión de deudores incobrables al 31 de diciembre de 2019 y 2018 es suficiente.

10. SALDOS Y TRANSACCIONES CON ENTIDADES RELACIONADAS

Las cuentas por cobrar, por pagar y las transacciones con partes relacionadas al 31 de diciembre de 2019 y 2018, son las siguientes:

a) **Cuentas por cobrar corrientes:**

RUT	Sociedad	País	Relación	Moneda	31.12.2019	31.12.2018
					MUS\$	MUS\$
61.979.830-9	Ministerio de Energía	Chile	Indirecta	\$	10.858	19.586
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	US\$	36.244	15.524
0-E	Gasoducto del Pacífico Argentina S.A.	Argentina	Asociada	US\$	-	256
96.762.250-8	Gasoducto del Pacífico Chile S.A.	Chile	Asociada	US\$	1.058	2.308
96.861.390-1	Innergy Soluciones Energéticas S.A.	Chile	Asociada	US\$	337	890
78.889.940-8	Norgas S.A.	Chile	Asociada	US\$	393	-
81.095.400-0	Sociedad Nacional de Oleoductos S.A.	Chile	Asociada	US\$	687	670
Totales					49.577	39.234

ENAP Y FILIALES
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS
b) Cuentas por pagar corrientes:

RUT	Sociedad	País	Relación	Moneda	31.12.2019	31.12.2018
					MUS\$	MUS\$
81.095.400-0	Sociedad Nacional de Oleoductos S.A.	Chile	Asociada	US\$	2.600	3.949
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	US\$	-	14.716
96.655.490-8	Oleoducto Trasandino (Chile) S.A.	Chile	Asociada	US\$	350	-
-	Otras			US\$	113	-
Totales					<u>3.063</u>	<u>18.665</u>

Los saldos por cobrar y pagar a empresas relacionadas corrientes, al cierre de cada ejercicio, se originan principalmente en transacciones del giro consolidado, están pactados en pesos chilenos y dólares, sus plazos de cobros y/o pagos no exceden los 60 días, y en general no tienen cláusulas de reajustabilidad ni intereses.

c) Transacciones con partes relacionadas:

RUT	Sociedad	País	Relación	Descripción de la transacción	01.01.2019	01.01.2018	Efecto en resultados	
					31.12.2019	31.12.2018	01.01.2019	01.01.2018
					MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	Compra de gas natural	391.865	418.479	-	-
				Anticipos por compra de gas	58.052	67.403	-	-
				Dividendos percibidos	3.391	1.783	-	-
				Dividendos provisionados	-	1.230	-	-
78.889.940-8	Norgas S.A.	Chile	Asociada	Dividendos percibidos	125	422	-	-
				Disminución de capital	393	-	-	-
81.095.400-0	Sociedad Nacional de Oleoducto S.A.	Chile	Asociada	Compra de servicios	46.484	47.111	-	-
				Dividendos percibidos	3.471	3.648	-	-
				Dividendos provisionados	687	670	-	-
96.856.650-4	Innergy Holding S.A.	Chile	Asociada	Compra de servicios	4.692	4.684	-	-
				Venta de productos	6.907	12.580	1.084	2.474
				Disminución de capital	1.875	-	-	-
96.856.700-4	Innergy Transportes S.A.	Chile	Asociada	Operación Planta	1.480	1.903	-	-
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Chile	Asociada	Dividendos percibidos	11.066	9.196	-	-
96.655.490-8	Oleoducto Trasandino (Chile) S.A.	Chile	Asociada	Compra de servicios	4.028	4.353	-	-
96.762.250-8	Gasoducto del Pacífico Chile S.A.	Chile	Asociada	Dividendos percibidos	1.250	625	-	-
0-E	Gasoducto del Pacífico Argentina S.A.	Argentina	Asociada	Dividendos percibidos	172	-	-	-
				Disminución de capital	2.265	-	-	-
61.979.830-9	Ministerio de Energía	Chile	Indirecta	Compensación de Gas	82.973	90.309	82.973	90.309
61.704.000-k	Codelco	Chile	Indirecta	Compra de derechos	-	1.507	-	-

ENAP Y FILIALES
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS
d) Remuneración pagada al Honorable Directorio

Directorio Actual			01.01.2019	01.01.2018
Nombre	Rut	Cargo	31.12.2019	31.12.2018
			MUS\$	MUS\$
María Loreto Silva Rojas	8.649.929-0	Presidente	48	32
Fernando Massú Tare	6.783.826-2	Vicepresidente	37	4
Rodrigo Cristóbal Azócar Hidalgo	6.444.699-1	Director	39	23
Ana Beatriz Holuigue Barros	5.717.729-2	Directora	37	25
José Luis Mardones Santander	5.201.915-K	Director	45	27
Claudio Fernando Skármeta Magri	5.596.891-8	Director	46	26
Marcos Mauricio Varas Alvarado	10.409.044-3	Director	38	23
Subtotal			290	160

Directores Anteriores			01.01.2019	01.01.2018
Nombre	Rut	Cargo	31.12.2019	31.12.2018
			MUS\$	MUS\$
Gonzalo Armando de la Carrera Correa	7.037.855-8	Vicepresidente	-	13
Jorge Fierro Andrade	9.925.434-3	Director	-	4
María Isabel González Rodríguez	7.201.750-1	Directora	-	4
Carlos Carmona Acosta	9.003.935-0	Director	-	4
Bernardita Piedrabuena Keymer	10.173.277-0	Directora	-	4
Paul Schiodtz Obilinovich	7.170.719-9	Director	-	4
Alberto Salas Muñoz	6.616.223-0	Director	-	4
Subtotal			-	37
Totales			290	197

Con fecha 1 de diciembre de 2017, entró en vigor la Ley N° 21.025, que establece un Nuevo Gobierno Corporativo para ENAP y le otorga un nuevo sistema de gobernanza a la Empresa, estableciendo con claridad los roles de decisión, supervisión y ejecución de las decisiones. En virtud de lo anterior, con fecha 20 y 28 de marzo de 2018, mediante Decretos Supremos N° 51, 52 y 53 fue renovado íntegramente el H. Directorio de ENAP.

En sesión ordinaria N° 1182 del 30 de abril de 2019 del Honorable Directorio de ENAP, se aprueba la propuesta de remuneraciones para los directores de sus empresas filiales Enap Refinerías S.A. y Enap Sipepetrol S.A.

En Oficio Ordinario N° 1418 de fecha 12 de julio de 2019 del Ministerio de Hacienda se autoriza la retribución del Directorio de ambas filiales.

La retribución a los miembros del Honorable Directorio no tiene relación con los resultados de la Empresa.

Personal Clave de la Gerencia - Las remuneraciones brutas de la plana ejecutiva devengadas y pagadas durante el año 2019, ascienden a MUS\$ 2.791 y considera las posiciones ejecutivas principales del Grupo; las remuneraciones brutas pagadas en el año 2018, ascendieron a MUS\$ 2.724. Los cargos considerados en los montos informados corresponden a aquellos ejecutivos que tienen autoridad y responsabilidad para planificar, dirigir y controlar las actividades de la entidad.

ENAP Y FILIALES
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS

La Empresa no mantiene obligaciones devengadas a los ejecutivos principales por concepto de beneficios de largo plazo y pagos basados en acciones.

Planes de incentivos para ejecutivos - El Grupo ENAP cuenta con un Sistema de Renta Variable (SRV) que aplica a todos sus ejecutivos, con excepción del Gerente General, para lo cual provisiona al cierre de cada período contable una estimación de este desembolso el cual se paga durante el primer trimestre del año siguiente.

Su propósito es incentivar la agregación de valor al Grupo ENAP, mejorando el trabajo en equipo y el desempeño individual.

Los factores considerados para la determinación del incentivo son los siguientes:

- Resultados financieros anuales de la empresa;
- Resultados de área y nivel de cumplimiento de metas alcanzado por cada gerencia.
- Resultados individuales.

11. INVENTARIOS

La composición de este rubro al 31 de diciembre de 2019 y 2018 es la siguiente:

Detalle:	31.12.2019 MUS\$	31.12.2018 MUS\$
Petróleo crudo en existencias	277.280	282.719
Petróleo crudo en tránsito	4.202	61.561
Productos terminados	483.967	472.987
Productos en tránsito	582	42.746
Materiales en bodega y en tránsito	79.256	64.322
Totales	845.287	924.335

Al 31 de diciembre de 2019, los efectos devengados asociados a la partida cubierta (stock de petróleo crudo en inventario) de los instrumentos de cobertura del valor razonable, se reconocen contablemente formando parte del costo del inventario de crudo por MUS\$ 13.243 y productos terminados por MUS\$ 27.601, al 31 de diciembre de 2018 por MUS\$ (47.305) y MUS\$ (105.599), respectivamente.

Información Adicional de Inventario	01.01.2019 31.12.2019 MUS\$	01.01.2018 31.12.2018 MUS\$
Costos de inventarios reconocidos en el ejercicio	<u>(6.699.375)</u>	<u>(7.413.083)</u>

ENAP Y FILIALES
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS
12. IMPUESTOS CORRIENTES, DIFERIDOS Y BENEFICIO (GASTO) POR IMPUESTO A LAS GANANCIAS

a) Activos y pasivos por impuestos corrientes: El detalle de los impuestos corrientes al 31 de diciembre de 2019 y 2018, es el siguiente:

	31.12.2019	31.12.2018
	MUS\$	MUS\$
Activos por impuestos corrientes:		
IVA Crédito Fiscal	74.359	143.530
Impuestos por recuperar extranjeros	8.631	9.700
Impuesto específico a los combustibles	4.626	2.716
Pagos provisionales mensuales, neto	-	2.620
Otros impuestos por recuperar	2.216	1.421
Totales	89.832	159.987
	31.12.2019	31.12.2018
	MUS\$	MUS\$
Pasivos por impuestos corrientes:		
Impuesto específico a los combustibles	61.048	113.257
Impuestos de retención	2.582	2.783
Regalías y derechos de explotación	4.117	7.743
Impuestos a la renta por pagar, neto	27.795	33.153
Otros impuestos varios	76	379
Totales	95.618	157.315

Activos y pasivos por impuestos diferidos: El origen de los impuestos diferidos registrados al 31 de diciembre de 2019 y 2018, es el siguiente:

	31.12.2019		31.12.2018	
	Activos	Pasivos	Activos	Pasivos
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Diferencia temporal:				
Relativos a pérdidas fiscales	1.324.420	-	1.101.809	-
Relativos a deterioros	67.284	-	111.636	-
Relativos a valor neto realizable de inventarios	-	10.211	36.778	-
Relativos a otras provisiones	38.770	-	84.595	-
Relativos a propiedades, planta y equipo	66.218	154.400	61.854	150.766
Relativos a derechos de uso	-	40.603	-	27.742
Relativos a arrendamientos	47.103	-	28.503	-
Relativos a reservas de cobertura	-	267	487	-
Relativos a provision materiales	-	-	9.418	-
Relativos a gastos diferidos	-	70.626	-	97.331
Relativos a obligaciones por indemnizaciones	-	1.235	4.096	828
Relativos a otros	4.941	-	6.534	-
Totales	1.548.736	277.342	1.445.710	276.667

ENAP Y FILIALES
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS

En el balance los impuestos diferidos se presentan de la siguiente manera:

Diferencia temporal:	31.12.2019		31.12.2018	
	Activos	Pasivos	Activos	Pasivos
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Presentación estados financieros consolidados	1.283.359	11.965	1.192.951	23.908

Cambios en activos netos por impuestos diferidos (presentación):	31.12.2019	31.12.2018
	MUS\$	MUS\$
Importe reconocido en el resultado del ejercicio	106.802	317.713
Importe reconocido en otros resultados integrales	(1.748)	(13.316)
Importe reconocido en resultados acumulados	(4.117)	(18.949)
Importe en otros rubros	1.414	(4.889)
Cambios en activos y pasivos por impuestos diferidos	102.351	280.559

b) Beneficio (gasto) por impuestos corrientes

Todas las empresas que forman parte del Grupo ENAP presentan individualmente sus declaraciones de impuestos, de acuerdo con la norma fiscal aplicable en cada país. El (Gasto) ingreso tributario y diferido del ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2019 y 2018, es el siguiente:

	01.01.2019	01.01.2018
	31.12.2019	31.12.2018
	MUS\$	MUS\$
Beneficio (gasto) por Impuestos Corrientes a las Ganancias		
(Gasto) por impuestos corrientes	(47.222)	(41.919)
Otro (gasto) ingreso por impuesto corriente	-	-
(Gasto) por impuestos corrientes, neto, total	(47.222)	(41.919)
Ingreso diferido por impuestos relativos a la creación y reversión de diferencias temporarias	106.802	317.713
Ingreso por impuestos diferidos, neto, total	106.802	317.713
Beneficio por impuesto a las ganancias	59.580	275.794

ENAP Y FILIALES
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS

Conciliación del Gasto por Impuestos Utilizando la Tasa Legal con el Gasto por Impuestos Utilizando la Tasa Efectiva

	01.01.2019	01.01.2018
	31.12.2019	31.12.2018
	MUS\$	MUS\$
Ingreso (gasto) por impuestos utilizando la tasa legal	13.689	126.693
Efecto impositivo de tasas en otras jurisdicciones	9.230	14.957
Efecto impositivo de ingresos ordinarios no imponibles	3.860	4.492
Efecto impositivo de gastos no deducibles impositivamente	-	(756)
Efecto impositivo impuesto único Ley 2.398	52.203	172.783
Efecto impositivo dividendos sin crédito filiales y asociadas	(16.839)	(25.972)
Otro incremento (decremento) en cargo por impuestos legales	(2.563)	(16.403)
Ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa legal, total	<u>45.891</u>	<u>149.101</u>
Ingreso (gasto) por impuestos utilizando la tasa efectiva	<u>59.580</u>	<u>275.794</u>

Información adicional:

La tasa utilizada en Chile es de 25% en 2019 y 2018, la cual corresponde a la tasa de impuesto a la renta legal. Las tasas de impuestos correspondientes a otras jurisdicciones son: Argentina un 30% en 2019 (30% en año 2018), en Ecuador es de un 25% en 2018 y 2019. En Uruguay la filial por no tener operaciones en el país no está sometida a impuesto. En Egipto el contrato de operación conjunta con EGPC otorga un régimen sin impuesto para ENAP.

ENAP Matriz, se afecta en forma adicional con una tasa de 40% correspondiente a un impuesto único que afecta a las empresas del Estado de Chile, de acuerdo con el Decreto Ley N° 2.398.

Reforma Tributaria en Argentina

Con fecha 29 de diciembre de 2017, fue publicada en el Boletín Oficial de La República Argentina la Ley N° 27.430 de Reforma tributaria, que entró en vigencia al día siguiente de su publicación. Uno de los principales cambios de la Reforma tributaria es la reducción de la alícuota del impuesto a las ganancias que grava las utilidades empresarias no distribuidas del 35% a 25% a partir del 1° de enero de 2020, con un esquema de transición para los ejercicios fiscales que se inicien a partir del 1° de enero de 2018 y hasta el 31 de diciembre de 2019, inclusive, en los cuales la alícuota será del 30%.

Reforma Tributaria en Ecuador

Mediante Registro Oficial No. 111 publicado el 30 de diciembre 2019, Capítulo III Art.56, se establece la contribución única y temporal para las sociedades que realicen actividades económicas, y que hayan generado ingresos gravados iguales o superiores a un millón de dólares de los Estados Unidos de América (USD\$1.000.000,00) en el ejercicio fiscal 2018, pagarán una contribución única y temporal, para los ejercicios fiscales 2020, 2021 y 2022, sobre dichos ingresos, de acuerdo al siguiente detalle:

- Ingresos gravados desde US\$ 1.000.000,00 a US\$ 5.000.000,00, contribución de 0,1%
- Ingresos gravados desde US\$ 5.000.000,01 a US\$ 10.000.000,00, contribución de 0,15%
- Ingresos gravados desde US\$ 10.000.000,01 en adelante, contribución de 0,20%

Esta contribución no podrá ser utilizada como crédito tributario, ni como gasto deducible para la determinación de liquidación de otros tributos durante los años 2020, 2021, 2022. Las sociedades pagarán esta contribución teniendo como referencia el total de ingresos gravados contenidos en la declaración del impuesto a la renta ejercicio 2018, inclusive los ingresos que se encuentren un

ENAP Y FILIALES
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS

régimen de impuesto a la renta único. En ningún caso esta contribución será superior al veinte y cinco por ciento 25% de impuesto a la renta causado del ejercicio fiscal 2018.

13. INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN

A continuación, se presenta un detalle de las inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación y los movimientos de éstas al 31 de diciembre de 2019 y 2018:

a) Detalle de las inversiones:

Sociedades	Actividad Principal	País de Origen	Moneda	Participación	
				2019 %	2018 %
A&C Pipeline Holding	Inversión y financiamiento en general	I.Cayman	USD	36,25	36,25
Compañía Latinoamericana Petrolera S.A	Exploración y explotación de petróleo, gas y derivados	Chile	CLP	40,00	40,00
Empresa Nacional de Geotermia S.A.	Exploración y explotación de energía geotérmica	Chile	USD	49,00	49,00
Gasoducto del Pacífico (Chile) S.A.	Transporte de gas natural	Chile	USD	25,00	25,00
Gasoducto del Pacífico (Argentina) S.A.	Transporte de gas natural	Argentina	USD	22,80	22,80
Gasoducto del Pacífico (Cayman) Ltd.	Inversión y financiamiento en general	I.Cayman	USD	22,80	22,80
Geotermica del Norte S.A.	Exploración y explotación de energía geotérmica	Chile	USD	15,41	15,41
GNL Chile S.A.	Almacenamiento, procesamiento y regasificación de gas natural	Chile	USD	33,33	33,33
GNL Quintero S.A.	Puesta en marcha de terminal de regasificación de "GNL"	Chile	USD	20,00	20,00
Innergy Holding S.A.	Explorar y operar toda clase de redes de transporte de gas natural.	Chile	USD	25,00	25,00
Norgas S.A.	Importación, exportación y compra de gas licuado de petróleo y su venta	Chile	CLP	42,00	42,00
Oleoducto Trasandino (Argentina) S.A.	Construcción y explotación de un oleoducto trasandino	Argentina-Chile	USD	35,79	35,79
Oleoducto Trasandino (Chile) S.A.	Construcción y explotación de un oleoducto trasandino	Argentina-Chile	USD	35,83	35,83
Sociedad Nacional de Oleoducto S.A.	Transportar combustibles y sus derivados	Chile	CLP	10,06	10,06

b) Movimiento de inversiones:

Al 31 de diciembre de 2019

Sociedades	Saldo inicial	Adiciones	Participación en resultado	Dividendos	Diferencia conversión	Otros Incremento (Decremento)	Saldo final
	01.01.2019						31.12.2019
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
A&C Pipeline Holding	152	-	-	-	-	-	152
Compañía Latinoamericana Petrolera S.A.	233	-	2	-	(17)	-	218
Empresa Nacional de Geotermia S.A.	1.432	-	(141)	-	-	-	1.291
Gasoducto del Pacífico (Chile) S.A.	3.058	-	993	-	-	-	4.051
Gasoducto del Pacífico (Argentina) S.A.	10.365	-	2.141	-	-	(2.265)	10.241
Geotérmica del Norte S.A.	77.368	-	(306)	-	-	-	77.062
GNL Chile S.A.	4.399	-	(362)	(2.162)	-	-	1.875
GNL Quintero S.A.	8.445	-	11.243	(11.066)	-	2.597	11.219
Innergy Holding S.A.	6.939	-	2.386	-	-	(1.875)	7.450
Norgas S.A.	1.694	-	167	(125)	(128)	(392)	1.216
Oleoducto Trasandino (Argentina) S.A.	2.111	-	(249)	-	-	-	1.862
Oleoducto Trasandino (Chile) S.A.	5.638	-	(163)	-	-	-	5.475
Sociedad Nacional de Oleoducto S.A.	10.388	-	3.611	(3.375)	(986)	-	9.638
Totales	132.222	-	19.322	(16.728)	(1.131)	(1.935)	131.750

ENAP Y FILIALES
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS
Al 31 diciembre de 2018

Sociedades	Saldo inicial	Adiciones	Participación en resultado	Dividendos	Diferencia conversión	Otros Incremento (Decremento)	Saldo final
	01.01.2018						31.12.2018
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
A&C Pipeline Holding	152	-	-	-	-	-	152
Compañía Latinoamericana Petrolera S.A.	255	-	7	-	(29)	-	233
Empresa Nacional de Geotermia S.A.	1.338	-	74	-	-	20	1.432
Forenergy S.A.	27	-	-	-	-	(27)	-
Gasoducto del Pacífico (Chile) S.A.	2.872	-	186	-	-	-	3.058
Gasoducto del Pacífico (Argentina) S.A.	9.770	-	595	-	-	-	10.365
Gasoducto del Pacífico (Cayman) Ltd.	1	-	-	-	-	(1)	-
Geotérmica del Norte S.A.	75.330	-	2.038	-	-	-	77.368
GNL Chile S.A.	4.654	-	1.258	(1.513)	-	-	4.399
GNL Quintero S.A.	9.712	-	9.699	(9.196)	-	(1.770)	8.445
Innergy Holding S.A.	8.730	-	459	-	-	(2.250)	6.939
Norgas S.A.	2.164	-	179	(421)	(228)	-	1.694
Oleoducto Trasandino (Argentina) S.A.	2.484	-	(302)	-	-	(71)	2.111
Oleoducto Trasandino (Chile) S.A.	5.930	-	77	-	-	(369)	5.638
Sociedad Nacional de Oleoducto S.A.	11.741	-	3.698	(3.410)	(1.641)	-	10.388
Totales	135.160	-	17.968	(14.540)	(1.898)	(4.468)	132.222

c) Información adicional de las inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación.
Valor Razonable

Ninguna de las inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación tiene precios de cotización públicos por lo que no se revela su valor razonable.

Participaciones menores al 20% en Sociedad Nacional de Oleoductos S.A. y Geotérmica del Norte S.A.

El Grupo ENAP ejerce influencia significativa en Sociedad Nacional de Oleoductos S.A. a pesar de tener una participación porcentual menor al 20%, debido a la existencia de transacciones de importancia relativa entre el inversor y la participada, además de participar en las decisiones comerciales y financieras.

Respecto a la inversión en la sociedad Geotérmica del Norte S.A., aun cuando la participación es menor al 20%, ENAP mantiene un Director, de un total de cuatro.

Cambios y/o modificación de la participación en asociadas

- En el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2019 no hubo cambios de la participación en asociadas.

- Al 31 de diciembre de 2018 la sociedad Forenergy S.A. se encuentra en proceso de liquidación.

- En el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2018, en Geotérmica del Norte S.A. se realizaron aumentos de capital por MUS\$ 80.000, ENAP no concurrió en estos aportes, disminuyendo su participación a un 15,41%.

ENAP Y FILIALES
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS

d) Detalle de información financiera

El resumen de los estados financieros de las sociedades coligadas con influencia significativa es el siguiente:

Al 31 de diciembre de 2019							
Sociedades	Participación %	Activos corrientes MUSS	Activos no corrientes MUSS	Pasivos corrientes MUSS	Pasivos no corrientes MUSS	Ingresos MUSS	Utilidad/ (pérdida) MUSS
Geotérmica del Norte S.A.	15,41	25.078	502.540	26.800	742	32.596	1.000
Gnl Chile S.A.	33,33	89.695	2.149.901	214.457	2.019.510	829.899	(1.085)
Gnl Quintero S.A.	20,00	486.851	846.951	68.427	1.209.278	211.227	56.214
Sonacol S.A.	10,06	7.257	267.103	64.674	113.877	80.061	35.897
Otras inversiones	-	78.259	140.626	16.383	84.398	87.800	22.737
Total		687.140	3.907.121	390.741	3.427.805	1.241.583	114.763

Al 31 de diciembre de 2018							
Sociedades	Participación %	Activos corrientes MUSS	Activos no corrientes MUSS	Pasivos corrientes MUSS	Pasivos no corrientes MUSS	Ingresos MUSS	Utilidad/ (pérdida) MUSS
Geotérmica del Norte S.A.	15,41	32.000	500.618	30.133	423	33.122	177
Gnl Chile S.A.	33,33	108.892	386	96.079	-	1.104.723	3.773
Gnl Quintero S.A.	20,00	417.165	870.966	39.170	1.206.734	211.421	48.496
Sonacol S.A.	10,06	9.007	282.562	74.137	114.180	83.686	36.762
Otras inversiones	-	62.873	129.741	11.954	65.610	37.311	5.156
Total		629.937	1.784.273	251.473	1.386.947	1.470.263	94.364

14. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO

A continuación, se presentan los movimientos de los rubros de propiedades, planta y equipo:

Periodo Actual	Construcción							Total MUSS
	Terrenos MUSS	Edificios MUSS	Planta y equipos MUSS	Instalaciones MUSS	en curso MUSS	Inversión en E&P MUSS	Otros MUSS	
Saldo inicial al 01 de enero de 2019	230.342	14.059	1.214.062	38.519	435.599	1.157.079	77.200	3.166.860
Adiciones	-	603	67.733	-	87.387	242.796	5.279	403.798
Resultado por campañas exploratorias y pozos secos	-	-	-	-	-	(27.749)	-	(27.749)
Castigos y bajas	-	-	(2.787)	-	(694)	(2.326)	-	(5.807)
Gasto por depreciación	-	(1.384)	(219.044)	(6.976)	-	(199.710)	(12.751)	(439.865)
Estudios geológicos y costos no absorbidos	-	-	-	-	-	(641)	-	(641)
Transferencias	-	2.210	218.949	628	(221.849)	(14.397)	14.459	-
Otros incrementos (decrementos)	-	-	12.199	-	3.597	(26.751)	(2.553)	(13.508)
Cambios, total	-	1.429	77.050	(6.348)	(131.559)	(28.778)	4.434	(83.772)
Saldo final al 31 de diciembre de 2019	230.342	15.488	1.291.112	32.171	304.040	1.128.301	81.634	3.083.088

ENAP Y FILIALES
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS

Año Anterior	Terrenos MUS\$	Edificios MUS\$	Planta y equipos MUS\$	Instala- ciones MUS\$	Construc- ción	Inversión en E&P MUS\$	Otros MUS\$	Total MUS\$
					en curso MUS\$			
Saldo inicial al 01 de enero de 2018	230.342	11.678	1.223.352	44.907	435.035	1.250.806	44.552	3.240.672
Adiciones	-	-	38.786	549	179.374	348.326	7.521	574.556
Resultado por campañas exploratorias y pozos secos	-	-	-	-	-	(26.878)	-	(26.878)
Castigos y bajas	-	-	(20.214)	(964)	(25.286)	(1.666)	(373)	(48.503)
Deterioros	-	-	-	-	-	(179.832)	-	(179.832)
Gasto por depreciación	-	(1.309)	(231.336)	(8.321)	-	(209.731)	(13.060)	(463.757)
Estudios geológicos y costos no absorbidos	-	-	-	-	-	(5.253)	-	(5.253)
Transferencias	-	3.690	142.074	2.348	(159.814)	(23.576)	35.278	-
Otros incrementos (decrementos)	-	-	61.400	-	6.290	4.883	3.282	75.855
Cambios, total	-	2.381	(9.290)	(6.388)	564	(93.727)	32.648	(73.812)
Saldo final al 31 de diciembre de 2018	230.342	14.059	1.214.062	38.519	435.599	1.157.079	77.200	3.166.860

A continuación, se presentan los saldos del rubro:

Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	31.12.2019	31.12.2018
	MUS\$	MUS\$
Terrenos	230.342	230.342
Edificios	78.515	75.702
Planta y equipos	3.895.426	3.599.332
Instalaciones	121.258	120.630
Construcción en curso	314.266	445.825
Inversiones en E&P (Exploración y Producción)	4.639.063	4.468.353
Otros	213.569	197.094
Totales	9.492.439	9.137.278

Propiedades, Planta y Equipo, Depreciación Acumulada	31.12.2019	31.12.2018
	MUS\$	MUS\$
Edificios	63.027	61.643
Planta y equipos	2.614.540	2.395.496
Instalaciones	89.087	82.111
Inversiones en E&P (Exploración y Producción)	3.510.762	3.311.274
Otros	131.935	119.894
Totales	6.409.351	5.970.418

Propiedades, Planta y Equipo, Neto	31.12.2019	31.12.2018
	MUS\$	MUS\$
Terrenos	230.342	230.342
Edificios	15.488	14.059
Planta y equipos	1.280.886	1.203.836
Instalaciones	32.171	38.519
Construcción en curso	314.266	445.825
Inversiones en E&P (Exploración y Producción)	1.128.301	1.157.079
Otros	81.634	77.200
Totales	3.083.088	3.166.860

ENAP Y FILIALES
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS

No existen bienes correspondientes al activo fijo entregados en garantía, ya sea hipotecas o prendas.

Información adicional

a) Construcción en curso: Las construcciones en curso al 31 de diciembre de 2019 corresponden principalmente a construcción de Planta Cogeneradora en Refinería Aconcagua, además de mantención de plantas, estanques y ductos.

b) Costos de desmantelamiento, retiro o rehabilitación: El Grupo ENAP como parte de sus costos de activo fijo mantiene activados gastos de desmantelamiento de plataformas y campos petroleros.

c) Capitalización de intereses: El Grupo ENAP durante el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2019 ha activado intereses por un monto de MUS\$ 3.345 provenientes del financiamiento utilizado en la construcción de la Planta Cogeneradora en Refinería Aconcagua, al 31 de diciembre de 2018 un valor de MUS\$ 9.945 por construcción de la Planta Cogeneradora en Refinería Aconcagua y Proyecto PIAM.

d) Seguros: El Grupo ENAP tiene formalizadas pólizas de seguros para cubrir los posibles riesgos a que están sujetos los diversos elementos de propiedad, planta y equipo, así como las posibles reclamaciones que se le puedan presentar por el período de su actividad, dichas pólizas cubren de manera suficiente los riesgos a los que están sometidos. Adicionalmente, está cubierta la pérdida de beneficios que podría ocurrir como consecuencia de una paralización.

e) Costo por depreciación: El cargo a resultados por concepto de depreciación del ejercicio incluido en los costos de ventas, distribución y gastos de administración es el siguiente:

	31.12.2019	31.12.2018
	MUS\$	MUS\$
En costos de venta	427.047	452.744
En costos de distribución	11.180	9.747
En gastos de administración	1.638	1.266
Totales	<u>439.865</u>	<u>463.757</u>

f) Deterioro activos: Ver Nota 16.

g) Otros incrementos (decrementos): Al 31 de diciembre de 2019, se incluye principalmente los efectos del recálculo de abandono de pozos de Área Magallanes y Campamento Central, debido a la extensión de la concesión por MUS\$ (24.194) y reverso de provisión de obsolescencia de materiales por MUS\$ 14.240. Al 31 de diciembre de 2018 se incluye principalmente un reverso de la provisión de obsolescencia asociadas a repuestos capitalizables por MUS\$ (58.700), de acuerdo con NIC 16.

h) Inversiones en exploración y producción a través de operaciones conjuntas y contratos de operación

A continuación, se presenta un detalle de las inversiones en E&P a través de operaciones conjuntas y Contratos Especiales de Operación Petrolera CEOP suscritos entre el Estado de Chile, ENAP y empresas privadas, los cuales forman parte del rubro Inversión en E&P del rubro propiedades, planta y equipos del Grupo:

ENAP Y FILIALES
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS

Operaciones conjuntas	Porcentaje de participación		Inversión neta antes de deterioro		Menos: Pérdidas por deterioro		Inversión neta en operación conjunta	
	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2018
	%	%	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
a. Explotación								
Área Magallanes	50,00	50,00	334.249	420.642	-	29.032	334.249	391.610
Campamento Central Cañadón Perdido	50,00	50,00	45.132	69.249	-	18.392	45.132	50.857
Cam 2A Sur	50,00	50,00	82	109	-	-	82	109
East Ras Qattara	50,50	50,50	119.967	24.327	-	-	119.967	24.327
Petrofaro	50,00	50,00	3.728	3.728	-	1.719	3.728	2.009
El Turbio Este	50,00	50,00	3.753	-	-	-	3.753	-
Totales			506.911	518.055	-	49.143	506.911	468.912

Adicional a lo anterior, al 31 de diciembre de 2019 y 2018, las filiales de Enap Sipetrol S.A., en Argentina y Ecuador, operan los siguientes negocios asociados a contratos de explotación y desarrollo de campos petrolíferos, las cuales se reconocen contablemente dentro de cada uno de los rubros del estado financieros:

Otros Negocios	Inversión neta antes de deterioro		Menos: Pérdidas por deterioro		Inversión neta en otros negocios	
	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2018
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Paraíso, Biguno, Huachito	25.776	27.618	-	-	25.776	27.618
Mauro Dávalos Cordero	139.922	105.754	-	-	139.922	105.754
Intracampos	67.022	62.967	-	-	67.022	62.967
El Turbio Este	3.753	3.263	-	-	3.753	3.263
Totales	236.473	199.602	-	-	236.473	199.602

(*) Detalle y estado de cada uno de los proyectos se encuentra en Nota 17 y 18.

15. DERECHOS DE USO Y OBLIGACIONES POR ARRENDAMIENTO

a) Derechos de uso - Al 31 de diciembre de 2019 y 2018 el movimiento del rubro Derechos de uso asociado a activos sujetos a NIIF 16 por clase de activo subyacente, es el siguiente:

	Contrato por Plantas	Contratos de operación terrestre	Contratos de operación naviera	Contratos de operación aérea	Inmueble	Otros	Totales
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Saldos al 01 de enero de 2019	-	17.930	56.934	7.447	12.926	1.566	96.803
Adiciones	70.511	-	-	-	614	6.611	77.736
Amortización del ejercicio	(2.573)	(4.697)	(27.898)	(1.642)	(1.797)	(2.781)	(41.388)
Saldo al 31 de diciembre de 2019	67.938	13.233	29.036	5.805	11.743	5.396	133.151

ENAP Y FILIALES
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS

	Contrato por Plantas MUS\$	Contratos de operación terrestre MUS\$	Contratos de operación naviera MUS\$	Contratos de operación aérea MUS\$	Inmueble MUS\$	Otros MUS\$	Totales MUS\$
Saldos al 01 de enero de 2018	-	22.627	75.406	9.090	14.542	7.651	129.316
Adiciones	-	-	10.586	-	-	-	10.586
Amortización del ejercicio	-	(4.697)	(29.058)	(1.643)	(1.616)	(6.085)	(43.099)
Saldo al 31 de diciembre de 2018	-	17.930	56.934	7.447	12.926	1.566	96.803

b) Pasivos por arrendamiento: El siguiente es un análisis de vencimiento de los pasivos de arrendamiento:

Al 31 de diciembre de 2019	Corriente		No Corriente		
	Total MUS\$	+ 1 a 3 años MUS\$	+ 3 a 5 años MUS\$	+ de 5 años MUS\$	Total MUS\$
Arrendamiento asociado a					
Contrato por Plantas	2.363	5.089	5.614	77.400	88.103
Contratos de operación terrestre	1.562	2.250	2.231	8.032	12.513
Contratos de operación naviera	13.940	14.425	1.953	-	16.378
Contratos de operación aérea	1.653	3.459	1.036	-	4.495
Contrato por Inmueble	1.539	3.641	3.347	3.511	10.499
Otros	1.445	2.711	1.534	-	4.245
Totales	22.502	31.575	15.715	88.943	136.233

Al 31 de diciembre de 2018	Corriente		No Corriente		
	Total MUS\$	+ 1 a 3 años MUS\$	+ 3 a 5 años MUS\$	+ de 5 años MUS\$	Total MUS\$
Arrendamiento asociado a					
Contratos de operación terrestre	4.595	2.770	2.133	9.172	14.075
Contratos de operación naviera	28.017	22.627	7.690	-	30.317
Contratos de operación aérea	1.589	3.373	2.775	-	6.148
Contrato por Inmueble	1.502	3.115	3.268	5.205	11.588
Otros	1.604	-	-	-	-
Totales	37.307	31.885	15.866	14.377	62.128

Al 31 de diciembre de 2019, el riesgo de liquidez asociado a estos vencimientos está cubierto con los flujos operacionales de la Empresa. ENAP no tiene restricciones asociados a los arrendamientos.

El Grupo ENAP tiene ciertos contratos, los cuales contienen opciones de renovación y para los cuales se tiene certidumbre razonable que se ejercerá dicha opción (indefinidamente o por un período indicado), el período de arrendamiento usado para efectuar la medición del pasivo y activo corresponde a dicho período salvo que sea la vida útil del bien involucrado menor, en cuyo caso la vida útil del bien está considerada como el plazo del contrato.

No existen convenios incorporados en los contratos de arrendamiento a ser cumplidos por la Empresa a través de la vida de dichos contratos.

La Empresa no tiene ningún otro flujo de efectivo al que está expuesto con respecto a los pasivos de arrendamiento anteriormente informados.

La siguiente tabla reporta el movimiento del período de la obligación por pasivos de arrendamiento y los flujos del ejercicio:

ENAP Y FILIALES
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS

	Flujo total de efectivo para el ejercicio finalizado al	
	31.12.2019	31.12.2018
	MUS\$	MUS\$
Pasivo de arrendamiento		
Saldos netos al inicio del ejercicio	99.435	131.027
Pasivos de arrendamiento generados	100.133	10.586
Gasto por intereses	8.209	4.051
Pagos de capital	(40.833)	(42.178)
Pagos de intereses	(8.209)	(4.051)
Saldo final del ejercicio	<u>158.735</u>	<u>99.435</u>
Total Flujo de efectivo , asociado con pasivos de arrendamiento	<u>(40.833)</u>	<u>(42.178)</u>

16. PÉRDIDAS POR DETERIORO Y PROVISIONES
i) Deterioro Activos

Con fecha 31 de diciembre de 2018, la realización de la medición del valor recuperable de los activos de la cartera de la línea de negocio E&P a través de método de “valor en uso” determinó un ajuste por deterioro para Enap Magallanes por MUS\$ 150.800 y por Área Magallanes (Argentina) por MUS\$ 29.032; las tasas de descuento utilizadas en las estimaciones actuales corresponden a un 6,4% para el caso de Enap Magallanes y 9,4% para Área Magallanes (Argentina). Los principales eventos y circunstancias que han llevado al reconocimiento de estas pérdidas por deterioro de valor obedecen a un incremento de la oferta de gas natural en Argentina a partir de incentivos de precio otorgados por el gobierno para potenciar el desarrollo de reservas de gas no convencional, esto produjo una caída de los precios de mercado en dicho país, y las expectativas de recuperación, bajo las actuales condiciones de mercado, no se visualizan en mediano plazo. Además, a partir de la decisión del gobierno argentino de abrir nuevamente las exportaciones de gas natural, a partir de octubre de 2018, ENAP Magallanes dejó de ser el único proveedor de gas natural en Chile. Considerando lo anterior se reevaluaron las inversiones proyectadas para el año 2019 y siguientes, el nivel de perforación de pozos, consideraciones del desarrollo de área relevante para el potencial de negocio en gas no convencional, estimación de precios a largo plazo para venta empresas y residenciales, y los efectos de cambios en el contexto de los actores que participan en el desarrollo de la industria. La estimación se ha conformado con los flujos de inversiones hasta el año 2030 y de ahí en adelante se realiza una proyección del último flujo por 20 años lo cual cubre aproximadamente las reservas existentes.

Al 31 de diciembre de 2019 no se han realizado ajustes adicionales a test de deterioros.

ii) Abandono de pozos secos exploratorios sin reservas comercialmente explotables

En el rubro Inversiones en Exploración y Producción de propiedades, planta y equipo se presentan las disminuciones por abandono de pozos secos exploratorios sin reservas comercialmente explotables, según el siguiente detalle:

	31.12.2019	31.12.2018
	MUS\$	MUS\$
Resultado campaña exploratoria y pozos secos	27.749	26.878
Abandono de fozas, remediación medio ambiente y otros	688	14.172
Total Resultado por campañas exploratorias y pozos secos	<u>28.437</u>	<u>41.050</u>

Las partidas señaladas se incluyen en el estado de resultados en el rubro “Otros gastos por función”.

ENAP Y FILIALES
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS
17. PARTICIPACIONES EN OPERACIONES CONJUNTAS

A continuación, se detallan las principales operaciones de explotación y exploración, controladas conjuntamente a través de las cuales se obtienen ingresos e incurren en gastos. Los activos y pasivos de cada una de las operaciones conjuntas al 31 de diciembre de 2019 y 2018 son las siguientes:

Operaciones conjuntas	Porcentaje de participación		Activos corrientes		Activos no corrientes		Pasivos corrientes		Pasivos no corrientes	
	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2018
	%	%	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
a. Explotación										
Área Magallanes (a)	50,00	50,00	38.022	54.702	346.104	403.509	126.064	181.361	248.838	233.319
Campamento Central Cañadón Perdido (b)	50,00	50,00	14.459	11.173	45.587	54.524	(872)	-	18.530	45.498
Cam 2A Sur (c)	50,00	50,00	26	165	264	224	(1.034)	2.199	8.828	7.026
East Ras Qattara (d)	50,50	50,50	54.029	56.202	31.298	24.331	6.966	4.952	-	-
Petrofaro (e)	50,00	50,00	4.860	8.156	4.420	4.103	(7.373)	3.581	10.808	7.953
b. Exploración										
E2 (ex CAM3 y CAM1) (a)	33,33	33,33	-	13	(34)	25	417	181	(505)	190
Totales			111.396	130.411	427.639	486.716	124.168	192.274	312.728	293.986

A continuación, se detallan los ingresos ordinarios, costos y resultados de cada una de las operaciones conjuntas por los años terminados al 31 de diciembre de 2019 y de 2018.

Operaciones conjuntas	Porcentaje de participación		Ingresos Ordinarios		Gastos ordinarios		Resultado	
	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2018
	%	%	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
a. Explotación								
Área Magallanes (a)	50,00	50,00	137.520	162.009	102.705	112.839	17.950	(18.509)
Campamento Central Cañadón Perdido (b)	50,00	50,00	46.934	34.365	33.022	28.199	17.168	(815)
Cam 2A Sur (c)	50,00	50,00	11	-	495	716	(2.414)	1.706
East Ras Qattara (d)	50,50	50,50	59.401	70.319	20.815	18.229	37.031	51.092
Petrofaro (e)	50,00	50,00	(150)	1.789	-	1.809	3.969	1.831
b. Exploración								
E2 (ex CAM3 y CAM1) (a)	33,33	33,33	-	-	(1)	(164)	327	(68)
Consorcio Bloque 28 (b)	42,00	42,00	320	472	-	-	-	-
Totales			244.036	268.954	157.036	161.628	74.031	53.746

a) Explotación
(a) Área Magallanes

Con fecha 4 de enero de 1991, Enap Sipetrol Argentina S.A. e YPF S.A. celebraron un contrato de Unión Transitoria de Empresas (UTE), con el objeto de ejecutar trabajos de desarrollo y explotación de hidrocarburos en Área Magallanes, bloque ubicado en la boca oriental del Estrecho de Magallanes, Argentina.

Con fecha 17 de noviembre de 2014, la Sociedad, representada por su Gerente General y el Presidente y CEO de YPF, firmaron un acuerdo privado que extiende la relación entre ambas compañías hasta el 14 de noviembre de 2027 con la posibilidad de nueva extensión hasta el año 2042. Este acuerdo, permite extender las reservas hasta el nuevo plazo del acuerdo.

Enap Sipetrol Argentina S.A. como operador de esta concesión, es responsable de ejecutar todas las operaciones y actividades en esta área.

ENAP Y FILIALES

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS

(b) Campamento Central - Cañadón Perdido

En diciembre de 2000, Enap Sipetrol S.A. (luego Enap Sipetrol Argentina S.A.) firmó con YPF S.A. un acuerdo a través del cual este último cede y transfiere a Enap Sipetrol Argentina S.A. el 50% de la concesión que YPF S.A. es titular para la explotación de hidrocarburos sobre las áreas denominadas Campamento Central - Cañadón Perdido, en la provincia de Chubut - República de Argentina, que se rige por la Ley N° 24.145 y sus normas complementarias y reglamentarias, siendo YPF S.A. quien realiza las labores de operador de esta concesión.

Con fecha 26 de diciembre de 2013, YPF S.A. y Enap Sipetrol Argentina S.A. obtuvieron de parte de la provincia del Chubut la extensión de esta concesión de explotación por un plazo adicional de 10 años hasta 2027, que se extiende por un plazo adicional de 20 años hasta el 14 de noviembre del año 2047.

(c) Cam 2A Sur

En decisión administrativa N° 14 del 29 de enero de 1999, se adjudicó en favor de YPF y Enap Sipetrol Argentina S.A. el permiso de exploración sobre el área “Cuenca Austral Marina 2/A SUR” (CAM 2/A SUR). Con fecha 7 de octubre de 2002, Enap Sipetrol Argentina S.A. (operador) e YPF S.A. celebraron un Acuerdo de Unión Transitoria de Empresas (UTE), ubicada en las Provincias de Tierra del Fuego.

La concesión de explotación tiene vigencia hasta el año 2026, la cual puede ser extendida por un plazo adicional de 10 años hasta 2036.

(d) East Rast Qattara - Egipto

En el marco del proceso de licitación para el año 2002, abierto por la Compañía General Petrolera Egipcia (EGPC) para presentar ofertas para diversos bloques en el Western Desert, la filial Sipetrol International S.A., en conjunto con la empresa australiana Oil Search Ltd., se adjudicó con fecha 16 de abril de 2003, el Bloque East Ras Qattara.

El contrato se firmó el 30 de marzo de 2004 ante el Ministerio de petróleo egipcio, con una participación de Sipetrol International S.A., sucursal Egipto, del 50,5% (Operador) y de Kuwait Energy Company, 49,5% (originalmente Oil Search Ltd). En diciembre de 2007, se dio inicio a la etapa de explotación, la cual tiene una duración de 20 años, pudiendo extenderse.

(e) Petrofaro - Área Faro Vírgenes

Con fecha 19 de mayo de 2016, la filial Enap Sipetrol Argentina S.A. adquirió Arpetrol International Financial Company, controladora del 100% de las acciones de Petrofaro S.A. (ex Arpetrol Argentina S.A.), la cual es titular de la concesión CA-11 Área Faro Vírgenes, en la Cuenca Austral, otorgada por la provincia de Santa Cruz. En dicha concesión se ubica la planta de tratamiento de gas Faro Vírgenes, formando parte del proyecto PIAM, ubicada junto al yacimiento Área Magallanes y el Gasoducto General San Martín.

Con fecha 12 de enero de 2017 Enap Sipetrol Argentina S.A. cedió a YPF S.A. el 50% del paquete accionario de dicha sociedad por US\$ 5,4 millones, pasando a tener control conjunto de la sociedad adquirida a partir de esta fecha.

La concesión de explotación tiene un plazo de 25 años (vencimiento 2028), el cual puede ser extendido por un plazo adicional de 10 años.

b) Exploración

(a) E2 (Ex CAM 3 y CAM 1) - Argentina

En el marco de la ley 27.007, en el año 2016 se inició el proceso de negociación para la reconversión del Área “E-2”. Durante dicho proceso, el 29 de diciembre de 2017 YPF S.A. manifestó su decisión de no participar en el proceso de negociación y reconversión de dicha área. En cambio, el 5 de junio de 2018, Enap Sipetrol Argentina S.A. manifestó su voluntad de reconvertir el Convenio de

ENAP Y FILIALES

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS

Asociación suscrita con ENARSA para la exploración y explotación del área “E-2” en un permiso de exploración en los términos de la ley 17.319, a cuyos efectos presentó la propuesta correspondiente.

Luego de desestimada la propuesta de Enap Sipetrol Argentina S.A. la Secretaría de Energía con fecha 15 de abril de 2019 mediante resolución 195/2019 resolvió revertir y transferir al Estado de Argentina la superficie del área “E-2” sujeta a jurisdicción nacional, de acuerdo con lo dispuesto por el artículo 30 de la ley 27.007.

Resuelta la reversión del área, los socios de la UTE coincidieron en iniciar el proceso de liquidación.

(b) Consorcio Bloque 28

Con fecha 16 de abril de 2014, EOP Operaciones Petroleras S.A.(42%), Petroamazonas (51%) y Belorusneft (7%), en adelante el Consorcio Bloque 28, y la Secretaria de Hidrocarburos del Ecuador, suscriben un contrato de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos (petróleo-crudo) en el Bloque 28, ubicado en el centro oeste del oriente ecuatoriano, dentro del sector denominado Zona Subandina (pie de monte), abarcando territorios de las provincias de Napo y Pastaza, con una extensión de 1.750 Km²., siendo EOP Operaciones Petroleras S.A. la Operadora del Consorcio.

Para la etapa exploratoria se acordó un compromiso mínimo de inversión en 2 fases (US\$17,35 y US\$8,15 millones), a riesgo completamente de los socios privados del Consorcio (Enap: 85,71% y Belorusneft: 14,29%), con opción de salida en función de los resultados de cada fase. En caso de éxito exploratorio, en los primeros años de la fase de desarrollo Petroamazonas deberá pagar a los socios la parte asumida por ellos en la etapa exploratoria mediante su porcentaje de derechos sobre la producción del Bloque. La tarifa negociada asciende a US\$52,9 por barril.

A la fecha se ha avanzado con estudios de geociencias y estudios ambientales para la perforación del pozo exploratorio Mirador-1. Con fecha 19 de febrero de 2019 se ingresa al Ministerio de Ambiente el Estudio de Impacto Ambiental, con lo cual, se prevé contar con la Licencia Ambiental para la perforación del pozo hacia mediados del año 2020.

c) Acuerdos de operación conjunta de ENAP en Chile:

Adicionalmente a la participación de Enap Sipetrol S.A. en operaciones de exploración y explotación en el exterior, ENAP en Chile, en el área Magallanes, desarrolla en conjunto con empresas privadas Contratos Especiales de Operación Petrolera (CEOP), los que se detallan a continuación.

Bloque Dorado Riquelme - Con fecha 26 de agosto de 2009, entró en vigencia el Contrato Especial de Operación (CEOP) para la exploración y explotación de yacimiento de hidrocarburos denominado “Bloque Dorado Riquelme”, suscrito entre el Estado de Chile, Methanex Chile S.A. y la Empresa Nacional del Petróleo (ENAP). Asimismo, en mayo del mismo año entró en vigencia el Joint Operating Agreement (JOA) entre las partes para la operación del Bloque Dorado Riquelme, con una participación del 50% para Methanex Chile S.A. y un 50% para ENAP siendo este último el Operador.

En comité de coordinación realizado el día 23 de julio de 2014, se decidió no continuar con la Fase de Exploración, continuando sólo con la Fase de Explotación del bloque.

En el mes de enero de 2018 se realizó el traslado del equipo de perforación hasta la ubicación del pozo Cahuil 2 Ex D, iniciando la perforación el 31 de enero y terminando el 17 de marzo. Se inicia traslado del equipo hacia la ubicación del pozo Cahuil 3 Ex B, iniciando la perforación el día 25 de marzo, terminando el 04 de mayo. Entre los meses de enero y marzo se construyó la ubicación para el equipo de perforaciones en la locación del pozo Cahuil F iniciando la perforación del pozo Cahuil 4 Ex F terminando el 25 de junio de 2018 donde también se aprobaron las Declaraciones de Impacto Ambiental para realizar fracturamiento hidráulico y Construir Líneas de Flujo en los pozos: Cahuil B, Cahuil D, Cahuil E y Cahuil F.

Durante el 2018 se efectuó la construcción de la Central de Flujo Cahuil (95 %), construcción Línea de Flujo Cahuil 4 a Central Cahuil (100 %); Pozo Cahuil 2 (ex D) en producción desde el 10/12/2018; Pozo Cahuil 3 (ex B) en producción desde el 29/12/2018; Pozo Cahuil 4 (ex F) en producción desde el 06/11/2018.

ENAP Y FILIALES

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS

Durante el 2019 se encuentra operativa la Central de Flujo Cahuil, a la que tributan los pozos Cahuil 2, 3 y 4. Las producciones promedio de la central oscila entre los 450 y 500 Mm3d.

Durante el mes de mayo se realizó la fractura del Pozo Puerto Sara Oeste ZG-1 en una nueva zona de interés: Complejo Arenoso Bahía Inútil (CABI). Se realizó Flow back con una producción promedio de 45 Mm3d. Posteriormente se construye la instalación de superficie para que el pozo quede en producción a partir del mes de Julio/19.

En el mes de noviembre se inició programa de optimización de la producción del pozo Cahuil- 2, ejecutando una intervención en el pozo. Actualmente en producción. Durante el último trimestre, se confeccionó y presentó la reformulación del proyecto para el periodo el 2020-2025, el que considera 15 pozos en el periodo (3 pozos en el año 2020). Durante los meses de noviembre y diciembre se construyó la plataforma del pozo Cahuil E y durante el mismo mes de diciembre se inició la construcción de la plataforma para los pozos O y W.

Bloque Lenga - Con fecha 28 de julio de 2008, entró en vigencia el Contrato Especial de Operación (CEOP) para la exploración y explotación de yacimientos de hidrocarburos denominado “Bloque Lenga”, suscrito entre el Estado de Chile, Apache Chile Energía SpA y la Empresa Nacional del Petróleo (ENAP). Posteriormente, con fecha 15 de septiembre de 2009 se suscribió el Joint Operating Agreement (JOA) entre las partes para la operación del Bloque Lenga, con una participación del 50% para ENAP y un 50% para Apache Chile Energía SpA, siendo este último designado operador del Bloque. A fines del segundo semestre de 2011, Apache Chile Energía SpA, determinó transferir su interés de participación en el CEOP Bloque Lenga a Methanex. La transferencia del rol de Operador en el CEOP del Bloque Lenga, por parte de Apache Chile Energía SpA a ENAP, fue aprobada por el Ministerio de Energía y por la Contraloría General de la República de Chile.

A fines de 2014 se envió carta al Sr Ministro de Energía comunicando la decisión del contratista de terminar el contrato con el Estado y devolver el área de explotación de yacimiento del CEOP Bloque Lenga, lo cual fue aceptado con fecha 08 de enero de 2015, dando así término al contrato.

A diciembre 2019, no se han realizado actividades operativas en el bloque, ni se han generado nuevas inversiones en este bloque.

Bloque Coirón - Con fecha 28 de julio de 2008, entró en vigencia el Contrato Especial de Operación (CEOP) para la exploración y explotación de yacimiento de hidrocarburos denominado “Bloque Coirón” suscrito entre el Estado de Chile en calidad de mandante, y la contratista conformada por Pan American Energy Chile Limitada (PAE) y la Empresa Nacional del Petróleo (ENAP). Posteriormente, con fecha 10 de noviembre de 2008 PAE y ENAP suscribieron el 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 a Conocophillips South America Ventures LTD. (Conocophillips), quedando la participación de los Partícipes en a) PAE, un 50%; b) ENAP, un 45%; y c) Conocophillips un 5%. Posteriormente, el 17 de septiembre de 2015 ENAP adquirió la totalidad de la participación de PAE en el CEOP, quedando la participación actual de los partícipes es 95% para ENAP y 5% para Conocophillips.

Finalmente, en el contexto de los contratos de cesión, ENAP cedió un 44% de los derechos, intereses y obligaciones del Contratista a COP Chile, lo cual contó con la aprobación del Ministerio de Energía y la toma de razón por parte de la Contraloría General de la República (17.11.2016). Finalizado este proceso, la participación de los socios quedó de la siguiente manera: ENAP 51% y COP Chile 49%.

Con fecha 13 de diciembre de 2016, ambos socios suscribieron el Joint Operating Agreement (JOA) para la operación del Bloque Coirón. El CEOP Bloque Coirón comprende un plazo máximo de 35 años, a partir de la fecha de su entrada en vigencia.

Durante el primer semestre del 2019 se realizó la construcción de la locación y acceso del pozo Tiuque 1 (3.100 mbmr app), pozo que tiene como objetivo la formación CABI.

Entre los meses de mayo y julio se realizó la perforación del mismo pozo, realizando la fractura durante el mes de agosto y posterior flowback. Durante los meses de septiembre y octubre se realizaron pruebas en pozo. Actualmente se evalúan resultados obtenidos para determinar acciones a seguir.

ENAP Y FILIALES

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS

Bloque Flamenco - Con fecha 7 de noviembre de 2012 entró en vigencia el Contrato Especial de Operación (CEOP) para la exploración y explotación de yacimiento de hidrocarburos denominado Bloque Flamenco, suscrito por el Estado de Chile, Geopark TdF (Operador) y la Empresa Nacional del Petróleo (ENAP), ambas con una participación del 50%. Posteriormente, con fecha 3 de diciembre de 2012 se suscribió el Joint Operating Agreement (JOA) entre las partes para la operación del Bloque.

En el mes de octubre de 2015 el Operador Geopark propuso al CEOP el paso al segundo ejercicio exploratorio. ENAP decidió no pasar dado los resultados de los pozos perforados. Durante el mes de noviembre Geopark envió al Ministerio de Energía carta indicando el paso al segundo ejercicio exploratorio e indicando la decisión de ENAP.

El 30 de abril se cerró el pozo Chercán X-1.

En Comités de Coordinación realizados en octubre y diciembre 2019, operador Geopark presenta el plan de trabajo del 2020 que no involucra inversiones por parte de ENAP. Durante el año 2019 no se realizaron actividades operativas.

Bloque Isla Norte - Con fecha 7 de noviembre de 2012 entró en vigencia el Contrato Especial de Operación (CEOP) para la exploración y explotación de yacimiento de hidrocarburos denominado Bloque Isla Norte, suscrito por el Estado de Chile, Geopark TdF (Operador) con una participación del 60% y la Empresa Nacional del Petróleo (ENAP) con una participación del 40%. Posteriormente, con fecha 3 de diciembre de 2012 se suscribió el Joint Operating Agreement (JOA) entre las partes para la operación del Bloque.

La inversión de ENAP en esta fase es de US\$ 1,3 millones. En agosto de 2015, el Ministerio de Energía aceptó la solicitud del Consorcio respecto de extender el primer ejercicio exploratorio por un ejercicio de 18 meses, para poder completar los estudios del bloque.

En Comités de Coordinación realizados en octubre y diciembre 2019, operador Geopark presenta el plan de trabajo del 2020 que no involucra inversiones por parte de ENAP. Durante el año 2019 no se realizaron actividades operativas.

Bloque Campanario - Con fecha 9 de enero de 2013 entró en vigencia el Contrato Especial de Operación (CEOP) para la exploración y explotación de yacimiento de hidrocarburos denominado Bloque Isla Norte, suscrito por el Estado de Chile, Geopark TdF (Operador) con una participación del 50% y la Empresa Nacional del Petróleo (ENAP) con una participación del 50%.

La inversión de ENAP en esta fase es de MUS\$ 2.900. En agosto de 2015, el Ministerio de Energía aceptó la solicitud del Consorcio respecto de extender el primer ejercicio exploratorio por un ejercicio de 18 meses, para poder 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 Comité de Coordinación de diciembre 2016, se presenta el plan de trabajo del 2017 donde finalizarán los estudios planificados para el 2016 y se continuará con el análisis de la información existente. Ello a fin de evaluar nuevos prospectos en Terciario, Tobífera y Springhill.

En Comités de Coordinación realizados en octubre y diciembre 2019, operador Geopark presenta el plan de trabajo del 2020 que no involucra inversiones por parte de ENAP el 2020. Durante el año 2019 no se realizaron actividades operativas.

Bloque San Sebastián - Con fecha 4 de enero de 2013 entró en vigencia el Contrato Especial de Operación (CEOP) para la exploración y explotación de yacimiento de hidrocarburos denominado Bloque San Sebastián, suscrito por el Estado de Chile, YPF Tierra del Fuego (Operador) con una participación del 40%, Wintershall con una participación del 10% y la Empresa Nacional del Petróleo (ENAP) con una participación del 50%.

En este CEOP, el socio soporta el 100% de la inversión en el primer ejercicio de exploración.

Durante diciembre de 2015 se revisó el estado del proyecto a la fecha y el paso del Consorcio al siguiente ejercicio. Wintershall y ENAP deciden no pasar al siguiente ejercicio. YPF continúa al segundo ejercicio exploratorio.

A la fecha, ENAP se encuentra en proceso de salida del bloque. Escritura de cesión entregada al ministerio. Se está a la espera de resolución/toma de razón por parte de Contraloría.

ENAP Y FILIALES
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS

Bloque Marazzi – Lago Mercedes - Con fecha 7 de enero de 2013 entró en vigencia el Contrato Especial de Operación (CEOP) para la exploración y explotación de yacimiento de hidrocarburos denominado Bloque San Sebastián, suscrito por el Estado de Chile, YPF Tierra del Fuego (Operador) con una participación del 50% y la Empresa Nacional del Petróleo (ENAP) con una participación del 50%.

En este CEOP, el socio soporta el 100% de la inversión en el primer ejercicio de exploración.

Durante el mes de diciembre de 2015 se revisó el estado del proyecto a la fecha y el paso del Consorcio al siguiente ejercicio. YPF y ENAP deciden no continuar al siguiente ejercicio.

Actualmente se encuentra en proceso de reversión del área al Estado y sin actividad a diciembre 2019.

18. OTROS NEGOCIOS

A continuación, se incluye un detalle de la información al 31 de diciembre de 2019 y 2018 de los estados financieros de los Otros Negocios, correspondientes a operaciones de explotación donde el Grupo ENAP explota en un 100% concesiones otorgadas por autoridades regionales y estatales de los países donde se realizan; los cuales forman parte del rubro Inversión en E&P del rubro propiedades, planta y equipos del Grupo:

Proyectos	Activo corriente		Activo no corriente		Pasivo corriente		Pasivo no corriente	
	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2018
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Paraíso, Biguno, Huachito (b)	13.370	8.994	45.746	39.546	41.795	35.430	1.239	934
Mauro Dávalos Cordero (b)	58.014	39.026	198.494	171.591	181.348	153.733	5.376	4.052
El Turbio Este (c)	230	1.484	2.062	2.191	1.765	3.637	811	1.377
Totales	71.614	49.504	246.302	213.328	224.908	192.800	7.426	6.363

Proyectos	Ingresos Ordinarios		Gastos Ordinarios		Resultado	
	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2018
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Pampa del Castillo (a)	(11)	64.445	160	49.586	703	(50)
Paraíso, Biguno, Huachito (b)	68.969	61.220	30.328	26.817	29.160	24.037
Mauro Dávalos Cordero (b)	122.994	92.641	48.854	39.083	49.424	33.923
El Turbio Este	-	1.014	113	45	(17.924)	(430)
Octans Pegaso	-	-	95	864	(5.455)	(1.399)
Totales	191.952	219.320	79.550	116.395	55.908	56.081

A continuación, se detallan las principales operaciones para las actividades de explotación.

a) Paraíso, Biguno, Huachito y Mauro Dávalos Cordero e Intracampos

Con fecha 28 de febrero de 2012, la Sucursal suscribió con la Secretaría de Hidrocarburos el contrato modificatorio número uno al contrato modificatorio al contrato de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos (petróleo crudo), en el Bloque Mauro Dávalos Cordero - MDC, mediante este instrumento se modificó la tarifa, así como otras definiciones pertinentes para la aplicación de dicha tarifa, manteniéndose inalteradas las demás cláusulas del contrato modificatorio suscrito entre las partes el 23 de noviembre de 2010.

ENAP Y FILIALES

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS

Con fecha 5 de julio de 2013, la Sucursal suscribió con la Secretaría de Hidrocarburos el contrato modificatorio número dos al contrato modificatorio al contrato de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos (petróleo crudo), en el Bloque Mauro Dávalos Cordero - MDC y número uno al contrato modificatorio al contrato de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos (petróleo crudo), en el Bloque Paraíso, Biguno, Huachito e Intracampos - PBHI, mediante este instrumento se modificaron las respectivas tarifas, así como otras definiciones pertinentes para la aplicación de las mencionadas tarifas, manteniéndose inalteradas las demás cláusulas de los contratos modificatorios suscritos entre las partes el 23 de noviembre de 2010.

Con fecha 17 de abril de 2014, la Sucursal suscribió con la Secretaría de Hidrocarburos el contrato modificatorio número dos al contrato modificatorio al contrato de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos (petróleo crudo), en el Bloque Paraíso, Biguno, Huachito e Intracampos - PBHI, mediante este instrumento se modificó la tarifa a cambio de un compromiso de inversiones adicionales manteniéndose inalteradas las demás cláusulas del contrato modificatorio suscrito entre las partes el 23 de noviembre de 2010.

La Sucursal en cumplimiento con lo acordado en el contrato suscrito el 17 de abril de 2014, realizó exploración en los pozos Inchi y Copal y con fecha 16 de abril de 2015, la Sucursal suscribió con la Secretaría de Hidrocarburos el contrato modificatorio número tres al contrato modificatorio de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos (petróleo crudo), en el Bloque Paraíso, Biguno, Huachito e Intracampos - PBHI a través del cual se fija la tarifa para el campo Inchi en US\$38.57 por cada barril neto, tarifa vigente a partir de que el precio del crudo según marcador WTI iguale o supere a los US\$63 por barril. Adicionalmente, se modifica el plazo hasta el año 2034, comprometiendo inversiones en un plan de desarrollo por US\$53.4 millones; dicho contrato fue inscrito en el Registro de Hidrocarburos el 29 de abril de 2015.

El 28 de diciembre de 2016, la Sucursal suscribió con la Secretaría de Hidrocarburos el contrato modificatorio número tres al contrato de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos (petróleo crudo), en el Bloque Mauro Dávalos Cordero - MDC, el cual fue inscrito en el Ministerio de Hidrocarburos en enero de 2017. A través de dicho instrumento se incrementó la tarifa T2 a US\$20.62 por barril y se incrementó el plazo de explotación del bloque, hasta el año 2034, a cambio de inversiones adicionales. Las demás cláusulas se mantienen inalteradas.

El 10 de enero de 2018, el precio de crudo según el marcador WTI superó los US\$63 por barril, por lo tanto, a partir del 11 de enero de 2018 se encuentra vigente lo establecido en el contrato modificatorio número tres del Bloque Paraíso, Biguno, Huachito e Intracampos - PBHI suscrito el 16 de abril de 2015, relacionado con: i) la contratista cumplirá las obligaciones establecidas en el Anexo 2 del Contrato Modificatorio número tres (compromisos de actividades de desarrollo del campo - varios iniciados en años anteriores), ii) el MERNNR iniciará el pago de la tarifa negociada de US\$38.57 por barril; y, iii) a partir de esa fecha se contarán 20 años hasta cuya terminación se extenderá el nuevo plazo de vigencia del contrato modificatorio.

El 13 de julio de 2018, la Sucursal suscribió con la Secretaría de Hidrocarburos el contrato modificatorio número cuatro al contrato de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos (petróleo crudo), en el Bloque Mauro Dávalos Cordero - MDC, el cual fue inscrito en el Ministerio de Hidrocarburos el 18 de julio de 2018. A través del mencionado instrumento se definió una nueva tarifa T3 de US\$25.20 por barril, a cambio de inversiones adicionales, para las producciones incrementales adicionales (por sobre curva base y curva incremental T2). Las demás cláusulas se mantienen inalteradas.

Pampa del Castillo - La Guitarra

Con fecha 25 de septiembre de 2001, Pecom Energía S.A. cedió a Enap Sipetrol Argentina S.A. el 100% de los derechos de la concesión de explotación del área hidrocarburíferas denominada Pampa del Castillo - La Guitarra, localizada en la provincia de Chubut, Argentina. Con fecha 15 de mayo de 2015 se firmó la extensión de la Concesión por otros 10 años, con vigencia hasta noviembre de 2026, y con una opción adicional de prórroga por 20 años más.

Con fecha 24 de julio de 2018, la filial Enap Sipetrol Argentina S.A. vendió su 88% de participación en el bloque Pampa del Castillo-La Guitarra, a la empresa argentina CAPEX S.A. operación, donde la empresa argentina adquiere la participación de Enap Sipetrol Argentina S.A. en la Concesión de Explotación por un precio de MUS\$ 33.449.

ENAP Y FILIALES
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS

b) El Turbio Este

Con fecha 5 de septiembre de 2017 mediante el Decreto 0774/2017, el Gobierno de la Provincia de Santa Cruz adjudicó el Permiso Exploración del área El turbio Este a Enap Sipetrol Argentina S.A..

Una vez producida la adjudicación mencionada, ENAP y ConocoPhillips Argentina Ventures S.R.L. suscribieron el 31 de enero de 2018, un Acuerdo de Operación Conjunta cuyos principios se replicaron en el Contrato de UTE para la exploración y explotación de hidrocarburos del área El Turbio Este. Las partes conformaron la UTE bajo la denominación Enap Sipetrol Argentina S.A.– Conoco Phillips Argentina Ventures S.R.L – Unión Transitoria EL Turbio Este, la misma fue inscripta en la Inspección General de Justicia con fecha 12 de abril de 2018, bajo el N° 66, Libro 2. Ambos socios acordaron que el Operador sería ENAP y en julio de 2018, las partes suscribieron el acuerdo de cesión del 50%.

Durante el ejercicio tramitó ante la Autoridad de Aplicación (Instituto de Energía de Santa Cruz) una extensión del período de exploración inicial que finalizaba en septiembre de 2020, obteniendo una extensión del plazo adicional de 4 años hasta septiembre de 2024.

19. PROPIEDADES DE INVERSIÓN

El movimiento de la Propiedades de Inversión es el siguiente:

	31.12.2019	31.12.2018
	<u>MUS\$</u>	<u>MUS\$</u>
Saldo inicial, neto	7.279	7.370
Gasto por depreciación	<u>(90)</u>	<u>(91)</u>
Saldo final	<u><u>7.189</u></u>	<u><u>7.279</u></u>

Las propiedades de inversión corresponden principalmente a terrenos y bienes inmuebles que son destinados a su explotación en régimen de arriendo operativo. La Empresa ha elegido el método del costo para medir sus propiedades de inversión después del reconocimiento inicial. El método de depreciación utilizado es lineal y el período de vida útil asignado a los bienes muebles es 10 años y a los bienes inmuebles 80 años.

ENAP Y FILIALES
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS
20. PASIVOS FINANCIEROS

El detalle de los pasivos financieros al 31 de diciembre de 2019 y 2018 es el siguiente:

Al 31 de diciembre de 2019

Rubro	Pasivos financieros mantenidos para negociar MUS\$	Pasivos financieros medidos a costo amortizado MUS\$	Derivados financieros de cobertura MUS\$	Total Otros Pasivos Financieros MUS\$
Otros pasivos financieros corrientes	-	712.491	51.321	763.812
Pasivos por arrendamientos, corrientes (Nota 15)	-	22.502	-	22.502
Cuentas por pagar comerciales y otra cuentas por pagar	-	608.427	-	608.427
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	-	3.063	-	3.063
Total pasivos financieros corrientes	-	1.346.483	51.321	1.397.804
Otros pasivos financieros, no corrientes	-	3.492.956	34.515	3.527.471
Pasivos por arrendamientos, no corrientes (Nota 15)	-	136.233	-	136.233
Otras cuentas por pagar, no corrientes	-	4.994	-	4.994
Total pasivos financieros no corriente	-	3.634.183	34.515	3.668.698

Al 31 diciembre de 2018

Rubro	Pasivos financieros mantenidos para negociar MUS\$	Pasivos financieros medidos a costo amortizado MUS\$	Derivados financieros de cobertura MUS\$	Total Otros Pasivos Financieros MUS\$
Otros pasivos financieros corrientes	-	991.307	46.013	1.037.320
Pasivos por arrendamientos, corrientes (Nota 15)	-	37.307	-	37.307
Cuentas por pagar comerciales y otra cuentas por pagar	-	811.497	-	811.497
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	-	18.665	-	18.665
Total pasivos financieros corrientes	-	1.858.776	46.013	1.904.789
Otros pasivos financieros, no corrientes	-	3.664.277	25.005	3.689.282
Pasivos por arrendamientos, no corrientes (Nota 15)	-	62.128	-	62.128
Otras cuentas por pagar, no corrientes	-	132	-	132
Total pasivos financieros no corriente	-	3.726.537	25.005	3.751.542

a) Derivados de cobertura

El Grupo ENAP, siguiendo la política de gestión de riesgos financieros descrita en la Nota 4, realiza contrataciones de derivados financieros para cubrir su exposición a la variación de tasas de interés, monedas (tipo de cambio) y commodities (crudo y productos importados).

Los derivados de tasas de interés son utilizados para fijar o limitar la tasa de interés variable de las obligaciones financieras y corresponden a swaps de tasa de interés.

Los derivados de monedas se utilizan para fijar la tasa de cambio del dólar respecto al peso (CLP) y Unidad de Fomento (U.F.), producto de inversiones u obligaciones existentes en monedas distintas al dólar. Estos instrumentos corresponden principalmente a Forwards y Cross Currency Swaps.

Los derivados de commodity se utilizan para cubrir la variación del precio de crudo ICE Brent durante el ciclo de inventario, es decir, desde el momento de su compra hasta el período de venta de los productos refinados a partir de dicho crudo. Los instrumentos derivados corresponden a Time Spread Swaps.

ENAP Y FILIALES
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS

i) Presentación de activos y pasivos - El desglose de los activos y pasivos de cobertura, atendiendo a la naturaleza de las operaciones, es el siguiente:

Activos de cobertura	31.12.2019		31.12.2018	
	Corriente MUS\$	No Corriente MUS\$	Corriente MUS\$	No Corriente MUS\$
Cobertura de tipo de cambio				
Cobertura de flujo de caja	-	1.121	8.850	8.496
Cobertura de tasa de interés				
Cobertura de flujo de caja	-	(719)	-	(1.950)
Garantías por Margin Call	-	800	-	1.950
Cobertura de diferencial WTI/ BRENT				
Cobertura de flujo de caja	-	-	-	-
Cobertura de Brent - TSS				
Cobertura de valor razonable	-	-	119.059	-
Totales	-	1.202	127.909	8.496

Pasivos de cobertura	31.12.2019		31.12.2018	
	Corriente MUS\$	No Corriente MUS\$	Corriente MUS\$	No Corriente MUS\$
Cobertura de tipo de cambio				
Cobertura de flujo de caja	14.507	34.515	45.659	25.005
Cobertura de diferencial WTI/ Brent				
Cobertura de flujo de caja	419	-	354	-
Cobertura de TSS				
Cobertura de valor razonable	36.395	-	-	-
Totales	51.321	34.515	46.013	25.005

ii) Valor razonable de derivados de cobertura

El detalle de la cartera de instrumentos de cobertura de Grupo ENAP es el siguiente:

Detalle de instrumentos de cobertura	Descripción de instrumento de cobertura	Descripción de instrumentos contra los que se cubre	Valor razonable de instrumentos contra los que se cubre	
			31.12.2019 MUS\$	31.12.2018 MUS\$
Cross-Currency Swap	Tipo de cambio y Tasa de interés	Obligaciones por bonos	(34.631)	(62.168)
SWAP	Tasa de interés	Préstamos bancarios	81	-
TSS	Petróleo crudo	Inventarios	(36.395)	119.059
SDI	Diferencial WTI -Brent	Inventarios	(419)	(354)
Forward	Tipo de cambio	Deudores comerciales	(13.270)	8.850
Totales			(84.634)	65.387

iii) Efecto en resultado de los derivados de coberturas

Los montos reconocidos en resultados y en resultados integrales al 31 de diciembre de 2019 y 2018, son los siguientes:

ENAP Y FILIALES
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS

Acumulado	
01.01.2019	01.01.2018
31.12.2019	31.12.2018
MUS\$	MUS\$

Abonos (cargos) reconocidos en Otros resultados integrales durante el ejercicio	1.415	8.799
Abonos (cargos) a resultados durante el ejercicio	46.025	(116.171)

iv) Otros antecedentes sobre instrumentos financieros

A continuación, se detallan los vencimientos de las coberturas

Al 31 de diciembre de 2019	Valor razonable MUS\$	Nacional						2025 y siguientes MUS\$	Total MUS\$
		2020 MUS\$	2021 MUS\$	2022 MUS\$	2023 MUS\$	2024 MUS\$			
Derivados financieros									
Cobertura de tipo de cambio									
Cobertura de flujo de caja	(47.901)	655.000	192.000	-	-	-	256.175	1.103.175	
Cobertura de tasa de interés									
Cobertura de flujo de caja	81	303.706	-	-	-	-	-	303.706	
Totales	<u>(47.820)</u>	<u>958.706</u>	<u>192.000</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>256.175</u>	<u>1.406.881</u>	

	Valor razonable MUS\$	Nacional						
Cobertura de SDI: Cobertura de flujo de caja			(419)					
Cobertura de TSS: Cobertura del valor razonable			<u>(36.395)</u>					

Al 31 de diciembre de 2018	Valor razonable MUS\$	Nacional					2024 y siguientes MUS\$	Total MUS\$
		2019 MUS\$	2020 MUS\$	2021 MUS\$	2022 MUS\$	2023 MUS\$		
Derivados financieros								
Cobertura de tipo de cambio								
Cobertura de flujo de caja	(53.318)	1.085.000	-	192.000	-	-	256.175	1.533.175
Cobertura de tasa de interés								
Cobertura de flujo de caja	-	-	303.706	-	-	-	-	303.706
Totales	<u>(53.318)</u>	<u>1.085.000</u>	<u>303.706</u>	<u>192.000</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>256.175</u>	<u>1.836.881</u>

	Valor razonable MUS\$	
Cobertura de SDI: Cobertura de flujo de caja		(354)
Cobertura de TSS: Cobertura del valor razonable		<u>119.059</u>

ENAP Y FILIALES
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS

El monto notional contractual de los contratos celebrados no representa el riesgo asumido por el Grupo ENAP, ya que este monto únicamente responde a la base sobre la que se realizan los cálculos de la liquidación del derivado.

v) Jerarquías del valor razonable

El Grupo ENAP calcula el valor razonable de los derivados financieros usando parámetros de mercado, los cuales son ajustados al perfil de vencimiento de cada operación.

Las operaciones forward que cubren la exposición al tipo de cambio de las cuentas por cobrar provenientes de las ventas facturadas en pesos chilenos son valoradas utilizando como referencia las curvas forward peso-dólar disponible en el mercado.

Las operaciones cross currency swap que cubren la exposición a la fluctuación del dólar de los pasivos financieros denominados en UF son valoradas como el valor presente de los flujos futuros en UF (activo) y US\$ (pasivo). Para calcular dichos valores presentes se utilizan curvas de tasas UF y LIBOR de mercado, las cuales son ajustadas a las fechas relevantes de los flujos contemplados en cada operación.

Las operaciones interest rate swap que cubren la exposición a la fluctuación de la tasa LIBOR de los pasivos financieros que devengan tasa variable en base LIBOR son valoradas como el valor presente de los flujos futuros. Para calcular dichos valores presentes se utilizan las curvas de tasas LIBOR de mercado, las cuales son ajustadas a las fechas relevantes de los flujos contemplados en cada operación.

Las operaciones de opciones sobre ICE Brent que cubren la exposición a la variación del precio internacional de las importaciones de petróleo crudo del Grupo ENAP son valoradas utilizando herramientas de cálculo proveídas por plataformas de información financiera. Dichas herramientas recogen las curvas de futuros de los precios del ICE Brent en el mercado, ajustándolas al perfil de vencimiento de cada operación.

Los instrumentos financieros reconocidos a valor razonable en el estado de posición financiera se clasifican según las siguientes jerarquías:

- Nivel 1 son precios cotizados (sin ajustar) en mercados activos para activos o pasivos que la entidad pueda acceder a la fecha de medición;
- Nivel 2 son entradas que no sean los precios cotizados incluidos en el Nivel 1, que sean observables para el activo o pasivo, ya sea directa o indirectamente, y
- Nivel 3 son datos significativos no observables en mercado para el activo o pasivo, sino mediante técnicas de valorización.

	Total 31.12.2019 MUS\$	Clasificación de instrumentos financieros		
		Nivel 1 MUS\$	Nivel 2 MUS\$	Nivel 3 MUS\$
Instrumentos financieros medidos a valor razonable				
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultado	-	-	-	-
Activos de cobertura: Cobertura de flujo de caja	1.202	-	1.202	-
Total	1.202	-	1.202	-
Pasivos de cobertura: Cobertura de flujo de caja	49.441	-	49.441	-
Pasivos de cobertura: Cobertura de valor razonable	36.395	-	36.395	-
Total	85.836	-	85.836	-

ENAP Y FILIALES
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS

	Total	Clasificación de instrumentos financieros		
	31.12.2018	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Instrumentos financieros medidos a valor razonable				
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultado	119.059	-	119.059	-
Activos de cobertura: Cobertura de flujo de caja	17.346	-	17.346	-
Total	136.405	-	136.405	-
Pasivos de cobertura: Cobertura de flujo de caja	71.018	-	71.018	-
Pasivos de cobertura: Cobertura de valor razonable	-	-	-	-
Total	71.018	-	71.018	-

b) Préstamos que devengan intereses

i) Resumen de préstamos - El resumen de los préstamos que devengan intereses al 31 de diciembre de 2019 y 2018, es el siguiente:

	Corriente		No Corriente	
	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2018
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Préstamos de entidades financieras	502.268	441.203	236.540	228.084
Obligaciones con el público	210.223	550.104	3.256.416	3.436.193
Totales	712.491	991.307	3.492.956	3.664.277

ii) Detalle de Préstamos que devenga intereses - El desglose por moneda y vencimiento de los préstamos de entidades financieras (garantizados y no garantizados) que incluyen intereses devengados al 31 de diciembre de 2019 y 2018, es el siguiente:

Al 31 de diciembre de 2019					Corriente			No Corriente			
Nombre	Pago de intereses	Tasa nominal	Tasa efectiva	Valor nominal MUS\$	Hasta 3 meses	+ 3 meses hasta 1 año	Total	+ 1 año hasta 3 años	+ 3 años hasta 5 años	+ de 5 años	Total
					MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
BNP Paribas (Cesce) (1)	Semestral	4,07%	4,07%	68.682	-	7.157	7.157	3.572	-	-	3.572
The Bank of New York Mellon (2)	Trimestral	Libor + 1,85%	3,76%	150.000	10.676	30.000	40.676	29.612	-	-	29.612
The Bank of Nova Scotia (3)	Trimestral	Libor + 1,40%	3,31%	80.000	5.499	16.000	21.499	26.356	-	-	26.356
The Bank of Nova Scotia (4)	Trimestral	Libor + 1,125%	3,03%	100.000	-	-	-	-	100.000	-	100.000
Bank of America, N.A. (5)	Trimestral	Libor + 0,85%	3,03%	77.000	195	-	195	-	77.000	-	77.000
Scotiabank Chile	Vencimiento	2,04%	2,04%	50.000	-	50.037	50.037	-	-	-	-
Banco de Chile	Vencimiento	2,45%	2,45%	160.000	161.654	-	161.654	-	-	-	-
Itaú Corpbanca	Vencimiento	2,40%	2,40%	120.000	-	120.962	120.962	-	-	-	-
Banco de Crédito e Inversiones	Vencimiento	2,24%	2,24%	100.000	-	100.088	100.088	-	-	-	-
Totales					178.024	324.244	502.268	59.540	177.000	-	236.540

ENAP Y FILIALES

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS

Al 31 diciembre de 2018

Nombre	Pago de intereses	Tasa nominal	Tasa efectiva	Valor nominal MUS\$	Corriente			No Corriente				
					Hasta 3 meses MUS\$	+ 3 meses hasta 1 año MUS\$	Total MUS\$	+ 1 año hasta 3 años MUS\$	+ 3 años hasta 5 años MUS\$	+ de 5 años MUS\$	Total MUS\$	
BNP Paribas (Cesce) (1)	Semestral	2,87%	5,19%	68.682	-	7.086	7.086	10.755	-	-	-	10.755
The Bank of New York Mellon (2)	Trimestral	Libor + 1,85%	4,66%	150.000	11.093	30.000	41.093	69.602	-	-	-	69.602
The Bank of Nova Scotia (3)	Trimestral	Libor + 1,40%	4,21%	80.000	5.505	16.000	21.505	42.424	5.303	-	-	47.727
The Bank of Nova Scotia (4)	Trimestral	Libor + 1,125%	3,93%	100.000	53	-	53	-	100.000	-	-	100.000
Banco Itaú Argentina S.A.	Vencimiento	3,90%	3,90%	32.000	41.678	-	41.678	-	-	-	-	-
BBVA - Banco Francés S.A.	Vencimiento	6,00%	6,00%	29.500	16.112	-	16.112	-	-	-	-	-
Scotiabank Chile	Vencimiento	2,87%	2,87%	50.000	-	50.617	50.617	-	-	-	-	-
Banco de Chile	Vencimiento	2,85%	2,85%	160.000	-	161.754	161.754	-	-	-	-	-
Itaú Corpbanca	Vencimiento	3,03%	3,03%	100.000	-	101.305	101.305	-	-	-	-	-
Totales					74.441	366.762	441.203	122.781	105.303	-	-	228.084

Las tasas de interés nominal informadas son anuales.

Otros antecedentes relacionados a los préstamos de entidades financieras vigentes el 31 de diciembre de 2019:

Nombre	Rut	Moneda	País	Sociedad	Rut	País	Garantía
BNP Paribas (Cesce) (1)	0-E	Dólares	España	ENAP	92604000-6	Chile	No Garantizada
The Bank of New York Mellon (2)	0-E	Dólares	EE.UU.	Enap Sipetrol Argentina S.A.	0-E	Argentina	Garantizada Enap Matriz
The Bank of Nova Scotia (3)	0-E	Dólares	Canadá	Enap Sipetrol Argentina S.A.	0-E	Argentina	Garantizada Enap Matriz
The Bank of Nova Scotia (4)	0-E	Dólares	Canadá	Enap Sipetrol Argentina S.A.	0-E	Argentina	Garantizada Enap Matriz
Bank of America, N.A. (5)	0-E	Dólares	Argentina	Enap Sipetrol Argentina S.A.	0-E	Argentina	Garantizada Enap Matriz
Scotiabank Chile	97.018.000-1	Dólares	Chile	ENAP	92604000-6	Chile	No Garantizada
Banco de Chile	97.004.000-5	Dólares	Chile	ENAP	92604000-6	Chile	No Garantizada
Itaú Corpbanca	97.023.000-9	Dólares	Chile	ENAP	92604000-6	Chile	No Garantizada
Banco de Crédito e Inversiones	Dólares	Dólares	Chile	ENAP	92604000-6	Chile	No Garantizada

Otros antecedentes relacionados a los préstamos de entidades financieras vigentes al 31 de diciembre de 2018:

Nombre	Rut	Moneda	País	Sociedad	Rut	País	Garantía
BNP Paribas (Cesce) (1)	0-E	Dólares	España	ENAP	92604000-6	Chile	No Garantizada
The Bank of New York Mellon (2)	0-E	Dólares	EE.UU.	Enap Sipetrol Argentina S.A.	0-E	Argentina	Garantizada Enap Matriz
The Bank of Nova Scotia (3)	0-E	Dólares	Canadá	Enap Sipetrol Argentina S.A.	0-E	Argentina	Garantizada Enap Matriz
The Bank of Nova Scotia (4)	0-E	Dólares	Canadá	Enap Sipetrol Argentina S.A.	0-E	Argentina	Garantizada Enap Matriz
Banco Itaú Argentina S.A.	0-E	Dólares	Argentina	Enap Sipetrol Argentina S.A.	0-E	Argentina	No Garantizada
BBVA - Banco Francés S.A.	0-E	Dólares	Argentina	Enap Sipetrol Argentina S.A.	0-E	Argentina	No Garantizada
Scotiabank Chile	97.018.000-1	Dólares	Chile	ENAP	92604000-6	Chile	No Garantizada
Banco de Chile	97.004.000-5	Dólares	Chile	ENAP	92604000-6	Chile	No Garantizada
Itaú Corpbanca	97.023.000-9	Dólares	Chile	ENAP	92604000-6	Chile	No Garantizada

(1) BANCO BNP PARIBAS Y SOCIÉTÉ GÉNÉRALE

Con fecha 2010, ENAP suscribió dos contratos de crédito con los bancos BNP Paribas y Société Générale por MUS\$68.682 y MUS\$100.000 donde participan cada uno con el 50%, para construir la planta de alquilación en Refinería Aconcagua, ambos créditos funcionan como líneas comprometidas de fondo, de las cuales se pueden realizar giros parciales cuando se cumplan ciertas condiciones. Tasas de interés anual 4,07% y Libor + 150 puntos base, con vencimientos los años 2021 y 2017, respectivamente. El préstamo correspondiente al Banco Société Générale se terminó de amortizar en octubre de 2017.

(2) BANK OF NEW YORK MELLON

Con fecha 6 de julio de 2016, Enap Sipetrol Argentina S.A. firmó un contrato de crédito para financiar el Proyecto Incremental Área Magallanes (PIAM) con Citibank, N.A. ("Citi") y Banco Bilbao Vizcaya Argentaria, S.A. ("BBVA"), con The Bank of New York Mellon como agente administrativo. El contrato cuenta con garantía de ENAP. El monto asciende a la suma de hasta 150 millones de dólares, los que podrán ser desembolsados escalonadamente a requerimiento de nuestra Empresa durante un año. El plazo de pago es de 5 años (con un período de gracia de 18 meses) y la tasa pactada es LIBOR trimestral más 1,85% de margen aplicable.

ENAP Y FILIALES NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS

(3) THE BANK OF NOVA SCOTIA

Con fecha 3 de marzo de 2017, Enap Sipetrol Argentina S.A. firmó un contrato de crédito con The Bank of Nova Scotia, como segundo financiamiento del Proyecto Incremental Área Magallanes (PIAM) por MUS\$80.000. El contrato cuenta con garantía de ENAP. El crédito tiene un período de disponibilidad de 6 meses para realizar los desembolsos. El plazo de pago es de 5 años, con amortizaciones trimestrales iguales a partir del mes 18, la tasa pactada es LIBOR trimestral más 1,4% de margen aplicable.

(4) THE BANK OF NOVA SCOTIA

Con fecha 21 de septiembre de 2018, Enap Sipetrol Argentina S.A. firmó un contrato de crédito con The Bank of Nova Scotia por MUS\$100.000, el que cuenta con garantía de ENAP. El plazo de pago es de 5 años, con amortización al vencimiento, la tasa pactada es LIBOR trimestral más 1,125% de margen aplicable.

(5) BANK OF AMERICA, N.A.

Con fecha 26 de agosto de 2019, Enap Sipetrol Argentina S.A. firmó un contrato de crédito con Bank of America, N.A., por MUS\$90.000, el que cuenta con garantía de ENAP, recibiendo el 28 de agosto el primer desembolso por US\$77 millones, el remanente será solicitado de acuerdo a los requerimientos de la Empresa. El plazo de pago es de 5 años, con amortización al vencimiento, la tasa pactada es LIBOR trimestral más 0,85% de margen por año.

iii) Detalle de obligaciones con el público

El detalle y vencimientos de las obligaciones con el público al 31 de diciembre de 2019 y 2018, clasificadas en corriente y no corriente, se presentan en cuadro adjunto:

Al 31 de diciembre de 2019

Descripción	País	Moneda	Valor Nominal (Miles)	Tasa Nominal	Tasa Efectiva	Corriente			No Corriente			
						Hasta 3 meses MUS\$	+3 meses a 1 año MUS\$	Total MUS\$	+1 año a 3 años MUS\$	+3 años a 5 años MUS\$	+5 años MUS\$	Total MUS\$
Tipo 144 A (b.2)	EEUU	US\$	174.411	5,25%	5,46%	3.429	174.411	177.840	-	-	-	-
Tipo 144 A (b.3)	EEUU	US\$	410.281	4,75%	5,12%	-	1.430	1.430	407.997	-	-	407.997
B-ENAP - E (a.2)	Chile	UF	4.000	3,70%	4,28%	-	1.425	1.425	-	-	145.843	145.843
Tipo 144 A (b.4)	EEUU	US\$	600.000	4,38%	4,56%	-	4.494	4.494	-	595.878	-	595.878
Tipo 144 A (b.5)	EEUU	US\$	700.000	3,75%	5,50%	10.714	-	10.714	-	-	610.653	610.653
B-ENAP - F (a.3)	Chile	UF	6.500	2,05%	2,20%	-	743	743	-	-	247.115	247.115
Tipo 144 A (b.6)	EEUU	US\$	600.000	4,50%	4,74%	8.085	-	8.085	-	-	577.131	577.131
Tipo 144 A (b.7)	EEUU	US\$	680.000	5,25%	5,38%	5.492	-	5.492	-	-	671.799	671.799
Totales						27.720	182.503	210.223	407.997	595.878	2.252.541	3.256.416

Al 31 diciembre de 2018

Descripción	País	Moneda	Valor Nominal (Miles)	Tasa Nominal	Tasa Efectiva	Corriente			No Corriente			
						Hasta 3 meses MUS\$	+3 meses a 1 año MUS\$	Total MUS\$	+1 año a 3 años MUS\$	+3 años a 5 años MUS\$	+5 años MUS\$	Total MUS\$
B-ENAP - B (a.1)	Chile	UF	9.750	4,55%	4,28%	395.096	-	395.096	-	-	-	-
Tipo 144 A (b.1)	EEUU	US\$	115.308	6,25%	6,58%	3.467	115.223	118.690	-	-	-	-
Tipo 144 A (b.2)	EEUU	US\$	174.411	5,25%	5,46%	3.725	-	3.725	173.955	-	-	173.955
Tipo 144 A (b.3)	EEUU	US\$	410.281	4,75%	5,12%	-	1.392	1.392	406.814	-	-	406.814
B-ENAP - E (a.2)	Chile	UF	4.000	3,70%	4,28%	-	1.511	1.511	-	-	152.917	152.917
Tipo 144 A (b.4)	EEUU	US\$	600.000	4,38%	4,56%	-	4.518	4.518	-	-	595.053	595.053
Tipo 144 A (b.5)	EEUU	US\$	700.000	3,75%	5,50%	10.758	-	10.758	-	-	598.440	598.440
B-ENAP - F (a.3)	Chile	UF	6.500	2,05%	2,20%	-	785	785	-	-	259.445	259.445
Tipo 144 A (b.6)	EEUU	US\$	600.000	4,50%	4,74%	8.175	-	8.175	-	-	576.228	576.228
Tipo 144 A (b.7)	EEUU	US\$	680.000	5,25%	5,38%	5.454	-	5.454	-	-	673.341	673.341
Totales						426.675	123.429	550.104	580.769	-	2.855.424	3.436.193

ENAP Y FILIALES

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS

Otros antecedentes relacionados a las obligaciones con el público vigentes al 31 de diciembre de 2019:

Nombre Acreedor	Rut	Tipo de Colocación	Empresa	País	Rut	Pago Intereses	Amortización Capital	Fecha de Vencimiento	Garantía
(b.2) Bank of New York Mellon	0-E	Extranjera	ENAP	Chile	92.604.000-6	Semestral	Al vencimiento	10-08-2020	Sin Garantía
(b.3) Bank of New York Mellon	0-E	Extranjera	ENAP	Chile	92.604.000-6	Semestral	Al vencimiento	06-12-2021	Sin Garantía
(a.2) Banco de Chile	97.004.000-5	Nacional	ENAP	Chile	92.604.000-6	Semestral	Al vencimiento	01-10-2033	Sin Garantía
(b.4) Bank of New York Mellon	0-E	Extranjera	ENAP	Chile	92.604.000-6	Semestral	Al vencimiento	30-10-2024	Sin Garantía
(b.5) Bank of New York Mellon	0-E	Extranjera	ENAP	Chile	92.604.000-6	Semestral	Al vencimiento	05-08-2026	Sin Garantía
(a.3) Banco de Chile	97.036.000-K	Nacional	ENAP	Chile	92.604.000-6	Semestral	Al vencimiento	08-05-2027	Sin Garantía
(b.6) Bank of New York Mellon	0-E	Extranjera	ENAP	Chile	92.604.000-6	Semestral	Al vencimiento	14-09-2047	Sin Garantía
(b.7) Bank of New York Mellon	0-E	Extranjera	ENAP	Chile	92.604.000-6	Semestral	Amortizable	06-11-2029	Sin Garantía

Otros antecedentes relacionados a las obligaciones con el público vigentes al 31 de diciembre de 2018:

Nombre Acreedor	Rut	Tipo de Colocación	Empresa	País	Rut	Pago Intereses	Amortización Capital	Fecha de Vencimiento	Garantía
(a.1) Banco de Chile	97.004.000-5	Nacional	ENAP	Chile	92.604.000-6	Semestral	Al vencimiento	12-01-2019	Sin Garantía
(b.1) Bank of New York Mellon	0-E	Extranjera	ENAP	Chile	92.604.000-6	Semestral	Al vencimiento	08-07-2019	Sin Garantía
(b.2) Bank of New York Mellon	0-E	Extranjera	ENAP	Chile	92.604.000-6	Semestral	Al vencimiento	10-08-2020	Sin Garantía
(b.3) Bank of New York Mellon	0-E	Extranjera	ENAP	Chile	92.604.000-6	Semestral	Al vencimiento	06-12-2021	Sin Garantía
(a.2) Banco de Chile	97.004.000-5	Nacional	ENAP	Chile	92.604.000-6	Semestral	Al vencimiento	01-10-2033	Sin Garantía
(b.4) Bank of New York Mellon	0-E	Extranjera	ENAP	Chile	92.604.000-6	Semestral	Al vencimiento	30-10-2024	Sin Garantía
(b.5) Bank of New York Mellon	0-E	Extranjera	ENAP	Chile	92.604.000-6	Semestral	Al vencimiento	05-08-2026	Sin Garantía
(a.3) Banco de Chile	97.036.000-K	Nacional	ENAP	Chile	92.604.000-6	Semestral	Al vencimiento	08-05-2027	Sin Garantía
(b.6) Bank of New York Mellon	0-E	Extranjera	ENAP	Chile	92.604.000-6	Semestral	Al vencimiento	14-09-2047	Sin Garantía
(b.7) Bank of New York Mellon	0-E	Extranjera	ENAP	Chile	92.604.000-6	Semestral	Amortizable	06-11-2029	Sin Garantía

a) Bonos Nacionales

1. Con fecha 15 de enero de 2009, la Empresa inscribió en el Registro de Valores de la Comisión para el Mercado Financiero, bajo el N°303, la emisión de bonos reajustables en unidad de fomento (U.F.), en el mercado local.

La colocación del bono en el mercado local se efectuó durante el mes de enero de 2009 y fue por monto de UF 9.750.000. El plazo de vencimiento es de 10 años, los pagos de intereses son semestrales, la tasa de interés es de pago UF + 4,33% anual.

Este bono fue amortizado en su totalidad a la fecha de su vencimiento, el día 12 de enero de 2019.

2. Con fecha 17 de enero de 2013, la Empresa efectuó una colocación de bonos reajustables en unidad de fomento (U.F.), en el mercado local, con cargo a la línea inscrita en el Registro de Valores de la Comisión para el Mercado Financiero, bajo el N°585, de fecha 7 de mayo de 2009 por monto de UF 6.000.000 de la cual está pendiente.

-Bonos Serie E, por un monto de UF 4.000.000 a un plazo de 21 años, con una sola amortización final el 1° de octubre de 2033 y pagos de intereses semestrales. La tasa de interés de cupón es de 3,7% anual, y la tasa de colocación fue de 4,09% anual.

3. Con fecha 18 de mayo de 2017, la Empresa efectuó una colocación de bonos reajustables en unidad de fomento (U.F.), en el mercado local, con cargo a la línea inscrita en el Registro de Valores de Comisión para el Mercado Financiero, bajo el N°823, de fecha 16 de octubre de 2015.

La colocación de bonos fue por monto de UF 6.500.000, a un plazo de 10 años, con una sola amortización final el 8 de mayo de 2027 y pagos de intereses semestrales. La tasa de interés de cupón es de 2,05% anual, y la tasa de colocación fue de 1,87% anual.

b) Bonos Internacionales:

1. Con fecha 08 de julio de 2009, ENAP efectuó emisión y colocación de bonos del tipo 144 A en el mercado estadounidense, a una tasa de interés de 6,25% anual por un monto de MUS\$ 300.000

El plazo de vencimiento es a 10 años. Los pagos de intereses son semestrales y la amortización del capital se realizará al vencimiento. Con fecha 05 de agosto de 2016 se hizo un prepago de capital por MUS\$ 184.692 y con fecha 08 de julio de 2019 se pagó el saldo por MUS\$ 115.308.

ENAP Y FILIALES
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS

2. Con fecha 5 de agosto de 2010, ENAP efectuó la emisión y colocación de un bono del tipo 144 A en el mercado estadounidense, a una tasa de interés de 5,25% anual por un monto de MUS\$ 500.000.

El plazo de vencimiento es a 10 años. Los pagos de intereses son semestrales y la amortización del capital se realizará al vencimiento. Con fecha 05 de agosto de 2016 se hizo un prepagó de capital por MUS\$ 325.589.

3. Con fecha 1 de diciembre de 2011, ENAP efectuó la emisión y colocación de un bono del tipo 144 A en el Mercado estadounidense, a una tasa de interés de 4,75% anual por un monto de MUS\$ 500.000.

El plazo de vencimiento es a 10 años. Los pagos de intereses son semestrales y la amortización del capital se realizará al vencimiento. Con fecha 05 de agosto de 2016 se hizo un prepagó de capital por MUS\$ 89.719.

4. Con fecha 27 de octubre de 2014, ENAP efectuó la emisión y colocación de un bono del tipo 144 A en el Mercado estadounidense, a una tasa de interés de 4,375% anual por un monto de MUS\$ 600.000.

El plazo de vencimiento es a 10 años. Los pagos de intereses son semestrales y la amortización del capital se realizará al vencimiento.

5. Con fecha 05 de agosto de 2016, ENAP efectuó la emisión y colocación de un bono del tipo 144 A en el Mercado estadounidense, a una tasa de interés de 3,75% anual por un monto de MUS\$ 700.000.

El plazo de vencimiento es a 10 años. Los pagos de intereses son semestrales y la amortización del capital se realizará al vencimiento.

6. Con fecha 14 de septiembre de 2017, ENAP efectuó la emisión y colocación de un bono del tipo 144 A en el Mercado estadounidense, a una tasa de interés de 4,50% anual por un monto de MUS\$ 600.000.

El plazo de vencimiento es a 30 años. Los pagos de intereses son semestrales y la amortización del capital se realizará al vencimiento.

7. Con fecha 06 de noviembre de 2018, ENAP efectuó la emisión y colocación de un bono del tipo 144 A en el Mercado estadounidense, a una tasa de interés de 5,25% anual por un monto de MUS\$ 680.000. Los pagos de intereses son semestrales y el pago de capital se realizará en tres cuotas iguales en los años 2027, 2028 y 2029.

El plazo de vencimiento es de 11 años, con pagos semestrales de intereses y amortización de capital en tres cuotas durante los últimos tres años de vigencia de los bonos.

21. CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR

a) El detalle del rubro al 31 de diciembre de 2019 y 2018 es el siguiente:

	Corriente		No Corriente	
	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2018
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Acreeedores comerciales	592.871	791.446	447	132
Acreeedores varios	10.536	12.428	-	-
Otras cuentas por pagar	5.020	7.623	4.547	-
Totales	608.427	811.497	4.994	132

Detalle de vencimientos futuros

ENAP Y FILIALES
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS

	31.12.2019	31.12.2018
	MUS\$	MUS\$
Hasta 30 días	585.350	799.014
Entre 31 y 60 días	3.410	2.281
Entre 61 y 90 días	1.730	4.348
Entre 91 y 180 días	4.014	5.180
Mas de 180 días	13.925	674
Totales	608.429	811.497

22. OTRAS PROVISIONES

i) Detalle - El desglose de este rubro al 31 de diciembre de 2019 y 2018, es el siguiente:

Concepto	Corriente		No Corriente	
	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2018
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Desmantelamiento, costos restauración y rehabilitación (a)	-	-	134.399	149.191
Contratos onerosos	-	-	7.300	9.723
Otras provisiones	2.447	2.600	1.762	1.709
Totales	2.447	2.600	143.461	160.623

a) Corresponde a los costos estimados futuros por concepto de remediaciones medio ambientales, plataformas y pozos, y que permitirán, al término de las concesiones, dejar en condiciones de reutilizar para otros fines las zonas de explotación. Esta provisión es calculada y contabilizada a valor presente, tasa de descuento 6,4% en E&P Magallanes y 8,11% en Sipetrol Argentina.

ii) Movimiento: El movimiento del ejercicio de las provisiones detalladas por concepto, es el siguiente:

	Desmant. costos reestructuración rehabilitación	Contratos onerosos	Otras provisiones	Total
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2019	149.191	9.723	4.309	163.223
Provisiones adicionales	11.881	-	1.162	13.043
Provisión utilizada	(2.318)	(2.423)	(1.301)	(6.042)
Reverso de provisión	(24.355)	-	-	(24.355)
Otros incremento (decremento)	-	-	39	39
Saldo final al 31 de diciembre de 2019	134.399	7.300	4.209	145.908

ENAP Y FILIALES
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS

	Desmant. costos reestructuración rehabilitación	Contratos onerosos	Otras provisiones	Total
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2018	117.781	9.723	2.851	130.355
Provisiones adicionales	40.520	-	1.482	42.002
Provisión utilizada	(2.954)	-	-	(2.954)
Reverso de provisión	(6.156)	-	-	(6.156)
Otro incremento (decremento)	-	-	(24)	(24)
Saldo final al 31 de diciembre de 2018	<u>149.191</u>	<u>9.723</u>	<u>4.309</u>	<u>163.223</u>

23. PROVISIONES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS

El detalle de las provisiones por beneficios a los empleados por el año terminado al 31 de diciembre de 2019 y 2018, es el siguiente:

Concepto:	Corriente		No Corriente	
	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2018
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Indemnización por años de servicios (a)	7.146	11.181	60.335	69.716
Programas de retiro y reestructuración	11.356	35.432	-	-
Participación en utilidades y bonos del personal (b)	37.900	31.705	-	-
Provisión de vacaciones	16.374	20.235	-	-
Otros beneficios (c)	8.232	8.180	-	-
Totales	<u>81.008</u>	<u>106.733</u>	<u>60.335</u>	<u>69.716</u>

- a) Corresponde a las indemnizaciones por años de servicios a todo evento que el Grupo ENAP mantiene con los trabajadores, que se detallan en los contratos colectivos vigentes a la fecha. El pasivo reconocido en el balance correspondiente a los planes de beneficios definidos brindados a los trabajadores es el valor presente de las obligaciones por dichos beneficios definidos (IAS) a la fecha de presentación de los estados financieros consolidados.

La obligación por IAS, es calculada anualmente basada en un modelo actuarial elaborado por un actuario independiente, empleando el método de la Unidad de Crédito Proyectada. El valor presente de las obligaciones por IAS, se determina descontando los flujos futuros estimados utilizando para ello la tasa de interés del bono corporativo serie E en UF nominado en la moneda en que se pagarán los beneficios y considerando los plazos de vencimiento de las obligaciones.

- b) Corresponden a participación en utilidades en la sucursal Ecuador, establecidas por ley; bono renta variable asociados a la producción de las refinerías Aconcagua y Bío - Bío, el cual se encuentra establecido en los contratos colectivos vigentes y participación en utilidades y otros beneficios establecidos en los convenios colectivos y contratos de trabajo según sea el caso.
- c) Las imputaciones registradas en este rubro corresponden a otros beneficios al personal como, gratificaciones, aguinaldo, bono vacaciones, etc.

ENAP Y FILIALES
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS

23.1 Movimiento de provisiones por beneficios a los empleados corriente - El movimiento de las otras provisiones por beneficios a los empleados corriente es el siguiente:

Al 31 de diciembre de 2019

	Corriente					Total MUSS
	Indemnización por años de servicios MUSS	Programa de retiro y reestructurac. MUSS	Participación en utilidades y Bonos del personal MUSS	Provisión vacaciones MUSS	Otros provisiones MUSS	
Saldo inicial al 01 de enero de 2019	11.181	35.432	31.705	20.235	8.180	106.733
Provisiones adicionales	1.246	1.515	28.216	4.971	8.083	44.031
Provisión utilizada	(13.137)	(25.309)	(22.819)	(8.634)	(8.946)	(78.845)
Traspaso de provisión desde no corriente	7.298	-	-	-	-	7.298
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera	558	(282)	798	(198)	915	1.791
Saldo final al 31 de diciembre de 2019	7.146	11.356	37.900	16.374	8.232	81.008

Al 31 de diciembre de 2018

	Corriente					Total MUSS
	Indemnización por años de servicios MUSS	Programa de retiro y reestructurac. MUSS	Participación en utilidades y bonos variable MUSS	Provisión vacaciones MUSS	Otras provisiones MUSS	
Saldo inicial al 01 de enero de 2018	12.750	-	23.501	19.442	4.151	59.844
Provisiones adicionales	6.291	35.432	50.049	14.529	19.271	125.572
Provisión utilizada	(11.782)	-	(40.493)	(12.936)	(14.764)	(79.975)
Traspaso de provisión desde no corriente	9.004	-	-	-	-	9.004
Traspaso a Plan ajuste dotación	(4.500)	-	-	-	-	(4.500)
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera	(582)	-	(1.352)	(800)	(478)	(3.212)
Saldo final al 31 de diciembre de 2018	11.181	35.432	31.705	20.235	8.180	106.733

Nota: Formando parte de la provisión utilizada de "Participación en utilidades y bonos" se incluye la participación obligatoria al Estado de Ecuador y contratistas de Ecuador.

Plan de Participación en Utilidades y Bonos - La entidad reconoce un pasivo y un gasto para bonos y participación en las utilidades, en base a una fórmula que tiene en cuenta el resultado del período después de realizar ciertos ajustes. Se reconoce una provisión cuando la entidad, se encuentra obligada por medio de los convenios colectivos del personal o contractualmente.

23.2 Movimiento de la Indemnización por años de servicios (IAS) no corriente

El movimiento de la provisión por IAS asociado a costos por servicios presentes y pasados, como de intereses son reconocidos inmediatamente en Resultados, Las pérdidas y ganancias actuariales provenientes de ajustes y cambios en los supuestos actuariales, son reconocidas en Patrimonio en el período en el cual se generan, el detalle de las IAS no corriente es el siguiente:

ENAP Y FILIALES
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS

Movimiento:	No Corriente	
	31.12.2019	31.12.2018
	MUS\$	MUS\$
Saldo inicial	69.716	96.444
Costos por servicios	820	869
Costos por intereses	3.967	5.169
Pérdidas actuariales	(415)	159
Beneficios pagados	(2.958)	(12.211)
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera	(3.497)	(12.303)
Traspaso al corriente	(7.298)	(8.411)
Totales	60.335	69.716

Beneficios por Terminación - Las indemnizaciones por cese, se pagan cuando la relación laboral es terminada antes de la fecha normal de jubilación. Se reconocen los beneficios por terminación de acuerdo con los convenios colectivos vigentes. Los beneficios con vencimiento superior a 12 meses posterior al final del período de referencia se descuentan a su valor actual.

23.3 Hipótesis actuariales

Las hipótesis actuariales en la determinación de la indemnización por años de servicios no corriente son las siguientes:

Hipótesis:	31.12.2019	31.12.2018
Tasa de descuento Chile	5,37%	5,37%
Tasa de descuento Ecuador	4,25%	4,25%
Tasa esperada de incremento inicial salarial Chile	4,70%	4,70%
Tasa esperada de incremento inicial salarial Ecuador	1,50%	1,50%
Tasa de retiro voluntario Chile	2,29%	2,29%
Tasa de retiro voluntario Ecuador	1,50%	1,50%
Tasa de rotación por despido Chile	0,10%	0,10%
Tasa de rotación por despido Ecuador	8,73%	8,73%
Tabla de mortalidad Chile	RV-2014	RV-2014
Tabla de mortalidad Ecuador	IESS2002	IESS2002
Edad de jubilación de mujeres	60	60
Edad de jubilación de hombres	65	65

La Empresa realiza anualmente una revisión de sus hipótesis actuariales de acuerdo a NIC 19 “Beneficios a los empleados”, la tasa de descuento nominal aplicada por referencia a nuevas curvas de tasas de interés de mercado se actualizó a fines de 2018. Ver efecto de sensibilidad en Nota 23.4.-

Los supuestos de mortalidad fueron determinados, de acuerdo a los consejos actuariales de nuestro actuario independiente, conforme la información disponible y representativa del país. Los supuestos de rotación surgen del análisis interno de la administración de la Empresa.

ENAP Y FILIALES
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS
23.4 Análisis de sensibilidad

El siguiente cuadro muestra los efectos de la sensibilización al 31 de diciembre de 2019 en la tasa de descuento utilizada para determinar el valor actuarial de la provisión de IAS:

Chile	Valor contable	Análisis de sensibilidad	
Valor actuarial MUS\$	64.845	69.304	61.157
Tasa de Descuento	5,37%	4,37%	6,37%
Sensibilidad porcentual	-	-19,00%	19,00%
Sensibilidad en MUS\$	-	4.459	(3.688)

Ecuador	Valor contable	Análisis de sensibilidad	
Valor actuarial MUS\$	2.636	2.658	2.614
Tasa de Descuento	4,21%	3,21%	5,21%
Sensibilidad porcentual	-	-24,00%	24,00%
Sensibilidad en MUS\$	-	22	(22)

24. PATRIMONIO
a) Cambios en el patrimonio:

Aumento de capital - Con fecha 03 de agosto de 2018, el Ministerio de Hacienda, mediante Decreto Supremo N°1639 de fecha 06 de noviembre de 2017, materializó un aporte extraordinario de capital a la Empresa por un monto de MUS\$ 400.000, según el artículo 6° transitorio de la Ley N°21.025.

Política de reparto de dividendos - La política de reparto de utilidad que rige a ENAP, establecida mediante Resolución del Ministerio de Hacienda N°25 de 11 de agosto de 2005, a través del cual se estableció que ENAP debe traspasar un mínimo de recursos al Fisco, ya sea como impuesto a la renta (40%) y/o como anticipo de utilidades, correspondiente a un 14% de rentabilidad sobre el patrimonio, con utilidades retenidas de períodos anteriores.

Por Oficio Ord. N° 1292 del 15 de septiembre de 2012, el Ministerio de Hacienda, resolvió autorizar una política de distribución de utilidades con el objetivo de contribuir a la estabilidad y recomposición de la Empresa, la cual establece la obligación de mantener la revisión de la situación financiera de la Empresa, para decidir si corresponde autorizar la capitalización de las utilidades de las filiales y de la matriz, en tanto se mantenga la situación de pérdida tributaria, esta revisión se realiza anualmente en forma consistente desde la promulgación del oficio.

b) Capital emitido

El detalle del capital pagado y emitido al 31 de diciembre de 2019 y 2018 es el siguiente:

	31.12.2019	31.12.2018
	MUS\$	MUS\$
Capital pagado	1.632.332	1.632.332
Totales	1.632.332	1.632.332

ENAP es una empresa 100% de propiedad del Estado de Chile y su capital no se encuentra dividido en acciones.

ENAP Y FILIALES
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS

Gestión de capital

La gestión de capital, referida a la administración del patrimonio de la Empresa, tiene como objetivo principal, la administración de capital del Grupo ENAP, de acuerdo con el siguiente detalle:

- Asegurar el normal funcionamiento de sus operaciones, la continuidad del negocio en el largo plazo y la seguridad de suministro de combustibles líquidos para el país.
- Asegurar el financiamiento de nuevas inversiones a fin de mantener un crecimiento sostenido en el tiempo y un cumplimiento cabal de las especificaciones de los combustibles autorizados en Chile.
- Mantener una estructura de capital adecuada acorde a los ciclos económicos que impactan al negocio y a la naturaleza propia de la industria.

Con estos fines, y tomando en consideración la situación actual de fortalecimiento patrimonial de la Empresa, su valor y evolución son controlados e informados al Directorio de la Empresa mensualmente. Esta instancia determina en cada caso los pasos a seguir, la comunicación con el Ministerio de Hacienda, y las potenciales gestiones que se estime oportuno realizar.

Otras Reservas

La composición de este rubro al 31 de diciembre de 2019 y 2018 es la siguiente:

	31.12.2019	31.12.2018
	MUS\$	MUS\$
Diferencia de cambio por conversión (i)	(80.098)	(78.696)
Coberturas de flujo de caja (ii)	5.660	4.245
Reservas actuariales en planes de beneficios definidos	(9.226)	(9.667)
Reservas varias (iii)	4.419	1.822
Totales	<u>(79.245)</u>	<u>(82.296)</u>

i) Diferencia de cambio por conversión

	31.12.2019	31.12.2018
	MUS\$	MUS\$
Saldo al inicio del ejercicio	(78.696)	(76.141)
Resultado por cambios en empresas filiales y coligadas	<u>(1.402)</u>	<u>(2.555)</u>
Totales	<u>(80.098)</u>	<u>(78.696)</u>

ENAP Y FILIALES
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS
ii) Cobertura de flujo de caja

	Total 31.12.2018 MUS\$	Movimiento 2019 MUS\$	Total 31.12.2019 MUS\$
Composición de otras reservas en las coberturas de flujos de caja:			
Cross Currency Swap / Bonos y Arriendo Financiero	15.436	2.338	17.774
SWAP y tasa de interés préstamos bancarios	(1.212)	949	(263)
Contratos Forward de cambio de moneda extranjera	(10)	(59)	(69)
Swap de diferencial - SDI	(354)	(65)	(419)
Impuesto a la renta y diferido de derivados	(9.615)	(1.748)	(11.363)
Totales	4.245	1.415	5.660

ii) Otras reservas varias

	31.12.2019 MUS\$	31.12.2018 MUS\$
Saldo inicial reservas varias	1.822	3.592
Cambios en reservas GNL Quintero S.A.	2.597	(1.770)
Totales	4.419	1.822

c) Ganancias (pérdidas) acumuladas

La composición de este rubro al 31 de diciembre de 2019 y 2018 es el siguiente:

	31.12.2019 MUS\$	31.12.2018 MUS\$
Saldo al inicio del periodo / ejercicio	(519.514)	(279.950)
Resultado del periodo / ejercicio	5.015	(230.945)
Otras variaciones de resultados acumulados	(665)	(8.619)
Totales	(515.164)	(519.514)

ENAP Y FILIALES
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS
25. PARTICIPACION NO CONTROLADORA

El detalle de los efectos originados por la participación de terceros en el patrimonio al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y resultados consolidados del Grupo por los años terminados al 31 de diciembre de 2019 y 2018, es el siguiente:

Entidad	Participación no controladora en patrimonio		Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	
	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2018
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Vientos Patagónicos S.A.	2.379	176	(181)	(4)
Enap Refinerías S.A.	124	116	(10)	(29)
Totales	2.503	292	(191)	(33)

26. SEGMENTOS DE NEGOCIO
Criterios de segmentación

La estructura de segmentación utilizada por el Grupo ENAP y definida por el Directorio de ENAP, y de acuerdo a NIIF 8 es en primer lugar, en función de las distintas líneas de negocios y en segundo lugar, según su distribución geográfica.

Segmentos principales de negocio del grupo consolidado:

- Exploración y Producción, incluye las operaciones exploratorias de hidrocarburos (petróleo y gas natural) y de geotermia, así como su desarrollo, producción y comercialización de hidrocarburos en Chile y en el extranjero, en cuatro países: Chile, Argentina, Ecuador y Egipto. En el exterior, ENAP opera a través de la filial Enap Sipetrol S.A. y en Chile, a través de Enap en Magallanes donde gestiona activos de exploración y producción de hidrocarburos en la XII Región. Además, desarrolla actividades de exploración de gas a través de la modalidad de Contratos Especiales de Operación Petrolera (CEOP) en los bloques Coirón, Lenga y Dorado-Riquelme, en alianza con las empresas ConocoPhillips (Coirón) y Methanex (Lenga y Dorado Riquelme), respectivamente, todos ubicados en la Región de Magallanes.
- Refinación y Comercialización, incluye las actividades y procesos de Refinación, Optimización, Logística, Trading, Desarrollo de Mercados y Ventas. Las actividades de refinación y comercialización de ENAP son gestionadas por la filial Enap Refinerías S.A. Su negocio consiste principalmente en la compra de crudos en el mercado internacional para su refinación y la posterior comercialización de los productos terminados.

El abastecimiento de petróleo crudo de Enap Refinerías se obtiene mayoritariamente de Sudamérica. Enap Refinerías S.A. es la única empresa que refina petróleo en Chile y la más importante de la costa Pacífico de Centro y Sudamérica en capacidad de refinación. La refinación se lleva a cabo en tres refinerías:

Refinería Aconcagua, ubicada en la Región de Valparaíso, Refinería Bío Bío, en la Región del Biobío, y Refinería Gregorio, en la Región de Magallanes. Las refinerías cuentan con las instalaciones necesarias para la recepción y el almacenamiento de la materia prima, entre ellas cinco terminales marítimas, situados en Quintero, San Vicente, Isla de Pascua, Cabo Negro y Gregorio, estos dos últimos en la Región de Magallanes.

El almacenamiento y transporte de combustibles, la venta mayorista y la exportación de combustibles corresponde a la Dirección de Almacenamiento y Oleoducto (DAO), que administra la infraestructura logística.

- Gas y Energía, entre las medidas tomadas por la Administración para apoyar la implementación de la Agenda de Energía del Gobierno, con fecha 14 de julio de 2014 se constituyó una tercera Línea de Negocio de ENAP, Línea de Gas & Energía, cuya misión

ENAP Y FILIALES
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS

es promover el uso del Gas Natural Licuado (GNL) en la matriz energética nacional, junto con la incorporación de nueva capacidad de generación eléctrica. Incluye las actividades y procesos de comercialización del gas vía gasoductos, gasoducto virtual y GNL Móvil, gestión de nuevos proyectos de energía eléctrica.

Al 31 de diciembre de 2019	E&P	R&C	G&E	(1)	Total
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Ingresos actividades ordinarias	615.833	6.736.356	276.284	-	7.628.473
Ingresos actividades ordinarias, interlineas	99.585	214.412	124.159	(438.156)	-
Costos de ventas	(393.818)	(6.503.549)	(258.978)	(12.453)	(7.168.798)
Costos de ventas, interlineas	(49.761)	(275.462)	(112.933)	438.156	-
Ganancia bruta	271.839	171.757	28.532	(12.453)	459.675
Otros ingresos, por función	2.284	14.230	2.811	3.428	22.753
Costos de distribución	(34.154)	(180.296)	(3.164)	(2)	(217.616)
Gastos de administración	(26.147)	(28.257)	(979)	(26.185)	(81.568)
Otros gastos por función	(39.816)	(1.407)	-	(1.074)	(42.297)
Ganancia (pérdida) de actividades operacionales	174.006	(23.973)	27.200	(36.286)	140.947
Otras ganancias (pérdidas)	72	-	-	1	73
Ingresos financieros	11.739	1.033	-	(8.205)	4.567
Costos financieros	(31.012)	(103.455)	-	(110.760)	(245.227)
Participación en ganancias (pérdidas) de asociadas que se contabilicen utilizando el método de la participación	2	3.367	15.953	-	19.322
Diferencias de cambio	(12.619)	39.003	(526)	(296)	25.562
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	142.188	(84.025)	42.627	(155.546)	(54.756)
Beneficio (gasto) por impuesto a las ganancias	(39.904)	25.967	(6.669)	80.186	59.580
Ganancia (pérdida)	102.284	(58.058)	35.958	(75.360)	4.824

ENAP Y FILIALES
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS

Al 31 diciembre de 2018	E&P	R&C	G&E	(1)	Total
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Ingresos actividades ordinarias	646.648	7.365.367	292.841	-	8.304.856
Ingresos actividades ordinarias, interlineas	129.600	199.922	136.259	(465.781)	-
Costos de ventas	(493.430)	(7.182.878)	(287.708)	-	(7.964.016)
Costos de ventas, interlineas	(60.435)	(292.330)	(113.016)	465.781	-
Ganancia bruta	222.383	90.081	28.376	-	340.840
Otros ingresos	25.557	12.720	6.237	1.228	45.742
Costos de distribución	(43.747)	(188.305)	(4.825)	-	(236.877)
Gastos de administración	(34.299)	(48.352)	(1.629)	(51.363)	(135.643)
Otros gastos por función	(233.187)	(28.388)	-	(665)	(262.240)
Ganancia (pérdida) de actividades operacionales	(63.293)	(162.244)	28.159	(50.800)	(248.178)
Otras ganancias (pérdidas)	2.510	(60)	-	61	2.511
Ingresos financieros	6.138	790	-	(1.028)	5.900
Costos financieros	(26.541)	(89.043)	(12)	(128.150)	(243.746)
Participación en ganancias (pérdidas) de asociadas que se contabilicen utilizando el método de la participación	3	3.968	14.311	(314)	17.968
Diferencias de cambio	(22.671)	8.802	(5.088)	(22.270)	(41.227)
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	(103.854)	(237.787)	37.370	(202.501)	(506.772)
Beneficio (gasto) por impuesto a las ganancias	85.225	58.585	(5.388)	137.372	275.794
Ganancia (pérdida)	(18.629)	(179.202)	31.982	(65.129)	(230.978)

(1) En esta columna se presentan los ajustes de consolidación del Grupo ENAP, siendo los ítems más significativos las transacciones de ingresos y costos por compra/venta de productos e insumos entre las empresas del Grupo y las partidas no distribuidas a los segmentos como costos administrativos asociados al corporativo, resultados de asociadas, otras ganancias y pérdidas e ingresos y costos financieros, principalmente.

Detalle de ingresos por venta según producto y área geográfica, al 31 de diciembre de 2019 y 2018:

Venta por Productos	31.12.2019				31.12.2018			
	E&P	R&C	G&E	Total	E&P	R&C	G&E	Total
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Crudo	142.670	-	-	142.670	210.577	-	-	210.577
Gas Natural	265.450	-	269.728	535.178	255.380	-	292.841	548.221
Gas Licuado de Petróleo	-	187.232	-	187.232	-	210.300	-	210.300
Gasolinas	-	2.402.001	-	2.402.001	-	2.563.418	-	2.563.418
Kerosene	-	753.575	-	753.575	-	836.796	-	836.796
Diesel	-	2.883.328	-	2.883.328	-	3.047.666	-	3.047.666
Petróleo Combustible	-	279.784	-	279.784	-	420.601	-	420.601
Petroquímicos	-	62.283	-	62.283	-	59.091	-	59.091
Otros Productos y exportaciones	-	152.049	6.556	158.605	-	217.447	-	217.447
Otros ingresos	7.857	16.104	-	23.960	9.193	10.048	-	19.241
Venta de servicios	199.855	-	-	199.855	171.498	-	-	171.498
Totales	615.833	6.736.356	276.284	7.628.473	646.648	7.365.367	292.841	8.304.856

ENAP Y FILIALES
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS

Ventas Geográficas	31.12.2019				31.12.2018			
	E&P	R&C	G&E	Total	E&P	R&C	G&E	Total
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Nacionales	196.136	6.628.668	276.284	7.101.088	195.408	7.175.914	287.439	7.658.761
Extranjeras	419.697	107.688	-	527.385	451.240	189.453	5.402	646.095
Totales	615.833	6.736.356	276.284	7.628.473	646.648	7.365.367	292.841	8.304.856

La comercialización de los productos refinados por la filial Enap Refinerías S.A., se canaliza a través de las empresas distribuidoras mayoristas de combustibles y otros derivados. La filial Enap Refinerías S.A. mantiene contratos de abastecimiento con sus principales clientes, asegurando de esta manera el adecuado abastecimiento de combustibles a lo largo del país. Los principales clientes del Grupo ENAP a nivel nacional son Copec, Esmax, Enex, Lipigas, Abastecedora de Combustibles y Methanex.

Activos y Pasivos por Segmentos Operativos

Actualmente el Grupo ENAP no mantiene un control y registro de los activos por segmentos reportables en sus sistemas de reporte interno y tampoco dicha información es utilizada por el Directorio como parte del proceso de toma de decisiones de negocio y asignación de recursos. Los pasivos financieros del Grupo ENAP están centralizados y controlados a nivel corporativo y no se presentan por segmentos reportables.

27. INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS

El detalle de este rubro por los años terminados al 31 de diciembre de 2019 y 2018, es el siguiente:

Detalle	01.01.2019	01.01.2018
	31.12.2019	31.12.2018
	MUS\$	MUS\$
Venta de crudo	142.670	210.577
Venta de gas natural	452.205	457.912
Ingreso por compensación de gas (1)	82.973	90.309
Venta de productos refinados	6.725.943	7.355.319
Venta de servicios petroleros	204.243	171.498
Otros ingresos de operación	20.438	19.241
Totales	7.628.473	8.304.856

(1) El Ministerio de Energía está facultado para compensar a ENAP por un monto máximo de M\$ 58.521.878 por los años 2019 y 2018, de acuerdo a la Ley de Presupuestos del Sector Público aprobada por el Congreso Nacional.

ENAP Y FILIALES
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS
28. COSTOS DE VENTAS

El desglose de los costos de ventas por los años terminados al 31 de diciembre de 2019 y 2018, es el siguiente:

	01.01.2019	01.01.2018
	31.12.2019	31.12.2018
	<u>MUS\$</u>	<u>MUS\$</u>
Costo de crudo y gas	515.500	684.891
Costo de productos refinados (1)	6.144.839	6.728.192
Costo por venta de servicios	95.915	88.863
Otros costos de operación	<u>412.544</u>	<u>462.070</u>
Totales	<u><u>7.168.798</u></u>	<u><u>7.964.016</u></u>

(1) Formando parte del costo de productos refinados se incluye el efecto devengado neto de las coberturas del valor razonable para los instrumentos Time Spread Swap, durante el ejercicio un abono de MUS\$ 42.681 (cargo de MUS\$ 97.738 al 31 de diciembre de 2018), las cuales tuvieron por objetivo desplazar financieramente la ventana de toma de precios de los embarques de crudo y ajustarla a las fechas en donde los productos refinados toman precio, mitigando la exposición del “time spread” al que la Empresa se encuentra expuesta de manera natural.

29. COSTOS DE DISTRIBUCIÓN

El desglose de los costos de distribución los años terminados al 31 de diciembre de 2019 y 2018, es el siguiente:

	01.01.2019	01.01.2018
	31.12.2019	31.12.2018
	<u>MUS\$</u>	<u>MUS\$</u>
Servicios de logística	23.707	21.287
Transporte por oleoductos	38.975	39.623
Transporte marítimo	73.580	73.780
Transporte terrestre	21.773	22.770
Gastos del personal	18.109	27.289
Otros	<u>41.472</u>	<u>52.128</u>
Totales	<u><u>217.616</u></u>	<u><u>236.877</u></u>

ENAP Y FILIALES
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS
30. OTROS GASTOS POR FUNCIÓN

El desglose de los otros gastos por función por los años terminados al 31 de diciembre de 2019 y 2018, es el siguiente:

	01.01.2019	01.01.2018
	31.12.2019	31.12.2018
	MUS\$	MUS\$
Costos de campañas exploratorias	18.191	16.841
Deterioro de inversión E&P	-	179.832
Provisiones	1.024	1.122
Pozos secos de exploración y abandonos	10.246	24.209
Bajas de propiedad, planta y equipo	4.310	24.000
Costos de exploración y otros	8.526	16.236
Totales	42.297	262.240

31. COSTOS FINANCIEROS

El desglose de los costos financieros por los años terminado al 31 de diciembre de 2019 y 2018, es el siguiente:

	01.01.2019	01.01.2018
	31.12.2019	31.12.2018
Conceptos	MUS\$	MUS\$
Intereses de sobregiros y préstamos bancarios	35.393	35.758
Intereses de obligaciones con el público	175.315	172.748
Intereses de obligaciones por arrendamiento	8.210	4.052
Intereses de otras cuentas por pagar y otros pasivos no financieros	21.383	24.470
Otros desembolsos asociados a intereses	1.166	899
Total costo por intereses	241.466	237.927
Liquidaciones de derivados (swap)	4.715	6.007
Intereses devengados por derivados (swap)	2.391	9.757
Menos:		
Intereses capitalizados	(3.345)	(9.945)
Total costos financieros	245.227	243.746

ENAP Y FILIALES
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS
32. GASTOS DEL PERSONAL

La composición de esta partida por los años terminados al 31 de diciembre de 2019 y 2018, es la siguiente:

	01.01.2019	01.01.2018
	31.12.2019	31.12.2018
	MUS\$	MUS\$
Sueldos y salarios	162.322	188.319
Beneficios a corto plazo empleados	126.041	153.647
Otros gastos de personal	8.244	14.297
Otros beneficios	27.013	57.049
Totales	323.620	413.312

33. DIFERENCIAS DE CAMBIO

El detalle de los rubros de activos y pasivos que dan origen a diferencias de cambio que son (debitadas) acreditadas a resultados son los siguientes por los años terminados al 31 de diciembre de 2019 y 2018:

	01.01.2019	01.01.2018
	31.12.2019	31.12.2018
Conceptos	MUS\$	MUS\$
Efectivo y equivalente al efectivo	(4.526)	(11.179)
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	(35.493)	(68.784)
Resultado cobertura forward	38.050	62.469
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	2.316	(23.549)
Cuentas por cobrar y por pagar por impuestos	11.828	(15.883)
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	13.047	4.579
Provisiones corriente	2.487	4.234
Provisiones no corriente	4.342	11.127
Otros pasivos financieros corrientes y no corrientes	28.928	61.792
Resultado cobertura pasivos financieros corriente y no corriente	(27.601)	(61.728)
Otros	(7.819)	(4.305)
Totales	25.562	(41.227)

ENAP Y FILIALES
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS
34. MONEDA EXTRANJERA

El desglose de moneda extranjera para activos al 31 de diciembre de 2019 y 2018 es el siguiente:

Activos	Moneda extranjera	Moneda funcional	31.12.2019 MUSS	31.12.2018 MUSS
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	\$ No reajutable	Dólar	10.864	425.288
	\$ Argentinos	Dólar	11.872	2.251
	£ Libras Egipcias	Dólar	3.961	2.826
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, corrientes	\$ No reajutable	Dólar	540.247	610.093
	\$ reajutable	Dólar	163	1.650
	\$ Argentinos	Dólar	28.575	18.264
Activos por impuestos corrientes	\$ No reajutable	Dólar	73.903	88.443
	\$ reajutable	Dólar	4.756	51.554
	\$ Argentinos	Dólar	2.895	16.210
Otros activos financieros no corrientes	\$ reajutable	Dólar	1.121	3.113
Derechos por cobrar no corrientes	\$ No reajutable	Dólar	12	13
	\$ reajutable	Dólar	9.673	9.663
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	\$ reajutable	Dólar	-	221
Totales			688.042	1.229.589

El desglose de moneda extranjera para pasivos al 31 de diciembre de 2019 y 2018 es el siguiente:

	Moneda extranjera	Moneda funcional	31.12.2019				31.12.2018			
			Hasta 90 días MUSS	91 días a 1 año MUSS	1 año a 5 años MUSS	más de 5 años MUSS	Hasta 90 días MUSS	91 días a 1 año MUSS	1 año a 5 años MUSS	más de 5 años MUSS
Pasivos										
Otros pasivos financieros corrientes	\$ reajutable	Dólar	1.238	2.168	-	-	397.966	45.085	-	-
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	\$ No reajutable	Dólar	115.833	-	-	-	63.392	-	-	-
	\$ reajutable	Dólar	2.099	-	-	-	650	-	-	-
	\$ Argentinos	Dólar	15.664	-	-	-	21.892	-	-	-
	Euro	Dólar	121	-	-	-	2.269	-	-	-
	Yen Japonés	Dólar	-	-	-	-	11	-	-	-
Pasivos por Impuestos corrientes	Libra esterlina	Dólar	23	-	-	-	556	-	-	-
	\$ No reajutable	Dólar	69.069	-	-	-	134.946	-	-	-
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	\$ reajutable	Dólar	1.815	-	-	-	2.093	-	-	-
	\$ No reajutable	Dólar	34.960	-	-	-	51.034	-	-	-
	\$ reajutable	Dólar	21.675	-	-	-	35.788	-	-	-
Otros pasivos no financieros corrientes	\$ Argentinos	Dólar	1.864	-	-	-	2.679	-	-	-
	\$ Argentinos	Dólar	10	-	-	-	21	-	-	-
Otros pasivos financieros no corrientes	\$ reajutable	Dólar	-	-	34.516	392.958	-	-	25.005	412.362
Otras provisiones a largo plazo	\$ Argentinos	Dólar	-	-	1.538	-	-	-	1.463	-
Pasivo por impuestos diferidos	\$ Argentinos	Dólar	-	-	11.966	-	-	-	9.575	-
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	\$ No reajutable	Dólar	-	-	7.256	18.987	-	-	8.855	23.000
	\$ reajutable	Dólar	-	-	10.066	21.391	-	-	11.405	24.236
Otros pasivos no financieros no corrientes	\$ Argentinos	Dólar	-	-	5.848	-	-	-	7.177	-
Totales			264.609	2.168	71.190	433.336	713.297	45.085	63.480	459.598

ENAP Y FILIALES

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS

35. INFORMACIÓN SOBRE MEDIO AMBIENTE

A continuación, se presenta una breve descripción de los proyectos relacionados con mejoramiento y/o inversión de procesos productivos, verificación y control de cumplimiento de ordenanzas y leyes relativas a procesos e instalaciones industriales y cualquier otro que pudiere afectar en forma directa o indirecta a la protección del medio ambiente:

Enap Ecuador, destina dentro de su Plan Anual de Gestión (PAG) valores para inversiones que potencializan el cumplimiento, iniciativas y las buenas prácticas ambientales con el objeto de tener una operación responsable y sostenible con el medio ambiente que permita continuar con la certificación de Carbono Neutral. El foco está en la realización de controles constantes a los componentes medio ambientales, físicos o abióticos (Aire, Agua y tierra) y bióticos asociados a la preservación de la flora y fauna. Todas estas actividades enmarcadas en el seguimiento del Plan de Manejo Ambiental (PMA) en MDC y PBHI. Las inversiones en las operaciones en Ecuador para el cierre al 31 de diciembre del 2019 por proyectos ambientales son de MUSD 1.410.

En ENAP Sipetrol Argentina, los recursos destinados a proyectos e iniciativas ambientales corresponden a aspectos de operación corriente y gestión de nuevos proyectos. En los aspectos de operación corriente se incluye principalmente el transporte y tratamiento de residuos, el tratamiento de efluentes líquidos, la realización de monitoreos ambientales y la tramitación y mantenimiento de permisos ante autoridades. Así también se encuentran los gastos requeridos para mantener activo el plan de contingencias frente a derrames, entre los cuales se incluye consultoría especializada para la preparación y acuerdos con empresas especializadas en la respuesta a eventuales derrames. En cuanto a la gestión de nuevos proyectos, se incluye la realización de estudios ambientales (evaluaciones de impacto y campañas de monitoreo) y las tasas asociadas a la obtención de los nuevos permisos ambientales. El monto utilizado para los proyectos e iniciativas ambientales de Enap Sipetrol Argentina al 31 de diciembre del 2019 ascienden a MUSD 2.200.

ENAP Magallanes realiza actividades asociadas a exploración y producción de yacimientos de hidrocarburos por la línea E&P y actividades relacionadas con refinación, logística y comercialización asociadas a la explotación de los activos de refinación y terminales marítimos por la línea R&C; para el desarrollo de dichas actividades se requiere la ejecución de diversas iniciativas que den cumplimiento a los compromisos establecidos en las tramitaciones ambientales de nuestros Proyectos y a las normativas ambientales que aplican a nuestra actividad. El monto utilizado para los proyectos e iniciativas ambientales de ENAP Magallanes al 31 de diciembre del 2019 ascienden a MUSD 3.100.

En Refinería Aconcagua los proyectos e iniciativas ambientales definidas para el año 2019 forman parte de un plan de trabajo de largo plazo, están orientadas a actividades que permitan identificar e implementar mejoras en lo referente a emisiones de ruidos, monitoreo de emisiones atmosféricas, ejecución del Plan de cumplimiento presentado a la Superintendencia del Medio Ambiente y Proyectos asociados al Plan de Prevención y Descontaminación Atmosférico de Concón, Quintero y Puchuncaví. El monto utilizado para los proyectos ambientales de Refinería Aconcagua al 31 de diciembre corresponde a MUSD 604.

En Refinería Bío Bío el enfoque y los recursos destinados a los proyectos e iniciativas ambientales Bío Bío tienen relación principalmente con la ejecución de una serie de compromisos adquiridos con la Ilustre Corte de Apelaciones de Concepción (ICA) y la Superintendencia de Medio Ambiente (SMA). Los proyectos e iniciativas concernientes a la Corte de Apelaciones de Concepción están relacionados con un programa de mitigación de olores, cuyo objetivo principal es el manejo de los olores producidos como consecuencia de la actividad de refinación de petróleo en las comunidades vecinas. El monto utilizado para los proyectos ambientales de Refinería Bío Bío al 31 de diciembre corresponde a MUSD 5.840.

36. JUICIOS Y COMPROMISOS COMERCIALES

A continuación, se presenta un detalle de los principales juicios vigentes que pudiesen tener un efecto material adverso para la Empresa.

En Chile:

Partes: Francisco Acevedo y Otros con Armadores de la Motonave LR Mimosa, y Otros.

Rol N°: 17-2014 **Tribunal:** Ministro de Corte Apelaciones de Valparaíso

Materia: Indemnización de perjuicios según Ley de Navegación. **Cuantía:** MUS\$ 112.152.-

ENAP Y FILIALES

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS

Breve relación de hechos: Demanda civil de indemnización de perjuicios regulada por el artículo 153 de la Ley de Navegación.

Estado actual: Por disposición del Tribunal están acumuladas en la causa Rol N° 17-2014 todas las demandas fundadas en los mismos hechos ocurridos el 24 de septiembre de 2014. Una vez que todas las causas estén en el mismo estado se iniciará la etapa probatoria.

Partes: Sindicato de trabajadores independientes, pescadores artesanales, buzos mariscadores y ramos similares de Caleta Horcón y otros con Aes Gener S.A. y Otros.

RIT N°: D-30-2016. **Tribunal:** Segundo Tribunal Ambiental.

Materia: Acción de declaración y reparación de daño ambiental. **Cuantía:** Indeterminada

Breve relación de hechos: Con fecha 1 de julio de 2016, los actores presentaron una demanda por daño ambiental generado por las empresas emplazadas en el sector de Ventana, V Región, (una de las demandadas la filial Enap Refinerías S.A.)

Estado actual: El Tribunal ha citado a las partes a audiencia para resolver continuar con la conciliación o avanzar en el proceso para el 20 de diciembre de 2019, en que las partes expresaron su voluntad de continuar las conversaciones para una eventual conciliación.

Partes: Investigación Sumaria Administrativa por el derrame de hidrocarburos de 14 de mayo de 2016 respecto de B/T Ikaros y Enap Refinerías S.A.

Rol: N/A **Tribunal:** Fiscalía Marítima de Valparaíso/Gobernador Marítimo de Valparaíso.

Materia: Infracción a Ley de Navegación. **Cuantía:** 290.000 pesos oro

Breve relación de hechos: En momentos en que B/T Íkaros se encontraba cargando el producto “aceite decantado” (slurry oil) debido a condiciones climáticas detuvo el procedimiento de carga, desconectó el flexible que unía al buque con el Terminal, observándose presencia de producto en el fondo marino.

Estado actual: Con fecha 30 de octubre de 2018, Fiscal Marítimo emitió su Dictamen recomendando al Gobernador Marítimo aplicar multas a Enap Refinerías S.A. de 290.000 pesos oro y al B/T Ikaros por un total de 250.000 pesos oro. El día 16 de noviembre de 2018, Enap Refinerías S.A. formuló descargos, estando pendiente la resolución del asunto por parte de la Autoridad Marítima.

Partes: Procedimiento sancionatorio de Superintendencia del Medio Ambiente con ERSA- Aconcagua.

Rol: F-30-2018 **Tribunal:** Superintendencia de Medio Ambiente

Materia: Infracción a Resolución de Calificación Ambiental 53/2005. **Cuantía:** 12.000 UTA máximo aplicable.

Breve relación de hechos: Luego de fiscalización y aplicación de medida provisional preprocedimental en el Terminal Quintero por posibles intoxicaciones.

Estado actual: El Fiscal a cargo declaró cerrada la investigación, correspondiendo que la Autoridad Ambiental decida aplicar sanciones o acoger los descargos.

Partes: Técnica Nacional de Servicios, Ingeniería y Construcción S.A. (TECNASIC) con Enap Refinerías S.A.

RIT N°: C-2231-2019. **Tribunal:** Tercer Juzgado Civil de Viña del Mar.

Materia: Indemnización de perjuicios por incumplimiento de contrato. **Cuantía:** CLP M\$2.730.694 (MUS\$3.647)

Breve relación de hechos: No hubo una aceptación del monto que ERSA señalaba adeudar en el marco de este Contrato.

Estado actual: Tribunal citó a las partes para audiencia de conciliación, el 13 de enero de 2020.

Partes: ADM OUT PRO SpA con Enap Refinerías S.A.

RIT N°: N/A. - Juez Árbitro

Materia: Indemnización de perjuicios por responsabilidad contractual. **Cuantía:** CLP M\$3.066.990 (MUS\$4.096)

Breve relación de hechos: Con fecha 30 de abril de 2019, ERSA dio término de contrato TR 31077814 sobre Operación y Gestión de Bodegas de ERSA por incumplimiento grave de las obligaciones.

Estado actual: El 27 de diciembre de 2019, se dicta resolución que concede traslado a ERSA para contestar la demanda, en curso plazo para estos efectos.

Partes: Luis Mendoza Mendoza, con Enap Refinerías S.A. y otros.

Rol: 4-2007. **Tribunal:** I. Corte de Apelaciones de Concepción

Breve relación de hechos: En las demandas se solicita una indemnización de perjuicios basada en la responsabilidad extracontractual a consecuencia del derrame ocurrido en la Bahía de San Vicente.

Estado actual: Al 31 de diciembre de 2019 las casaciones presentadas se encuentran pendientes de vista y fallo ante la Corte Suprema.

ENAP Y FILIALES

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS

Partes: Carte y otros con Enap Refinerías S.A.

Rol: 1999-2014. **Tribunal:** 1° Juzgado Civil de Talcahuano.

Materia: Demanda por indemnización de perjuicios. Cuantía: CLP M\$ 23.590.000 (MUS\$31.506)

Breve relación de hechos: Vecinos a la planta de ERSA-Hualpén, presentaron demanda de indemnización de perjuicios civiles extracontractuales por concepto de daño moral.

Estado actual: Al 31.12.2019, pendiente en la Corte vista de la causa de apelación deducida por ERSA a fallo de primera instancia que rechazó las dilatorias interpuestas en causa Espinoza con ERSA, acumulada a esta.

Partes: FICA y Otros con Enap Refinerías S.A.

Rol: 3341-2018 **Tribunal:** 2° Juzgado Civil de Talcahuano

Materia: Demanda civil de indemnización de perjuicios. Cuantía: CLP M\$4.795.000, 137 demandantes, CLP M\$35.000 cada uno (MUS\$6.404)

Breve relación de hechos: Vecinos a la planta de ERSA-Hualpén demandan indemnización de perjuicios por que presuntamente durante los últimos años, han sido afectados por innumerables fenómenos de olores.

Estado actual: La causa se acumuló en sistema a la C-1999-2014 del Primer Juzgado Civil encontrándose con sus respectivas contestaciones presentadas, con la audiencia de conciliación realizada y con auto de prueba dictado, quedando pendiente el inicio del término probatorio (notificación, eventuales reposiciones al auto de prueba, fallo).

Partes: Espinoza y otros con Enap Refinerías S.A.

Rol: C-360-2019. **Tribunal:** Segundo Juzgado Civil de Talcahuano.

Materia: Demanda civil de indemnización de perjuicios. **Cuantía:** CLP M\$1.645.000 (MUS\$2.197).

Breve relación de hechos: Vecinos a la planta de ERSA-Hualpén demandan indemnización de perjuicios por que presuntamente durante los últimos años, han sido afectados por innumerables fenómenos de olores.

Estado procesal actual: La causa se acumuló en sistema a la C-1999-2014 del Primer Juzgado Civil encontrándose con sus respectivas contestaciones presentadas, con la audiencia de conciliación realizada y con auto de prueba dictado, quedando pendiente el inicio del término probatorio (notificación, eventuales reposiciones al auto de prueba, fallo).

Partes: “Ganadera Cañadón Grande Limitada con Empresa Nacional Del Petróleo”.

Rol N°: C-920-2016 **Tribunal:** 1° Juzgado de Letras de Punta Arenas

Materia: Acción Reivindicatoria con indemnización de perjuicios. **Cuantía:** CLP M\$2.600.000 (MUS\$3.473).

Breve relación de hechos: Demanda a ENAP en juicio reivindicatorio por terrenos que estarían siendo ocupados por la demandada y que pertenecerían a la actora, dueña de la Estancia Cañadón Grande.

Estado actual: Pendiente fallo en la I. Corte de Apelaciones (la causa se encuentra en estudio desde el 26 de marzo de 2019).

Adicionalmente a lo indicado en los párrafos anteriores ENAP interpuso el siguiente juicio:

Partes: “Empresa Nacional Del Petróleo con Otros”.

Rol: RUC N° 1910056844-9 **Tribunal:** Cuarto Juzgado de Garantía de Santiago

Cuantía: Indeterminada (a favor de ENAP)

Breve relación de los hechos: Querrela asociada a hechos relacionados con proyecto PIAM de la filial ENAP Sipetrol Argentina S.A, en contra de todos quienes resulten responsables, por los presuntos delitos de: (i) malversación de caudales públicos y, (ii) fraudes al Fisco y organismos del Estado.

Estado actual: Actualmente en etapa de investigación.

Compromisos Comerciales:

GNL CHILE S.A.

Enap Refinerías S.A. mantiene un contrato de suministro de gas natural (Gas Sales Agreement) con la sociedad GNL Chile S.A. con un plazo de 21 años a partir del 31 de mayo de 2007, las actuales condiciones comerciales establecen una cláusula de take or pay por 29.693.766 MMbtu's anuales.

ENAP Y FILIALES
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS

LINDE GAS S.A.

Enap Refinerías S.A. mantiene un contrato con Linde para operación y supervisión de plantas de hidrógeno, a razón de un plazo de 20 años a partir de 2018, las condiciones comerciales establecen Tarifa Fija Mensual de MUS\$1.150 reajutable.

TERMINAL GNL MEJILLONES

Enap Refinerías S.A. mantiene un contrato de uso de capacidad con el terminal GNL Mejillones – II Región. El contrato tiene un plazo de 23 años a partir de 2019 las actuales condiciones comerciales establecen una cláusula de take or pay por la contratación de capacidad anual de 2,90 TBTU.

Restricciones:

ENAP - Al 31 de diciembre de 2019 y 2018, la Empresa no mantiene restricciones y cumplimientos de covenants financieros con sus bancos acreedores y bonos con el público.

Enap Sipetrol Argentina S.A. - La legislación aplicable a esta Sociedad exige que el 5% de las utilidades del período deban ser destinadas a la constitución de una reserva legal, cuenta integrante del patrimonio neto, hasta que dicha reserva alcance el 20% del capital social ajustado.

Cauciones obtenidas de terceros:

ENAP - Al 31 de diciembre de 2019 y 2018, el Grupo ENAP no ha recibido cauciones de terceros

ENAP Y FILIALES
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS

37. GARANTÍAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS

Garantías directas

Acreedor de la garantía	Descripción	Tipo de Garantía	MUSS
Bank of Nova Scotia	Garantía Préstamo Financiero (Garantía otorgada por ENAP a la filial Enap Sipetrol Argentina S.A.)	Garantía personal a primera demanda	100.000
Bank of America, N.A.	Garantía Préstamo Financiero (Garantía otorgada por ENAP a la filial Enap Sipetrol Argentina S.A.)	Garantía personal a primera demanda	77.000
Bank of Nova Scotia	Garantía Préstamo Financiero (Garantía otorgada por ENAP a la filial Enap Sipetrol Argentina S.A.)	Garantía personal a primera demanda	48.000
BBVA	Garantía Préstamo Financiero (Garantía otorgada por ENAP a la filial Enap Sipetrol Argentina S.A.)	Garantía personal a primera demanda	35.000
Citibank	Garantía Préstamo Financiero (Garantía otorgada por ENAP a la filial Enap Sipetrol Argentina S.A.)	Garantía personal a primera demanda	35.000
SHELL GLOBAL LNG LIMITED	Garantiza el fiel cumplimiento del contrato de compraventa de Gas Natural Licuado, válida hasta el 31 de enero de 2020.	Carta de Crédito	21.642
SHELL GLOBAL LNG LIMITED	Garantiza el fiel cumplimiento del contrato de compraventa de Gas Natural Licuado, válida hasta el 31 de enero de 2020.	Carta de Crédito	21.118
Ministerio de Energía	Garantizar el fiel cumplimiento de las inversiones y trabajos comprometidos del CEOP Bloque Coirón, válida hasta el 18 de noviembre de 2020.	Boleta de Garantía en moneda extranjera	2.891
BG GLOBAL ENERGY-GNL	Garantiza el fiel cumplimiento del contrato de compraventa de Gas Natural Licuado, válida hasta el 30 de enero de 2020.	Carta de Crédito	1.500
SHELL GLOBAL LNG LIMITED	Garantiza el fiel cumplimiento del contrato de compraventa de Gas Natural Licuado, válida hasta el 31 de enero de 2021.	Carta de Crédito	1.500
Ministerio de Energía	Garantizar la ejecución de todas las faenas de abandono de pozo CEOP Bloque Coirón. Válida hasta el 24 de mayo de 2020.	Boleta de garantía	946
Ministerio de Energía	Garantiza el abandono de pozos, según el artículo 19.3 del CEOP Bloque Caupolicán. Válida hasta el 06 de junio del 2020.	Boleta de garantía	799
Ministerio de Energía	Garantizar el abandono del pozo CEOP bloque Caupolicán. Válida hasta el 06 de junio de 2020.	Boleta de Garantía en moneda	643
EMPRESA ELÉCTRICA DE MAGALLANES	Garantiza el desarrollo del proyecto en el proceso de tarificación y expansión de los sistemas medianos de Aysén, Palena, General Carrera, Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir, Puerto Williams, Cochamó y Hornopoirén, correspondiente al periodo 2019-2022. Válida hasta el 31 de marzo del 2020.	Boleta de garantía	597
Ministerio de Energía	Garantizar el abandono del pozo CEOP Bolque dorado Riquelme. Válida hasta el 27 de septiembre de 2020	Boleta de Garantía en moneda extranjera	534
UOP LLC	Garantizar el arriendo de platino para trabajo en la planta de ERSa, válida hasta el 27 de marzo de 2020.	Carta de Crédito	5.600
Secretaría de Hidrocarburos de Ecuador	Emisor: EOP operaciones petroleras S.A. Beneficiario: Secretaría de Hidrocarburos de Ecuador. Garantiza 20% de las inversiones mínimas de la Fase I de Exploración del Contrato de Prestación de Servicios para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos en el Bloque 28, Ecuador, vencimiento el 13 de mayo de 2020.	Carta de Crédito Standby como contragarantía para emisión de garantía en el exterior	2.975
Ministerio de Medio Ambiente (Ec)	Fiel cumplimiento de contrato Plan manejo ambiental (varias PBH, MDC, Jambelí).	Poliza de seguro	4.693
Varios acreedores	Varias garantías menores. (ENAP, ERSa y Enap Sipetrol S.A.)	Varias	933
Citibank (*)	Prenda de 1.010.000 acciones de Energía Concón S.A., en garantía del pago del crédito obtenido para el financiamiento del proyecto, cuya vigencia es hasta el año 2020.	Prenda comercial de acciones	-

(*) Ver nota 20.

ENAP Y FILIALES
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS

38. AMBITO DE CONSOLIDACIÓN

a) Detalle de porcentajes de participación en sociedades incluidas en el ámbito de consolidación, es el siguiente:

Compañía	País	Moneda funcional	Porcentaje de participación		Porcentaje con derecho a voto		Relación con Matriz
			31.12.2019	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2018	
Enap Refinerías S.A.	Chile	Dólar	99,98%	99,98%	99,98%	99,98%	Filial Directa
Enap Sipetrol S.A.	Chile	Dólar	100%	100%	100%	100%	Filial Directa
Petro Servicios Corp. S.A.	Argentina	Dólar	100%	100%	100%	100%	Filial Indirecta
Gas de Chile S.A.	Chile	Pesos	100%	100%	100%	100%	Filial Directa
Energía Concón S.A.	Chile	Dólar	100%	100%	100%	100%	Filial Indirecta
Petropower Energía Ltda. (1)	Chile	Dólar	-	100%	0%	100%	Filial Indirecta
Enap Sipetrol Argentina S.A.	Argentina	Dólar	100%	100%	100%	100%	Filial Indirecta
Sipetrol International S.A.	Uruguay	Dólar	100%	100%	100%	100%	Filial Indirecta
EOP Operaciones Petroleras S.A.	Ecuador	Dólar	100%	100%	100%	100%	Filial Indirecta
Vientos Patagónicos SpA (1)	Chile	Dólar	66%	66%	66%	66%	Filial Directa

(1) Ver cambio en participación de Filiales en Nota 3.1.b.i.

b) Actividad de sociedades incluidas en el ámbito de consolidación:

Empresa	Actividad
Enap Refinerías S.A.	Compra y refinación de crudo y productos derivados.
Enap Sipetrol S.A.	Exploración, producción y comercialización de hidrocarburos y prestar servicios de asesoría en Chile y en el extranjero.
Petro Servicios Corp. S.A.	Servicios Petroleros.
Gas de Chile S.A.	Importación, exportación y operación en general de toda clase de combustibles y subproductos derivados, en especial gas natural en cualquiera de sus estados.
Energía Concón S.A.	Construcción, implementación, operación y explotación de Planta de Cocker.
Petropower Energía Ltda.	Construcción y operación de Planta destinada a la producción de energía y vapor.
Enap Sipetrol Argentina S.A.	Formación de Uniones Transitorias de Empresas (UTE), agrupaciones de colaboración, joint venture, consorcios u otra forma de asociación para exploración, explotación y transporte de hidrocarburos.
Sipetrol International S.A.	Realizar y administrar inversiones. Una o más de las actividades de exploración, explotación o beneficio de yacimientos que contengan hidrocarburos.
EOP Operaciones Petroleras S.A.	Estudios geológicos de superficie, y la perforación de un pozo exploratorio.
Vientos Patagónicos SpA	Diseño, construcción, operación y mantenimiento del proyecto de generación de energía eólica denominado "Nuevo Parque Eólico Cabo Negro".

ENAP Y FILIALES
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS

c) Información financiera resumida de filiales:

Compañía	Activos		Pasivos		Ingresos Ordinarios MUS\$	Gastos Ordinarios MUS\$	Resultado período MUS\$
	Corriente MUS\$	No corriente MUS\$	Corriente MUS\$	No corriente MUS\$			
	Al 31 de diciembre de 2019						
Enap Refinerías S.A.	1.346.025	2.243.325	2.801.398	149.134	6.904.390	(6.731.660)	(42.961)
Enap Sipetrol S.A.	198.235	1.072.339	191.542	296.203	440.434	(240.530)	97.621
Petro Servicios Corp. S.A.	243	-	39	-	-	-	(31)
Gas de Chile S.A.	619	3.891	49	-	-	-	6
Energía Concón S.A.	221.781	81.562	207.721	22.254	(9.303)	-	(5.039)
Petropower Energía Ltda. (1)	-	-	-	-	(8.833)	5.187	(465)
Enap Sipetrol Argentina S.A.	57.597	398.403	118.967	287.310	188.752	(139.651)	(5.179)
Sipetrol International S.A.	66.213	106.626	9.402	-	59.401	(20.815)	36.453
EOP Operaciones Petroleras S.A.	1.321	1.129	318	-	-	(2)	(517)
Vientos Patagónicos SpA	3.727	18.457	1.800	13.387	-	-	(532)

(1) Con fecha 30 de agosto de 2019, ENAP vende, cede y transfiere a Enap Refinerías S.A. el 7,5% de los derechos sociales en la sociedad Petropower Energía Ltda., mediante esta cesión, la totalidad de los derechos sociales de dicha sociedad se reúnen en dominio de ERSA, produciéndose su disolución.

Compañía	Activos		Pasivos		Ingresos Ordinarios MUS\$	Gastos Ordinarios MUS\$	Resultado ejercicio MUS\$
	Corriente MUS\$	No corriente MUS\$	Corriente MUS\$	No corriente MUS\$			
	Al 31 de diciembre de 2018						
Enap Refinerías S.A.	1.674.799	2.269.084	3.105.092	140.719	7.502.728	(7.383.478)	(150.948)
Enap Sipetrol S.A.	193.601	1.039.642	245.335	302.844	555.050	(358.639)	62.783
Petro Servicios Corp. S.A.	269	-	24	-	-	-	(94)
Gas de Chile S.A.	649	3.809	43	-	-	-	(664)
Energía Concón S.A.	160.104	124.896	202.008	19.856	11.844	-	8.573
Cía. de Hidrógeno del Bío - Bío S.A. (2)	-	-	-	-	1.654	(807)	673
Petropower Energía Ltda.	112.401	59.649	63.314	14.398	13.936	(3.802)	6.619
Enap Sipetrol Argentina S.A.	76.170	464.576	190.482	295.363	261.832	(282.209)	(20.377)
Sipetrol International S.A.	66.126	99.659	7.101	-	138.817	(95.845)	57.638
EOP Operaciones Petroleras S.A.	1.105	986	543	-	-	(2)	(682)
Vientos Patagónicos SpA	2.051	460	-	2.063	-	-	(12)

(2) Con fecha 6 de agosto de 2018, ENAP transfirió su 5% de participación en Compañía de Hidrógeno del Bío-Bío S.A., a Enap Refinerías S.A, mediante esta cesión, la totalidad de los derechos sociales de dicha sociedad se reúnen en dominio de ERSA, produciéndose su disolución.

39. HECHOS POSTERIORES

Con fecha 16 de marzo, respondiendo al requerimiento de la CMF, oficio 9455, de informar los impactos y acciones tomadas por la empresa en relación con el brote de COVID-19 se informó lo siguiente:

Se estima que se producirá un menor nivel de ventas y menores márgenes, junto con una mayor necesidad de capital de trabajo, como consecuencia de las nuevas importaciones de productos refinados versus importaciones de crudo.

ENAP Y FILIALES
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS

En cuanto a las medidas que ENAP ha adoptado para mitigar los posibles efectos financieros y/o operacionales, se consideran las siguientes:

- Ejecutar planes operativos que permitan dar continuidad operacional y operación segura de las refinerías y plantas, incluso contando con dotaciones mínimas de trabajadores.
- Reforzar la logística y distribución de combustibles, mediante la coordinación permanente con las compañías distribuidoras y el Ministerio de Energía.
- Efectuaremos todos los esfuerzos tendientes a mantener una adecuada operación de oleoductos, terminales marítimos y patios de carga, solicitando apoyo de la autoridad cuando sea necesario.

Entre el 1 de enero de 2020 y a la fecha de emisión de estos estados financieros consolidados, no han ocurrido otros hechos posteriores que puedan afectar significativamente la razonabilidad de estos.

DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD

Los abajo suscritos, miembros del Directorio y Gerente General de la Empresa Nacional del Petróleo, en conformidad con las normas establecidas por la

Superintendencia de Valores y Seguros, declaran que la información contenida en la Memoria y Estados Financieros Anuales 2019 es veraz y completa.

María Loreto Silva Rojas
PRESIDENTA
RUT: 8.649.929-0

Fernando Massú Taré
DIRECTOR
RUT: 6.783.826-2

Ana Holuigue Barros
DIRECTORA
RUT: 5.717.729-2

Rodrigo Azócar Hidalgo
DIRECTOR
RUT: 6.444.699-1

Claudio Skármeta Magri
DIRECTOR
RUT: 5.596.891-8

Marcos Varas Alvarado
DIRECTOR
RUT: 10.409.044-3

José Luis Mardones Santander
DIRECTOR
RUT: 5.201.915-K

Andrés Roccatagliata Orsini
GERENTE GENERAL
RUT: 8.521.864-6

Santiago, marzo de 2020.