

RECOPE



PROSPECTO DE INVERSIÓN

Marzo, 2020

RECOPE

Seguridad energética

Prospecto de Inversión

REFINADORA COSTARRICENSE DE PETRÓLEO S.A.

Tipo	Monto de la emisión
Programa A de Emisiones de Bonos Estandarizados	\$200,000,000

Número de resolución y fecha de autorización para el Programa A de emisiones de Bonos Estandarizados: SGV-R-2702 del 27 de agosto del 2012

Puestos de Bolsa Representantes:

BCR Valores, S.A.

BN Valores Puesto de Bolsa S.A.



Asesor Financiero y Estructurador

Finanzas Corporativas de Centroamérica



Finanzas Corporativas
de Centroamérica

"La autorización para realizar oferta pública no implica calificación sobre la emisión, ni la solvencia del emisor o el intermediario"

Marzo, 2020
San José, Costa Rica

Notas importantes para el inversionista

“Señor inversionista, es su deber y derecho conocer el contenido del prospecto antes de tomar la decisión de invertir, este le brinda información sobre la emisión, la información relevante relativa al emisor, así como los riesgos asociados tanto a la emisión como al emisor. La información estipulada en el prospecto es de carácter vinculante para la empresa, lo que significa que esta será responsable legalmente por la información que se consigne en el prospecto.

Consulte los comunicados de hechos relevantes que realiza el emisor sobre los acontecimientos que pueden incidir en el desempeño de la empresa y los informes financieros periódicos. Complemente su análisis con la calificación de riesgo actualizada por las empresas calificadoras de riesgo.

El comportamiento y desempeño de las empresas emisoras a través del tiempo no aseguran su solvencia y liquidez futuras. La inversión que realice será únicamente por su cuenta y riesgo. La Superintendencia General de Valores no emite criterio sobre la veracidad, exactitud o suficiencia de la información contenida en este prospecto.

La Superintendencia General de Valores y quienes intervienen en el proceso de intermediación bursátil, no asumen responsabilidad sobre la situación financiera de la empresa emisora”.

Índice

Notas importantes para el inversionista.....	2
1. Información sobre las emisiones, la oferta e identificación de los directores, gerentes y asesores involucrados con el proceso de oferta pública	7
1.1. Información sobre la emisión y la oferta	7
1.1.1. Programa de Emisión de Bonos Estandarizados.....	7
1.1.2. Forma de Colocación de las emisiones	16
1.1.3. Garantías.....	17
1.1.4. Prelación de Pagos.....	17
1.1.5. Calificación de riesgo.....	17
1.1.6. Cláusula de redención anticipada	18
1.1.7. Razones de la oferta y uso de los recursos provenientes de la captación	19
1.1.8. Costos de la emisión y su colocación.....	21
1.1.9. Forma o mecanismo de representación	21
1.1.10. Agente de Pago	22
1.1.11. Tratamiento tributario.....	22
1.1.12. Emisiones inscritas en mercados internacionales	23
1.2. Identificación de los directores, gerentes y asesores involucrados con el proceso de oferta pública.....	23
2. Información esencial.....	24
2.1. Factores de riesgo que afectan a la emisión y a la empresa	24
2.1.1. Riesgos de la oferta	24
2.1.2. Riesgos propios de la Refinadora Costarricense de Petróleo S.A.	26
2.1.3. Riesgos de la industria.....	32
2.1.4. Riesgos del entorno	33
2.1.5. Administración de riesgos.....	35
2.2. Estados Financieros Auditados de RECOPE	37
2.3. Análisis de indicadores financieros	37
2.3.1. Índices de liquidez.....	38
2.3.2. Índices de rentabilidad	40
2.3.3. Índices de actividad	43
2.4. Endeudamiento.....	48
2.4.1. Pasivo total a patrimonio neto (veces)	48

2.4.2. Captaciones a pasivo total (porcentajes)	49
2.4.3. Proceso de adquisición de deudas para RECOPE	50
2.4.4 Pasivo total más pasivo contingente a patrimonio total (veces)	50
2.4.5. Antigüedad de saldos	51
2.5 Capitalización.....	52
2.6. Exposición cambiaria.....	53
3. Información sobre la empresa.....	55
3.1. Historia y desarrollo de RECOPE	55
3.1.1. Razón Social	55
3.1.2. Nombre comercial	55
3.1.3. Jurisdicción bajo la cual está constituida	55
3.1.4. Fecha de constitución y cita de inscripción del Registro Público	55
3.1.5. Número de cédula jurídica	55
3.1.6. Composición del capital	55
3.1.7. Domicilio legal	55
3.1.8. Fecha de cierre fiscal y económico	55
3.1.9. Auditoría externa.....	56
3.1.10. Asesoría legal	56
3.1.11. Moneda de la información financiera.....	56
3.1.12. Números de teléfono.....	56
3.1.13. Apartado postal.....	56
3.1.14. Sitio web.....	56
3.1.15. Correo electrónico.....	56
3.1.16. Fax.....	56
3.1.17. Asistencia Técnica	56
3.1.18. Acontecimientos más relevantes.....	57
3.1.19. Actividades principales:	62
3.1.20. Mercado que abastece	64
3.1.21. Productos ofrecidos	65
3.1.22. Canales de distribución.....	70
3.1.23. Litigios	74
3.1.24. Determinación de los precios	80
4. Visión general de la empresa.....	88

4.1. Misión de la empresa:.....	88
4.2. Visión de la empresa:	88
4.3. Objetivos estratégicos	88
4.4. Organigrama	89
4.5. Propiedades, planta y equipo	91
5. Resultados de operación y financieros e información prospectiva (Opinión de la Gerencia)	93
5.1 Bases estratégicas de los últimos años	93
5.2 Desarrollo de la infraestructura	94
5.3 Compromiso con el ambiente.....	95
5.4 Eficiencia administrativa	96
5.5 Evolución de las ventas.....	97
5.6 Evolución del precio internacional de los combustibles.....	99
5.7 Importación de combustibles.....	108
5.8 Fondo de pago de los bonos	112
6. Directores, personal gerencial, y empleados de RECOPE	115
6.1. Directores de RECOPE	115
6.1.1. Miembros de la Junta Directiva	115
6.1.2. Funciones de los miembros de la Junta Directiva.....	124
6.1.3. Comité de Auditoría	127
6.1.4. Prácticas de selección del Consejo Directivo.....	128
6.2. Consejo Consultivo.....	128
6.3. Organizaciones de trabajadores	134
6.4. Participación social de directores, personal gerencial y empleados	135
7. Participaciones significativas y transacciones con partes relacionadas	136
7.1. Transacciones con partes relacionadas.....	136
7.2. Participaciones significativas.....	136
7.3. Participaciones de asesores y consejeros	136
8. Información financiera.....	137
8.1 Periodicidad de la información a los inversionistas	137



Prospecto de Inversión
REFINADORA COSTARRICENSE DE PETRÓLEO S.A.

1. Información sobre las emisiones, la oferta e identificación de los directores, gerentes y asesores involucrados con el proceso de oferta pública

1.1. Información sobre la emisión y la oferta

1.1.1. Programa de Emisión de Bonos Estandarizados

La inscripción del programa A de emisiones de Bonos Estandarizados, de la Refinadora Costarricense de Petróleo S.A. – en adelante RECOPE – fue autorizada por la Junta Directiva en el artículo 5 de la sesión ordinaria N°4519-72 celebrada el miércoles 26 de enero del 2011, el cual fue reformado por el artículo 4.1 del acta de la sesión ordinaria N° 4574-127, celebrada el miércoles 24 de agosto del 2011. Finalmente en la Sesión Ordinaria #4638-191, celebrada el miércoles 16 de mayo de 2012 Artículo #3.3 se modificaron estos acuerdos para autorizar “la colocación de los títulos valores tanto en el mercado de valores costarricense como en mercados extranjeros”.

Las características del programa A de emisiones de bonos, se detalla a continuación:

Clase de instrumento	Bonos
Nombre del programa	Programa A de Emisiones de Bonos Estandarizados
Monto total del programa y moneda	\$200.000,000 dólares moneda del curso legal de Estados Unidos
Series y plazos del programa(1)	El nombre de las series y el plazo de las mismas se definirán previos a la colocación mediante Comunicado de Hecho Relevante
Moneda de las emisiones(1)	Las series del Programa A podrán ser emitidas en colonos ó dólares, moneda del curso legal de los Estados Unidos
Monto de cada emisión(1)	A definirse previo a la colocación mediante

	Comunicado de Hecho Relevante
Fecha de emisión y de vencimiento(1)	A definirse previo a la colocación mediante Comunicado de Hecho Relevante
Denominación o valor facial	\$1.000 (mil dólares) y ₡1.000.000 (un millón de colones), para las emisiones en dólares y en colones respectivamente
Tasa de interés bruta(1, 3)	A definirse previo a la colocación mediante Comunicado de Hecho Relevante
Tasa de interés neta(3)	Tasa bruta menos Impuesto sobre la renta vigente aplicable a los intereses
Opción redención anticipada(1, 2)	Se definirá previo a la colocación mediante Comunicado de Hecho Relevante, si la serie tiene una opción de redención anticipada, la fecha a partir de la cual se puede ejecutar la opción de redención anticipada y el precio de redención
Factor de cálculo	30 / 360
Periodicidad ¹	A definirse previo a la colocación mediante Comunicado de Hecho Relevante
Amortización del principal	Al vencimiento
Forma de representación	Anotación electrónica en cuenta
Ley de circulación	A la orden
Forma de colocación	Contratos de colocación, por colocación directa y subasta por Bolsa

(1) La fecha de emisión, la fecha de vencimiento, el nombre, el plazo y el monto y moneda de la serie, la tasa de interés bruta, la tasa de interés neta, la periodicidad en el pago de intereses, si la serie cuenta con una opción de redención anticipada, la fecha a partir de la cual se puede ejecutar dicha opción y el precio de redención, el código ISIN y el nemotécnico de cada emisión que compone el programa serán informados mediante un Comunicado de Hecho Relevante, al menos 5 días hábiles antes de la primera colocación de la primera serie y al menos dos días hábiles para las siguientes colocaciones.

(2) Las series podrán o no tener una opción de redención anticipada. Si la serie se define con una opción de redención anticipada, dicha opción de redención seguirá los lineamientos establecidos en el punto 1.1.6. del presente prospecto.

(3) En el caso de emisiones con tasa de interés ajustable, la tasa de referencia que se utilizará será la vigente un (1) día hábil antes del inicio de cada periodo de pago de intereses, de acuerdo con el inciso e) del artículo 9 del Reglamento sobre Oferta Pública de Valores.

Según el artículo 11 del Reglamento sobre oferta pública de valores, cada emisión de los programas deberá mantener un monto mínimo de ₡100.000.000 o su equivalente en dólares y un número mínimo de 200 valores, con el propósito de asegurar la existencia de un volumen suficiente de títulos para dar profundidad al mercado secundario.

La colocación del saldo por inscribir de los programas antes descritos deberá de realizarse dentro de los cuatro años siguientes a la fecha de registro del programa, de acuerdo con el artículo 17 del Reglamento sobre oferta pública de valores. El Superintendente podrá autorizar en condiciones excepcionales, a partir de una solicitud justificada, que el plazo del programa se extienda hasta por un año más.

Serie A1

Clase de instrumento	Bonos Estandarizados
Nombre del programa	Programa A de Emisiones de Bonos Estandarizados
Serie a colocar	SERIE A1
Monto total del programa y moneda	\$ 200.000.000 (doscientos millones de dólares)
Monto de Serie	\$ 50.000.000 (cincuenta millones de dólares)
Monto subastado / colocado	\$ 50.000.000 (cincuenta millones de dólares)
Plazo de la emisión	10 años
Fecha de emisión	5 de diciembre del 2012
Fecha de vencimiento	5 de diciembre del 2022
Denominación o valor facial	\$ 1.000 (mil dólares)
Código ISIN	CRRECOPB0012
Nemotécnico	Bra1\$
Tasa de interés bruta	5,98%
Tasa de interés neta	Tasa bruta menos el impuesto sobre la renta vigente aplicable a los intereses. Actualmente 8%. Resolución DGT-951-2012.
Factor de cálculo	30 / 360

Opción de redención anticipada	La serie A1 no cuenta con la opción de redención anticipada
Periodicidad	Cupón semestral
Amortización del Principal	Al vencimiento
Forma de representación	Anotación electrónica en cuenta
Ley de circulación	A la orden
Forma de colocación	Subasta por bolsa
Plazo de Liquidación	T+2
Calificación de riesgo(1)	AAA (cri) Fitch Costa Rica AAA (slv) Fitch El Salvador AAA PacificCredit Rating El Salvador
Destino de los Recursos	Los recursos de esta emisión serán utilizados en la inversión en: - Ampliación y optimización de la capacidad de almacenamiento - Ampliación de la Terminal Portuaria Petrolera del Atlántico Portuaria Petrolera del Atlántico.

(1)Según el artículo 2 del Reglamento sobre Calificación de Valores y Sociedades Calificadores de Riesgo, las emisiones de valores de instituciones públicas no bancarias costarricenses no son objeto de calificación de riesgo obligatoria. La calificación de riesgo del programa de emisiones al que pertenece esta emisión se puede consultar en RECOPE, Fitch Costa Rica, en el sitio web www.fitchca.com y en www.ratingspcr.com.

Serie A2

Clase de instrumento	Bonos Estandarizados
Nombre del programa	Programa A de Emisiones de Bonos Estandarizados
Serie a colocar	SERIE A2
Monto total del programa y moneda	\$ 200.000.000 (doscientos millones de dólares)
Monto de Serie	\$ 50.000.000 (cincuenta millones de dólares)

Monto subastado/ colocado	\$ 50.000.000 (veinticinco millones de dólares)
Código ISIN	CRRECOPB0020
Nemotécnico	bra2\$
Plazo de la emisión	15 años
Fecha de emisión	3 de abril del 2013
Fecha de vencimiento	3 de abril del 2028
Denominación o valor facial	\$ 1.000 (mil dólares)
Tasa de interés bruta	6,36%
Tasa de interés neta	Tasa bruta menos Impuesto sobre la renta vigente aplicable a los intereses. Actualmente 8%. Resolución DGT-951-2012.
Factor de cálculo	30 / 360
Opción de redención anticipada	La serie A2 no cuenta con la opción de redención anticipada
Periodicidad	Cupón semestral
Amortización del Principal	Al vencimiento
Forma de representación	Anotación electrónica en cuenta
Ley de circulación	A la orden
Forma de colocación	Subasta por bolsa
Plazo de Liquidación	T+2
Calificación de riesgo ⁽¹⁾	AAA (cri) Fitch Costa Rica AAA (slv) Fitch El Salvador AAA PacificCredit Ratings El Salvador
Destino de los Recursos	Los recursos de esta emisión serán utilizados en la inversión en: - Ampliación y optimización de la capacidad de

	almacenamiento - Ampliación de la Terminal Portuaria Petrolera del Atlántico
--	---

(1) Según el artículo 2 del Reglamento sobre Calificación de Valores y Sociedades Calificadoras de Riesgo, las emisiones de valores de instituciones públicas no bancarias costarricenses no son objeto de calificación de riesgo obligatoria. La calificación de riesgo del programa de emisiones al que pertenece esta emisión se puede consultar en RECOPE, Fitch Costa Rica, en el sitio web www.fitchca.com y en www.ratingspcr.com.

Serie A4

Clase de instrumento	Bonos Estandarizados
Nombre del programa	Programa A de Emisiones de Bonos Estandarizados
Serie a colocar	SERIE A4
Monto total del programa y moneda	\$200.000.000 (doscientos millones de dólares)
Monto de Serie	\$40.000.000 (cuarenta millones de dólares)
Monto subastado/ colocado	\$40.000.000 (cuarenta millones de dólares)
Código ISIN	CRRECOPB0046
Nemotécnico	bra4\$
Plazo de la emisión	15 años
Fecha de emisión	02 de julio de 2014
Fecha de vencimiento	02 de julio de 2029
Denominación o valor facial	\$ 1.000,00 (mil dólares)
Tasa de interés bruta	7.07%
Tasa de interés neta	Tasa bruta menos Impuesto sobre la renta vigente aplicable a los intereses.
Factor de cálculo	30 / 360
Opción de redención anticipada	La serie A4 no cuenta con la opción de redención anticipada

Periodicidad	Cupón semestral
Amortización del Principal	Al vencimiento
Forma de representación	Anotación electrónica en cuenta
Ley de circulación	A la orden
Forma de colocación	Subasta por bolsa
Plazo de Liquidación	T+2
Calificación de riesgo (1)	AAA (cri) Fitch Costa Rica
Destino de los Recursos	<p>Los recursos de esta emisión serán utilizados en la inversión en:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Ampliación y optimización de la capacidad de almacenamiento. - Ampliación de la Terminal Portuaria Petrolera del Atlántico.

(1) Según el artículo 2 del Reglamento sobre Calificación de Valores y Sociedades Calificadores de Riesgo, las emisiones de valores de instituciones públicas no bancarias costarricenses no son objeto de calificación de riesgo obligatoria. La calificación de riesgo del programa de emisiones al que pertenece esta emisión se puede consultar en RECOPE, Fitch Costa Rica, en el sitio web www.fitchca.com y en www.ratingspcr.com.

Serie A5

Clase de instrumento	Bonos Estandarizados
Nombre del programa	Programa A de Emisiones de Bonos Estandarizados
Serie a colocar	SERIE A5
Monto total del programa y moneda	\$ 200.000.000 (doscientos millones de dólares)
Monto de Serie	₡20.000.000.000 (veinte mil millones de colones)
Monto subastado/ colocado	₡20.000.000.000 (veinte mil millones de colones)
Código ISIN	CRRECOPB0053
Nemotécnico	bra5c

Plazo de la emisión	10 años
Fecha de emisión	24 de marzo de 2015
Fecha de vencimiento	24 de marzo de 2025
Denominación o valor facial	₡1.000.000 (un millón de colones)
Tasa de interés bruta	11,96%
Tasa de interés neta	Tasa bruta menos impuesto sobre la renta vigente aplicable a los intereses.
Factor de cálculo	30 / 360
Opción de redención anticipada	La serie A5 no cuenta con la opción de redención anticipada
Periodicidad	Cupón semestral
Amortización del Principal	Al vencimiento
Forma de representación	Anotación electrónica en cuenta
Ley de circulación	A la orden
Forma de colocación	Subasta por bolsa
Plazo de Liquidación	T+2
Calificación de riesgo (1)	AAA (cri) Fitch Costa Rica
Destino de los Recursos	Los recursos de esta emisión serán utilizados en la inversión en: Ampliación y optimización de la capacidad de almacenamiento Ampliación de la Terminal Portuaria Petrolera del Atlántico

(1) Según el artículo 2 del Reglamento sobre Calificación de Valores y Sociedades Calificadores de Riesgo, las emisiones de valores de instituciones públicas no bancarias costarricenses no son objeto de calificación de riesgo obligatoria. La calificación de riesgo del programa de emisiones al que pertenece esta emisión se puede consultar en RECOPE, Fitch Costa Rica, en el sitio web www.fitchca.com y en www.ratingspcr.com.

Serie A6

Clase de instrumento	Bonos Estandarizados
Nombre del programa	Programa A de Emisiones de Bonos Estandarizados
Serie a colocar	SERIE A6
Monto total del programa y moneda	\$ 200.000.000 (doscientos millones de dólares)
Monto de Serie	₡5.667.000.000 (cinco mil seiscientos sesenta y siete millones de colones) Según Comunicado de Hecho Relevante, nota GAF-0890-2018, el monto restante por ₡6.443 millones originalmente inscrito no será colocado.
Monto subastado/ colocado	₡5.667.000.000
Código ISIN	CRRECOPB0061
Nemotécnico	Bra6c
Plazo de la emisión	10 años
Fecha de emisión	16 de junio de 2016
Fecha de vencimiento	16 de junio de 2026
Denominación o valor facial	₡1.000.000 (un millón de colones)
Tasa de interés bruta	9,95%
Tasa de interés neta	Tasa bruta menos impuesto sobre la renta vigente aplicable a los intereses.
Factor de cálculo	30 / 360
Opción de redención anticipada	La serie A6 no cuenta con la opción de redención anticipada
Periodicidad	Cupón semestral
Amortización del Principal	Al vencimiento

Forma de representación	Anotación electrónica en cuenta
Ley de circulación	A la orden
Forma de colocación	Subasta por bolsa
Plazo de Liquidación	T+2
Calificación de riesgo (1)	AAA (cri) Fitch Costa Rica
Destino de los Recursos	Los recursos de esta emisión serán utilizados en la inversión en: Ampliación y optimización de la capacidad de almacenamiento Ampliación de la Terminal Portuaria Petrolera del Atlántico

(1) Según el artículo 2 del Reglamento sobre Calificación de Valores y Sociedades Calificadores de Riesgo, las emisiones de valores de instituciones públicas no bancarias costarricenses no son objeto de calificación de riesgo obligatoria. La calificación de riesgo del programa de emisiones al que pertenece esta emisión se puede consultar en RECOPE, Fitch Costa Rica, en el sitio web www.fitchca.com y en www.ratingspcr.com.

1.1.2. Forma de Colocación de las emisiones

Cada serie perteneciente al Programa A de emisiones de Bonos Estandarizados se colocará de conformidad con las necesidades de recursos de RECOPE. Las colocaciones de las series del Programa, deberán cumplir con las siguientes disposiciones:

- a) Los mecanismos de colocación que se podrán utilizar son: colocación directa, subasta y contratos de colocación.
- b) En las colocaciones fuera de bolsa, excepto en el caso de la suscripción en firme por la totalidad de la emisión, se brindará un trato igualitario a los inversionistas en el acceso y difusión de la información sobre la emisión y el mecanismo de colocación, así como en las condiciones de la colocación.
- c) Para las colocaciones fuera de bolsa, el emisor definirá y comunicará el mecanismo a utilizar y las reglas que aplicará al mecanismo seleccionado.
- d) Las colocaciones por bolsa se sujetarán a los mecanismos y disposiciones que la bolsa de valores respectiva disponga por vía reglamentaria, en concordancia con el principio de trato igualitario señalado en el numeral b. anterior.
- e) La convocatoria de la colocación (fuera o dentro de bolsa) y sus condiciones, se informarán mediante un Comunicado de Hecho Relevante, 5 días hábiles antes de la

primera colocación que realice el emisor y 2 días hábiles antes de las colocaciones posteriores.

- f) En caso de que se utilice un contrato de colocación, el emisor informará mediante Comunicado de Hecho Relevante el nombre de los suscriptores, la naturaleza y el plazo de las obligaciones de los intermediarios, el monto a suscribir por cada uno, las compensaciones convenidas y el precio a pagar por los valores, como máximo 1 día hábil después de la firma del contrato.

Las emisiones se podrán colocar en el mercado de valores de Costa Rica o en cualquier otro mercado de valores organizado del exterior. El resultado de las colocaciones en el exterior se comunicará por medio de Hecho Relevante.

1.1.3. Garantías

Las series de emisiones pertenecientes al Programa A de RECOPE no cuentan con ninguna garantía específica.

1.1.4. Prelación de Pagos

La prelación de pagos consiste en el orden en el cual los acreedores de una entidad serían pagados ante la eventual quiebra de su deudor. En el caso de RECOPE, los créditos de los trabajadores gozarán de un privilegio especialísimo sobre todos los demás acreedores de la masa, de conformidad con el artículo 33 del Código de Trabajo. En el caso de otras obligaciones se mantienen las mismas condiciones de prelación de pagos de los acreedores actuales (principio de pari-passu) y aplica a las emisiones de estos programas de emisiones. Es decir, todos los restantes acreedores tienen la misma prioridad de pago.

1.1.5. Calificación de riesgo

Según el artículo 2 del Reglamento sobre Calificación de Valores y Sociedades Calificadores de Riesgo, las emisiones de valores de instituciones públicas no bancarias costarricenses no están sujetas al requisito de calificación de riesgo obligatoria.

Dicho artículo indica lo siguiente: *“Están sujetos al requisito de la calificación obligatoria los siguientes valores o productos autorizados según el Reglamento sobre oferta pública de valores o el Reglamento general sobre sociedades administradoras y fondos de inversión: / a) Emisiones de deuda y bonos convertibles, exceptuando las emisiones de valores del Estado e instituciones públicas no bancarias costarricenses / b) (...)”*

No obstante lo anterior, RECOPE ha contratado la calificación del programa de emisiones de deuda contenido en este prospecto. La calificación de riesgo fue realizada por la empresa Fitch Ratings, quien otorgó una calificación de riesgo AAA(cri) en la sesión ordinaria celebrada el día 4 de octubre de 2019 por su Consejo de Calificación, con base en la información financiera no auditada al 30 de junio de 2019 (ver RECOPE_FFR_OCT. 2019.pdf).

Adicionalmente, RECOPE cuenta con dos calificaciones de riesgo del programa de emisiones de deuda contenido en este prospecto en El Salvador. Una de las calificaciones de riesgo fue realizada por SCR Clasificadora de Riesgo, quien le otorgó una calificación de riesgo de EAAA(slv) en la sesión ordinaria celebrada el día 8 de noviembre de 2019 de su Consejo de Calificación con base la información financiera no auditada al 31 de marzo y 30 de junio de 2019 (nota SCRES-602412019-RECOPE-0619.pdf) y la otra por Pacific Credit Rating, quien le otorgó una calificación de riesgo de AAA en sesión ordinaria de Comité No. 01/2019 de 23 de enero de 2020, con base en la información financiera al 30 de junio de 2019 (nota CR-RECOPE-201906-EM-FIN). Estas calificaciones de riesgo serán actualizadas cada tres meses por normativa de El Salvador.

La calificación de FITCH Ratings 'AAA(cri)' indica la máxima calificación asignada por FITCH en la escala de calificación nacional de Costa Rica. Esta calificación se asigna a emisores u obligaciones con la expectativa más baja de riesgo de incumplimiento en relación a todos los demás emisores u obligaciones en Costa Rica.

La calificación de SCR Clasificadora de Riesgo 'EAAA(slv)' corresponde a aquellas entidades que cuentan con la más alta capacidad de pago de sus obligaciones en los términos y plazos pactados, la cual no se vería afectada ante posibles cambios en la entidad, en la industria a que pertenece o en la economía. Los factores de riesgo son insignificantes.

La categoría AAA (slv) corresponde a aquellos instrumentos en que sus emisores cuentan con la más alta capacidad de pago del capital e intereses en los términos y plazos pactados, la cual no se vería afectada ante posibles cambios en el emisor, en la industria a que pertenece o en la economía.

La categoría AAA de Pacific Credit Rating se le asigna a emisiones con la más alta calidad de crédito. Los factores de riesgo son prácticamente inexistentes.

Los informes de las calificaciones de riesgo se encuentran en el anexo 1.

1.1.6. Cláusula de redención anticipada

Las emisiones pertenecientes al Programa A podrán o no tener una opción de redención anticipada. Las opciones de redención anticipada son discrecionales del emisor. Dicha redención se realizará en efectivo, al precio que se haya establecido para dicha redención. La fecha a partir de la cual se puede comenzar a redimir la emisión, será definida mediante Comunicado de Hecho Relevante, al menos cinco (5) días hábiles antes de la primera colocación de la primera serie y dos (2) días hábiles antes de la fecha de cada una de las posteriores colocaciones. El emisor comunicará con al menos dos (2) meses de anticipación, la fecha y el monto a redimir.

Cuando se realice una redención anticipada, el emisor comunicará a más tardar el día hábil siguiente de la fecha de ejecución de la redención, el nombre de la emisión, la fecha de ejecución de la redención, el monto redimido y el saldo en circulación después de ejecutada la redención, de conformidad con lo establecido por SUGEVAL.

Características generales aplicables a las opciones de redención anticipada.

Toda opción de redención anticipada podrá efectuarse de manera parcial o total. La fecha de redención anticipada deberá coincidir con una fecha de pago de intereses. El emisor informará a los tenedores mediante Hecho Relevante su decisión de redención anticipada, con al menos dos (2) meses de anticipación a dicha fecha. Los tenedores de las series estandarizadas a redimir no podrán negarse a venderlas.

En caso de que la redención sea parcial, ésta se podrá realizar una o más veces a discreción del emisor, no existiendo límites mínimos o máximos sobre el monto a redimir, con la única excepción de que en ningún caso podrá quedar como remanente un saldo de la serie en circulación menor a cien millones de colones, o su equivalente en dólares al tipo de cambio del Banco Central de Costa Rica, o doscientos valores.

El monto a redimir se distribuirá proporcionalmente entre todos los tenedores de las series a redimir, en función del monto facial de su inversión. En este caso, si la proporción a aplicar resulta en un número de títulos valores con una fracción igual o mayor a 0,5, se redondeará al entero superior, caso contrario se redondeará al entero inferior. La cancelación de la redención parcial o total, según corresponda, se hará por medio de Sistema de Anotación en Cuenta (SAC), administrado por el Banco Central de Costa Rica y acreditados los montos correspondientes a los inversionistas por medio de las entidades de custodia.

Para efectos de la redención parcial, la fecha para identificar a los inversionistas que se tomarán en consideración, serán aquellos que aparezcan registrados en Sistema de Anotación en Cuenta (SAC) el día de la fecha de redención.

1.1.7. Razones de la oferta y uso de los recursos provenientes de la captación

Los recursos que RECOPE captaría a través de las emisiones de Bonos Estandarizados, serán destinados a la inversión en proyectos del Sistema Nacional de Combustibles, el cual consiste en el conjunto de infraestructura que es utilizado para realizar el abastecimiento de la demanda de combustibles. Los proyectos a financiar son los siguientes:

Ampliación y optimización de la capacidad de almacenamiento

El objetivo de este programa es optimizar, ampliar y desconcentrar la capacidad de almacenamiento de los combustibles, a efectos de aumentar los inventarios operativos y estratégicos de productos, en los diferentes planteles de almacenamiento, y, de esta forma, mitigar los riesgos originados por fenómenos naturales que interrumpan el trasiego de productos de plantel a plantel o impidan el atraque de los barcos. Asimismo, la construcción de los nuevos tanques aumentará la flexibilidad operativa, permitirá mejorar el mantenimiento de los tanques existentes y reducirá los gastos operativos.

El programa se ubica en los diferentes planteles de venta de RECOPE e incluye la sustitución de tanques de gasolina en el Plantel El Alto y la construcción de tanques en el Plantel La Garita (gasolina y diesel), Plantel Barranca (jet fuel), y Plantel Moín (fuel oil, GLP,

diesel y gasolina). Estos proyectos, en su conjunto, permitirán aumentar la capacidad de almacenamiento operativa en al menos 907.485 barriles (equivalente a una cuarta parte de la actual).

Los proyectos que conforman este programa se encuentran en diferentes etapas del proceso de ejecución.

Debe indicarse que la construcción de tanques cuenta con los permisos municipales y de SETENA así como del refrendo de los contratos por parte de la Contraloría General de la República.

Algunos de los proyectos concluyeron en el año 2016 y 2017. En la actualidad se encuentran concluidos y operativos, las esferas YT-7711, YT-7712, YT-7713 así como los seis Recipientes Cilíndricos Horizontales para almacenamiento de GLP. Los tanques ubicados en los planteles El Alto, La Garita y Barranca, iniciaron operaciones en 2016, mientras que los de Moín problemas contractuales no han permitido su puesta en marcha.

Ampliación de la Terminal Portuaria Petrolera del Atlántico

El proyecto consiste en la construcción de un puerto tipo duques de alba, con capacidad para atender barcos de hasta 80.000 toneladas de peso muerto y considera la ampliación del actual rompeolas, dragado de la zona de atraque, la dársena de maniobras y el canal de acceso, así como los sistemas complementarios de seguridad, instrumentación y control.

Este proyecto busca reducir los costos operativos de la importación, al eliminarse el flete muerto que se paga por traer embarques menores que la capacidad de los barcos, debido a las limitaciones de calado del puerto actual. El nuevo muelle permitirá descongestionar las instalaciones actuales, debido a que se podrán importar embarques de mayor tamaño, reducir el número de barcos por año y, por lo tanto, disminuir las multas por debido a los tiempos de espera de los buques que descargan en Moín.

Con el nuevo muelle también se tendrá una mayor flexibilidad operativa para la atención de los barcos, según la carga, y permitirá la importación de embarques de petróleo, acorde con las necesidades de la refinería de 65 mil barriles (bbl) diarios.

Se espera que la construcción de este proyecto concluya durante el primer semestre de 2019. Este proyecto se ubica en la misma zona en la cual el Gobierno de la República está promoviendo la modernización de las instalaciones portuarias de Moín, no obstante, no existe interferencia entre ambos proyectos.

La inversión de todos los proyectos que se atenderán con los recursos de las emisiones de valores de oferta pública del presente prospecto asciende a \$265,92 millones, esto según la última actualización que se realizó en el Estudio Ordinario de Precios 2018. El desglose de los mismos según los importes de cada contratación son: 1) Esfera YT-7711 y seis Recipientes Cilíndricos Horizontales de GLP (US\$22.550,94 miles); 2) Ampliación del Terminal Portuario Petrolero del Atlántico (US\$128.441,7 miles); 3) Tres tanques para

complementar la ampliación del terminal petrolero (US\$50.936,9 miles); 4) Ocho tanques divididos en El Alto, La Garita y Barranca (US\$45.842,8 miles); 5) Dos tanques para asfalto y para búnker para ventas en Moín (US\$18.147,6 miles). Dichos montos están actualizados al 21 de diciembre de 2017, sólo el proyecto de Ampliación del Terminal Petrolero ha sufrido dos cambios del monto original.

La diferencia entre el monto total y la captación de recursos del presente programa de emisiones se financiará con recursos propios.

El financiamiento de los proyectos de inversión antes descritos necesita de la autorización del MIDEPLAN, BCCR y el Ministerio de Hacienda. Dichas autorizaciones ya fueron aprobadas por dichas entidades, mediante los siguientes acuerdos que se encuentran en el anexo 2:

- a. DM -354-2011 MINAET
- b. DM-609-11 MIDEPLAN
- c. BCCR-sesión 5531 artículo 4
- d. DM-034-12 aval definitivo
- e. STAP 55-1554-2012 autorización de AP acuerdo 9957

1.1.8. Costos de la emisión y su colocación

Los costos asociados con la estructuración, registro y colocación de la presente emisión se estiman en 0,6% del monto nominal de la misma.

Los gastos que se generen en la distribución de los valores de la presente emisión deberán ser asumidos en su totalidad por los intermediarios; sin embargo, RECOPE, a su discreción y conveniencia, podrá reconocer una comisión de colocación a los intermediarios de hasta un 0,5% del valor transado.

En los casos en que el emisor reconozca una comisión a intermediarios locales, el porcentaje definitivo de comisión se dará a conocer a través de un Comunicado de Hecho Relevante, como mínimo cinco (5) días hábiles antes de la primera colocación de la primera serie y dos (2) días hábiles antes de las siguientes colocaciones.

1.1.9. Forma o mecanismo de representación

Cada emisión del programa, estará representada por medio de anotación electrónica en cuenta que es un registro electrónico mediante el cual se representa un título valor.

La anotación electrónica en cuenta de las emisiones de valores de RECOPE implica básicamente lo siguiente:

- a. Que la representación por medio de anotación electrónica en cuenta es irreversible, según lo establece el artículo 115 de la Ley Reguladora del Mercado de Valores y que los

valores se constituyen como tales en virtud de su inscripción en el correspondiente registro contable.

- b. Que el registro contable de valores mediante anotación electrónica en cuenta se rige por los principios de prioridad de la inscripción y tracto sucesivo. De conformidad con el principio de prioridad, una vez que se ha llevado a cabo una inscripción, no puede practicarse ninguna otra sobre el mismo valor que tenga origen en un hecho producido con anterioridad en lo que resulte opuesta o incompatible con la anterior.
- c. Que como consecuencia del principio de prioridad antes mencionado, las entidades adheridas deben practicar las operaciones correspondientes según el orden de presentación.
- d. Que quien figure como titular en el registro de valores mediante anotación electrónica en cuenta se constituye como el titular de una cantidad determinada de valores, de manera que estos se identifiquen por saldos. Lo anterior, sin perjuicio de las necesidades de identificación que puedan derivarse de la constitución de derechos reales, gravámenes o anotaciones de embargo.
- e. Que la transmisión es oponible a terceros desde el momento en que se haya practicado la inscripción en el registro contable.
- f. Que las entidades adheridas al Sistema Nacional de Registro de Anotaciones en Cuenta, son las únicas competentes para emitir constancias de titularidad sobre dichos valores.

1.1.10. Agente de Pago

RECOPE hará los pagos por concepto de intereses y principal de los títulos valores estandarizados mediante el siguiente mecanismo: depósito en Sistema de Anotación en Cuenta (SAC), administrado por el Banco Central de Costa Rica, quien pagará a cada uno de los custodios para que éstos a su vez cancelen a los titulares de los valores.

1.1.11. Tratamiento tributario

El tratamiento tributario de la presente emisión se encuentra sujeto al ordenamiento jurídico costarricense, de conformidad con lo dispuesto en la Ley No. 7092, Ley del Impuesto sobre la Renta, su reglamento y los pronunciamientos de la Autoridad Tributaria Costarricense. El emisor es responsable de proceder de conformidad con ese ámbito normativo. Es responsabilidad del adquirente de los valores verificar el tratamiento tributario aplicable a su caso particular de conformidad con lo establecido en la Ley No. 7092, Ley de Impuesto sobre la Renta y su Reglamento. Si la emisión es colocada fuera del territorio costarricense, el inversionista es responsable de verificar el tratamiento tributario aplicable en la jurisdicción donde lo adquiera. Las modificaciones futuras en la tasa impositiva aplicable a los intereses serán asumidas directamente por los inversionistas, todo de conformidad con el marco legal vigente.

1.1.12. Emisiones inscritas en mercados internacionales

El Programa A de Emisiones de Bonos Estandarizados se encuentra inscrito en el mercado secundario bursátiles en El Salvador. Según se comunicó mediante Comunicado de Hecho Relevante GG-2357-2012 de 3 de diciembre de 2012, cuenta con el Asiento Registral Único No. EM-0023-2012, del Registro Especial de Emisiones de Valores del Registro Público Bursátil, de la Superintendencia del Sistema Financiero de ese país.

1.2. Identificación de los directores, gerentes y asesores involucrados con el proceso de oferta pública

Nombre	Puesto	Participación
REFINADORA COSTARRICENSE DE PETRÓLEO S.A.		
Alejandro Muñoz Villalobos	Presidente	Representante Legal
Max Umaña Hidalgo	Gerente General	Representante Legal
Edgar Gutiérrez Valitutti	Gerente de Administración y Finanzas	Representante Legal
Luis Carlos Solera Salazar	Jefe Departamento de Estudios Económicos y Financieros	Coordinador
FINANZAS CORPORATIVAS DE CENTROAMERICA, FCCA S.A.		
Roberto Venegas Renault	Presidente	Estructurador
José Roberto Venegas Quesada	Asociado Senior	Estructurador

Despacho de Auditoría Externa: Deloitte & Touche S.A.

2. Información esencial

En esta sección se comunicará a los posibles inversionistas los aspectos más relevantes sobre la condición financiera de RECOPE y los factores de riesgo asociados a la inversión.

2.1. Factores de riesgo que afectan a la emisión y a la empresa

Los factores de riesgo definen algunas situaciones, circunstancias o eventos que pueden suscitarse en la empresa y reducir o limitar el rendimiento y liquidez de los valores objeto de la oferta pública y traducirse en pérdidas para el inversionista. Las siguientes anotaciones le servirán de orientación para evaluar el efecto que éstos podrían tener en la inversión.

Estos factores de riesgo son clasificados como riesgos asociados con la emisión de los títulos valores (de oferta), riesgos asociados propiamente con el emisor (RECOPE), riesgos asociados con la industria y riesgos asociados a las principales variables macroeconómicas (del entorno).

2.1.1. Riesgos de la oferta

Son los riesgos propios de las emisiones y la forma en que afectan a los inversionistas. A continuación se detalla cada uno de ellos:

a. Riesgo de cesación de pagos

El riesgo de crédito, para el inversionista, se origina en la posibilidad de que el emisor incumpla con sus obligaciones. El riesgo de crédito puede tomar la forma de atrasos o de un incumplimiento de los pagos del principal e intereses.

b. Riesgo de variación de precio de los valores

Los precios de los valores podrían verse afectados por condiciones relacionadas con la percepción de riesgo que tengan los inversionistas sobre la solvencia del emisor. En forma similar, condiciones adversas en el mercado de valores, como problemas de liquidez, aumentos en las tasas de interés y otros, pueden afectar los precios de los valores. En esos casos los tenedores podrían experimentar fluctuaciones en el valor de mercado de los valores.

c. Riesgo de iliquidez en el mercado secundario

El riesgo de iliquidez se refiere a la posible dificultad del inversionista en convertir los títulos valores en fondos líquidos con la prontitud esperada, ya sea por limitaciones del mercado o por las características de las emisiones. Tal situación puede conllevar ajustes en el precio y en los costos de transacción para cerrar una operación en el mercado, lo que podría ocasionar que el inversionista reciba un monto menor al invertido o que éste no pueda liquidar su inversión.

d. Riesgo de variación en el tratamiento fiscal de los intereses

El tratamiento fiscal vigente, para los intereses de los bonos de la presente emisión, puede ser modificado por eventuales cambios en la legislación tributaria, en cuyo caso se verían afectados los intereses netos de impuesto sobre la renta.

e. Riesgo de redención anticipada

Las emisiones del programa de emisiones pueden tener cláusulas de redención anticipada, en virtud de la cual el emisor puede cancelar, parcial o totalmente, en forma anticipada en las condiciones que se estipulen en dicha cláusula. A pesar de que el emisor anuncia la características de la redención anticipada al momento de oferta pública de la serie que haya decidido que tenga esta condición, para el inversionista no hay certeza de cuando se haría efectiva la cláusula de redención, por lo que el rendimiento al vencimiento puede ser distinto al rendimiento esperado en el momento de compra del valor.

f. Riesgo de desinscripción de la emisión

Las emisiones de Bonos Estandarizados pueden ser desinscritas del Registro de Valores e Intermediarios. Para efectuar la desinscripción el emisor debe cumplir con una serie de requisitos previstos en el Reglamento de Oferta Pública a satisfacción de la Superintendencia General de Valores, entre otros, los indicados en los artículos 127 al 129, dentro de los cuales se establece que el 100% de los tenedores de los títulos debe estar de acuerdo con la desinscripción.

En el caso que se desinscriba la emisión y no se liquiden los valores, los inversionistas no contarían con información periódica ni podrían negociar los valores en el mercado secundario.

g. Riesgo por la posibilidad de que el emisor pague los intereses y principal en colones.

Existe el riesgo de que, ante la presencia de algún grado de inestabilidad macroeconómica relevante, el emisor no pueda disponer de las divisas necesarias para cancelar a los inversionistas sus beneficios en la moneda funcional de la Emisión de las series denominadas en dólares, moneda de curso legal de los Estados Unidos de América.

En consecuencia, el emisor podría recurrir a cancelar el principal y los intereses en moneda nacional, de conformidad con lo estipulado en el artículo 48 de la Ley Orgánica del Banco Central de Costa Rica. Lo anterior influye en el rendimiento final de los inversionistas, ya que el inversionista podría nunca recibir sus aportes y rendimientos estrictamente en la moneda funcional, en el caso de las series denominadas en dólares, moneda de curso legal de los Estados Unidos de América.

2.1.2. Riesgos propios de la Refinadora Costarricense de Petróleo S.A.

Son los riesgos derivados de la propia administración del emisor, lo cual puede tener un impacto en su desempeño financiero y, consecuentemente, en su capacidad de pago para hacer frente a las obligaciones con los inversionistas. Este tipo de riesgos incluye los siguientes:

a. Riesgo de concentración de clientes

Este riesgo se define como una alta concentración de la empresa en un segmento específico de clientes: ya sea por sector económico o naturaleza del consumo de combustibles. Esto conlleva a un riesgo de dependencia de la actividad del cliente, por sector o uso, o en su defecto la posibilidad de que el cliente intente cambiar las condiciones de la relación comercial con la empresa, o que el sector disminuya su consumo o el uso sea sustituido por otra fuente, provocando una disminución en las ventas y, por tanto, en la utilidad de RECOPE.

b. Riesgo de concentración de proveedores

Es el riesgo al que se enfrenta una empresa cuando el suministro de su materia prima se concentra en pocos proveedores, exponiéndola al posible desabastecimiento en función de capacidad o interés de los proveedores para suplir las necesidades del cliente.

RECOPE compra por medio de concursos anuales donde participan diferentes proveedores, actores importantes del mercado internacional de combustibles previamente evaluados de garantizar el suministro. No le compra exclusivamente a una empresa privada o estatal de otro país como sucede en otros casos. Para mitigar este riesgo, los contratos más recientes contemplan la posibilidad de compras en el mercado spot cuando las condiciones de mercado lo permiten.

Un incumplimiento de un proveedor podría impactar a RECOPE con un desabastecimiento, a pesar de que RECOPE maneja inventarios de seguridad podrían no ser suficientes para evitar el desabastecimiento. Esto se mitiga dando seguimiento a las importaciones desde antes del momento de carga y hasta su llegada a los tanques de RECOPE.

c. Riesgo en el desarrollo de infraestructura

En el desarrollo de los proyectos de infraestructura, existen varios factores que pueden afectar el cumplimiento de los objetivos planteados, entre los que se destacan: (i) subestimación de costos, (ii) retraso de los proveedores en el suministro de materiales y equipos, (iii) errores en la supervisión del desarrollo de los proyectos, (iv) problemas en los procesos de contratación administrativa, (v) retrasos en la construcción, montaje, instalación y puesta en marcha, (vi) atrasos o limitaciones para obtener el financiamiento de los proyectos, debido a los trámites y autorizaciones que deben obtener las entidades públicas, (vii) atrasos en la tramitación u obtención de permisos necesarios para su ejecución, tales como SETENA, municipales y Contraloría General de la República.

Estos factores pueden, eventualmente, traducirse en retrasos en el cumplimiento de metas estratégicas, insuficiencia de la capacidad instalada para atender la demanda y calidad en la entrega del servicio, entre otros. En caso de ocurrir una o varias de las situaciones antes mencionadas, la capacidad de generación de ingresos de la empresa podría verse afectada. Los resultados de RECOPE, así como su flujo de caja, podrían reducirse por mayores costos requeridos, para atender, de manera alternativa, la demanda de combustibles del país.

d. Riesgos por inventarios

Es la probabilidad de pérdidas derivadas de una variación negativa en el valor de los inventarios o derivada de la volatilidad del precio de los bienes que lo conforman, en virtud de la necesidad de reposición del mismo.

En relación a lo anterior, el procedimiento de fijación de precios se indexa al precio internacional, por lo que se cubre la volatilidad en el valor de los inventarios. No obstante, pese a los mecanismos automáticos de ajuste de precios, RECOPE puede enfrentar un descalce temporal producto de crecimientos constantes y acelerados de los precios internacionales, que no sean transmitidos de manera oportuna a los precios de venta internos.

e. Riesgo operacional

Los riesgos operacionales se definen como aquellos riesgos de tipo logístico y técnico que afecten los sistemas de importación, producción, distribución, almacenamiento y comercialización; así como fallas en los sistemas de información operativos y gerenciales, y aquellos relacionados con el personal y los procedimientos. Este riesgo podría manifestarse en la forma de mayores costos operativos y/o eventuales contingencias en la empresa.

Dentro de los riesgos operacionales se encuentra el riesgo de interrupción de la producción, producto de eventos inesperados, lo que tendría como consecuencia que se importe una mayor cantidad de producto terminado, lo cual implicaría un mayor costo de producción para la empresa.

f. Riesgo asociado a las limitaciones de capacidad de la infraestructura

Existen dos eslabones de la cadena de valor de RECOPE que presentan limitaciones en su infraestructura. Por un lado, se encuentra la limitada capacidad de almacenamiento de algunos productos y la concentración de ésta en el Plantel Moín, lo que podría ocasionar desabastecimiento temporal en alguno (s) de los planteles de almacenamiento. Por otro lado, el país solo cuenta con un muelle especializado en la importación de hidrocarburos lo que, ante ciertos fenómenos naturales, podría impedir el atraque de los barcos e interrumpir el abastecimiento normal de la demanda. Estas situaciones podrían implicar una reducción en las ventas o un aumento en los costos operativos, lo cual reduciría la rentabilidad de RECOPE.

g. Riesgo por posibles diferencias entre la administración de RECOPE y organizaciones de sus colaboradores

Este riesgo surge de la posibilidad de que las organizaciones gremiales, a las que se encuentran adscritos los trabajadores de RECOPE, opongan resistencia contra decisiones tomadas por la Administración de la empresa o que se adhieran, por solidaridad, a otros movimientos sociales, como los convocados por el sindicato de JAPDEVA. Esto puede ocasionar retrasos en la ejecución de los proyectos e interrupción de las operaciones y, consecuentemente, tener un impacto negativo en los resultados de la empresa.

h. Riesgo legal

El riesgo legal se define como los posibles perjuicios que pueden enfrentar RECOPE y sus subsidiarias como consecuencia de las demandas que se deriven de contratos con proveedores, clientes o empresas con las que se realiza actividades comerciales, incumplimiento de disposiciones legales que regulan su operación, sus contratos, o bien por ambigüedades en las normas legales. Estos perjuicios eventualmente podrían tener un efecto económico negativo en los resultados y el patrimonio del emisor.

i. Riesgo regulatorio en la fijación de precios

Dado que el abastecimiento de la demanda nacional combustibles, es un servicio público regulado por la Ley 7593 “Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos”, los ingresos de RECOPE están subordinados al procedimiento y a la fijación de precios que realice ARESEP y dicha fijación de precios podría no realizarse con la oportunidad que se requiere o no reconocer, dentro de la estructura de precios de los combustibles, la totalidad de los costos y gastos de la empresa. Esta situación podría significar problemas en la generación de recursos de la empresa para atender sus obligaciones, incluidas las de los inversionistas.

La fijación de precios de los servicios públicos, incluidos los combustibles, se realiza de acuerdo en el “principio de servicio al costo”, lo que implica que los precios contemplen los costos necesarios para prestar el servicio y permiten una retribución competitiva que garanticen el adecuado desarrollo de la actividad. En el caso de RECOPE, la metodología de precios considera como parte de los costos tarifarios el servicio de la deuda (intereses más amortización). No obstante lo anterior, la administración planea la posibilidad de crear un fondo interno para el repago de las emisiones, con recursos que provienen de los precios fijados.

j. Riesgo político

RECOPE es una empresa pública de propiedad estatal, que opera dentro del marco de la regulación pública, lo cual le establece límites en múltiples aspectos de la operación (contratación administrativa, inversión, endeudamiento y gasto, entre otros); los cuales podrían inducir a decisiones y acciones que afecten temporalmente los resultados de la empresa.

Riesgos de esta naturaleza podrían derivarse de reformas en leyes o reglamentos que afecten la operación de la empresa; decisiones administrativas de los entes reguladores o supervisores, que afecten los planes de desarrollo de proyectos de infraestructura; y hasta la apertura a la competencia de las actividades que desarrolla RECOPE (la importación, refinación y distribución al mayoreo de petróleo crudo y sus derivados, que comprenden combustibles, asfaltos y naftas). Estas situaciones podrían significar insatisfacción de la demanda o reducción en la participación de mercado, lo que ocasionará una reducción en los ingresos de la empresa.

Adicionalmente existe un riesgo de que la influencia política sobre la empresa resulte en cambios en la estructura administrativa y funcional de la entidad, en los costos de operación y en normas que regulen su actividad, lo cual podría afectar los resultados de la operación y la situación financiera de RECOPE.

Por otra parte, el impuesto único al combustible podría variar, lo cual implica un cambio en el precio final del combustible, que puede estimular o desestimular la demanda, pero no afectaría el ingreso neto recibido por RECOPE por la venta de productos.

k. Riesgo geológico

Existe un riesgo de que las condiciones geológicas de algunos proyectos que desarrolle RECOPE no sean las esperadas o las establecidas en los análisis previos, lo cual podría generar un aumento en costos o un retraso en la construcción de dicho proyecto. El riesgo geológico se asocia con las variaciones sustanciales en las condiciones de las obras, excavaciones de terreno, etc. y su impacto en las finanzas de la empresa.

Todos los proyectos que serán financiados mediante la captación de recursos en el mercado de valores, pueden verse expuestos por la ocurrencia de este riesgo.

l. Riesgo en la posibilidad de atrasos en las expropiaciones que sean necesarias para ejecutar proyectos

Algunos de los proyectos elaborados por RECOPE podrían expropiar terrenos para el desarrollo de los mismos. Existe un riesgo de que los procesos de expropiación presente atrasos, lo cual conllevaría a un postergación en el desarrollo del proyecto. Lo anterior podría generar mayores costos de construcción para RECOPE y un retraso en el flujo de ingresos que eventualmente genere el proyecto, lo cual podría eventualmente disminuir la rentabilidad y solidez financiera de la entidad.

Ninguno de los proyectos a financiar con los recursos captados con las emisiones aquí descritas, se enfrentan al riesgo descrito.

m. Riesgo de cambios en la regulación ambiental

RECOPE al igual que cualquier otra empresa que brinde servicios donde se manejan sustancias inflamables, está sujeto a regulaciones ambientales. Cambios en estas

regulaciones, o cambios en los niveles de aplicación de dichas regulaciones, pueden afectar los resultados de las empresas. SETENA como responsable de velar por la aplicación de las leyes y regulaciones en materia ambiental, puede tomar acciones como el cierre de plantas, revocar licencias o establecer multas. Adicionalmente, cambios en las regulaciones ambientales pueden generar inversiones o gastos de capital, que a la postre pueden afectar la rentabilidad de las empresas.

Por otra parte, existe la posibilidad de mayores impactos ambientales sobre los proyectos de inversión, ya que dichos proyectos implican posibilidades de riesgo para el ambiente como por ejemplo, la liberación de emisiones contaminantes, los niveles de ruido, contaminación del agua o suelos por accidentes en el uso de materiales implicados (derrames de combustible o productos petroquímicos y derivados).

Todo cambio en la regulación ambiental podría generar mayores costos, así como retrasos en la implementación de los proyectos, lo cual podría generar menores rentabilidades y liquidez para la entidad.

n. Riesgos asociados a la empresa conjunta constituida para el desarrollo del Proyecto de Ampliación y Modernización de la Refinería

La participación en un “joint venture” o empresa conjunta involucra una serie de riesgos derivados de la relación entre los accionistas: RECOPE y CNPCI; estos riesgos podrían surgir de posibles divergencias en los estilos de administración de las partes involucradas y del entendimiento que exista acerca de la forma de desarrollar el proyecto, lo cual generaría trabas en la integración y, por tanto, evitaría el adecuado desarrollo del proyecto.

El Acuerdo de Empresa Conjunta, firmado entre RECOPE y CNPCI contiene una serie de criterios de administración de la empresa y el desarrollo del proyecto; sin embargo, podrían surgir diferencias en su interpretación.

o. Riesgo de liquidez

Riesgo asociado a la posibilidad de que RECOPE, en algún momento, no cuente con los recursos de efectivo necesario para cubrir sus obligaciones de corto plazo, como pago de compromisos financieros, compra de materia prima e importación de producto. Esta situación podría afectar las relaciones comerciales de la empresa con sus proveedores, tanto comerciales como financieros, y generar retrasos en la distribución y comercialización de productos, así como en el desarrollo de los proyectos de inversión.

p. Riesgo de suministro de materias primas

Las mayores reservas de petróleo en el mundo se encuentran ubicadas en regiones altamente conflictivas, por lo que existe un riesgo de que condiciones económicas o socio-políticas adversas en dichas regiones, generen una escasez de crudo y, por lo tanto, de producto terminado, lo cual implicaría una disminución de las ventas de la empresa y/o un alza en el precio de los combustibles, que originaría una posible contracción de la demanda.

Aún cuando los Estados Unidos ha pasado a ser el mayor productor mundial de petróleo, la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) controla más del 30% de la producción mundial del petróleo y por las tensiones políticas y militares en Medio Oriente, principalmente en los tres grandes productores de la organización: Arabia Saudita, Irak e Irán. Cualquier proceso de desestabilización en el Medio Oriente afectará a toda la región y, por lo tanto, las principales zonas de producción y los puntos neurálgicos del transporte de petróleo, tales como: a) el estrecho de Hormuz, entre Omán e Irán, b) el paso de Bah al Mandal, en la entrada del Mar Rojo, y c) el Canal de Suez, que une el Mar Mediterráneo con el Mar Rojo. Estados Unidos por sí solo no podría evitar un alza de precios o una escasez de crudo, lo que impactaría al país durante el tiempo que dure dicho proceso.

q. Riesgos tecnológicos

Debido a que las operaciones de RECOPE se realizan de manera desconcentrada en los planteles de almacenamiento y ventas, la conectividad e integración de los diferentes sistemas resulta crítico para la operación diaria de la empresa, por lo que problemas con la transmisión de datos, integración, ingreso y registro de la información, redundancia de los sistema y otros podrían impedir la operación normal de la empresa.

Todos estos procesos se caracterizan por la rápida obsolescencia tecnológica, por lo que la falta de planificación y actualización de los mismos, podrían impedir el desarrollo normal de los procesos productivos.

r. Riesgo de reputación

Debido a la condición de empresa pública y la naturaleza de los productos que expende, RECOPE está expuesta a un continuo escrutinio público acerca del nivel de precios de los combustibles, los gastos de operación en que incurre, el desarrollo de los proyectos de inversión, situaciones legales de diferente índole, conductas contrarias a la ética de los funcionarios o representantes de la entidad, entre otros. De esta forma, se generan noticias negativas y rumores, que se masifican por medio de redes sociales, afectando la imagen y reputación de la empresa. Estas situaciones causan desconfianza y malestar en los sujetos interesados, que se intensifican en algunos momentos, provocando que se planteen reformas o se sugieran cambios en la naturaleza jurídica de la empresa.

s. Riesgo de continuidad de negocio

Las interrupciones en la continuidad de las operaciones, originadas en la no disponibilidad de materias primas o inventario de producto (debido a errores u omisiones en la programación de las importaciones, definición de inventarios mínimos, proceso de contratación; incumplimientos contractuales; problemas de atraque y descarga, o bien, generados por afectaciones por el cambio climático, en las tecnologías de información (sistemas y equipos), la no disponibilidad de personal experimentado o instalaciones apropiadas, de infraestructura y equipos, conflictos laborales, emergencias de cualquier otra índole, amenazan la capacidad de la empresa de conducir exitosamente sus actividades de negocios.

Estas situaciones podrían comprometer la oportunidad en la atención de las obligaciones de la empresa con los clientes, los proveedores, los inversionistas, entre otros.

2.1.3. Riesgos de la industria

Los riesgos de la industria son originados por factores externos a la administración de RECOPE y son comunes para cualquier otra empresa que brinde el mismo tipo de servicio. Estos factores pueden llegar a erosionar la solvencia de la empresa y por consiguiente afectar la capacidad de pago a los inversionistas.

a. Riesgos por fluctuaciones en el precio del petróleo:

Al ser Costa Rica un importador neto de combustibles, RECOPE, como administradora del monopolio de la importación, refinación y distribución a granel de estos productos, es tomadora de precios a nivel internacional. Históricamente, los precios del petróleo han presentado una alta volatilidad, en donde no solo interfieren aspectos de oferta y demanda (los “fundamentales”), sino aspectos especulativos derivados de la geopolítica y de los mercados financieros internacionales.

Cuando se presentan aumentos y disminuciones en los precios del crudo y los combustibles, dentro de un limitado periodo, el procedimiento de fijación de precios permite que las finanzas de la empresa se equilibren. No obstante, cuando se presentan crecimientos sostenidos en los precios y la velocidad de crecimiento de los mismos es mayor a la velocidad con que se ajusta el rezago de precios, las finanzas de la empresa pueden deteriorarse y afectar su capacidad para atender sus obligaciones.

b. Riesgos de la actividad petrolera:

Debido a las preocupaciones del impacto de las actividades de la industria de los hidrocarburos en el medio ambiente, existe la posibilidad de que se impongan nuevas restricciones a la operación de las empresas en esta industria, con el fin de mejorar los estándares de operación y calidad de los productos. Adicionalmente, existe la posibilidad de que la operación de RECOPE produzca daños al medio ambiente.

Estas modificaciones en la regulación y operación de las empresas, tanto a nivel internacional como a nivel local, así como posibles demandas o sanciones por daños al medio ambiente, podrían incrementar los costos de operación o retrasar la implementación de proyectos y por ende reflejar un menor margen de utilidad para la empresa.

c. Riesgo por desastres naturales:

RECOPE se enfrenta al riesgo de que desastres naturales puedan limitar su capacidad, de manera parcial o total, de importar, almacenar, refinar o distribuir los productos para abastecer la demanda nacional, ya sea por los efectos de estos desastres en los puntos de origen de las fuentes de suministro o en la estructura local de RECOPE.

Algunos eventos naturales pueden llegar a sedimentar el muelle, lo cual implicaría una disminución en el peso muerto de los buques que atraquen en el muelle.

Estos desastres naturales podrían generar atrasos en la importación del crudo y sus derivados, y en la distribución de los combustibles, lo que podría generar escasez de producto y/o un mayor costo para RECOPE.

d. Riesgo por cambios en patrones de consumo:

Es la probabilidad de pérdidas derivadas de variaciones en el perfil o patrón de consumo de los clientes. Esto puede ocurrir como resultado de cambios tecnológicos, persistencia de condiciones adversas en el mercado, incrementos de precios, entre otros.

Existe una tendencia que continúa impulsando la investigación para hallar nuevas fuentes energéticas que sean más amigables desde el punto de vista ambiental, derivada de una mayor preocupación por el cambio climático y por el deterioro del medio ambiente alrededor del mundo.

A pesar del gran esfuerzo realizado sobre este tema, los patrones de consumo a nivel internacional y local no han sufrido cambios relevantes.

Cambios en los patrones de consumo pueden generar una disminución en las ventas de la empresa y por ende una disminución en la generación de utilidades.

2.1.4. Riesgos del entorno

a. Riesgo macroeconómico

Riesgos que no son particulares a RECOPE ni que pueden ser controlados por la entidad, sino que obedecen a factores externos que afectan a todas las empresas en la misma actividad económica en el entorno costarricense, e inclusive a empresas en otras industrias. El riesgo macroeconómico se refiere a la volatilidad del estado general de la economía del país, derivado de fluctuaciones de diversos factores o variables, sin embargo las implicaciones que pueden tener estos riesgos no serán de la misma magnitud o en la misma dirección en todas ellas. Los activos y negocios de RECOPE están ubicados en Costa Rica, por lo tanto, los ingresos y eventualmente las utilidades de la empresa estarán ligadas al comportamiento de la economía costarricense.

Las principales variables macroeconómicas del país son revisadas dos veces por año por el Banco Central de Costa Rica, institución que estima cuáles serán los resultados de dichas variables para el año en curso y el siguiente. A continuación se detallan las últimas proyecciones realizadas por el BCCR de acuerdo con el Programa Macroeconómico 2020-2021 aprobado el 29 de enero de 2020:

Cuadro N°1 Principales Variables Macroeconómicas

	Programa Macroeconómico			
	Prom. 2014-18	2019	2020	2021
PIB (miles de millones de ₡)	31.154	36.280	38.285	40.754
Tasa de crecimiento real	3,6%	2,1%	2,5%	3,0%
Ingreso Nacional Disponible Bruto Real	3,6%	2,0%	2,5%	3,1%
Inflación (Variación interanual) Medido con IPC	1,9%	1,5%	3,0% (±1 p.p.)	
Balanza de pagos				
Cuenta corriente (% PIB)	-3,4%	-2,5%	-2,2%	-2,2%
Cuenta corriente (millones de \$)	-1.999	-1.515	-1.461	-1.512
Cuenta de capital y Financiera (millones de \$)	-2.327	-2.844	-1.130	-1.651
Sector Público	-705	-777	80	-399
Sector Privado	-1.653	-2.099	-1.244	-1.296
Inversión Extranjera Directa	-2.764	-2.507	-2.628	-2.704
Saldo RIN (% PIB)	13,3%	14,5%	13,2%	13,0%
Sector Público Global Reducido (% PIB)				
Resultado Financiero	-5,0%	-5,6%	-5,3%	-5,1%
Gobierno Central ⁽¹⁾	-5,7%	-7,0%	-5,9%	-5,7%
Resto SPNF ⁽¹⁾	1,3%	1,7%	1,0%	1,0%
BCCR	-0,6%	-0,3%	-0,4%	-0,4%
Deuda Gobierno Central (% PIB)	53,2%	53,6%	57,7%	60,4%
Agregados monetarios y crediticios (variación %) ⁽²⁾				
Riqueza Financiera total	11,2%	7,8%	7,4%	7,8%
Crédito al sector privado	9,4%	0,8%	4,9%	7,3%
Moneda nacional	12,5%	3,1%	7,5%	11,1%
Moneda extranjera	5,6%	-3,0%	0,5%	0,5%

* Estimaciones 2019 y proyecciones 2020-2021, en el caso de la Balanza de Pagos, la información es exclusiva de 2018 y no del período 2014-2018 como arriba se consigna.

De esta manera, si la situación macroeconómica del país se torna negativa, los resultados operativos y financieros de RECOPE podrían verse afectados.

b. Riesgo de tipo de cambio

El riesgo cambiario se define como la incertidumbre generada por las fluctuaciones en el tipo de cambio entre la moneda local y alguna moneda externa y conforme la empresa no muestre un equilibrio entre sus activos y pasivos denominados en la moneda externa. Si la empresa muestra una exposición cambiaria negativa (mayores pasivos que activos en moneda extranjera), un aumento en el tipo de cambio implica que la empresa debe de

reflejar pérdidas cambiarias en sus resultados. RECOPE tiene financiamientos fundamentalmente en dólares.

Adicionalmente las fluctuaciones en el tipo de cambio pueden generar menores flujos de efectivo. Por ejemplo, si los inventarios de una empresa se compran en moneda extranjera, las fluctuaciones en el tipo de cambio pueden generar ganancias menores si la empresa no puede trasladar el aumento en el costo de ventas producto del aumento en el precio de la materia prima por variación en el tipo de cambio.

c. Riesgo de tasas de interés

Las fluctuaciones en las tasas de interés, tanto locales como internacionales, representan un riesgo para el desempeño de cualquier empresa. Una variación en dichas tasas podrían afectar positiva o negativamente sus resultados, en el tanto la carga financiera asociada con sus deudas aumente o disminuya. Por ejemplo, un aumento en las tasas de interés socavaría los resultados financieros, ya que en términos generales el costo de las deudas está referido al nivel de tasas de interés como por ejemplo la LIBOR, Prime Rate y la Tasa Básica Pasiva calculada por el Banco Central de Costa Rica.

d. Riesgo por inflación

La economía de un país puede verse afectada por el incremento generalizado de los precios de los bienes y servicios de dicha economía. Este efecto es conocido como inflación. Altos niveles de inflación podrían afectar los niveles de tasas de interés, dado que entre mayor la inflación, mayor es la rentabilidad que un inversionista normalmente le exige a un título valor.

Esto representa un riesgo para el inversionista, ya que al cambiar la rentabilidad exigida a un título valor, el precio de dicho título cambiará de manera inversa.

2.1.5. Administración de riesgos

RECOPE ha implementado medidas en algunos riesgos antes descritos, con el objetivo de administrar su variabilidad. Dichas medidas se describen a continuación:

a. Riesgo concentración de clientes

En relación a la concentración de clientes, en virtud de la Ley No.7356, RECOPE es la única empresa que puede realizar la importación, refinación y distribución a granel de petróleo crudo y sus derivados; por lo que, en la actualidad, atiende al universo de clientes que realizan compras a granel de los distintos segmentos y productos que ofrece. Adicionalmente, debe considerarse que el abastecimiento de combustibles es una actividad regulada, por lo que ningún cliente puede demandar precios diferenciados.

b. Riesgo inventarios

El procedimiento vigente de fijación de precios de los combustibles estipulado por la ARESEP, indexa el precio de venta interno al precio internacional y al tipo de cambio del colón con respecto al dólar de los Estados Unidos de América, con lo cual se cubre la volatilidad en el valor de los inventarios. Dicha modificación se realiza de manera mensual, pero con un rezago de aproximadamente un mes; por lo que la fórmula de precios incorpora un ajuste semestral por ese concepto.

c. Riesgo tipo de cambio

En relación al riesgo que existe de no poder trasladar al cliente, los aumentos en el precio de los inventarios (producto de incrementos en el tipo de cambio), que se compran en moneda extranjera, en el caso de RECOPE, las variaciones en el tipo de cambio se consideran en las fijaciones de precios extraordinarias que se realizan una vez al mes.

d. Riesgo por cambios en patrones de consumo

Sobre la tendencia existente en relación a nuevas fuentes energéticas que sean amigables con el ambiente, RECOPE ha venido desarrollando tecnologías que permitan utilizar fuentes alternativas de energía y que pueden llevar a la sustitución parcial de fuentes tradicionales como el petróleo.

e. Riesgo tecnológico

En relación a los riesgos tecnológicos, RECOPE realiza una mejora continua de la tecnología en la infraestructura tecnológica de la Empresa, a través de a) análisis de vulnerabilidad de acceso a redes, b) disponibilidad del manejo de la comunicación interpersonal, c) definición de un sistema de continuidad del negocio con un sitio remoto, discos espejo y sistemas redundantes de comunicación para la protección de la información empresarial crítica, d) acceso dual a Internet en sitios críticos (ICE-Rasca) y satelital en Limón, e) Establecimiento de almacenamiento en la nube para el respaldo de la información de los ejecutivos principales (Cloud Computing) velando por su uso.

f. Riesgo de reputación

Con el objeto de mitigar este riesgo se dispone de una política de transparencia y rendición de cuentas, por medio de informes periódicos acerca de las operaciones de la empresa, que se comunican en el sitio de Internet de la empresa y comunicados de prensa. Adicionalmente, se da un monitoreo y seguimiento de noticias e información de diferente índole, incluyendo redes sociales, con el objeto de dar respuesta o solicitar el derecho de respuesta.

De igual forma, se mantienen reuniones con representantes de diferentes sectores para comunicar el quehacer de RECOPE, los planes de inversión y para desmitificar una serie de opiniones preconcebidas.

g. Riesgo de continuidad de negocio

Con el objeto de mitigar este riesgo, la empresa cuenta con un Manual de Gestión para la Continuidad de Negocio y un Plan de Respuesta de Emergencias.

2.2. Estados Financieros Auditados de RECOPE

El Decreto 35.616-H de la Contabilidad Nacional del 2 de diciembre del 2009, establece que a partir de su publicación, las Empresas Públicas referidas en el artículo 1° del mismo, deberán de iniciar el ajuste necesario en sus sistemas y registros contables, para la adopción e implementación de las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), publicadas por el IASB. El Decreto 38.069-H de 25 de octubre de 2013, reforma el artículo 5 del Decreto 35.616-H otorgando un plazo condicionado para la implementación hasta el 31 de diciembre de 2015.

Por lo tanto, RECOPE, en su calidad de empresa propiedad del Estado, aplica como normativa contable las NIIF. Las principales políticas contables aplicadas en la confección de los estados financieros de RECOPE, están descritas en las notas de los Estados Financieros Auditados, que se incluyen en los anexos del presente prospecto.

2.3. Análisis de indicadores financieros

A continuación se presenta una serie de indicadores financieros de RECOPE, los cuales se derivan de los estados financieros auditados para los años que finalizan el 31 de diciembre de 2018 y 2019. Las cifras absolutas se presentan en millones de colones y las cifras relativas se expresan en número de veces o porcentajes.

Los auditores externos emitieron una opinión calificada para los estados financieros del período fiscal 2019 en virtud de los siguientes aspectos:

“La Compañía mantiene registrada una inversión en un negocio conjunto (SORESCO) por ₡6.057 (millones) y ₡25.058 (millones) al 31 de diciembre de 2019 y 2018, respectivamente, y desde el año 2016, inició las gestiones para dar por terminado el Acuerdo de Empresa Conjunta entre RECOPE y China National Petroleum Corporation International, Ltd. (CNPCI), por medio de un arbitraje en el Tribunal Arbitral de la Corte Internacional de Arbitraje de la Cámara de Comercio Internacional (CCI), con sede en Londres, Inglaterra. No es hasta finales del 2019, que el Tribunal Arbitral (CCI) ordena dar por terminado el Acuerdo de Empresa Conjunta suscrito entre RECOPE y CNPCI. Como resultado de lo indicado anteriormente, RECOPE reconoció en los estados financieros por el año terminado al 31 de diciembre de 2019, una estimación por deterioro de la inversión en el negocio conjunto por ₡18.977 (millones), y por el remanente, está a la espera de la resolución del curador nombrado como responsable de la liquidación del negocio conjunto, para

determinar el valor recuperable del saldo de la inversión en SORESCO al 31 de diciembre de 2019 (Nota 7). No obstante, lo anterior, RECOPE realizó al 31 de diciembre de 2019 un análisis parcial de deterioro sobre la inversión en SORESCO, basado únicamente en los estados financieros no auditados de dicha entidad a esa fecha, quedando un saldo de ¢6.057 (millones). Asimismo, no realizó el análisis de deterioro sobre dicha inversión al 31 de diciembre de 2018, cuyo saldo a esa fecha era de ¢25.058 (millones). La Norma Internacional de Contabilidad No.36 “Deterioro de Activos” requiere que anualmente se realicen análisis de deterioro sobre este tipo de inversiones. En consecuencia, desconocemos si es requerido el registro de algún ajuste adicional por deterioro sobre la inversión al 31 de diciembre de 2019, así como el monto por deterioro que debería haber sido reconocido en los estados financieros al 31 de diciembre de 2018 o anteriores...”

2.3.1. Índices de liquidez

2.3.1.1. Razón circulante (veces):

El resultado obtenido representa el número de veces en el cual los derechos de los acreedores a corto plazo se encuentran cubiertos por activos que se esperan se hagan efectivos en un período más o menos igual al vencimiento de las obligaciones:

Cuadro N°2

	dic-17	dic-18	dic-19
Activo Circulante sobre Pasivo Circulante (a/b)	1,5	2,0	2,0
a) Activo Circulante(millones de ¢)	297.033	225.573	253.870
b) Pasivo Circulante(millones de ¢)	195.416	110.162	129.575

Durante el periodo de análisis, el activo circulante cubre más de una vez el pasivo circulante, lo cual indica que en caso extremo de liquidar dichos activos, RECOPE puede cubrir la cancelación de las obligaciones de corto plazo. Un aspecto a resaltar es que debido a las características del inventario (derivados del petróleo) y de la condición de monopolio, la realización del inventario es sumamente rápida.

Los valores absolutos de activo y pasivo circulante aumentaron en 2017, debido al incremento experimentado en el precio internacional de los combustibles, después del acuerdo alcanzado por la OPEP y países no OPEP de recortar la producción en cerca de 1,8 millones de barriles por día.

La razón pasó de 1,5 en 2017 a 2,0 en 2019 debido, principalmente, a un aumento de los inventarios. El aumento se explica, principalmente, por un aumento en el costo del mismo que fue de ¢377,97 /l en 2017, ¢438,77 /l en 2018 y ¢430,12 /l en 2019; mientras que el volumen total promedio fue de 334.289 m³, 355.875 m³ y 333.895 m³, respectivamente.

La variación anual del inventario impacta las cuentas por pagar a Suplidores de petróleo y derivados, que totalizaron ₡174.282 millones en 2017, ₡94.300 millones en 2018 y ₡114.901 millones en 2019. La razón circulante es mayor a lo establecido en los *covenants* financieros (1,2 veces). Las cuentas por pagar se redujeron con respecto al pasivo total: pasaron de 43,5% en 2017 a 36,1% en 2019.

Por otro lado, los financiamientos de corto plazo (líneas de crédito) se utilizaron esporádicamente, pero no quedó saldo pendiente al finalizar el año.

Durante el periodo de análisis, el activo circulante cubre más de una vez el pasivo circulante, lo cual indica que en caso extremo de liquidar dichos activos, RECOPE puede cubrir la cancelación de las obligaciones de corto plazo. Un aspecto a resaltar es que debido a las características del inventario (derivados del petróleo) y de la condición de monopolio, la realización del inventario es sumamente rápida.

Los valores absolutos de activo y pasivo circulante aumentaron en 2017, debido al incremento experimentado en el precio internacional de los combustibles, después del acuerdo alcanzado por la OPEP y países no OPEP de recortar la producción en cerca de 1,8 millones de barriles por día.

La razón pasó de 1,5 en 2017 a 2,0 en 2019 debido, principalmente, a un aumento de los inventarios. El aumento se explica, principalmente, por un aumento en el costo del mismo que fue de ₡377,97 /l en 2017, ₡438,77 /l en 2018 y ₡430,12 /l en 2019; mientras que el volumen total promedio fue de 334.289 m³, 355.875 m³ y 333.895 m³, respectivamente.

La variación anual del inventario impacta las cuentas por pagar a Suplidores de petróleo y derivados, que totalizaron ₡174.282 millones en 2017, ₡94.300 millones en 2018 y ₡114.901 millones en 2019. La razón circulante es mayor a lo establecido en los *covenants* financieros (1,2 veces). Las cuentas por pagar se redujeron con respecto al pasivo total: pasaron de 43,5% en 2017 a 36,1% en 2019.

Por otro lado, los financiamientos de corto plazo (líneas de crédito) se utilizaron esporádicamente, pero no quedó saldo pendiente al finalizar el año.

2.3.1.2. Prueba ácida (veces):

El indicador de Prueba Ácida es similar al indicador anterior, excluyendo los inventarios de los Activos Circulantes, ya que, en teoría, son los activos menos líquidos (lo que no ocurre en el caso de RECOPE, por la naturaleza de los mismos y la operación comercial de la empresa; es decir, los inventarios son de fácil realización). El resultado obtenido representa el número de veces que la empresa tiene capacidad para saldar sus obligaciones a corto plazo con los activos de esta naturaleza, sin tomar en consideración los inventarios.

Cuadro N°3

	dic-17	dic-18	dic-19
Activo Circulante menos inventarios sobre Pasivo Circulante (a/b)	0,6	0,7	0,5
a) Activo Circulante excluidos los inventarios (millones de ¢)	53.098	78.898	62.227
b) Pasivo Circulante (millones de ¢)	195.416	110.162	129.575

Los inventarios de RECOPE comprenden, principalmente, productos terminados; y en menor medida, suministros y materias primas. De este modo, su exclusión reduce significativamente el monto de activos corrientes.

Los inventarios promedio representaron 46,3%, 68,1% y 63,4% del activo circulante de 2017, 2018 y 2019, respectivamente. El cambio en la participación depende del comportamiento del precio internacional; no obstante, en 2019 el aumento anual obedeció a la reducción de efectivo, dado que se invirtieron ¢11.157,8 millones a largo plazo, para conformar el Fondo de Amortización de Bonos.

En 2017, la razón fue de 0,6 veces, con una mayor disposición de efectivo en 2018. El Pasivo Circulante también se redujo en 2018, principalmente, por un cambio en la política de crédito de los proveedores que pasó de 45 a 30 días. Una cuenta que forma parte del Pasivo Circulante se mantiene en niveles estables es la de Gastos Acumulados (un promedio de ¢5.345 millones en los últimos tres años) y otras como la Porción Circulante de la deuda LP, se ha venido reduciendo hasta cerrar en ¢2.135 millones, esto en función de que las deudas bancarias se han ido concentrando solo en la de BNP Paribas & Sociéte Générale.

2.3.2. Índices de rentabilidad

2.3.2.1. Rendimiento sobre activos (porcentajes):

Indica el monto de ganancias que una empresa puede generar por cada colón de activo invertido, se calcula dividiendo la Utilidad Neta entre el Activo Total Promedio.

Cuadro N°4

	dic-17	dic-18	dic-19
Utilidad Neta sobre Activo Total Promedio (a/b) * 100	3,2%	2,5%	-0,2%
a) Utilidad Neta (millones de ¢)	29.762	23.846	-2.357
b) Activo Total Promedio (millones de ¢)	928.605	961.835	946.494

Nota: El Activo Total Promedio se estima con base en los EE.FF. interinos y no los Auditados.

Debido a que el Avalúo Técnico realizado por PwC fue registrado en noviembre de 2015, el incremento del activo total promedio se reflejó en 2016. El avalúo significó un incremento neto en el activo total de ₡307.394 millones. Se espera iniciar un nuevo avalúo de activos durante el año 2020, en cumplimiento con las normas NIIF.

El rendimiento sobre activos se redujo 0,7% en 2018, con respecto a 2017, por la combinación de dos factores principales. Por un lado, la reducción de la utilidad debido al aumento de las transferencias externas, particularmente la contribución a la Caja Costarricense del Seguro Social. Por otro, por la reducción de inventarios, debido a las razones explicadas anteriormente.

Se transfirieron ₡6.878 millones a la Caja Costarricense de Seguro Social (CCSS), para el fortalecimiento del Régimen de Invalidez, Vejez y Muerte con una contribución del 15% de las utilidades, según lo dispuesto en el artículo 78 de la Ley 7983 (Ley de Protección al Trabajador). Dicho monto estaba compuesto por ₡2.558 millones correspondientes al 2017 y ₡4.320 millones del período 2018. En 2019, se transfirió a la CCSS la suma de ₡4.296 millones. Dichas transferencias se calculan como el 15% de la utilidad del periodo fiscal y se registran en la cuenta de Otros Gastos.

En 2018 se transfirieron a la Comisión Nacional de Emergencias (CNE), ₡1.375 millones según lo dispuesto en el artículo 46 de la Ley 8488 (Ley Nacional de Emergencias y Prevención de Riesgo).

En 2019, el rendimiento es negativo: 0,2%, debido a que se tuvo una pérdida de ₡2.357 millones, principalmente, por una serie de situaciones, según se indica a continuación:

- a. Debido al fallo del Laudo Arbitral de la Cámara de Comercio de Londres, se determinó la disolución de la empresa conjunta SORESCO S.A., y en aplicación de la NIC36, se procedió a registrar un gasto por deterioro de la inversión por ₡18.977 millones (US\$33.122.176,69), a lo que debe sumarse el 50% de los gastos del arbitraje antes mencionado.
- b. Como parte de un trabajo de depuración del Auxiliar de Activos, se hizo una revisión en los centros de costos asociados al proceso de refinación, generándose un gasto por ₡1.570 millones por deterioro de dichos activos.
- c. En el mismo sentido anterior, se pasaron por gasto, algunas inversiones registradas en la cuenta de Activos en Curso, especialmente, la relacionada con el proyecto 1250-307 Ampliación y Modernización de la Refinería de Moín por ₡5.319,5 millones.
- d. Adicionalmente, se pasó por gasto el apoderamiento ilegal de combustibles que se realiza en el poliducto, por un monto de ₡2.119 millones.

Los ajustes anteriores significaron una reducción de la utilidad por ₡25.866 millones.

La pérdida de 2019 estuvo mitigada por el ajuste de la reserva de prestaciones legales. Esta se redujo en ₡8.278 millones, debido al voto de la Sala Constitucional N° 2019009226 de las diecisiete horas con veinte minutos del 22 de mayo de 2019, donde disminuye la cesantía de 20 a 12 años. Importante mencionar que dicha reserva también tuvo ajustes en 2017 y 2018, cuando se redujo en ₡3.557 millones y ₡2.486 millones, respectivamente, debido a que en esos años se retiraron 206 funcionarios, ya sea por pensión (116) o renuncia (85).

De igual forma, durante el periodo de análisis, el diferencial cambiario ha tenido una repercusión importante en la utilidad/pérdida de la empresa, particularmente en los años 2018 y 2019, debido a la inestabilidad causada por la situación fiscal del país. En 2017, se registró un diferencial cambiario de ₡2.534 millones y aumentó a ₡9.293 millones en 2018, un incremento de 267% por la fuerte depreciación del colón entre agosto y noviembre de 2018. En 2019, hubo una apreciación del colón y el diferencial cambiario registrado totalizó -₡7.322 millones, con los meses de noviembre y julio como los de mayor impacto.

2.3.2.2. Utilidad neta a ventas totales (porcentajes):

Este índice calcula el porcentaje que obtiene la empresa como ganancia de cada colón vendido. Los ingresos por ventas de la empresa están directamente relacionados con el comportamiento del precio internacional de los combustibles, dado que el precio de venta local se encuentra indexado al internacional.

En el periodo de análisis puede observarse una gran variabilidad en los ingresos por ventas, que obedece principalmente a la variación de los precios de venta y, en menor medida, al aumento en el volumen. En 2017, el precio promedio de venta fue de ₡419,97 y experimentó un aumento anual de 16,2%, como resultado del Acuerdo de la OPEP y sus aliados (OPEP+), para recortar la producción y lograr incrementar el precio internacional. El Acuerdo se firmó en noviembre 2016 y permitió que el precio internacional del crudo se cotizara en el rango de los US\$50/bbl-US\$60/bbl.

En 2018, el precio promedio de venta fue ₡481,12 por litro y aumentó 14,6%, debido a que el precio internacional de los combustibles continuó aumentando, tanto porque el recorte de la producción superó la meta establecida, como por una serie de fenómenos geopolíticos propiciados por Estados Unidos con Irán, China y Venezuela. En 2019 el precio promedio se reduce ₡458,59 por litro (una reducción de 4,7% respecto de 2018), debido la disminución del precio internacional de los combustibles, por el aumento record de la producción de Estados Unidos y la disminución en la tasa de crecimiento de la producción mundial

Cuadro N°5

	dic-17	dic-18	dic-19
Utilidad Neta sobre Ingresos Totales (a/b) * 100	2,1%	1,5%	-0,1%
a) Utilidad Neta (millones de ₡)	29.762	23.623	-2.357
b) Ingresos Totales (millones de ₡)	1.393.552	1.628.981	1.588.180

2.3.2.3 Utilidad neta a patrimonio promedio (porcentajes):

El índice de Rendimiento del Patrimonio Contable es utilizado para indicar la tasa de retorno que la administración ha generado sobre el capital provisto por los accionistas.

Importante señalar que en 2015 se registró el resultado del avalúo de activos, que significó un incremento en el patrimonio de ₡238.037 millones, para totalizar en ese año de ₡588.072 millones.

La posición patrimonial de la empresa ha aumentado ₡14.187 millones en 2017 y ₡26.277 millones en 2018, con incrementos de 2,4% y 4,4%, respectivamente. En 2019, el crecimiento fue de ₡16.022 millones. En términos generales, el aumento obedece a los resultados de la utilidad neta.

Cuadro N°6

	dic-17	dic-8	dic-19
Utilidad Neta sobre Patrimonio Promedio (a/b) * 100	5,0%	3,8%	-0,4%
a) Utilidad neta (millones de ₡)	29.762	23.623	-2.357
b) Patrimonio promedio (millones de ₡)	600.470	626.748	642.770

Nota: El Patrimonio Promedio se estima con base en los EE.FF. interinos y no los Auditados.

En el periodo de análisis, este indicador se ha deteriorado por la reducción de la utilidad anual, hasta llegar al caso de pérdida en 2019, debido a las razones explicadas en la sección anterior y, en menor medida, por el aumento en el patrimonio promedio, como resultado del incremento de las utilidades retenidas.

2.3.3. Índices de actividad

2.3.3.1. Utilidad neta más gastos financieros a gastos financieros (veces):

Este indicador muestra el número de veces que las utilidades generadas antes de los gastos financieros, cubren la carga financiera de las deudas adquiridas.

Cuadro N°7

	dic-17	dic-18	dic-19
Utilidad Neta más Gastos Financieros sobre Gastos Financieros(a+b)/b	6,3	5,0	-0,6
a) Utilidad neta (millones de ₡)	29.762	23.623	-2.357
b) Gastos Financieros (millones de ₡)	5.667	5.973	1.493

Nota: Los Gastos Financieros se estiman con base en los EE.FF. interinos y no los Auditados.

Durante el periodo 2012-2017 y de acuerdo con la NIC 23, los intereses pagados por las emisiones del Programa A de valores estandarizados fueron capitalizados como parte del

costo de inversión de los proyectos que se encontraban en ejecución. Los intereses capitalizados sumaron ₡6.101 millones, ₡6.756 millones y ₡654,5 millones en 2015, 2016 y 2017, respectivamente.

No obstante, conforme los mismos fueron capitalizados y entraron en operación, los intereses de las deudas contraídas se registraron como un gasto en el Estado de Ganancias y Pérdidas. Estos gastos ascendieron a ₡4.151 millones, ₡5.337 millones y ₡6 495 millones en 2017, 2018 y 2019, respectivamente.

A pesar de que el gasto en intereses registrados en el Estado ha aumentado, los valores reportados por gastos financieros en el cuadro 7 con menores por la acción del diferencial cambiario, según se informó en la sección 2.3.2.1., donde el valor correspondiente a 2019 fue de -₡7.322 millones, debido a la apreciación del colón.

En el cuadro 7 se observa que hay una reducción del indicador de 6,3 en 2017 a 5,0 en 2018, básicamente por la reducción de la utilidad, debido al aumento de la partida de “Otros Gastos” que se comentó en la sección 2.3.2.1. El indicador presenta un valor negativo en 2019, producto de los ajustes contables que se informaron en la sección 2.3.2.1. y que ocasionaron una pérdida neta.

En 2017, no se dieron colocaciones de bonos, solamente desembolsos brutos del préstamo suscrito con BNP Paribas & Société Générale por US\$ 7,26 millones y netos (descontando una amortización) de US\$6,56 millones (₡3.852 millones), mientras que los desembolsos de dicho crédito en 2018 fueron de US\$802 mil. No se presentaron desembolsos de financiamientos en 2019.

En términos generales, el costo del pasivo es bajo, debido a las condiciones muy favorables de tasa y plazo. El costo promedio de la deuda fue de 10,33% en 2019.

2.3.3.2. Rotación y días inventario (veces y días):

La rotación de inventarios refleja el número de veces que la empresa cambia su stock general de inventarios al año, así mismo permite establecer un valor comparativo del manejo del inventario a través del tiempo.

Días de Inventario indica la duración promedio del inventario al dividir 360 entre la rotación de inventarios. Este valor también se considera como el número promedio de días en que se vende el inventario.

Cuadro N°8

	dic-17	dic-18	dic-19
Rotación de Inventarios (a/b)	9,0	9,6	9,0
a) Costo de Ventas (millones de ₡)	1.238.320	1.469.490	1.451.432
b) Promedio Mensual Inventario (millones de ₡)	137.601	153.571	160.877
Días Inventario	40	38	40

Nota: El Promedio Mensual Inventario se estima con base en los EE.FF. interinos y no los Auditados.

El indicador de rotación de inventarios fue de 9,0 en 2017 y 2019 y de 9,6 en 2018. La estabilidad del indicador se explica por la estrecha relación que existe entre el Costo de Ventas y el Promedio Mensual de Inventarios. Ambos valores están determinados por el precio internacional de los combustibles, que afecta el costo de importación de los mismos. Adicionalmente, casi la totalidad del Costo de Ventas está compuesto por el costo del inventario de producto terminado, ya que la planta de refinación salió de operación en 2011.

En 2017, el costo de ventas unitario fue de ₡373,16/litro y aumenta a ₡433,97/l en 2018, equivalente a 16,3%, como resultado del aumento en el precio internacional. En 2019, el costo de ventas unitario fue ₡419,06 /l y tuvo una variación anual de -3,4%. Por su parte, el valor unitario del inventario fue de ₡411,31/l, ₡411,42/l y ₡414,07/l en 2017, 2018 y 2019, respectivamente

Según se observa no existen importantes variaciones en los valores unitarios de ambos indicadores; por tal razón, el aumento de la rotación de inventarios en 2018, obedeció a una reducción en el volumen del inventario. En 2017, el inventario fue de 325.764 m³ y tuvo un crecimiento anual de 11,1%; no obstante, en durante 2018 se redujo a 315.430 m³, equivalente a 3,2% . El promedio volumétrico de inventario en 2019 fue de 342.688 m³, un aumento de 8,6%. La evidencia sugiere que con precios internacionales más bajos, es más probable construir mayor volumen de inventarios.

Debido al comportamiento descrito del volumen de inventario, en 2018 los días de inventario se reducen a 38, mientras que ese indicador se mantiene en 40 en 2017 y 2019.

Importante señalar que el valor del promedio mensual de inventarios es distinto al valor del cierre de cada año, lo que obedece a la estacionalidad del precio internacional de los combustibles, que incide en el costo de importación y al volumen de inventario, que se ve afectado al finalizar el año por condiciones climáticas que, en oportunidades, impiden el atraque de productos. En 2017, el promedio fue ₡137.601 millones y al cierre fue ₡187.311 millones, el mayor nivel histórico. En 2018 el inventario final bajó a ₡146.675 millones. Al cierre de 2019 fue ₡191.643 millones.

Estas diferencias responden a la estacionalidad de los embarques y sobre todo al final del año donde el mal tiempo impide el atraque puntual de los buques.

2.3.3.3. Rotación de activo fijo (veces)

Esta razón indica la efectividad de la empresa para utilizar su base total de activos y traducirlo en desempeño comercial a través de las ventas.

Cuadro N°9

	dic-17	dic-18	dic-19
Rotación Activos Fijos (a/b)	2,1	2,5	2,4
a) Ingresos Totales (millones de ₡)	1.393.552	1.628.981	1.588.180
b) Promedio Activos Fijos Totales Netos (millones de ₡)	666.269	660.821	650.411

Nota: El Promedio Activos Fijos Totales Netos se estima con base en los EE.FF. interinos y no los Auditados.

Por su naturaleza, RECOPE opera en una industria altamente intensiva en activo fijo, por lo que la Administración debe mantener una perspectiva de largo plazo, en relación con el nivel de activos fijos e inversiones realizadas, a efectos de que éstos sean acordes a las necesidades de energía, actuales y futuras del país.

Este indicador tiende a presentar una mayor variabilidad en el tiempo, por el comportamiento de los ingresos por ventas de la empresa, debido a la variación del precio de venta local, que se encuentra indexado al precio internacional. En la sección 2.3.1.1., se explicaron los principales eventos que marcaron la tendencia en los precios internacionales y que afectaron el valor del inventario. Esos mismos eventos incidieron en los ingresos totales.

El aumento experimentado en los precios internacionales, desde finales de 2016, ha repercutido en un aumento de los ingresos por ventas, según se observa en el cuadro 9, que se ve mitigado en 2019 por la reducción del precio internacional, dada la sobreproducción de crudo y la desaceleración del crecimiento económico. En 2017, el ingreso promedio fue de ₡419,94 /l y aumentó a ₡481,07 /l en 2018, equivalente a 14,6%. En 2019, este fue de ₡458,54 /l, una reducción de 4,7%. Por su parte, el volumen de ventas ha presentado variaciones muy pequeñas; este fue de 276.540 m³, 282.177 m³ y 286.846 m³ (todos promedios mensuales), con tasas de variación de 1,7%, 2,0%, 1,7% en 2017, 2018 y 2019, respectivamente.

Por su parte, los Activos Fijos Totales Netos se encuentran determinados por dos variables principales: la depreciación y la ejecución de proyectos de inversión. Según se observa, el efecto neto de esta dos variables ha ocasionado una reducción del activo fijo, lo que significa que la tasa de depreciación es mayor a la inversiones en ejecución, lo que obedece a los atrasos en la construcción de la Etapa C del Proyecto Sagas, los Tres tanques de la Terminal Portuaria y la Ampliación del Portuaria en Moín. En los dos primeros casos se han iniciado los procesos de resolución contractual y en el último se han tenido avances poco significativos, a pesar de tener un 99,5% de avance total.

Durante los periodos 2017, 2018 y 2019, la depreciación anual fue de ₡28.982,3 millones, ₡29.933,1 millones y ₡29.636,2 millones, respectivamente. No obstante, las capitalizaciones fueron de ₡42.600,2 millones, ₡17.705 millones y ₡7.091,9 millones (excluyendo el traslado de ₡1.083,6 millones de activos incorporados).

El aumento de los ingresos en 2018, por las razones explicadas, condujo a un aumento en la rotación de activos, pero se reduce 2,4 en 2019 por la reducción de los ingresos, a pesar de que hubo una reducción de ₡10.410 millones en el activo total neto.

2.3.3.4. Período medio de cobro y medio de pago (días)

El periodo medio de cobro se calcula dividiendo las Cuentas por Cobrar (comerciales netas) entre las Ventas Netas y se multiplica por 360. El resultado obtenido representa el número de días de ventas invertidos en cuentas por cobrar, o en su defecto el plazo promedio de recuperación de las cuentas por cobrar.

Cuadro N°10

	dic-17	dic-18	dic-19
Periodo Medio de Cobro (b/a) * 360	1,0	0,5	1,3
a) Ingresos Totales (millones de ₡)	1.393.552	1.628.981	1.588.180
b) Promedio mensual Cuentas por Cobrar (millones de ₡)	3.764	2.482	5.780

Nota: El Promedio Mensual Cuentas por Cobrar se estima con base en los EE.FF. interinos y no los Auditados.

Generalmente, RECOPE vende de contado, salvo las ventas que se realizan a diferentes entidades de Gobierno, razón por la cual los niveles de cuentas por cobrar y por ende el periodo medio de cobro son mínimas.

El valor de las cuentas por cobrar presenta una variabilidad en el tiempo, según sea el comportamiento del precio de venta local, que está indexado al precio internacional de cada combustible. Se observa que en 2019, el promedio mensual de esta cuenta prácticamente se duplica, lo que se explica por créditos fiscales del impuesto sobre la renta, consistentes en adelantos trimestrales basados en los pagos de los últimos tres años (así establecido por la Ley 9635). Debido a este comportamiento, el indicador aumentó en 2019.

Para el cálculo del periodo medio de pago, se utiliza el saldo de las Cuentas por Pagar, se divide entre las Compras y se multiplica por 360 días. Este indicador refleja el plazo promedio en días que tarda la empresa en pagar las cuentas a los proveedores. Para el cálculo de este indicador se utiliza solamente las cuentas por pagar a proveedores.

Cuadro N°11

	dic-17	dic-18	dic-9
Periodo Medio de Pago (b/a) * 360	29,1	27,7	22,1
a) Costo de Ventas (millones de ₡)	1.238.320	1.469.490	1.451.432
b) Promedio mensual Cuentas por Pagar (millones de ₡)	99.985	113.089	89.224

Nota: El Promedio Mensual Cuentas por Pagar se estima con base en los EE.FF. interinos y no los Auditados.

Al igual que sucede con el inventario, las cuentas por pagar se comportan según sea el precio internacional de los combustibles, el inventario físico de productos y el periodo de pago de las mismas. Las dos primeras variables fueron explicadas en las secciones anteriores.

En 2017 aumentó el periodo medio de pago a 29,1 días porque el plazo para pagar a los proveedores de combustibles aumentó de 30 a 45 días. En 2019 se reduce a 22,1 días porque se vuelve al periodo de pago original: 30 días

2.4. Endeudamiento

De conformidad con el artículo 116 de la Ley Orgánica del Banco Central de Costa Rica, las empresas de los sectores no financieros que soliciten su registro en la Superintendencia General de Valores no podrán exceder un nivel de endeudamiento total (individual o consolidado) de 4 veces su capital y reservas de conformidad con la metodología que establezca el Superintendente General de Valores.

Los indicadores de endeudamiento de RECOPE son los siguientes:

2.4.1. Pasivo total a patrimonio neto (veces)

Este indicador permite evidenciar la exposición de los acreedores, en el evento de una posible insolvencia de la empresa, una vez que se excluyen las utilidades disponibles.

Cuadro N°12

	dic-17	dic-18	dic-19
Pasivo Total a Patrimonio Neto (a/b)	0,9	0,7	0,8
a) Pasivo Total (millones de ₡)	400.526	314.729	318.169
b) Patrimonio Neto (millones de ₡)	431.008	423.193	414.640

Nota: El Patrimonio Neto se define como el Patrimonio Total menos las Utilidades disponibles

El límite de la razón de endeudamiento es de 4 veces y se calcula de la siguiente forma:

$$\text{Razón de endeudamiento Ley 7558} = \frac{\text{Pasivo Total}}{\text{Patrimonio Neto}}$$

Donde:

Patrimonio neto se define como el patrimonio total menos las utilidades disponibles. En el caso de RECOPE, se puede medir también mediante la suma del capital social, la reserva legal, el Superávit por revaluación, Superávit por donación y Reservas de Inversión, Ley 7722 y Ley 7593 (aprobadas por ARESEP)

Despejando:

$$\text{Razón de endeudamiento Ley 7558} = \frac{\text{€318.169 millones}}{\text{€414.640 millones}} = 0,77 \text{ veces}$$

$$\text{Patrimonio Neto} = \text{€630.920 millones} - \text{€216.279 millones} = \text{€414.640 millones}$$

Por lo tanto, RECOPE cumple debidamente con la razón establecida en el artículo 116 de la Ley Orgánica del Banco Central de Costa Rica y no tiene limitaciones para realizar nuevas colocaciones de títulos valores. Respecto al indicador al cierre de 2017 (0,93 veces), se observa una mejora de la razón en 2018 y 2019, debido a que se pagó la totalidad de las operaciones con la CAF y Scotiabank.

2.4.2. Captaciones a pasivo total (porcentajes)

Este indicador muestra la relación porcentual que aporta el monto captado por RECOPE. Las captaciones se realizaron de la siguiente manera:

- a. 2012: Serie A1 por US\$50 millones, equivalente a €30.493 millones.
- b. 2013: Serie A2 por US\$ 50 millones, equivalente a €30.493 millones.
- c. 2014: Serie A4 por US\$40 millones, equivalente a €24.395 millones.
- d. 2015: Serie A5 por: €20.000 millones.
- e. 2016: Serie A6 por €5.667 millones.

Los valores en dólares se expresan al cierre de 2018, según lo reportado en los EEFF auditados.

Cuadro N°13

	dic-17	dic-18	dic-19
Captaciones/Pasivo Total (a/b)	26,5%	35,5%	33,5%
a) Monto captado (millones de ₡)	106.295	111.681	106.485
b) Pasivos Totales (millones de ₡)	400.526	314.729	318.169

La captación de RECOPE correspondiente a los títulos de la serie A partieron en diciembre de 2012. En 2015 la razón Captaciones/ Pasivo Total fue de 33,8% y aumenta en 2016 a 34,5% debido a la colocación de parte de la Serie A6. En 2017 dicha razón se reduce a 26,5% por dos razones principales: 1) en 2017 ni en 2018 no hubo nuevas captaciones, dado que el avance de los proyectos de inversión no requirió de este tipo de recursos, y 2) hubo un aumento de los pasivos totales por el incremento en las cuentas a pagar a Suplidores de petróleo y combustibles y del impuesto sobre la renta, tanto por la construcción del inventario físico, como por el aumento del precio internacional de los combustibles.

Según comunicado de Hecho Relevante, nota GAF-0890-2018 de 18 de junio, vencido el plazo de dos años para la colocación de la Serie A4, se informa que no se harán más colocaciones del pendiente de ₡6.443 millones (aproximadamente US\$12,04 millones).

En 2018, la proporción del monto captado se incrementa hasta 35,5% como efecto colateral de la fuerte reducción de las cuentas por pagar y por ende, en el pasivo total. En 2019, se da una leve reducción de la razón, en virtud de la baja del saldo colonizado de las emisiones de la Serie A (por baja en el tipo de cambio) y un leve incremento en el Pasivo Total.

2.4.3. Proceso de adquisición de deudas para RECOPE

RECOPE, por su naturaleza de empresa pública, se encuentra regulada por la Ley No.8131 “Ley de Equilibrio de Equilibrio Financiero y Presupuestos Públicos”, razón por la cual, cualquier operación de crédito debe seguir el procedimiento establecido en el Decreto Ejecutivo 35222-H “Reglamento para Gestionar la Autorización para la Contratación del Crédito Público del Gobierno de la República, Entidades Públicas y demás Órganos según corresponda”. De esta forma, es necesario solicitar: a) el aval del Ministerio de Planificación Nacional y Política Económica, b) criterio favorable por parte del Banco Central de Costa Rica y c) la aprobación de la Autoridad Presupuestaria, para lo cual es necesario el dictamen de la Dirección de Crédito Público del Ministerio de Hacienda.

2.4.4 Pasivo total más pasivo contingente a patrimonio total (veces)

RECOPE muestra en sus notas a los estados financieros pasivos contingentes. La relación de endeudamiento tomando en consideración dichas cuentas se presenta a continuación.

Cuadro N°14

	dic-16	dic-17	dic-18
Pasivo Total más Pasivo Contingente sobre Patrimonio Total (a+b)/c	0,70	0,54	0,55
a) Pasivo Total (millones de ₡)	400.526	314.729	318.169
b) Pasivos contingentes (millones de ₡)	27.351	28.199	27.067
c) Patrimonio Total (millones de ₡)	609.431	633.277	630.920

Los pasivos contingentes se originan de procesos judiciales donde RECOPE ha sido demandado. Como consecuencia de las contingencias, la empresa se enfrenta a la posibilidad de desembolsar los montos estimados por cada proceso judicial. El detalle de los juicios se encuentra en la sección 3.1.23 de este prospecto.

En el cuadro 14 se observa que no existe una variación significativa en el monto de los pasivos contingentes. Estos representan, en promedio, 8% del pasivo total, incluyendo los contingentes.

Por otro lado, la variabilidad del pasivo total está determinada, principalmente, por las cuentas por pagar a los proveedores de combustibles, toda vez que el pasivo de largo plazo no presenta variaciones anuales importantes.

En relación con el patrimonio, su comportamiento se explicó en la sección 2.3.2.3. Este se ha visto afectado, básicamente por el comportamiento de la utilidad/pérdida del periodo.

Se observa una reducción del indicador en el periodo de estudio, debido al comportamiento de las cuentas por pagar a Suplidores de petróleo y combustibles. En 2018, se da una reducción en las cuentas por pagar a proveedores de ₡62.732 millones que impacta el Pasivo Total por ₡79.980 millones, pues también se redujeron los adeudos del impuesto único de los combustibles, derivados de la Ley 8114 en ₡21.507 millones. Para 2019, en virtud de que se pasó por gasto una buena parte de la inversión en la Empresa Conjunta Soresco S.A., así como gasto capitalizado en activos en curso del proyecto 1250-307 Ampliación de la Refinería de Moín (por ₡5.319,5 millones), entre otras iniciativas relacionadas, se dio una leve baja del Patrimonio de ₡2.357 millones (0,4%).

2.4.5. Antigüedad de saldos

La antigüedad de saldos de la cuenta por cobrar de RECOPE se detalla a continuación:

Cuadro N°15

	Dic-17	Dic-18	Dic-19
Sin retraso a 30 días atraso	0,0%	0,0%	0,0%
De 31 a 90 días atraso	100,0%	100,0%	100,0%

Fuente: Departamento de Contaduría de RECOPE

En relación con las ventas realizadas al Gobierno e instituciones públicas, por política, estas entidades pagan sus compras en 60 días, por lo que RECOPE otorga el mismo plazo de crédito a dichas entidades. Las ventas de contado representaron 99,96%, 99,98% y 99,97% en 2017, 2018 y 2019, respectivamente.

El saldo de cuentas por cobrar comerciales al 31 de diciembre de 2018 fue de ₡208.597.598, en tanto, al cierre de 2019 fue de ₡112.096.500. Estas cuentas por cobrar comerciales, representan una fracción pequeña dentro del total de cuentas por cobrar.

2.5 Capitalización

El capital social de la entidad estaba constituido por 30.000 acciones comunes y nominativas con un valor de ₡100 cada una. Con la capitalización aprobada por el Consejo de Gobierno (Certificación CERT-346-14) en 2014, actuando como Asamblea de Accionistas, el valor de cada acción pasó a ₡6.670.100. La Reserva Legal del artículo 143 del Código de Comercio estipula que debe destinarse al menos 5% de las utilidades a la conformación de dicha reserva, hasta alcanzar el 20% del capital social. La siguiente tabla presenta la composición del patrimonio de RECOPE durante los últimos tres periodos fiscales:

Cuadro N°16

Datos en millones de colones	dic-17	dic-18	dic-19
Capital Social	200.103	200.103	200.103
Reserva Legal (Código de Comercio)	2.604	3.797	3.797
Reserva para Inversiones	0	0	0
Superávit por Avalúo Técnico	226.748	217.741	209.188
Superávit por Donación	1.553	1.553	1.553
Utilidades Acumuladas	178.423	210.083	216.279
PATRIMONIO TOTAL	609.431	633.277	630.920

Dentro del patrimonio se incluye la cuenta de reservas para inversiones, la cual corresponde con los recursos para cubrir las inversiones en infraestructura y en el inventario de productos. Esta reserva se crea con fundamento en las disposiciones de la Ley 7722 “Ley de Sujeción de Instituciones Estatales al Pago de Impuesto sobre la Renta” y la resolución RRG-8988-2008, emitida por ARESEP, en relación con el destino que debe darse a la utilidad contable de la empresa.

Por otra parte, el superávit por donación se constituyó de la siguiente forma:

Cuadro N°17

Superávit por donación (millones de ₡)	Dic-17	Dic-18	Dic-19
Superávit donado por Allied Chemical Corp	144	144	144
Donación de Petro-Canadá	1.139	1.139	1.139
Donación de AID	17	17	17
Condonación Gobierno Holandés	203	203	203
Oleoducto Castella	50	50	50
Total	1.553	1.553	1.553

Por último, RECOPE no distribuye dividendos por lo que no tiene política de distribución de los mismos. Adicionalmente la empresa no cuenta con acciones en tesorería.

2.6. Exposición cambiaria

En el cuadro 18 se describe la exposición cambiaria de RECOPE, según categoría de activos y pasivos. Se observa que RECOPE ha mantenido una exposición cambiaria respecto al dólar estadounidense, generado principalmente por sus pasivos financieros, que se encuentran denominados casi en su totalidad en dicha moneda.

Cuadro N°18
Saldo en moneda extranjera

En miles de dólares	2017	2018	2019
<u>Activos en dólares</u>	<u>61.550</u>	<u>74.091</u>	<u>102.996</u>
Efectivo	56.315	44.685	57.309
Inversiones en activos financieros (FAB)	0	23.594	39.936
Adelantos a contratistas	5.235	5.812	5.751
<u>Pasivos en dólares</u>	<u>-410.205</u>	<u>-286.149</u>	<u>-303.074</u>
Cuentas por pagar	-242.772	-125.887	-148.767
Deuda	-167.433	-160.262	-154.308
Posición cambiaria neta	-348.655	-212.058	-200.078

En 2017 el incremento en las cuentas por pagar a proveedores generó un aumento del 50% (US\$116,1 millones), en tanto, para 2018 producto del efecto inverso bajó a su nivel más bajo en cinco años, ayudado entre otros, por la conformación del Fondo de Amortización de Bonos (FAB) y su reserva de US\$23,6 millones a diversos plazos. En 2019, con un crecimiento del FAB en cerca de US\$16,3 millones, lo cual junto con una recuperación de la caja en dólares, permitió una rebaja de la exposición de casi US\$12 millones (5,6%) a pesar del incremento en las cuentas por pagar de casi US\$23 millones.

De igual forma, la reducción en la disminución en la utilización de líneas de crédito para la importación de combustibles, especialmente en 2017 y 2018. En 2019, se dio poca utilización de los financiamientos de corto plazo.

Al analizar la exposición cambiaria neta, se observa que representa 33%, 20,4 y 18,2% del patrimonio de los años 2017, 2018 y 2019, respectivamente. En resumen, la empresa en 2018 ha logrado disminuir su exposición cambiaria, lo cual es relevante para la reducción de las pérdidas por diferencial cambiario.

3. Información sobre la empresa

3.1. Historia y desarrollo de RECOPE

3.1.1. Razón Social

Refinadora Costarricense de Petróleo S.A.

3.1.2. Nombre comercial

El nombre comercial de la empresa es el mismo nombre de la sociedad.

3.1.3. Jurisdicción bajo la cual está constituida

RECOPE es una empresa pública de propiedad del Estado de Costa Rica, constituida bajo la jurisdicción costarricense.

3.1.4. Fecha de constitución y cita de inscripción del Registro Público

RECOPE se constituyó originalmente, mediante escritura pública, como una sociedad anónima de capital privado el 16 de mayo de 1961. En 1974, mediante la Ley No. 5508, se ratificó el convenio entre Allied Chemical Interamerican (dueño del capital de RECOPE) y el Gobierno de Costa Rica, bajo el cual se acordó que el primero traspasaría la totalidad de sus acciones de RECOPE al segundo. La entidad está inscrita en la Sección Personas del Registro Público, al tomo 0049, folio 515, asiento 00369.

3.1.5. Número de cédula jurídica

3-101-007749

3.1.6. Composición del capital

RECOPE es una empresa pública propiedad 100% del Estado de Costa Rica.

3.1.7. Domicilio legal

RECOPE tiene ubicadas sus oficinas centrales en San Francisco de Calle Blancos de Goicoechea, de la Iglesia de Ladrillo, 200 metros oeste, edificio Hernán Garrón, provincia de San José, Costa Rica.

3.1.8. Fecha de cierre fiscal y económico

31 de diciembre de cada año.

3.1.9. Auditoría externa

Despacho Carvajal y Colegiados para los períodos 2009 y 2010

Deloitte&Touche S.A. en los períodos 2011, 2012, 2013, 2014, 2015, 2016, 2017, 2018 y 2019.

3.1.10. Asesoría legal

RECOPE cuenta con una Asesoría Jurídica, siendo directora la licenciada Zoraida Fallas Cordero.

3.1.11. Moneda de la información financiera

RECOPE reporta sus estados financieros en colones.

3.1.12. Números de teléfono

(506) 2284-2700

3.1.13. Apartado postal

4351-1000, San José, Costa Rica

3.1.14. Sitio web

www.recope.go.cr

3.1.15. Correo electrónico

recopecomunicacion@recope.go.cr

3.1.16. Fax

(506) 2258-4240

3.1.17. Asistencia Técnica

- a. RECOPE se afilió en el 2005 a *Clean Caribbean Americas* una corporación de los Estados Unidos sin fines de lucro que brinda asistencia inmediata con equipos y personal, ante eventuales derrames de hidrocarburos en el mar.
- b. En 1984 RECOPE se afilia a ARPEL, asociación sin fines de lucro ubicada en Uruguay, que promueve la integración y crecimiento de la industria y de maximizar su contribución al desarrollo energético sostenible de la región.
- c. Con OLADE (Organización Latinoamericana de Energía) se tiene un convenio-país, donde Costa Rica pertenece desde 1973. Dicho convenio cubre a todas las

empresas e instituciones estatales. OLADE es un organismo de cooperación entre los países de la Región para desarrollar sus recursos energéticos y atender conjuntamente los aspectos relativos a su eficiente y racional aprovechamiento a fin de contribuir al desarrollo económico y social de América Latina y el Caribe. Dicho organismo se ubica en Ecuador.

3.1.18. Acontecimientos más relevantes

- a. **1961:** el 16 de diciembre se constituye la Refinadora Costarricense de Petróleo como una sociedad anónima de capital privado.
- b. **1963:** el 28 de junio, la Asamblea Legislativa aprueba el contrato de Protección y Desarrollo Industrial, con lo cual RECOPE se convirtió en la primera industria nacional dedicada a la refinación y producción de combustibles derivados del petróleo.
- c. En este año se inició la construcción de la Refinería en Moín, provincia de Limón. El proyecto se completó en 1967.
- d. **1967:** se inicia la construcción del Plantel El Alto y de la primera línea de poliducto entre Moín y El Alto, lo que permitió desconcentrar la venta de combustibles y reducir el costo de trasiego.
- e. **1974:** se negocia la venta de RECOPE al Gobierno de Costa Rica con la transnacional Allied Chemical, propietaria de la mayoría del capital social. La venta se concreta con la aprobación de la Ley No. 5508, en la cual también se da potestad a RECOPE, ahora como empresa pública, a *“...celebrar cualquier convenio o convenios con los inversionistas nacionales o extranjeros para obtener el financiamiento necesario para modernizar o ampliar sus instalaciones, a fin de que pueda atender debidamente la demanda de combustible y otros derivados del petróleo para satisfacer las necesidades de estos productos en el país, para la expansión de la empresa...”*.
- f. **1975:** por Decreto Ejecutivo se nacionaliza la distribución de combustibles. Se le prohíbe a RECOPE la venta de combustibles al detalle, por lo que las estaciones de servicio pasan a manos privadas.
- g. **1977:** RECOPE emprende un agresivo plan de inversión, mediante el cual se inicia la construcción del Complejo Portuario Moín, la segunda línea de poliducto, paralela a la que operaba entre Moín y El Alto, el edificio de oficinas centrales y una terminal de distribución en el Aeropuerto Juan Santamaría.
- h. **1980:** entra en operación el Plantel de Distribución de La Garita y da inicio un estudio geológico para determinar el potencial petrolero del país. Se instala también la primera plataforma del pozo San José 1 en Baja Talamanca.

- i. **1981:** mediante la aprobación de la Ley No. 6588 “Ley Reguladora de RECOPE” se somete a la empresa a la regulación del entonces Servicio Nacional de Electricidad (hoy ARESEP) y a la fiscalización de la Contraloría General de la República. Adicionalmente, se establecen los objetivos funcionales y el régimen de prohibición de la empresa.
- j. En este año se inicia la construcción de un plantel de distribución en Barranca, en la provincia de Puntarenas, la cual concluyó en 1985.
- k. **1987:** se introduce la gasolina súper al país, con lo cual se inicia un proceso de eliminación del plomo en las gasolinas consumidas en Costa Rica.
- l. **1990:** RECOPE cesa las labores de exploración petrolera, debido a que resultaba necesario el establecimiento del marco jurídico para continuar con dicha actividad.
- m. **1993:** se aprueba la Ley No.7356 “Ley del Monopolio”, mediante la cual se otorga a RECOPE la administración del monopolio de la importación, refinación y distribución al mayoreo de petróleo crudo y sus derivados.
- n. **1994:** se aprueba la Ley No.7399 “Ley de Hidrocarburos”, mediante la cual se autoriza a RECOPE a participar, individualmente o en titularidad compartida, en las licitaciones para la exploración y la explotación de los hidrocarburos.
- o. Se le solicitó al Instituto Francés de Petróleo que replanteara la ingeniería básica del proyecto de ampliación y modernización de la Refinería para que se adecuara a las nuevas tendencias ambientales.
- p. **1995:** se introduce la gasolina Súper Eco, de alto octanaje, sin plomo y oxigenada.
- q. **1996:** se logra la eliminación total del plomo en las dos gasolinas distribuidas en el país.
- r. **1998:** inicia la construcción de la I Fase del Proyecto Ampliación y Modernización de la Refinería, con el cual la capacidad de refinación aumenta de 15.000 barriles por día a 25.000 barriles. Este proyecto fue financiado parcialmente con un préstamo otorgado por el Instituto Crédito Oficial (ICO) del Gobierno de España. El proyecto entra en operación en 2001.

En este año se construye el Laboratorio Nacional de Grandes Masas y Volumen, en el Plantel de El Alto, primero en su tipo en toda la región centroamericana.

- s. **1999:** finaliza la construcción de la I Etapa del Proyecto Poliducto Limón-La Garita y da inicio la segunda etapa. Este proyecto fue la primera prioridad hasta el 2008.

- t. **2002:** mediante el Decreto NC 30690-MINAE, se reduce el contenido de azufre en el diésel.
- u. **2003:** el primer paso en la disminución de azufre en el diésel se da con una reducción en la concentración máxima a 0,45 fracción masa.

Se inauguró la II Etapa del Proyecto Poliducto Limón-La Garita, la cual aumentaría la capacidad de trasiego de las líneas actuales con el reemplazo de 39,5 km de tubería de 6 pulgadas de diámetro por tubería de 12 pulgadas.

- v. **2005:** se adjudicó la construcción de la III Etapa del Proyecto Poliducto Limón-La Garita. La orden de inicio de la construcción se dio el 14 de noviembre. Este proyecto fue financiado por el Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE) y la Corporación Andina de Fomento (CAF).
- w. **2007:** se modifica el procedimiento de fijación de precios de los combustibles y se introduce el concepto de precio paridad de importación¹ en la fórmula de precios.

Los planteles de distribución en La Garita y Barranca recibieron, por segundo año consecutivo, la certificación ambiental “Bandera Ecológica” del Ministerio de Ambiente y Energía.

- x. **2008:** se acreditan pruebas de calibración de los laboratorios de Metrología, tanto en el Laboratorio Nacional de Grandes Masas y Volumen como en el Laboratorio Metrológico Empresarial.

RECOPE firma un Acuerdo de Empresa Conjunta con la empresa China National Petroleum Corporation International (CNPCI), con el objeto de construir una refinería de alta conversión con una capacidad de 60.000 barriles por día

- y. **2009:** inicio el desarrollo de la nueva Terminal de Ventas en el Aeropuerto Internacional Juan Santamaría.

La Contraloría General de la República refrenda, en setiembre, el Acuerdo de Empresa Conjunta y en diciembre se constituye y registra la nueva sociedad, denominada SORESCO.

¹El precio paridad de importación corresponde, conceptualmente, con el precio que debería pagarse por la importación de un producto. La medición de ese precio puede realizarse en términos FOB o CIF. De esta manera, el precio interno de los combustibles se fija en función de ese precio. Lo que se busca es imponerle parámetros de eficiencia a la empresa, por lo que resulta importante definir el parámetro que servirá de medida de eficiencia. En el caso de RECOPE, ARESEP definió los precios publicados por Platt’s Oilgram Price Report de la Costa del Golfo de los Estados Unidos de América. De esta forma, RECOPE debe buscar importar los combustibles o producirlos en la refinería a un precio igual o menor al precio de referencia, de lo contrario incurrirá en pérdidas operativas.

En diciembre se constituye SORESCO, que es un vehículo de propósito especial para el financiamiento y construcción del Proyecto de Ampliación y Modernización de la Refinería.

- z. **2010:** se inicia la implementación de un nuevo modelo de negocios denominado Sistema de Información Gerencia (SIG), el cual se construyó utilizando la plataforma SAP (Sistemas, Aplicaciones y Productos), que le permitirá incrementar la eficiencia operacional a la empresa e incorporar mejores prácticas en los procesos de negocio.
- aa. **2011:** se finalizó (febrero) el dragado del muelle petrolero de Moín, lo que lo acondiciona para el arribo de grandes buques, con lo cual se reducirá la frecuencia y el costo de los fletes de importación de combustibles.
- bb. **2012:** entra en operación el nuevo plantel de ventas en el Aeropuerto Internacional Juan Santamaría, que permite las obras de ampliación de Aeris y que puede abastecer mediante hidrantes en pista hasta 11 aviones simultáneamente.
- cc. **2013:** la ARESEP aprueba el estudio de precios de RECOPE mediante la Resolución RIE-055-2013, que permite diferenciar el precio del búnker C de 3% de azufre del Fuel Oil de 1,8% de azufre. Además, se aprueba el servicio de la deuda para las colocaciones de RECOPE (Serie A).
- dd. **2014:** entra en operación el plantel de ventas en el Aeropuerto Internacional Daniel Oduber (Liberia) que permite condiciones adecuadas para el crecimiento de las operaciones de dicho aeropuerto, al contarse con mayor capacidad de almacenamiento de Jet Fuel A-1.
- ee. **2016:** entran en operación dos tanques y un cargadero de Jet Fuel en el plantel Barranca para apoyar las operaciones de suministro del Aeropuerto Daniel Oduber en Liberia.
- ff. **2017:** en septiembre se inicia la venta de diésel y gasolinas que cumplen con la norma de emisiones Euro IV, lo cual no sólo permite beneficios ambientales sino que adaptarse a las nuevas generaciones de vehículos producidos bajo dicha norma.

Proyecto de gas licuado de petróleo (GLP):

En el mes de marzo del 2011 la Contraloría General de la República refrendó el contrato suscrito entre RECOPE y la empresa FELGUERA I.H.I. S.A. mediante el cual contrata el diseño, procura y construcción de seis recipientes cilíndricos horizontales con una capacidad de 250 m³ cada uno, para el proyecto t1046-IN "Sistema y almacenamiento de gas licuado de petróleo, recipientes cilíndricos horizontales YT-7716, YT-7717, YT-7718, YT-7719, YT-7720 y YT-7721", por un monto de \$10.481.266. Así mismo, refrendó el contrato entre ambas empresas correspondiente al diseño, procura y construcción de una esfera de gas licuado de petróleo en refinería, por un monto de \$12.069.672, derivado de la Licitación

Pública N° 2010LN-000002-02. Estas facilidades ya se encuentran en operación desde el año 2014.

La otra parte (Etapa C) de este proyecto denominado SAGAS, corresponde a cuatro nuevas esferas de características similares a la que se está instalando (YT-7712, YT-7713, YT-7714 e YT-7715) que se concursaron mediante la Licitación Pública No. 2011LN-000009-02 y se adjudicó también a Felguera IHI por la suma de \$48.974.296,96. Esta sección implicó la demolición de la actual esfera YT-770, el revamping de las esferas YT-7709 e YT-7710 y las interconexiones necesarias entre todos los componentes originales que sobreviven y los nuevos. En total, en materia de GLP se estaría invirtiendo alrededor de los \$80 millones en Moín, que permitirán manejar un mayor inventario así como reducir la congestión del terminal petrolero.

Proyecto Modernización de la Refinería de Moín:

Este proyecto se planteó realizar por medio de un vehículo especial, bajo un esquema de financiamiento fuera de balance, para lo cual se constituyó una empresa conjunta, denominada SORESCO, que debía realizar el estudio de factibilidad, gestionar el financiamiento y acometer su desarrollo.

El desarrollo del proyecto se vio interrumpido por instrucciones de la Contraloría General de la República, que en el oficio DFOE-DI-1409-2013 del 20 de junio de 2013, instruyó a RECOPE de abstenerse de utilizar el estudio de factibilidad realizado por la empresa HQCEC para tomar decisiones con respecto al desarrollo del proyecto. Esta instrucción se reitera con respecto al estudio realizado por la empresa Worley Parsons en el oficio DFOE-AE-0198 del 4 de abril de 2014.

Debido a que esta situación no permitía el avance del proyecto y no se logró un acuerdo con la empresa CNPCI para repetir el estudio de factibilidad y otros aspectos, la Junta Directiva, en la Sesión Ordinaria #4933-139 de 18 de abril de 2016 y en la Sesión Ordinaria #4934-140 de 20 de abril de 2016, celebradas el 18 y 20 de abril de 2016, recomendó autorizar a la Presidenta de la empresa, para realizar las acciones para dar por terminado el Acuerdo de Empresa Conjunta y disolver y liquidar SORESCO. El Consejo de Gobierno, según consta en la certificación No. 155-16 avaló la solicitud de la Junta Directiva de RECOPE, el acuerdo de dicho Consejo actuando como asamblea de accionistas fue conocido por la Junta Directiva de RECOPE en la Sesión Ordinaria N°4938-144 de 16 de mayo de 2016.

Ampliación de la red de tanques

RECOPE desarrolla un programa de ampliación del parque de almacenamientos para mejorar las condiciones operativas de los planteles de distribución y ventas, lo que incrementará la capacidad en 839.765 barriles, equivalente a 26,6% de la capacidad instalada en 2014 (3,15 millones de barriles de capacidad operativa).

La ampliación se ha realizado mediante diferentes procesos de contratación, según se indica a continuación:

- a. Licitación Pública No. 2011LN-000007-02 para la construcción de ocho tanques en los planteles de El Alto, La Garita y Barranca. Se encuentran finalizados y operativos.
- b. Licitación Pública No. 2012LN-000002-02 para la construcción de cuatro tanques de producto negro en Moín. Se encuentran finalizados y en operación.
- c. Licitación Pública No. 2012LN-000004-02 para construir tres grandes tanques para la importación de productos en el Plantel Moín. La ejecución se encuentra suspendida mientras se tramita la resolución del contrato con Felguera IHI.

3.1.19. Actividades principales:

El giro del negocio de RECOPE se encuentra definido en el artículo 6 de la Ley No. 6588, que establece:

“Los objetivos de la Refinadora Costarricense de Petróleo, S. A. son los siguientes: refinar, transportar, comercializar a granel el petróleo y sus derivados; mantener y desarrollar las instalaciones necesarias para ello y ejercer, en lo que le corresponda -previa autorización de la Contraloría-los planes de desarrollo del sector energía, conforme al Plan Nacional de Desarrollo”.

Adicionalmente, con la aprobación de la Ley No.7399 “Ley de Hidrocarburos” se permite a RECOPE “...participar, individualmente o en titularidad compartida, en las licitaciones que promueva la Dirección General de Hidrocarburos, para la exploración y la explotación de los hidrocarburos, de conformidad con las disposiciones de la Ley de Hidrocarburos”; es decir, la actividad no está reservada al Estado. En la actualidad, la empresa no realiza ninguna actividad relacionada con la explotación o exploración de hidrocarburos.

Del Decreto Ejecutivo No. 14874-MIEM “Reglamento a la Ley No. 6588”, publicado el 14 de octubre de 1983, sobresalen los siguientes dos puntos:

- a. Los productos expendidos por RECOPE deben cumplir las normas de calidad que fije el Poder Ejecutivo mediante decreto.
- b. Se autoriza a RECOPE a comercializar petróleo y sus derivados en el exterior, siempre que el abastecimiento nacional esté garantizado, y a que fije las condiciones de venta de acuerdo con los mercados internacionales.

Con la aprobación de la Ley No. 7356 “*Monopolio en favor del Estado para la Importación, Refinación y Distribución al Mayoreo de Petróleo Crudo, sus Combustibles Derivados, Asfaltos y Naftas*”, publicada el 6 de setiembre de 1993, se le otorgan a RECOPE nuevas responsabilidades, debido a que se le concede la administración del monopolio estatal de la importación, refinación y distribución al mayoreo de petróleo crudo y sus derivados, que comprenden combustibles, asfaltos y naftas para satisfacer la demanda nacional.

Producto de los Planes de Desarrollo Nacional y del Plan Nacional de Energía, la empresa ha incursionado en la investigación y desarrollo de biocombustibles, a efectos de contribuir en la mitigación del efecto invernadero y lograr que Costa Rica cumpla la meta de carbono neutral. Dentro de este punto, se está formulando un proyecto para la producción de aceite de palma en la provincia de Limón que sea orientada a la mezcla con diésel.

Las ventas de RECOPE no muestran variaciones significativas durante todo el año, aunque existe cierta estacionalidad en las mismas. Los meses de marzo (9,6% del total anual), diciembre (8,9%) y abril (8,4%), presentan las ventas más altas. Cuando se consideran las ventas al ICE (que presentan una mayor estacionalidad) los meses con mayores ventas son marzo (9,8%), abril y diciembre (8,8%).

RECOPE importa todos los requerimientos de combustibles, dado que el país no es productor de petróleo. El principal mercado de importación es los Estados Unidos, con una participación promedio en el periodo 2017-2018 de 98,1%, seguido por Holanda con 0,8% y Panamá con 0,4%. El detalle que se muestra en el cuadro 19.

Las importaciones de Estados Unidos se realizan a un grupo de empresas (productoras y/o intermediarias) que tienen refinerías, almacenamiento, hacen mezclas, entre otros, es decir que tienen operaciones integradas.

Cuadro N° 19
Importaciones de combustibles por país de origen, años 2018-2019
(datos en barriles y millones de dólares)

País	Volumen Facturado			Costo CIF		
	Barriles 2018	Barriles 2019	Participación	US\$ en 2018	US\$ en 2019	Participación
Estados Unidos	20.070.989	18.521.802	90,4%	1.570,0	1.302,0	90,3%
Países Bajos	319.628	1.889.289	5,2%	25,3	148,3	5,5%
Lituania	0	912.332	2,1%	0,0	73,4	2,3%
Panamá	67.391	656.400	1,7%	4,4	38,0	1,3%
Antillas Holandesas	0	190.016	0,4%	0	12,6	0,4%
Trinidad y Tobago	65.948	0	0,2%	3,0	0,0	0,1%
Guatemala	6.052	8.810	0,0%	0,9	1,3	0,1%
Honduras	4.611	0	0,0%	0,3	0,0	0,0%
Puerto Rico	1.406	0	0,0%	0,2	0,0	0,0%
TOTAL	20.536.024	22.178.648	100,0	1.604,2	1.575,6	100,0

Capacidad instalada de producción

El Sistema Nacional de Combustibles es el conjunto de infraestructura que de forma sistémica y sistemática es utilizado por RECOPE para realizar el abastecimiento de la demanda de combustibles; está conformado por subsistemas interrelacionados, de acuerdo con las actividades funcionales de la empresa, según se indica a continuación:

Importación: Dado que Costa Rica no es un país productor de hidrocarburos, el aprovisionamiento de combustibles se realiza por medio de su importación, ya sea en la forma de crudo, productos intermedios o productos terminados. La casi totalidad de las importaciones se realiza por la Terminal Portuaria Petrolera del Atlántico, ubicada en el Puerto de Moín, con algunos desembarques ocasionales en Puerto Caldera y compras de GLP vía cisternas a otros países de Centroamérica.

Dicha terminal consiste en el muelle 5.1., de tipo fijo de capacidad para recibir barcos de hasta 50.000 toneladas de peso muerto, una eslora máxima de 208m y un calado de 12m, un sistema de tuberías con una longitud aproximada de 3,5 km y un diámetro variable, de acuerdo con el tipo de producto que se descarga e interconecta el muelle con el Plantel de Moín. Adicionalmente, está por entrar en operación el muelle 5.0 con capacidad para barcos de hasta 80.000 TPM, con una eslora total de 248m y un calado a plena carga de 14m, manga de 32,2m. Este consiste en duques de alba, es decir, el barco no se amarra a una pantalla sino a unas estructuras, contará con la última tecnología en acople y desacople, brazos de carga automatizados, permitiendo las operaciones en condiciones de mayor oleaje, nocturnas y por supuesto, de barcos más grandes.

Adicionalmente, se cuenta con todos los sistemas de protección y seguridad propios de este tipo de obras.

Refinación: La planta de refinación salió de operación en agosto de 2011. Actualmente, solamente se la formulación de los combustibles, a partir del producto importado, para cumplir con las especificaciones de calidad.

En la sección 3.1.22 del presente documento, se detalla lo correspondiente a la distribución y transporte de los productos.

3.1.20. Mercado que abastece

RECOPE abastece la demanda nacional hidrocarburos. La empresa categoriza a sus clientes por: Cliente Directo (Industrias, Constructoras, Compañías de Transporte y otras), Distribuidores sin punto fijo de venta (Peddlers) y Estaciones de Servicio. El detalle de las ventas a los clientes por sector económico se presenta a continuación.

Las ventas de combustibles han crecido 2,0% de 2017 a 2019 en términos reales. Sin embargo, el sector más significativo que es Comercio creció al 2,3%, representando el 80% del total pues agrupa a las estaciones de servicio. Le sigue en importancia el sector transporte y almacenamiento que agrupa 9,6% del total y creció un 3,8% anual.

El sector construcción presentó un crecimiento de 8,2% en el mismo periodo, con una participación de 4,2%.

Cuadro N° 20
Ventas por actividad económica

Ventas por actividad económica del cliente, en barriles (bbl)	2017	2018	2019
Agricultura, caza, silvicultura y pesca	323.968	267.074	245.865
Exploración de minas y canteras	0	0	524
Industrias manufactureras	875.489	840.236	807.130
Electricidad, agua y gas	17.560	72.295	178.071
Construcción	894.528	917.395	875.724
Comercio	16.696.031	17.023.453	17.398.753
Transportes, almacenamiento y comunicaciones	1.913.685	2.052.074	2.164.575
Financiero, seguros y bienes inmuebles	24	0	0
Servicios comunales, sociales y personales	151.326	125.621	114.598
TOTAL	20.872.611	21.298.148	21.785.241

Fuente: RECOPE Dirección de Servicio al Cliente

3.1.21. Productos ofrecidos

RECOPE elabora anualmente un Manual de Productos en el cual presenta las especificaciones de los productos que comercializa y que se encuentra a disposición del público en la página web www.recope.com. A continuación se presenta el detalle para cada uno de los productos comercializados:

- a. **Gasolinas:** las gasolinas son una mezcla de hidrocarburos con propiedades de volatilidad y octanaje que proporcionan al motor del vehículo un fácil arranque en frío, máxima potencia durante la aceleración, no dilución del aceite y un funcionamiento normal y silencioso bajo las condiciones de operación.

Actualmente las políticas ambientales requieren combustibles que además de satisfacer en su desempeño, estén formulados para reducir las emisiones de compuestos tóxicos producidos en la combustión.

En Costa Rica se distribuyen dos tipos de gasolina:

- i. **Súper:** se introdujo en 1990, como un requerimiento para las nuevas tecnologías de motores, principalmente motores de combustión interna de alta relación de compresión y como contribución a la protección del ambiente, dado que no contenía tetraetilo de plomo como antidetonante.

A partir de septiembre de 2017, esta gasolina se vende con la calidad normada INTE-41-01-01:2016, equivalente a Euro IV, que introduce los siguientes cambios:

- Máximo de aromáticos se reduce de 40% a 30%,
- Máximo de olefinas disminuye de 30% al 18%
- Contenido de azufre se pasa de 80 partes por millón a 50ppm.

La nueva normativa es más rigurosa que la del Reglamento Técnico Centroamericano.

- ii. **Plus 91:** Esta gasolina igual que la Súper no contiene plomo, la disminución fue paulatina pasando de 0,84 g Pb/l a 0,54 g Pb/l en 1994 y luego se fue reduciendo la cantidad hasta que en el año 1996 se continuó eliminó completamente.

Esta gasolina tiene un octanaje mínimo de 91 y en el año 2006 RECOPE realizó un plan piloto en el Plantel Barranca de vender esta gasolina mezclada con etanol, en una proporción de 3% en promedio.

En 2019, las ventas de gasolinas representaron 38,9% de las ventas físicas - mayor a 2018 (38,3%). Por el lado de los ingresos, las gasolinas redujeron su participación de 49,0% en 2017, a 47,9% en 2019.

- b. **Diésel:** Es una mezcla de hidrocarburos que se obtiene de la destilación fraccionada del petróleo a una temperatura entre 250°C y 350°C a presión atmosférica. Tiene 18% más de energía por unidad de volumen que la gasolina, lo que, sumado a la mayor eficiencia de los motores diésel contribuye a que su rendimiento sea mayor.

En el mercado nacional se vendían dos tipos de diésel, a saber:

- i. **Diésel 50:** en el marco de las políticas ambientales que han caracterizado a Costa Rica, en el año 2002 se inició un proceso gradual de reducción del azufre en el diésel, desde su nivel inicial (1997) de 5.000 ppm hasta 500 ppm en marzo de 2009.

En 2019, 35,3% de las ventas físicas de combustibles correspondieron al diésel 50, porcentaje menor al de 2017 (37,1%) y 2018 (36,4%). La participación en los ingresos de venta fue similar: 37,4% y 37,0% en 2018 y 2019, respectivamente.

En septiembre de 2017 se empezó a vender el diésel bajo la norma INTE-41-01-03:2017 (equivalente a Euro IV), que introduce los siguientes cambios:

- Contenido máximo de poliaromáticos: 8% de masa (anteriormente sólo obligaba a reportarla).

- Contenido máximo de aromáticos Reportar (anteriormente era 35% de volumen)
 - Número de Cetano 51 mínimo e Índice Cetano 45 mínimo. Antes sólo uno de los dos debía cumplirse.
- ii. **Diésel térmico:** este diésel se utilizaba únicamente en la generación térmica de electricidad. Desde el año 2013 no se presentan ventas de este producto.
- c. **Jet A-1:** Es un combustible con buenas características de combustión y alto contenido energético, y su uso principal es en motores de turbina utilizados por el transporte aéreo. Por el uso delicado del Jet-A1 la norma utilizada en Costa Rica para el control de calidad de este combustible es la “JointFuellingSystemCheckList”, que reúne los requerimientos más exigentes, de las tres especificaciones que se citan comúnmente para combustible de aviación (ASTM DI 655, Def Stan 91 -91 y Material De Guía de IATA).

Los ingresos por Jet A-1 representaron 6,9% de los ingresos totales de 2018, aumentando a 7,1% en 2019. Por su parte, el volumen vendido pasó de 7,4% a 8,0% en 2018 y continuó aumentando en 2019 (8,4%).

- d. **Gas Licuado de Petróleo (LPG):** es una mezcla de gases de hidrocarburos livianos, licuados por presión, procedentes de la refinación del petróleo. Su composición varía dependiendo del tipo de crudo y del tratamiento efectuado en las diferentes unidades de refinación. Los principales componentes son propano y butano y en menor proporción también están presentes etileno, propileno, butileno y pentano, y presenta un olor característico debido a que se le agrega un metil mercaptano para su fácil detección.

Su principal uso es en la industria, en el consumo doméstico y en el transporte automotor. En la industria se utiliza en hornos de alta temperatura que requiere combustibles que dejen poco residuo.

Este combustible ofrece grandes ventajas desde el punto de vista ambiental, ya que produce bajas emisiones de gases de desecho y produce una combustión con menor contaminantes atmosféricos que los combustibles líquidos.

En 2017, el volumen vendido de LPG representó 9,4% del volumen total y aumentó a 9,9% en 2019. Los ingresos por LPG representaron 4,1% de las ventas en 2018, pero se redujeron a 3,3% en 2019, debido al comportamiento del precio internacional.

- e. **Fuel Oil (Bunker C):** es un combustible residual de la destilación y craqueo del petróleo, viscoso y con cierto grado de impurezas, con alto contenido energético, lo que lo hace apto para ser usado en calderas y hornos para la generación de vapor. Se clasifica con números del 1 al 6, de acuerdo a su punto de ebullición, composición

y propósito entre más alto sea el número, más viscoso es el producto y su precio disminuye.

Los ingresos por búnker consideran las ventas de Búnker 3% de azufre (3%S), que se utiliza en el sector industrial, y búnker de 2,0% azufre, que se importa a pedido del ICE para el Complejo de Producción Garabito.

Las ventas del búnker 3%S representaron 1,7% en 2018 reduciéndose a 1,6% en 2019, mientras que el volumen pasó de 3,1% a 2,9%, respectivamente. La disparidad entre ingresos y volumen se explica porque el búnker se vende a un precio menor por la aplicación de la Política Sectorial.

En el caso de las ventas de búnker 2,0%S, las ventas que se realizan son esporádicas, según sean los requerimientos para la generación térmica. En 2019, el volumen vendido representó 0,7% del total y 0,3% de los ingresos.

- f. **Asfalto:** material cementante sólido o semisólido generalmente negro, compuesto principalmente de hidrocarburos de alto peso molecular. Se puede obtener en forma natural o por medio de procesos de refinación del petróleo. Por su naturaleza visco-elástica su comportamiento depende de la temperatura, la velocidad y tiempo de aplicación de carga. Su principal uso es en la construcción de carreteras.

En Costa Rica se ofrece típicamente el Asfalto AC-30. Sin embargo, también se venden asfaltos con otras viscosidades; lo cual depende de las especificaciones establecidas por el MOPT en los contratos de construcción o reparación de carreteras.

En 2019 el volumen por ventas de asfalto fue 3,0% (3,3% en 2018). Los ingresos pasaron de 1,6% en 2017 a 2,0% en 2018 y 1,9% en 2019. Actualmente, es uno de los productos con mayor dinamismo en ventas, con una tasa de crecimiento de 11,4% en el último quinquenio.

- g. **Emulsiones Asfálticas:** las emulsiones están constituidas por una dispersión muy fina de asfalto en agua estabilizada por acción de un emulsificante. Son usadas en la construcción y mantenimiento de carreteras. Actualmente se venden dos calidades: rompimiento rápido y rompimiento lento. La segunda ha ganado participación dentro del total de emulsiones, pasando de 8,6% en 2018 a 19,3% en 2019.

El volumen de ventas totalizó 0,5% en 2019 (0,4% en 2018) así como los ingresos totales fueron de 0,2% en 2018 y 2019.

- h. **Av-gas:** Es una mezcla de hidrocarburos principalmente de isoparafinas y una pequeña cantidad de aromáticos, a la cual se le aplican ciertos aditivos como **tetraetilo de plomo para elevar el octanaje, antioxidante y anticongelantes.**

Es utilizado en aviones con motor de pistón de ignición por chispa y en automóviles de carreras. Por las condiciones de utilización sus características son estrictamente controladas por normas internacionales como “Joint Fuelling System Check List”. En el Aeropuerto Tobías Bolaños es donde más se vende este producto.

En el periodo de análisis, el volumen vendido de Av-gas fue de 0,04% del total, mientras que en los ingresos totales se mantienen en poco menos de 0,1%. La tendencia de este producto es a ser sustituido por el Jet Fuel.

- i. **Querosene:** Es una mezcla de hidrocarburos proveniente de la refinación del petróleo con una volatilidad intermedia entre el diésel y la gasolina. Se utiliza principalmente a nivel industrial en hornos de panaderías y empresas manufactureras, también en zonas rurales para el alumbrado en linternas y fuentes de energía en la cocción de alimentos.

El volumen vendido representó 0,2% en el período 2017 - 2019. En cuanto a los ingresos totales, se ha venido manteniendo en el nivel de 0,2%.

- j. **Combustibles marinos (IFO-380):** se utilizan en los motores o calderas de los barcos y existen varios grados, según sea su viscosidad, y su escogencia o uso es especificado según el tipo de motor y sus requerimientos. En Costa Rica, RECOPE distribuye el 380, siendo sus clientes más comunes los barcos bananeros que llegan a cargar en el puerto de Moín.
- k. **Gasóleo (diésel pesado):** es un combustible con características intermedias de volatilidad entre el diésel y el búnker. Se utiliza en algunos equipos en la industria, como quemadores y hornos, que requieren un combustible menos pesado que el búnker, con mayor volatilidad y menor viscosidad. Su uso a nivel nacional es limitado.

Las ventas de gasóleo representaron el 0,3% del volumen total,. La participación dentro de los ingresos totales se mantiene en 0,2%.

- l. **Nafta Pesada:** es una mezcla de hidrocarburos parcialmente refinada. Su principal uso es como solvente de algunos productos agrícolas (aerosol, etc.). También es utilizada en la industria de las pinturas como diluyente. Pero la mayoría de los compradores la utilizan para la producción de aguarrás comercial y la procesan para desodorizarla.

En 2017 este combustible produjo ingresos por 0,01% del total y tuvo igual participación en el volumen, sin embargo, en 2018 ni 2019 no se dieron ventas de este producto.

3.1.22. Canales de distribución

La distribución y venta de combustibles se realiza a través del Sistema Nacional de Combustibles, el cual se ha desarrollado en función del crecimiento geográfico y económico del país.

De esta forma, las importaciones de hidrocarburos se reciben en Puerto Moín, desde donde son enviadas, a través de tuberías, a la Terminal Moín, que es el principal centro de acopio del país, debido a que ahí se almacenan las importaciones, la producción y las mezclas de productos. De la Terminal Moín las gasolinas, el diésel y el jet fuel se envían por el poliducto hasta los terminales de almacenamiento y ventas, así como a las terminales de venta en los principales aeropuertos del país. En 2018, producto de la huelga nacional y que involucró a RECOPE cerca de un mes en septiembre y noviembre, se produjeron cambios en la participación de ventas de cada plantel.

La Terminal La Garita es el principal punto de ventas, con una participación de 29% del total en 2017 y 2018 – 953 y 963 millones de litros, respectivamente, bajó en 2019 a 28,1%. Este plantel es el centro de distribución de combustibles para la aviación: jet fuel y Av-gas. Le sigue en importancia la Terminal El Alto, con una participación de 25% para ambos años, equivalentes a 815 y 838 millones de litros, pero que baja participación en 2019 (23,9% y 826 millones de litros).

En 2017 y 2018 la Terminal Moín concentró 23% de las ventas de la empresa – 774 y 777 millones de litros – y presentó un crecimiento de sólo 0,5% respecto a 2017, en 2019 se mantuvo en 23% (con 800 millones de litros). Esta terminal es el único punto de ventas de LPG, búnker 3%S, e IFOs y otros productos como el asfalto se venden casi en su totalidad. Del total vendido en 2019, las ventas de gasolinas y diésel representaron 31% (un punto porcentual mayor que en 2018, el restante 69% corresponde a los productos antes mencionados).

La cuarta plantel en importancia es Barranca: 16%, en 2017 y 2018 y 17% en 2019 – 539, 537 y 553 millones de litros, aunque se han reducido ventas de Bunker Bajo en Azufre.

Cuadro N°21
Ventas totales entre 2017 y 2019, por plantel (en miles de litros y en millones de colones)

Plantel	Ventas en miles litros			Ventas en millones de colones		
	2017	2018	2019	2017	2018	2019
La Garita	952.927	965.069	968.463	460.170,6	531.007,6	514.413,5
El Alto	815.412	838.003	826.310	391.015,8	454.714,5	432.785,1
Moín	773.872	777.465	803.174	243.799,4	254.288,7	240.519,9
Barranca	537.096	539.189	553.342	214.454,7	276.518,2	279.903,2
Aeropuerto Juan Santamaría	179.552	203.397	217.209	61.796,4	82.276,6	83.029,1

Plantel	Ventas en miles litros			Ventas en millones de colones		
	2017	2018	2019	2017	2018	2019
Aeropuerto Daniel Oduber	56.852	60.448	63.699	20.702,3	25.444,7	25.595,7
Aeropuerto Tobías Bolaños	2.678	2.507	2.976	1.679,9	1.698,4	1.917,5
Aeropuerto de Limón	85	53	86	45,3	33,4	50,1

Fuente: RECOPE: Dirección de Servicio al Cliente

RECOPE vende combustibles en los aeropuertos Juan Santamaría, Daniel Oduber, Tobías Bolaños y Limón. En el Juan Santamaría las ventas pasaron de 180 a 217 millones de litros entre 2017 y 2019 (6,3% del total). Es importante señalar que las ventas en el Aeropuerto Daniel Oduber crecieron 49% en 2016; en el periodo 2017-2019 las ventas pasaron de 58 a 64 millones de litros. Su participación se mantiene cercana al 2% del total.

Las gasolinas, el diésel y el jet fuel se distribuyen a los planteles de distribución, utilizando la red de poliductos que se extiende desde Moín hasta el Plantel Barranca en Puntarenas. La longitud del poliducto de punto a punto es de 237 km; no obstante, se cuenta con 545,5 km de tubería, debido a que de la Terminal Moín a la Terminal El Alto se tienen tres líneas de tubería, donde dos tienen un diámetro de 6 pulgadas y una de 12 pulgadas.

Figura N°1
Sistema Nacional de Combustibles



Fuente: RECOPE

De la Terminal El Alto a la Terminal La Garita salen dos líneas: una de 6 pulgadas y otra de 12 pulgadas y de la Terminal La Garita a la Terminal Barranca se tiene una única línea de 6 pulgadas. Adicionalmente se tienen cuatro ramales: tres se conectan con los complejos térmicos del ICE en Moín, San Antonio y Barranca, para el suministro de diésel y uno que conecta la Terminal La Garita con el Aeropuerto Juan Santamaría.

Debido al gradiente que existe entre las terminales Moín y El Alto, se tienen dos subestaciones de bombeo en Siquirres y Turrialba. La capacidad máxima de bombeo de Moín a El Alto es de 700 m³ por hora y de El Alto a La Garita es de 635 m³ por hora y de La Garita a Barranca de 125 m³ por hora.

De la Terminal Moín los productos pueden ser enviados directamente al Alto o La Garita. El Alto tiene una capacidad máxima operativa de almacenamiento de 655.927 barriles, incluyendo dos tanques para gasolina que entraron en operación en 2016 (73.074 barriles bombeables), 39,6% corresponde a gasolinas y 47,1% a diésel. Adicionalmente se tiene un tanque de almacenamiento de fuel oil, en caso de emergencias. En dicho plantel opera una planta de emulsiones asfálticas, desde donde se realizan las ventas de ese producto a todo el país. En términos promedio, el Plantel El Alto atiende 100 camiones cisterna por día.

Cuadro N°22
Descripción de las líneas del poliducto, 2017

	Nombre	Ubicación	Producto	Longitud (km)	Diámetro (pulg.)	Tasa de Bombeo (m ³ /h)
Primario	Línea 1	Moín - El Alto	Jet fuel/Diésel	118	6	110
	Línea 2	Moín - El Alto	Gasolinas/Av Gas	118	6	110
	Línea 3	El Alto - La Garita	Jet fuel/Diésel	48	6	110
	Línea 4	La Garita – Barranca	Gasolinas/ Diésel	60	6	124
	Línea 6	Moín - El Alto	Gasolinas/ Diésel	129	12	500
	Línea 7	El Alto - La Garita	Gasolinas/ Diésel	48	12	210
Secundario	Línea 5	La Garita – Aeropuerto	Jet fuel	12	4	75
	Línea 4A	Derivación al ICE Barranca – Puntarenas	Diésel	0.5	6	100

Fuente: RECOPE.

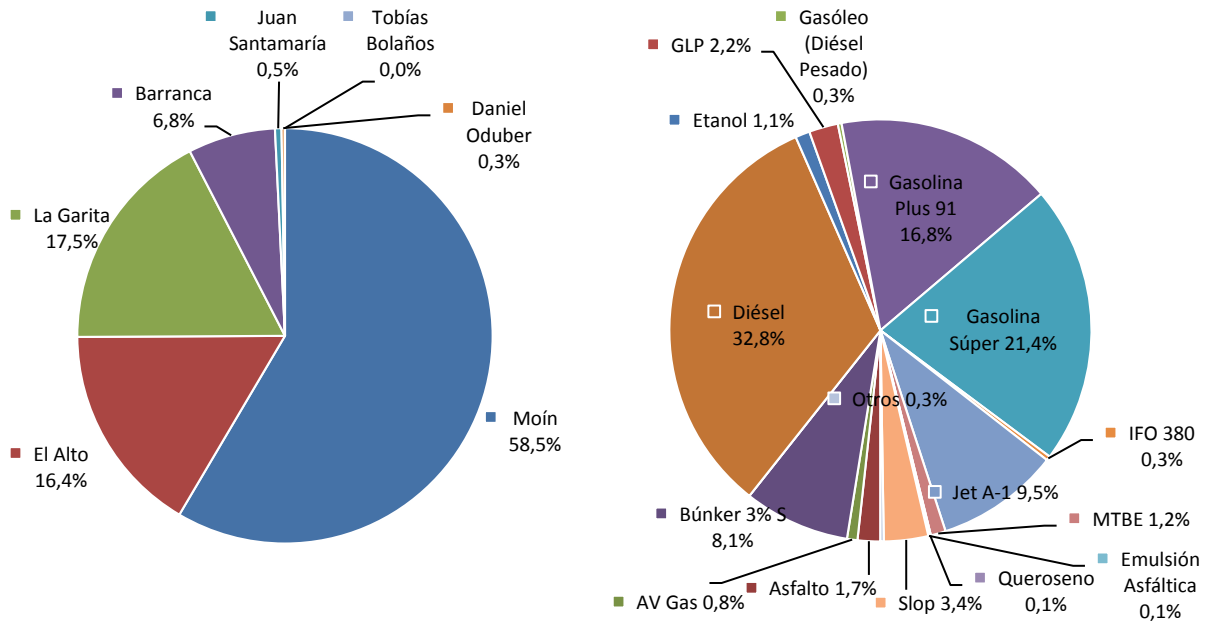
La Garita tiene una capacidad operativa de almacenamiento de 699.074 barriles, con la siguiente distribución: a) diésel 37,6%, b) gasolinas 44,2% y c) jet fuel 15,2%. De este plantel se envía el jet fuel que se vende en el Aeropuerto Juan Santamaría. De igual forma, de esta Terminal se despacha el jet fuel para los aeropuertos Tobías Bolaños y Daniel Oduber. En La Garita se atienden 115 cisternas por día.

Las ventas en el Tobías Bolaños se iniciaron el 22 de noviembre de 2010 y en 2018 totalizaron apenas 0,07%. Las ventas en el Daniel Oduber representan 2% de las ventas totales en 2017 y 2018.

Finalmente, la capacidad operativa de almacenamiento en Barranca es de 271.614 barriles (un 60,6% para diésel). En este plantel se atienden 70 camiones cisterna por día.

En los gráficos N°1 y N°2 se muestra la distribución de la capacidad total de almacenamiento por terminal y por producto. Se observa que RECOPE tiene una capacidad total de almacenamiento de 3,99 millones de barriles, distribuidos de la siguiente manera: a) Moín 58,0%, b) La Garita 17,5%, c) El Alto 16,4%, d) Barranca 6,8% y Aeropuerto Juan Santamaría 0,5%. Desde el punto de vista de los productos, la mayor capacidad de almacenamiento se concentra en el diésel, con 32,8% del total, seguido por Gasolina Súper (21,4%), Gasolina Plus (16,8%), Jet Fuel y Queroseno (9,6%), Búnker C (8,1%), de GLP (2,6%), y los restantes productos 8,7%.

Gráficos N°1 y 2
RECOPE: Capacidad de almacenamiento total según plantel y producto al cierre de 2019



Fuente: RECOPE

3.1.23. Litigios

A pesar de que RECOPE mantiene una serie de litigios pendientes, la administración no considera que puedan incidir de manera importante en el negocio de la empresa.

En el cuadro 23 se presentan los juicios pendientes al 31 de diciembre de 2019, con un monto estimado por juicio superior a ₡100 millones o su equivalente en dólares.

El auditor externo hace una estimación sobre la base de 35 litigios (de ellos, 28 de ellos de carácter contencioso) de ₡27.067 millones (4,3% del Patrimonio). Aparece en página 66 de los Estados Financieros Auditados al 31 de diciembre de 2019 y 2018.

Cuadro N°23
Detalle de Juicios pendientes al 31 de diciembre de 2019

Expediente	Demandado	Demandante	Objeto	Estimación	Estado	Estimación posible de resultado
00-001043-0163-CA Juzgado Contencioso Administrativo y Civil de Hacienda	RECOPE	Rodríguez Valverde Hermanos	Juicio Ordinario	Inestimable	Inició el 4 de marzo de 2002	Indeterminado
00-001050-163-CA Juzgado Contencioso Administrativo y Civil de Hacienda	RECOPE	Corporación de Gasolineras del Norte S.A.	Anulación de acto de prevención desalojo gasolinera. Ejecución de sentencia.	€400.000.000	En resolución en firme de 7 de julio de 2016 se fijó un monto de €115.314.000,00	Desfavorable
00-0001052-163-CA Juzgado Contencioso Administrativo y Civil de Hacienda	RECOPE	Sucesión Leslie Heilbron G.	Juicio Ordinario	€200.000.000	Inició el 1 de febrero de 2011	Indeterminado
02-000671-163-CA Juzgado Contencioso Administrativo y Civil de Hacienda	RECOPE	Pacsa	Ejecución de sentencia	Inestimable	Inició el 1 de julio de 2012	Indeterminado
03-000539-0163-CA Juzgado Contencioso Administrativo y Civil de Hacienda	RECOPE	Flowserve	Ejecución de sentencia	€201.500.000	La sentencia N°: -556-2010, acoge parcialmente la demanda de Flowserve y se rechaza la contrademanda de RECOPE. La Sentencia N°:07-2011-VII, del Tribunal Contencioso confirmó la Sentencia de primera instancia. La sentencia. N°: 1839-2011 aprueba la liquidación de costas en €5.095.501. Finalmente la sentencia N°:71-2012-I en alzada fija las costas en €7.500,000, el día 29/02/2012. Se está a la espera de la cuenta bancaria en la que se nos ordene hacer el depósito de las sumas de la condenatoria.	Desfavorable
07-001688-0163 Juzgado Contencioso Administrativo y Civil de Hacienda	RECOPE	El Timonel Rojo	Juicio Ordinario	Inestimable	Inició el 10 de marzo de 2009	Indeterminado
09-1961-1027-CA	RECOPE	Freddy Molina Castillo	Pago de indemnización por servidumbre	€200.000.000	Se inició el 30 de septiembre de 2009. Se dicta sentencia No. 1943-2010 de 21 de mayo en la	Favorable

Expediente	Demandado	Demandante	Objeto	Estimación	Estado	Estimación posible de resultado
Tribunal Procesal Contencioso					que se declara sin lugar la demanda. El 23-11-2015 el despacho pide se deposite la suma de 250.000,00 para pagar el perito que valorará la propiedad mediante remate.	
09-000927-1027-CA Juzgado Contencioso Administrativo y Civil de Hacienda	RECOPE	SARET S.A.	Juicio Ordinario	Inestimable	Inició el 11 de junio de 2009	Indeterminado
10-004003-1027-CA Tribunal Contencioso Administrativo. Sección Ejecución	RECOPE	Fumigadora Fulminex S.A.	Juicio Ordinario	Inestimable	Inició el 3 diciembre de 2010	Indeterminado
11-003973-1027-CA Juzgado Contencioso Administrativo y Civil de Hacienda	RECOPE	Dragados Hidráulicos	Juicio Ordinario	US\$10.946.389,11	Inició 18 de julio de 2011. Se contestó la demanda negativamente se está en la espera de que la administración resuelva la propuesta de una conciliación solicitada por el actor por la suma de ₡3.200.000.00, se está a la espera de que la administración resuelva.	Indeterminado
12-000648-1027-CA Juzgado Contencioso Administrativo y Civil de Hacienda	RECOPE	SARET S.A.	Juicio Ordinario	Inestimable	Iniciado el 29 de febrero de 2012.	Indeterminado
12-001379-1027-CA Juzgado Contencioso Administrativo y Civil de Hacienda	RECOPE	DHL Aviation	Cobro de impuestos empresa DHL contra RECOPE (solicitan devolución)	₡1.362.336.304,12	Se dictó sentencia #119-2014 el 5 de agosto de 2014. La actora DHL casó sentencia 8 sept. 2014 y se da plazo el 5-11-2014 para señalar lugar de notificaciones.	Indeterminado
12-000648-1027-CA Juzgado Contencioso Administrativo y Civil de Hacienda	RECOPE	Grupo SARET S.A.	Juicio Ordinario	Inestimable	Iniciado el 29 de febrero de 2012	Indeterminado
12-004905-1027-CA Juzgado Contencioso Administrativo y Civil de Hacienda	RECOPE	Grupo SARET S.A.	Juicio Ordinario	Inestimable	Iniciado el 10 de octubre de 2012	Indeterminado

Expediente	Demandado	Demandante	Objeto	Estimación	Estado	Estimación posible de resultado
13-002684-1178-LA Juzgado de Trabajo. II Circuito Judicial San José	RECOPE	Marvin Calderón Sanabria	Juicio Ordinario Laboral	€124.037.877,50	Iniciado en 2013. La sentencia de 2da instancia 280-2019 anuló la sentencia de ejecución 1197-2017 y ordenó dictarla nuevamente.	Indeterminado
13-006788-1027-CA Juzgado Contencioso Administrativo y Civil de Hacienda	RECOPE	Euroalmatea S.A.	Juicio Ordinario	Inestimable	Iniciado el 23 de octubre de 2013	Indeterminado
13-001427-1027-CA Juzgado Contencioso Administrativo y Civil de Hacienda	RECOPE	SARET S.A.	Juicio Ordinario	Inestimable	Iniciado el 7 de junio de 2013.	Indeterminado
14-001724-1027-CA Juzgado Contencioso Administrativo y Civil de Hacienda	RECOPE	ISIVEN	Juicio Ordinario	€1.015.748.947,47	Iniciado el 29 de noviembre de 2014. Se replanteó la demanda y la cuantía.	Indeterminado
15-008872-1027-CA Tribunal Contencioso Administrativo y Civil de Hacienda	RECOPE	Gas Nacional Zeta S.A.	Juicio Ordinario	€828.210.770,05	Iniciado el 20 de noviembre de 2015	Indeterminado
16-000072-1027-CA Tribunal Contencioso Administrativo y Civil de Hacienda	RECOPE	Alonso Chaves Fernández	Juicio Ordinario	€2.011.252.500,00	Iniciado el 28 de junio de 2016	Indeterminado
16-001484-1027-CA Tribunal Contencioso Administrativo y Civil de Hacienda	RECOPE	Josefina Sibaja Batista	Juicio Ordinario	€300.000.000,00	Iniciado el 15 de febrero de 2016	Indeterminado
16-001840-1027-CA Tribunal Contencioso Administrativo y Civil de	RECOPE	SARET S.A.	Juicio Ordinario	Inestimable	Iniciado el 28 de abril de 2016	Indeterminado

Expediente	Demandado	Demandante	Objeto	Estimación	Estado	Estimación posible de resultado
Hacienda						
16-002001-1027-CA Tribunal Contencioso Administrativo y Civil de Hacienda	RECOPE	Mario E. Corrales Tames	Juicio Ordinario	Inestimable	Iniciado el 16 de agosto de 2016	Indeterminado
16-005221-1027-CA Tribunal Contencioso Administrativo y Civil de Hacienda	RECOPE	Cámara de Empresarios de Combustible	Ejecución de Sentencia	Inestimable	Iniciado el 18 de noviembre de 2010	Indeterminado
16-007159-1027-CA Tribunal Contencioso Administrativo y Civil de Hacienda	RECOPE	Alonso González Hernández	Juicio Ordinario	Inestimable	Iniciado el año 2016	Indeterminado
17-012063-1027-CA Tribunal Contencioso Administrativo y Civil de Hacienda	RECOPE	Bomba Panamericana y Asesoría Jurídica Ramírez & Biolley	Juicio Ordinario	€500.000.000,00	Iniciado el año 2017.	Indeterminado
17-001220-1027-CJ Tribunal Contencioso Administrativo y Civil de Hacienda	RECOPE	Caja Costarricense de Seguro Social	Juicio Ordinario	€1.895.544.791,44	Iniciado el 26 de enero de 2018.	Indeterminado
17-008742-0174-CA Tribunal Contencioso Administrativo y Civil de Hacienda	RECOPE	ISIVEN S.A.	Juicio Ordinario	US\$ 3.825.791,44	Iniciado el 29 de agosto de 2017	Indeterminado
18-002365-1027-CA-5 Tribunal Contencioso Administrativo y Civil de Hacienda	RECOPE	International Costa Painter S.A.	Juicio Ordinario	Inestimable	Iniciado el 27 noviembre de 2018	Indeterminado

Expediente	Demandado	Demandante	Objeto	Estimación	Estado	Estimación posible de resultado
18-006651-1027-CA Tribunal Contencioso Administrativo y Civil de Hacienda	RECOPE	Instituto Costarricense de Electricidad	Juicio Ordinario	₡5.655.206.709,06	Iniciado el 28 agosto de 2018	Indeterminado
18-110002-1027-CA Tribunal Contencioso Administrativo y Civil de Hacienda	RECOPE	Consortio ICA-MECO	Juicio Ordinario	US\$ 3.950.550,00	Iniciado el 28 agosto de 2018	Indeterminado

Fuente: Dirección Jurídica de RECOPE

3.1.24. Determinación de los precios

La Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP), mediante resolución RJD-230-2015, publicada en La Gaceta N° 211 del 30 de octubre de 2015, aprobó la “Metodología tarifarias ordinaria y extraordinaria para fijar el precio de los combustibles derivados de hidrocarburos en planteles de distribución y al consumidor final”. El cálculo de precios se realiza utilizando la siguiente ecuación:

$$PPC_i = (PR_{ij} * TCR_j) + (K_{i,a} - OI_{i,a} - OIP_{i,a}) + Da_{i,j} + AZ_{i,a} + AOI_{i,a} + Ca_{i,a} + T_i - SE_{i,h} - SC_{i,j} + PS_{i,j} + RSBT_{i,a}$$

Dónde:

PPC_i = Precio de venta en plantel de distribución, por litro, al mayoreo del combustible *i*.

PR_{ij} = Precio FOB promedio internacional de referencia por litro del combustible *i* del ajuste extraordinario *j*.

TCR_j = Tipo de cambio (colones / dólares USA) del ajuste extraordinario *j*.

K_{i,a} = Margen de operación de Recope por litro del combustible *i* en el año *a*.

OI_{i,a} = Otros ingresos diferentes a la venta de combustibles en plantel de distribución, para el combustible *i* en el año *a*.

OIP_{i,a} = Otros ingresos prorrateados. Se refiere a otros ingresos diferentes a la venta de combustibles en plantel de distribución, que no pueden ser asociados a un combustible en particular en el año *a*.

Da_{i,j} = Ajuste en el precio de venta causado por el diferencial de precio del combustible *i* en el ajuste extraordinario *j*.

AZ_{i,a} = Ajuste por concepto de gastos de operación por litro para el combustible *i*, en el año *a*.

AOI_{i,a} = Ajuste por concepto de otros ingresos por litro para el combustible *i*, en el año *a*.

Ca_{i,a} = Canon de regulación de la actividad de suministro del combustible *i*, en el año *a*.

T_i = Impuesto único por tipo de combustible *i*.

SE_{i,h} = Subsidio específico por tipo de combustible *i* otorgado por el Estado mediante transferencia directa a RECOPE durante el periodo *h*.

$SC_{i,j}$ = Subsidio cruzado por tipo de combustible i , para el ajuste extraordinario j .

$PS_{i,j}$ = Asignación del subsidio del combustible i , para el ajuste extraordinario j . Para los combustibles i no subsidiados.

$RSBT_{i,a}$ = Rendimiento sobre base tarifaria para el combustible i , en el año a .

i = Tipo de combustible.

$j = 1, 2, 3, \dots, J$, Número de ajustes extraordinarios de precios, realizados a partir de la entrada en vigencia de la tarifa establecida mediante procedimiento ordinario vigente.

a = Año en el que estará vigente la fijación ordinaria calculada con la metodología RJD-230-2015.

h = Periodo durante el cual se aplicará el subsidio Si , según lo establecido por el ente competente.

La metodología de precios de los combustibles incorpora una serie de modificaciones importantes, con respecto a la metodología previa; dentro de las cuales se encuentran:

- a. El margen de operación de RECOPE se calcula como un valor absoluto, que es diferente para cada producto y que se calcula a partir de un conjunto de costos y gastos necesarios para expender los combustibles en los planteles de distribución y las terminales de venta.
- b. Se deduce del margen de operación los ingresos diferentes a las ventas de combustibles: otros ingresos ($OI_{i,a}$) y otros ingresos prorrateados ($OIP_{i,a}$). De acuerdo con la metodología, la deducción se realiza si RECOPE no cuenta con los gastos asociados a su generación y no puedan separarse las actividades contablemente.
- c. El rezago de precios se modifica por el concepto de diferencial de precios, que ahora mide la diferencia entre el precio de referencia internacional (PR_{ij}) y el costo de importación de los combustibles, medido éste a través del costo del inventario promedio ($CIP_{i,d}$).
- d. La ecuación de precios considera las variables ajuste por concepto de gastos de operación ($AZ_{i,a}$) y ajuste por concepto de otros ingresos ($AOI_{i,a}$), mediante los cuales se pretende compensar las diferencias entre los valores estimados tarifariamente y los valores reales.
- e. El tipo de cambio a utilizar para colonizar el precio FOB de referencia internacional del combustible se calcularía como la media aritmética de datos disponibles en los últimos 15 días naturales al segundo viernes de cada mes, en lugar del tipo de cambio del día anterior a la fecha de corte de la fórmula.

- f. El costo de capital se determinaría a partir del rendimiento sobre la base tarifaria ($RSBT_{i,a}$) y esta última se calcula como la suma del activo fijo neto de operación revaluado ($AFNOR_{i,a}$) y el capital de trabajo ($CT_{i,a}$).
- g. Se hace explícito el valor del canon de regulación por las funciones que realiza la ARESEP de las actividades de suministro de combustibles derivados de hidrocarburos.

De acuerdo con la metodología aprobada, en la fijación extraordinaria de precios se determinan los valores del margen de operación ($K_{i,a}$), otros ingresos ($OI_{i,a}$), otros ingresos prorrateados ($OIP_{i,a}$), subsidio específico otorgado por el Estado ($SE_{i,h}$), ajuste por concepto de gastos de operación ($AZ_{i,a}$), ajuste por concepto de otros ingresos ($AOI_{i,a}$) y rendimiento sobre la base tarifaria ($RSBT_{i,a}$).

En la sección 6 de la resolución RJD-230-2015 se establece que por la vía extraordinaria se fijará el valor de las siguientes variables: precio de referencia internacional (PR_{ij}), tipo de cambio (TCR_j), subsidio cruzado ($SC_{i,j}$), asignación del subsidio ($PS_{i,j}$), diferencial de precios ($Da_{i,j}$), el canon de regulación ($Ca_{i,a}$), el impuesto a los combustibles (T_i) y la banda de precios para los productos ifo, jet fuel y avgas, lo que corresponde con la determinación de la desviación estándar (σ_i).

El ajuste de las variables PR_{ij} , TCR_j , $SC_{i,j}$, $PS_{i,j}$, σ_i debe realizarse el segundo viernes de cada mes. El valor de $Da_{i,j}$ se revisa bimestralmente y en la misma fecha de corte de PR_{ij} , TCR_j . El canon de regulación ($Ca_{i,a}$) se actualizará con la aprobación de la Contraloría General de la República y el impuesto a los combustibles (T_i) con la actualización que se aprueba mediante decreto ejecutivo.

La metodología empezó a regir a partir del 30 de octubre de 2015. La primera fijación ordinaria de precios, con la nueva metodología, se aprobó con la resolución RIE-009-2016 de 3 de febrero de 2016 y la primera fijación extraordinaria con la resolución RIE-022-2016 de 26 de febrero de 2016.

En los gráficos N°3 a N°8 se presenta la estructura de precios de los principales productos de venta de RECOPE. En el caso de las gasolinas y el diésel la estructura corresponde con el precio al consumidor final y en el caso del LPG, jet fuel y búnker con el precio plantel.

El peso de los componentes se determina calculando el promedio simple de los precios fijados por ARESEP en cada uno de los años del periodo de análisis.

En los gráficos 3 y 4 se presenta la estructura del precio promedio de las gasolinas. Se observa que, salvo el precio internacional, los restantes componentes tienen un comportamiento relativamente estable en el tiempo. El precio internacional es el principal componente, representa cerca del 40% del precio de venta; sin embargo, en algunas

oportunidades es superado por el impuesto único de los combustibles. El tercer componente en importancia es el flete y el margen de las estaciones de servicio: 11%, seguido por el margen RECOPE: 7%, que incluye el margen de operación ($K_{i,a}$) y el rendimiento sobre la base tarifaria ($RSBT_{i,a}$). Finalmente, se encuentra el canon de regulación y financiamiento al subsidio que se otorga al GLP, búnker, asfalto y emulsiones asfálticas.

Gráfico N°3. Estructura del precio de venta en estación de servicio de la gasolina súper, según componente por año (período 2017-2019)

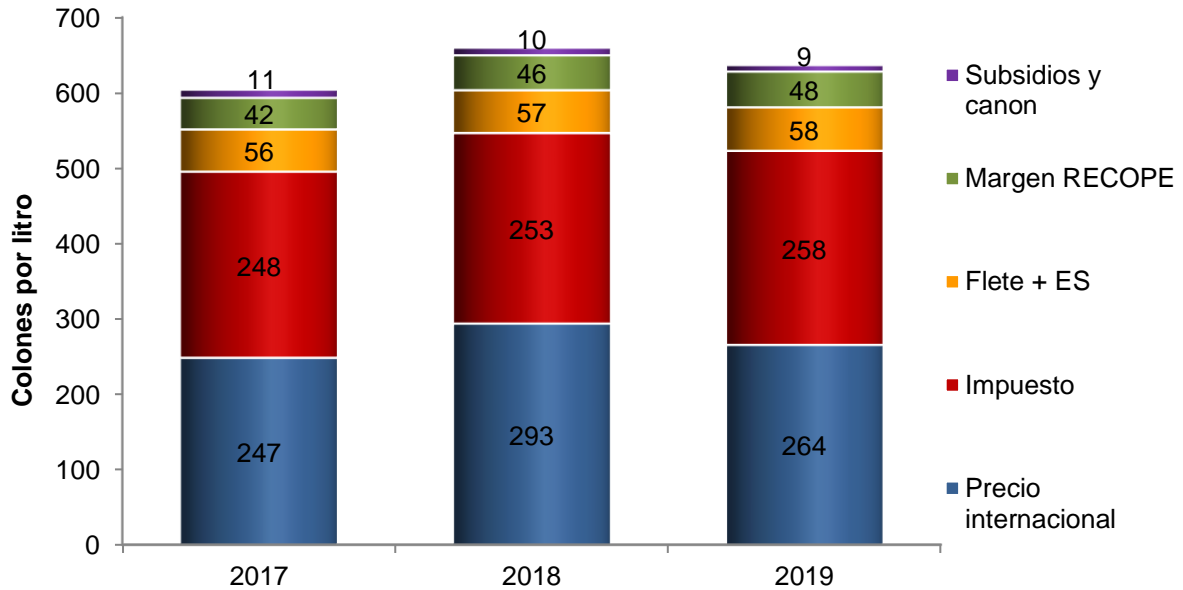
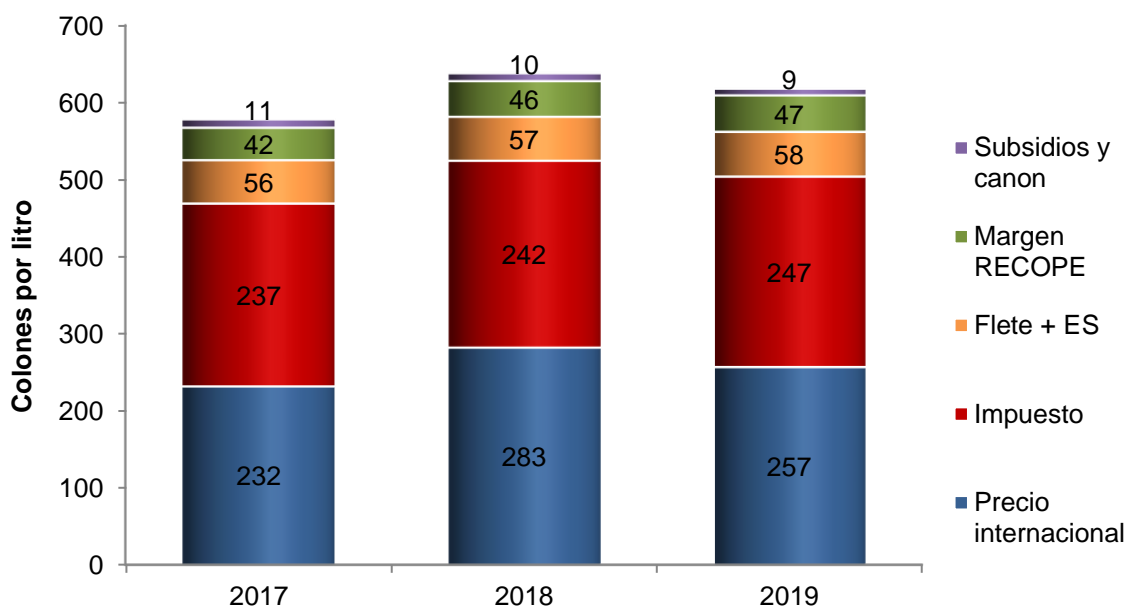


Gráfico N°4. Estructura del precio de venta en estación de servicio de la gasolina plus 91, según componente por año (período 2017-2019)



En el caso del diésel 50, el principal componente del precio de venta es el precio internacional, seguido del impuesto único, el flete y margen de las estaciones de servicio, el margen RECOPE y el subsidio. La participación de cada uno de estos componentes es 52,4%, 27,5%, 11,0%, 8,7% y 1,9%, respectivamente. A diferencia de las gasolinas, el impuesto es más bajo, dadas consideraciones sociales y económicas.

Gráfico N°5. Estructura del precio de venta en estación de servicio del diésel 50, según componente por año (período 2017-2019)

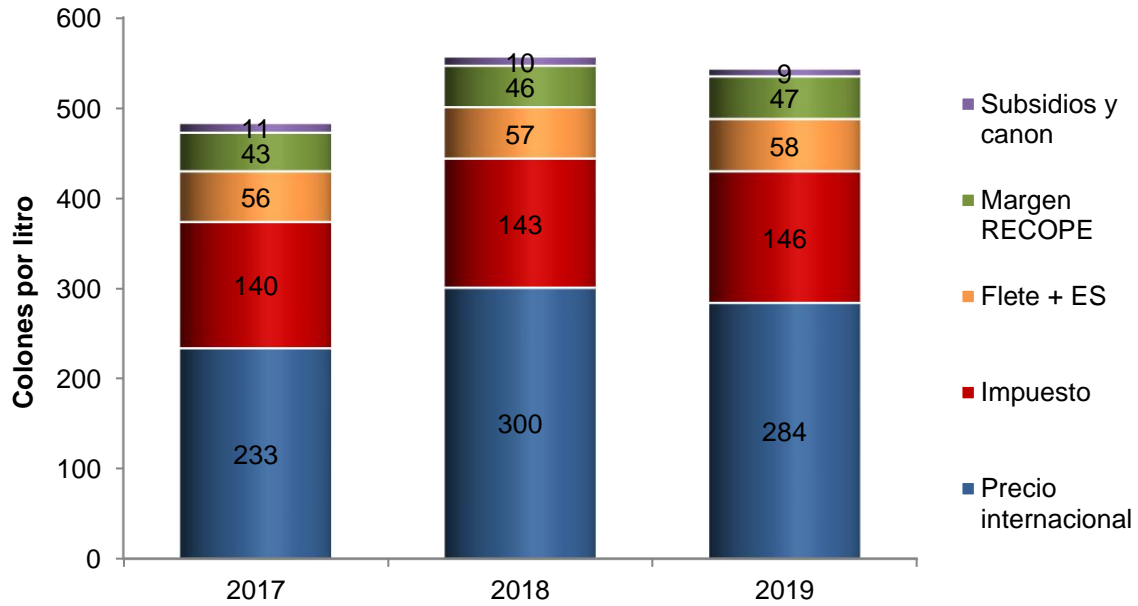
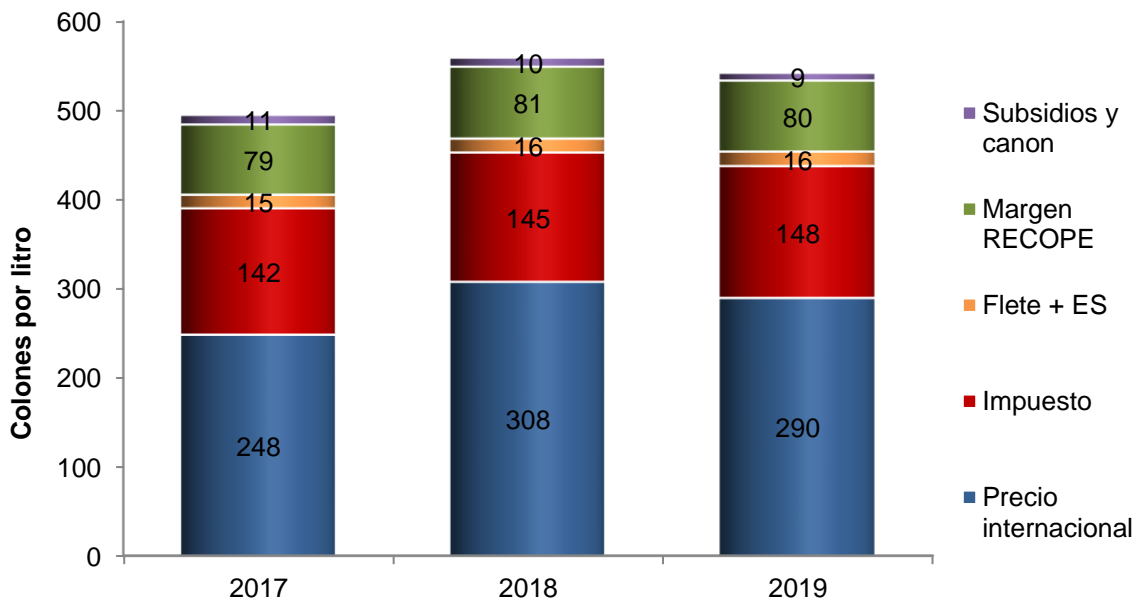


Gráfico N°6. Estructura del precio aeropuerto del jet fuel, según componente por año (período 2017-2019)

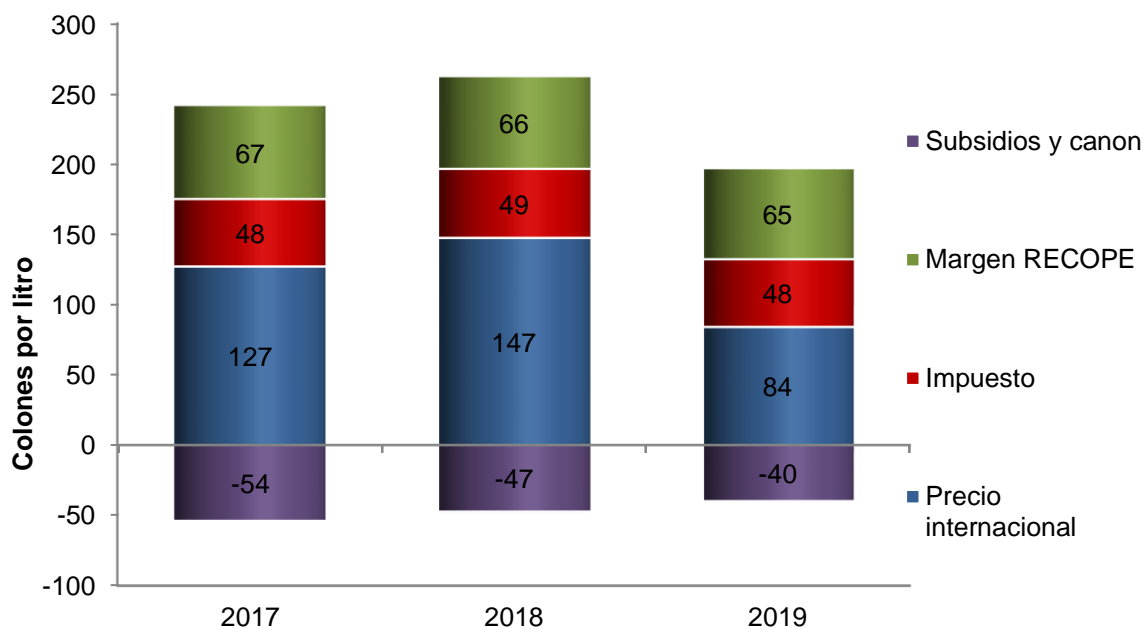


En el caso del Jet Fuel, el compoene principal es el precio internacional (52,7%), seguido del impuesto único (27,2%). El margen de operación de RECOPE representa 15,1% y tuvo un crecimiento a partir de 2016, debido al reconocimiento de las inversiones

realizadas en el Aeropuerto Internacional Juan Santamaría y el Aeropuerto Internacional Daniel Oduber. Por otro lado, se vio afectado con el subsidio según la política sectorial, ya que es similar al de las gasolinas y diésel.

El precio de venta plantel del gas licuado de petróleo (GLP) y el búnker está afectado por el subsidio establecido en la Política Sectorial. Es preciso señalar que hasta 2015 el subsidio no era explícito, sino que estaba contenido en el valor del margen de operación de RECOPE. Con el cambio de la metodología (RJD-9233-2018) el subsidio aparece de manera separada en la ecuación de precios.

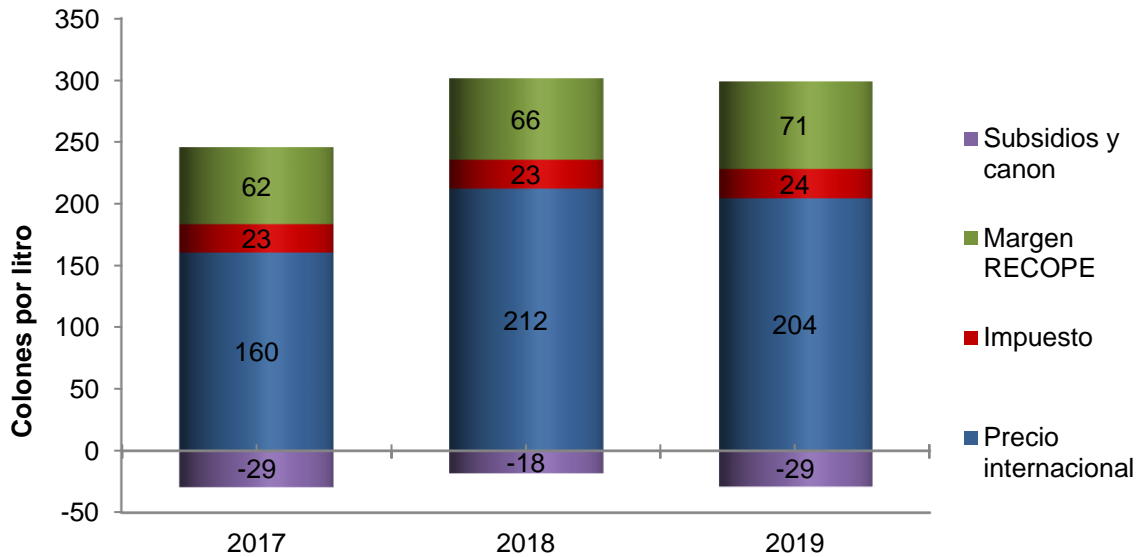
Gráfico N°7. Estructura del precio plantel del GLP, según componente por año (período 2017-2019)



El precio del GLP se compone principalmente del precio internacional 54,4%, el impuesto único con 19,3% y el margen de operación de RECOPE 26,4%. Los porcentajes anteriores fueron ajustados debido a que el subsidio de la política sectorial es equivalente a un 25,1% en el precio al consumidor. Durante los años 2017-2019 el subsidio promedio fue de ₡50,61 por litro. El valor del margen se ve afectado, principalmente, por el flete internacional, dado los bajos volúmenes que se importan.

En el caso del búnker, el principal componente es el precio internacional (68,1%), seguido por el margen RECOPE (23,5%). Obsérvese que el valor del impuesto único y del subsidio que se otorga a este producto es similar, lo que hace necesario revisar la política tributaria que se aplica al producto.

Gráfico N°8. Estructura del precio plantel del búnker, según componente por año (período 2017-2019)



Debe observarse que tanto el GLP y el búnker están subsidiados por la Política Sectorial, pero a su vez deben pagar el impuesto único de los combustibles, situación que requiere ser tratada de manera integral, con el inconveniente que el subsidio es pagado por los consumidores de gasolina y diésel, principalmente, pero el impuesto por los consumidores de búnker.

En otro orden de cosas, los Estados Financieros auditados presentan un mayor detalle de los mecanismos de ajuste de precios: páginas 25 y 26 de los Estados Financieros Auditados al cierre fiscal 2019.

4. Visión general de la empresa

En 2019, se realizó un proceso de actualización del marco estratégico de la empresa, que condujo a la revisión de la misión, visión y los objetivos estratégicos; así como a la elaboración de un plan de acción, los que fueron aprobados en el acuerdo que consta en Artículo #4 de la Sesión Ordinaria #5122-94 de la Junta Directiva, celebrada el lunes 18 de noviembre de 2019, Aprobación del Plan Estratégico Empresarial 2020-2030.

4.1. Misión de la empresa:

“Somos la empresa que garantiza la seguridad energética del país mediante el abastecimiento de combustibles, asfaltos y naftas, con calidad y responsabilidad ambiental”

4.2. Visión de la empresa:

“Ser la empresa que contribuye con la transformación de la matriz energética del país hacia una baja huella ecológica, mediante procesos eficientes, alta tecnología, personal innovador y orientado al cliente.”

4.3. Objetivos estratégicos

Durante el proceso de concepción y aprobación del Plan Estratégico 2020-2030, la Junta Directiva plasmó los siguientes objetivos estratégicos (que a su vez, se dividen en objetivos específicos).

a) Objetivo estratégico de valor público

Garantizar el abastecimiento de los combustibles, asfaltos y naftas, así como la incorporación de energías alternativas mediante la transformación de la Empresa, contribuyendo al cambio de la matriz energética del país, con sustentabilidad ambiental y satisfacción de las necesidades de los consumidores.

b) Objetivos estratégicos de procesos

- i. Transformar los procesos empresariales sobre la base de la mejora constante, la agilidad en la toma de decisiones asegurando la continuidad de las operaciones.*
- ii. Desarrollar proyectos de inversión orientados hacia el cambio en la matriz energética.*
- iii. Gestionar proyectos de inversión mediante procesos eficientes y efectivos.*
- iv. Potenciar la eficiencia de la Empresa mediante sistemas de información e innovación tecnológica.*

- v. *Proteger la salud y la seguridad del personal, de las comunidades en las que trabajamos y el entorno que rodea nuestros activos.*
- vi. *Gestionar la seguridad física del poliducto con tecnología de punta, personal capacitado en seguridad, supervisión monitoreada y convenios con organizaciones especializadas incidiendo en la disminución de robos y pérdida de combustibles.*

c) Objetivo estratégico financiero

Garantizar la sostenibilidad financiera cumpliendo con la visión y misión empresarial.

d) Objetivo estratégico de Recursos Humanos

Fortalecer la gestión estratégica de talento humano con procesos eficientes de selección con criterios de idoneidad, capacitación y evaluación del desempeño.

e) Objetivo estratégico de servicio al cliente

- i. *Proveer servicios y productos en forma oportuna y satisfactoria para los clientes.*
- ii. *Posicionar a la Empresa como líder en el desarrollo de energías alternativas.*

4.4. Organigrama

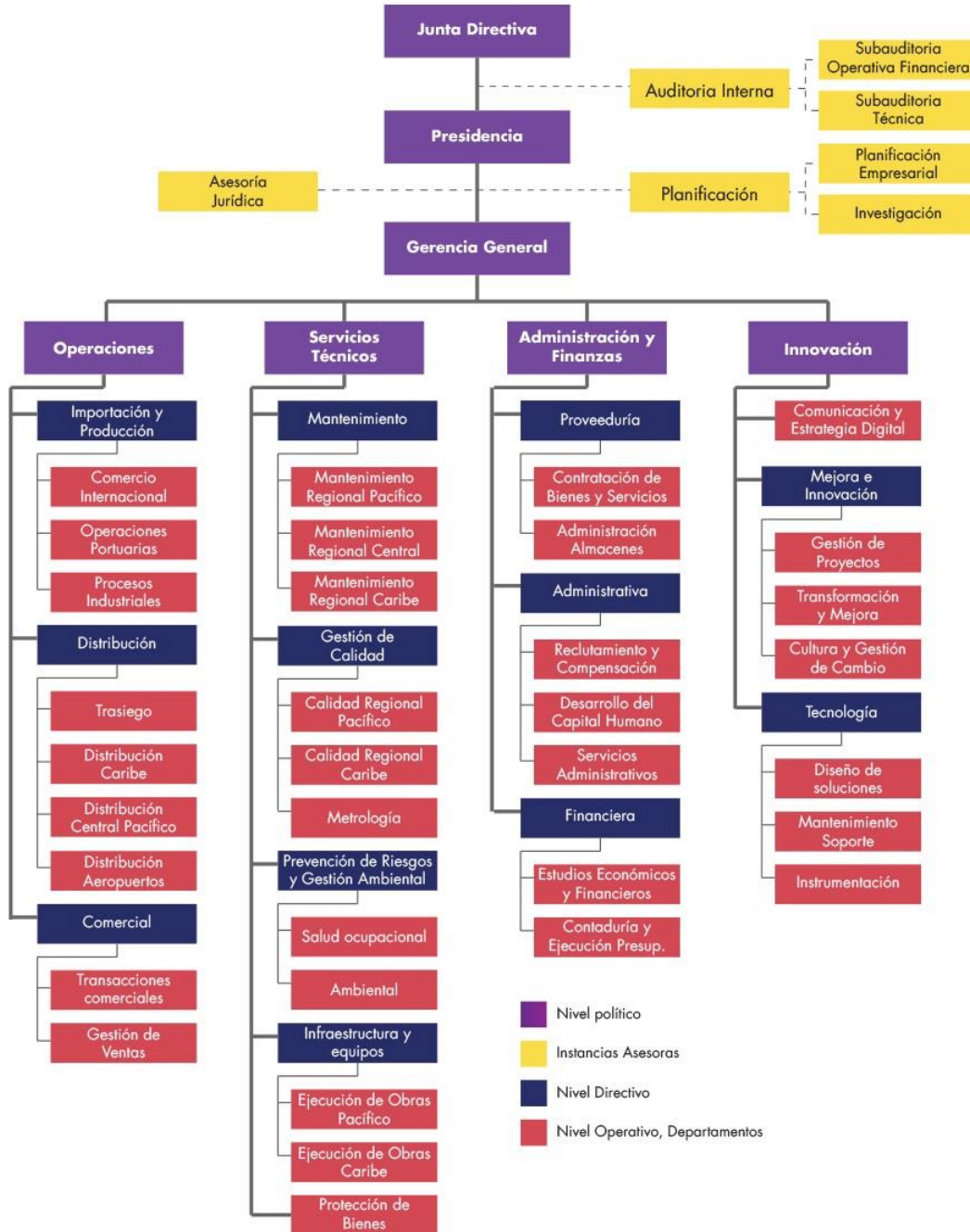
La estructura orgánica de RECOPE se divide en dos niveles. Un nivel político-estratégico responsable de la alineación del quehacer empresarial al marco estratégico definido y al logro del plan de acción. Este nivel se encuentra formado por dos niveles jerárquicos: la Junta Directiva que ejerce la dirección y supervisión global de la empresa y la Presidencia, responsable de formular estrategias y políticas y velar por el cumplimiento de las decisiones de la Junta Directiva, entre otras

El segundo nivel es el operativo técnico y administrativo, responsable de ejecutar las actividades y las tareas programadas en forma rutinaria de acuerdo con los lineamientos dados por el nivel estratégico.

Como complemento a la implementación de un nuevo plan estratégico, la empresa ha iniciado un proceso de reorganización administrativa integral, que fue aprobado por el Ministerio de Planificación y Política Económica (MIDEPLAN) en oficio MIDEPLAN-DM-OF-0088-2020. El objetivo general de este proceso es realizar una transformación institucional para que se fortalezca la eficiencia, se mejore el aprovechamiento del recurso humano, la innovación y el énfasis en la operación de la empresa.

A nivel interno, este proceso parte del acuerdo de Junta Directiva que consta en el Artículo 4 de la Sesión Extraordinaria N°5121-93 de 12 de noviembre de 2019. En la Figura N°2 se observa la nueva estructura organizativa.

Figura N°2
Estructura Organizativa



RECOPE contaba al 31 de diciembre de 2019 con 1.704 funcionarios: 1.313 permanentes y 391 temporales. En 2018 eran 1.700 colaboradores: 1.340 eran permanentes y 360 temporales (incluyendo 10 en servicios especiales).

4.5. Propiedades, planta y equipo

RECOPE es una empresa con un alto porcentaje de activos fijos con respecto a los activos totales producto de la actividad que desarrolla. En el cuadro 24 puede observarse la composición de los activos por categoría. Se observa que el componente más importante (sin contar la depreciación acumulada) es el de Instalaciones (49,6%), seguido por los Activos en curso (13,7%) y los terrenos –que no deprecian- (11,1%).

Cuadro N°24
Detalle de los Activos Fijos a Diciembre 2017-2019 (Valor de Activos en libros)

Millones de colones	2017	2018	2019
Terrenos	90.355	90.355	90.355
Complejo portuario Moín	47.905	48.276	46.150
Instalaciones	381.353	396.231	404.101
Edificio	66.820	68.202	69.710
Maquinaria y equipo pesado	35.657	37.855	38.716
Mobiliario y equipo	36.694	38.465	39.290
Vehiculos	14.068	15.041	15.130
Activos en curso	110.581	108.772	111.397
Total	783.433	803.197	814.849
Depreciación acumulada	-117.676	-145.634	-171.657
Total neto propiedad, planta y equipo	665.757	657.563	643.192

Fuente: Estados Financieros Auditados al 31 de Diciembre de 2017, 2018 y de 2019.

RECOPE cuenta con las siguientes pólizas de seguros:

Cuadro N°25
Detalle de Pólizas de Seguro

N° Póliza	Descripción	Monto Asegurado	Prima neta anual
0035607	Riesgos del Trabajo (1)	¢25.890.154.393,00	¢219.789.477,00
VTM-594	Colectiva de Vida empleados	¢3.566.000.000,00	¢22.986.920,00
RTM-108	Planta de hidrógeno	¢226.000.000,00	¢746.741,00
02-01-1-INC-10552	Todo Riesgo Moín, Planteles, Red de Poliductos, Inventarios (2)	\$1.311.480.515,00	\$1.325.517,52
02-01-INC-0002978	Todo Riesgo Edificio Hernán Garrón Salazar	\$16.543.897,00	\$22.573,71
01-01-EQE-12838	Equipo Electrónico	¢1.364.367.410,00	¢7.743.803,00
AUM-711	Automóviles (3)	¢978.021.848,00	¢14.997.620,00

N° Póliza	Descripción	Monto Asegurado	Prima neta anual
EQC-00065-00	Equipo y Maquinaria	₡3.762.000.000,00	₡23.342.790,00
01-VAG-058	Viajero con asistencia \$	Muerte \$200.000,00	\$4.590,00
		Gastos \$1.000.000,00	
CAR-3762-00	Carga General	₡700.000.000,00	₡1.371.405,29
CAR-9924-00	Carga productos derivados (1)	\$882.230.364,00	\$269.519,39
RCG-0012987	Responsabilidad Civil General (1)	\$1.000.000,00	\$129.949,99
RCU-135	Responsabilidad Civil Umbrella (1)	\$5.000.000,00	\$64.091,33
RCG-2214	Responsabilidad Civil Aeropuertos (4)	\$100.000.000,00	\$65.585,51
CAL098-08	Responsabilidad Civil Calderas	₡500.000.000,00	₡141.760,00

(1) Prima neta anual pagadera en tramos trimestrales de ₡72.267.717,00

(2) La póliza se renueva a partir de 30 de julio de 2020.

(3) Prima correspondiente al primer semestre 2020

(4) La póliza renueva a partir del 1 de octubre 2020.

Fuente: RECOPE Dirección de Bienes y Servicios

En la más reciente renovación de las pólizas se observa una reducción del 28% en la póliza de Riesgos del Trabajo, respecto al año anterior.

5. Resultados de operación y financieros e información prospectiva (Opinión de la Gerencia)

5.1 Bases estratégicas de los últimos años

Dada la naturaleza de RECOPE de empresa pública, su desarrollo está enmarcado dentro de un conjunto de políticas públicas, articuladas a través del Plan Nacional de Desarrollo (PND), el Plan Nacional de Energía y la Estrategia Energética, las cuales se hacen extensivas a la Estrategia Nacional de Cambio Climático, Carbono Neutral y Paz con la Naturaleza.

El Plan Nacional de Desarrollo y de Inversión Pública del Bicentenario 2019-2022, en la Intervención Estratégica “Energías Renovables y Uso Racional”, página 180 encarga a la Gerencia de Desarrollo de RECOPE a “contribuir a la descarbonización de la matriz energética del país” con la “introducción de un porcentaje de componente renovable en los combustibles fósiles (etanol-gasolina)”, con una meta de 8% para 2022 y un costo estimado de ₡15.478 millones entre 2019 y 2022.

Asimismo, en la Intervención Estratégica “Mejoramiento y ampliación de la infraestructura de RECOPE”, páginas 184 y 185, señala como estratégico el proyecto de construir cuatro esferas de almacenamiento de GLP en Plantel Moín (₡20.802,6 entre 2020 y 2022); el Sistema contra Incendio en el Muelle Petrolero RECOPE (₡2.237,3 millones entre 2021 y 2022); la Planta de Emulsiones Asfálticas Plantel El Alto (₡8.959 millones entre 2019 y 2020) así como las nuevas instalaciones de suministro de combustibles para aeronaves del Aeropuerto Tobías Bolaños (₡1.450 millones entre 2021 y 2022).

En la página 198 del PNDIP 2019-2022 también se incorporan como proyectos estratégicos en etapa de preinversión, los siguientes: “Construcción de la Terminal Pacífico para recibo de buques y almacenamiento en Plantel Barranca” (₡20 millones), “Construcción del Plantel Chorotega para distribución de combustibles en Guanacaste” (₡55 millones) y “Ampliación de la capacidad de trasiego de producto limpio entre el plantel La Garita – Barranca” (₡55 millones).

Este marco de políticas públicas es el fundamento de los principios rectores que RECOPE ha establecido para el desarrollo armónico del SNC y que se resumen de la siguiente forma:

Disminuir la vulnerabilidad en el abastecimiento de los combustibles. Esto implica el desarrollo de proyectos que permitan un aprovisionamiento flexible de combustibles, aprovechando que el país cuenta con costas en el Pacífico y el Atlántico. También se incluyen proyectos que tiendan a distribuir geográficamente el almacenamiento de inventarios estratégicos y la incorporación fuentes limpias de energía, particularmente de producción nacional, dentro de la matriz energética.

Aumentar la capacidad de producción local. Se busca la implementación de proyectos que permitan aumentar el valor agregado de la empresa, en sus actividades industriales,

mediante la apropiación de la renta petrolera. De igual forma, se incorporan proyectos que permitan el desarrollo de encadenamientos productivos, que potencien el desarrollo regional y la calidad ambiental del país.

Profundizar el sistema de distribución. El desarrollo de proyectos que acerque a la empresa con los consumidores resulta necesario para mejorar la calidad del servicio que se brinda, potenciar oportunidades de desarrollo de nuevos productos y nichos de mercado. Asimismo, se busca el desarrollo de proyectos que permitan realizar una distribución más eficiente y limpia de combustibles, por medio de una reducción en los recorridos promedio de punto a punto, del transporte por carretera.

Dichos principios deben estar presentes, individual o conjuntamente, en el desarrollo de los diferentes subsistemas que conforman el SNC y que se materializan en la planificación y desarrollo de los proyectos de inversión. El resultado esperado es disponer de un sistema que atienda las necesidades, actuales y futuras, de combustibles para la producción nacional.

El Plan Nacional de Desarrollo 2015-2018 “*Alberto Cañas Escalante*”, señala en su página 474 lo siguiente:

“...para fortalecer la estrategia de diversificación de la matriz energética del país se considera conveniente que RECOPE, en el marco del Plan Nacional de Desarrollo y como integrante del Sector Energía, subsector combustibles, continúe participando en la investigación, evaluación y desarrollo de proyectos relacionados con las energías alternativas como son el alcohol, el biodiesel, la biomasa, el hidrógeno, el gas natural, entre otras, como forma de producción de energías sostenibles, alternativas y amigables con el ambiente.”

5.2 Desarrollo de la infraestructura

En el Plan de Acción se establecen objetivos concretos en relación con el desarrollo de una serie de proyectos de infraestructura, pues su consecución permitiría mejorar las condiciones de operación y reducir costos operativos y eliminación de cuellos de botella, sino también a reducir la vulnerabilidad en el abastecimiento.

Desde el año 2012, la empresa inició el desarrollo de un importante conjunto de proyectos de inversión, que buscan ampliar el Sistema Nacional de Combustibles, a saber:

- a. Ampliación del Terminal Portuario Petrolera del Atlántico (ATPPA). Se construirá contigua al actual puesto de atraque 5.1, en el Complejo Portuario de Moín, y como una ampliación del rompeolas norte de 200 m medidos en la cresta. La dársena de maniobras tendrá un radio de giro de 170 m y 17,25 m de profundidad y se ubicará frente a la plataforma de carga y el canal de acceso tendrá dirección norte franco y 16,25 m profundidad.

El proyecto presenta un avance al 31 de diciembre de 2019 de 99,5%. A la fecha, ya se realizó el dragado y se extrajo un volumen de 2.276.083 metros cúbicos. La ampliación del rompeolas norte en 200 metros se encuentra lista, así como las obras en duques de atraque y amarre, la construcción de la bodega de derrames y de la Sala de Control. Entre marzo y diciembre de 2017 se dio una suspensión del proyecto por retiro unilateral del contratista ICA-MECO, pero a partir de una adenda del 21 de diciembre de 2017, los trabajos se retomaron, quedando pendientes el montaje de equipos relacionados con el sistema contra incendios y tubería conexas, así como otras actividades como la integración de señales para el apropiado control de todo el proceso de monitoreo de señales de los equipos instalados.

- b. Aún se encuentran en fase de ejecución un conjunto de tanques complementarios a la construcción de la nueva Terminal Portuaria, a saber: un tanque de búnker con capacidad total de 15.899 m³ (100.000 bls), tanque para almacenamiento de diésel de 55.740 m³ (350.545 barriles) de capacidad nominal y un tanque para almacenamiento de gasolina súper de 16.337 m³ (102.756 barriles) de capacidad nominal. Estos tres tanques estaban siendo construidos por la misma empresa contratista y debido a los atrasos en la ejecución, RECOPE inició el proceso de resolución contractual; el avance acumulado al 31 de diciembre de 2019 era del 86,4%. En la actualidad, con personal propio de la empresa, se trabaja en las pruebas y puesta en marcha del tanque de gasolina.
- c. Sistema de Almacenamiento de Gas Licuado de Petróleo. El proyecto abarca todo el proceso del gas licuado de petróleo (GLP), desde la importación hasta la venta en el plantel de Distribución en Moín, consiste en la ampliación de las capacidades de importación, almacenamiento y ventas de GLP. Algunos componentes del proyecto (Etapas A y B) ya fueron capitalizados y se encuentran en la fase operativa, a saber: Esfera de GLP (7711) con una capacidad total de 3.385 m³ (21.293 barriles), y seis recipientes cilíndricos horizontales de GLP de 259 m³ cada uno (1.632 barriles).

La Etapa C del Proyecto consiste en la construcción de cuatro esferas con capacidad de 3.385 m³ (21.293 barriles), sus interconexiones, cuarto de control, sistema de recuperación de vapores y desmantelamiento de la esfera YT-770. Fue adjudicada a Felguera I.H.I. mediante la Licitación Pública 2011LN-000009-02 y actualmente se encuentra en proceso de resolución contractual, dado que contratista prácticamente detuvo trabajos en primer semestre de 2018.

Actualmente, con personal propio de la empresa, se trabaja en las pruebas y puesta en marcha de dos esferas que estaban prácticamente listas: YT-7714 e YT-7715, se espera que éstas concluya durante el segundo semestre 2020.

5.3 Compromiso con el ambiente

RECOPE, en el marco de la política ambiental definida en el Plan Nacional de Desarrollo 2011-2014 “María Teresa Obregón Zamora” y considerando los efectos que sobre el

ambiente y la salud de las personas provoca el azufre de los combustibles, impulsó la reducción del contenido de azufre en el diésel de 500ppm a 50ppm; razón por la cual, desde noviembre 2010, empezó la importación de diésel con un contenido de azufre de 15ppm, a efectos de “limpiar”, por medio de la rotación de inventarios, el sistema de suministro de diésel y, de esta forma, estar en capacidad de ofrecer al mercado dicho producto con un contenido de azufre de 50ppm a partir de enero de 2011.

De esta forma promovió que el 19 de enero de 2011 se firmara el Decreto N°36372-MINAET, mediante el cual se establecía que, a partir de su publicación, el contenido de azufre en el diésel será de 0,005%*m/m* como límite máximo. Dicha reducción permitirá que las emisiones de SO₂ en la atmósfera se reduzcan en 799 toneladas al año. En el año 2012 se realizaron especificaciones adicionales dentro de los contratos de importación para incrementar la calidad de los combustibles que se expenden en el país. Así por ejemplo, en lo que se refiere a la gasolina súper, los nuevos contratos especifican deben venir sin ningún tipo de aditivo para subir el octanaje, lo cual eleva el precio de compra al ser un corte de mayor calidad que sale de las refinerías de origen.

En noviembre de 2019, RECOPE se adhirió a la iniciativa de la Bolsa Nacional de Valores (BNV) de bolsas de valores sustentables (SSE, por sus siglas en inglés) de la Organización de las Naciones Unidas (ONU) para lo cual trabajó en una Memoria de Sustentabilidad.

5.4 Eficiencia administrativa

En Noviembre de 2007 RECOPE contrató a la empresa Consorcio Soluziona – Alquileres El Orbe para la implementación un Sistema Integrado de Administración Financiera, mediante la aplicación de herramientas SAP (Soluciones, Aplicaciones y Productos) e ERP (*Enterprise Resource Planning*) que le permiten la integración de los procesos del negocio (financiero - contable y costos), con lo cual se mejora el control y seguimiento de procesos, se da confiabilidad y oportunidad a la información y se disminuyen los tiempos de respuesta.

La implementación del SAP se ha consolidado y actualmente se está en la fase de profundizar la utilización de dicha herramienta, mediante la utilización de la aplicación de inteligencia de negocio (*Business Intelligence*). La utilización de SAP ha conducido a un cambio en la cultura empresarial y al mejoramiento del sistema en sí, a efectos de potenciar las aplicaciones y salidas del sistema.

Importante es señalar que haciendo uso de la aplicación *business intelligence*, para el año 2012 se concluyó el Sistema de Información Ejecutiva como herramienta de apoyo a la gestión gerencial, se incorporó la generación de estadísticas de ventas de la empresa y se construyó el Modelo de Gastos de Almacenamiento, Trasiego y Distribución, todos ellos con el fin de monitorear el cumplimiento de los objetivos financieros establecidos en el Plan de Acción.

Como parte del proceso de aumentar la eficiencia administrativa, se reunificó el personal que laboraba en San José en el Edificio Hernán Garrón, con lo cual se mejora la coordinación y se reducen los costos de desplazamiento, seguridad y otros. Asimismo, el Edificio Garrón está siendo acondicionado para hacer un mejor aprovechamiento del espacio y de las condiciones de trabajo de los funcionarios de la empresa, trabajándose paulatinamente distintos pisos.

5.5 Evolución de las ventas

El comportamiento de las ventas de la empresa responde, principalmente, a dos variables: el volumen de ventas y el precio internacional de los combustibles, dado que es la variable de referencia con la que se fijan los precios internos.

En el cuadro N°26 se presentan los ingresos por ventas y el volumen vendido por producto para el periodo 2017-2019. Se observa que el volumen total vendido ha crecido a tasas de 1,7%, 2,0% y 2,3% en los años 2017, 2018 y 2019, respectivamente; sin embargo, los productos individualmente presentan un comportamiento diferente. Destaca la reducción que se ha presentado en el volumen vendido del diésel, hasta llegar a un decrecimiento en 2019. En el caso de las gasolinas, se presenta un crecimiento más marcado en 2019, aunque mantienen la misma tasa de participación durante el periodo de análisis.

Destaca el caso del jet fuel, donde el volumen vendido ha crecido por encima del total, debido al aumento de líneas aéreas que realizan operaciones en el país, particularmente después de la apertura del Aeropuerto Internacional Daniel Oduber. De igual forma, el GLP presenta tasas de crecimiento por encima de la media nacional y ha aumentado su participación en 1% en 2018 y 2019.

En relación con los ingresos por ventas, los mismos varían más en función de los precios de venta locales, que están indexados a los precios internacionales, que al volumen de ventas, lo que resulta evidente cuando se comparan las tasas de crecimiento de los ingresos, con las correspondientes al volumen de ventas. Teniéndose el caso extremo de 2019, donde el volumen total creció 2,3%, pero los ingresos se redujeron en 2,5%.

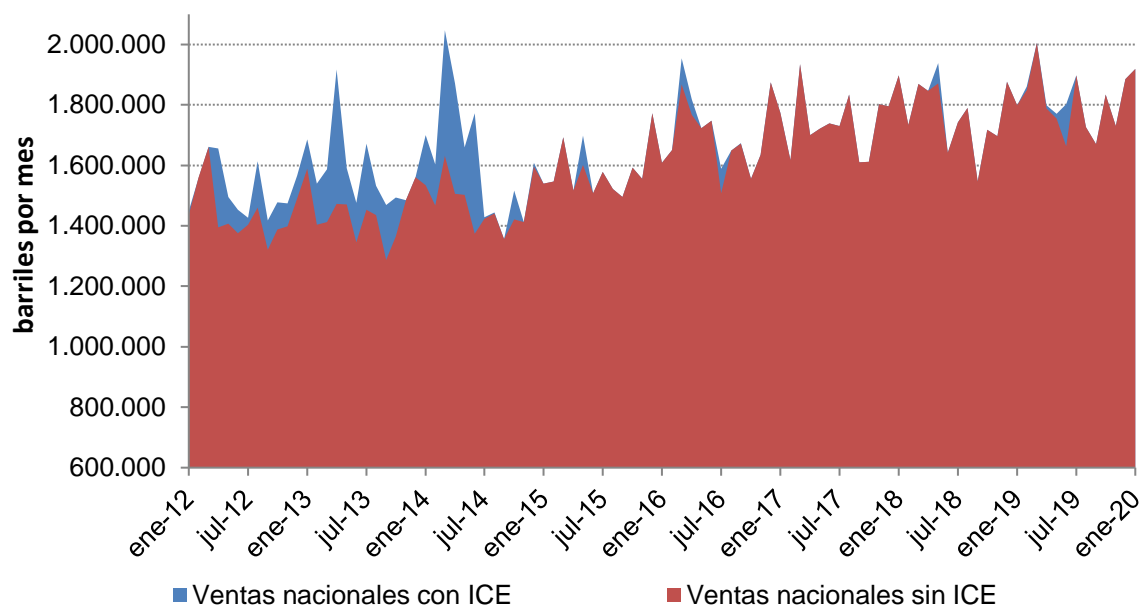
Por otro lado, la participación de cada producto dentro de los ingresos totales, obedece a la estructura del precio. Se tiene el caso de las gasolinas, donde el volumen vendido de ambas es similar al del diésel; sin embargo, los ingresos son 1,3 veces mayores que los del diésel. Esto obedece a que el impuesto único de las gasolinas es mayor al del diésel.

Cuadro N°26
Ingresos por ventas y volumen vendido en el periodo 2017-2019

	2017	2018	2019	2017	2018	2019
	Ingresos por ventas (10 ⁶ ₡)			Volumen de ventas (10 ⁶ litros)		
Diésel 50	514,5	609,7	587,3	1 230,3	1 233,2	1 224,2
Gasolina Súper	358,5	400,9	395,3	655,5	665,9	686,9
Gasolina Plus 91	325,0	363,5	365,6	629,9	629,8	660,5
Jet A-1	86,5	112,1	112,9	245,0	272,1	289,3
GLP	55,1	67,7	51,9	310,7	322,4	342,1
Búnker (3%S y Térmico)	22,3	31,5	33,9	109,8	116,2	123,4
Asfalto y emulsiones	24,5	35,6	34,4	117,4	127,3	119,9
Otros	7,3	8,1	7,1	19,9	19,2	17,2
Total	1 394	1 629	1 588	3 318	3 386	3 464
	Tasa de crecimiento			Tasa de crecimiento		
Diésel 50	19,6%	18,5%	-3,7%	1,7%	0,2%	-0,7%
Gasolina Súper	16,8%	11,8%	-1,4%	3,8%	1,6%	3,2%
Gasolina Plus 91	13,4%	11,9%	0,6%	0,7%	0,0%	4,9%
Jet A-1	18,2%	29,6%	0,7%	-0,2%	11,1%	6,3%
GLP	47,6%	22,8%	-23,4%	6,3%	3,8%	6,1%
Búnker (3%S y Térmico)	1,8%	41,3%	7,6%	-27,7%	5,8%	6,3%
Asfalto y emulsiones	41,9%	45,4%	-3,3%	31,6%	8,4%	-5,8%
Otros	27,5%	12,1%	-13,4%	9,8%	-3,5%	-10,6%
Total	18,2%	16,9%	-2,5%	1,7%	2,0%	2,3%
	Participación			Participación		
Diésel 50	37%	37%	37%	37%	36%	35%
Gasolina Súper	26%	25%	25%	20%	20%	20%
Gasolina Plus 91	23%	22%	23%	19%	19%	19%
Jet A-1	6%	7%	7%	7%	8%	8%
GLP	4%	4%	3%	9%	10%	10%
Búnker (3%S y Térmico)	2%	2%	2%	3%	3%	4%
Asfalto y emulsiones	2%	2%	2%	4%	4%	3%
Otros	1%	0%	0%	1%	1%	0%
Total	100%	100%	100%	100%	100%	100%

En el gráfico N°9 se presenta la estacionalidad mensual de las ventas. Se observa que los máximos generalmente se presentan en enero o febrero, que coincide con la temporada de vacaciones escolares. Los máximos por productos han sido: a) diésel: 738.204 barriles en marzo de 2017, b) gasolina Plus 91: 389.870 barriles en diciembre de 2019, c) gasolina Súper: 402.148 barriles en diciembre de 2019, d) Jet Fuel: 204.012 barriles en marzo de 2019, e) GLP 193.140 barriles en julio de 2019.

Gráfico N°9
RECOPE: Ventas nacionales mensuales, incluyendo o no las del ICE,
enero 2012-enero 2020



Fuente: Elaboración propia

5.6 Evolución del precio internacional de los combustibles

En los últimos años, los precios internacionales han estado presentado una alta volatilidad y comportamientos inestables, debido a factores como el valor del dólar frente a otras monedas, la debilidad en el crecimiento económico global y fenómenos geopolíticos en la península Arábiga y África, así como más recientemente por la producción de crudo no convencional, a partir de la revolución tecnológica de la fracturación hidráulica (*fracking*) para la extracción de crudo y gas a partir de esquistos bituminosos (*shale oil/gas*) o formaciones compactas (*tight oil*).

En junio de 2014, el precio del crudo Brent se cotizó en US\$112/barril (bbl), pero el 20 de enero de 2016 se redujo a US\$25,99/bbl, reflejando un nuevo orden en el mercado internacional, producto de la extracción de petróleo a partir de nuevas tecnologías, lo que ha permitido a Estados Unidos posicionarse como el principal productor de petróleo,

aumentando su producción de 5,7 millones de barriles por día (bpd) en 2011, a 12,2 millones bpd en 2019.

Debido a esa situación, la OPEP realizó diferentes intentos en 2016 para congelar la producción, lo que ocasionó gran inestabilidad en el precio del crudo y sus derivados. En setiembre, Arabia Saudita y Rusia, dos grandes productores de crudo, acordaron restringir la producción, lo que se interpretó como una apertura al planteamiento de controlar la sobreoferta de petróleo y provocó un fuerte aumento de los precios.

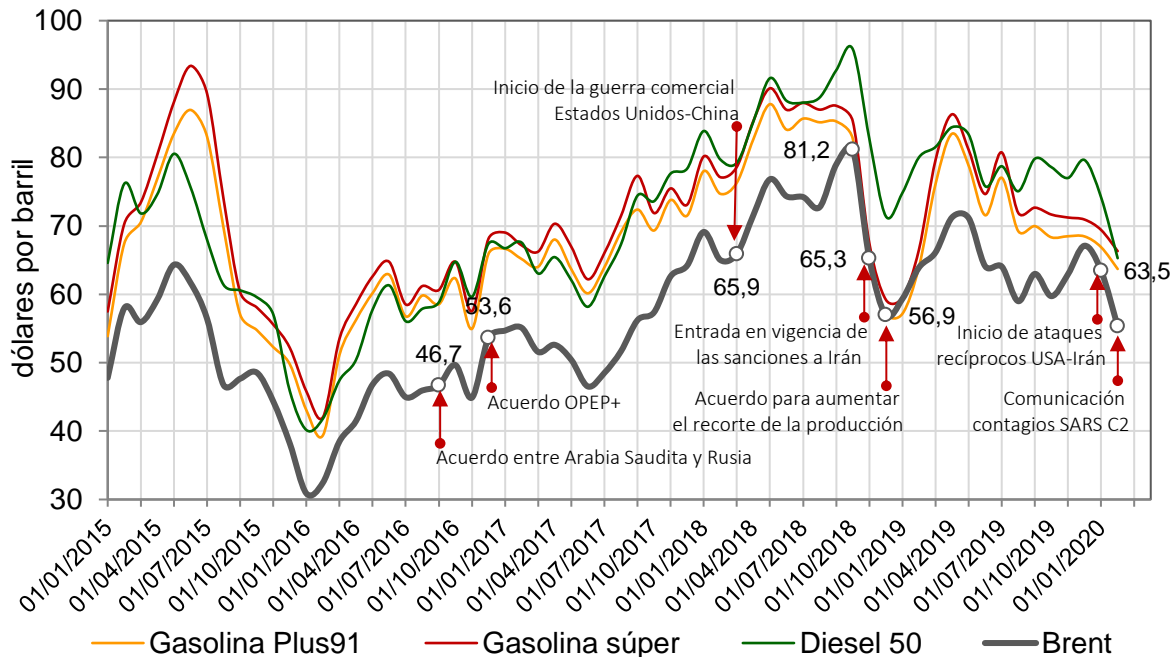
El 30 de noviembre de 2016, OPEP logró materializar el acuerdo para recortar la producción, conjuntamente con otros países fuera de la organización liderados por Rusia; lo que se ha conocido como "OPEP+". Se pactó una disminución de 1,2 millones de bpd por parte de la OPEP, que representaba cerca de 1,5% de la producción mundial. Por su parte, Rusia estaba dispuesta a una reducción de aproximadamente 300 mil bpd, pero se esperaba que la contribución final de los países no-OPEP alcanzaría los 600 mil bpd. El precio del crudo Brent aumentó cerca de US\$9/bbl, pasando de US\$44,9/bbl en noviembre a US\$53,6/bbl en diciembre.

A partir de ese momento, el precio de los hidrocarburos ha tenido una clara tendencia al alza, pero se ha visto afectado por el aumento de la producción de los Estados Unidos y una serie de eventos geopolíticos que han causado desviaciones temporales a la tendencia; así como un aumento de la volatilidad, conforme se suceden las fechas de renovación del Acuerdo de la OPEP+.

En 2017, los precios del crudo se mantuvieron en el rango de los US\$50/bbl a US\$60/bbl, llegando a un máximo de US\$64/bbl. Dos situaciones principales afectaron el comportamiento de los precios. Por un lado, el aumento de la extracción de petróleo de esquisto, debido a que en Estados Unidos se ha aprovechado de los mayores precios para aumentar las perforaciones y planificar nuevas inversiones. En setiembre 2016 la producción fue de 8,5 millones b/d y a principios de junio de 2017 aumentó a 9,3 millones b/d, un incremento de 800.000 bpd.

Por otro, la implantación del Acuerdo fue paulatina, pero no uniforme entre los países de la OPEP y fuera de la OPEP. En agosto 2017, los países de la organización habían recortado la producción en 94% de la meta establecida; sin embargo, los países aliados no demostraron tener la misma disciplina.

Gráfico N°10
Comportamiento del precio internacional del crudo, las gasolinas y el diésel
Periodo enero 2015-febrero 2020



En 2018, el precio de los hidrocarburos continuó aumentando. El crudo Brent se mantuvo por encima de los US\$60/bbl e inclusive llegó a un máximo de US\$81/bbl en el mes de octubre. Tres factores principales incidieron en el comportamiento del precio. La reducción de la producción en Venezuela, producto de la situación política, y de Libia, debido a los ataques de grupos revolucionarios a sus puertos, y las bajas inversiones en Nigeria, posibilitaron que se superara la meta de recorte de la producción de OPEP+.

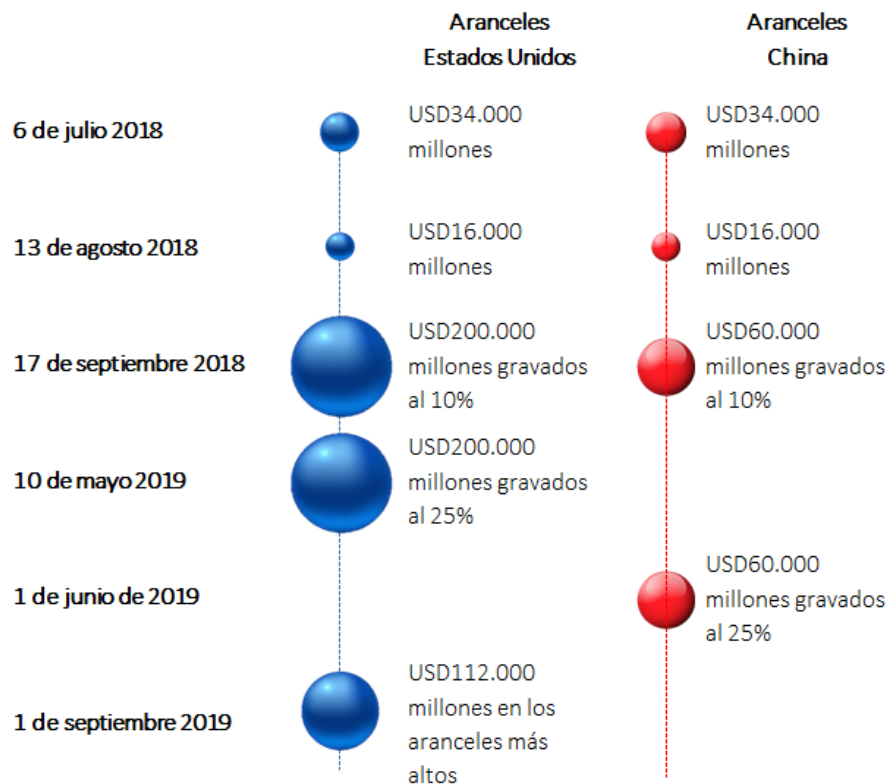
Se sumaron las sanciones impuestas por Estados Unidos a las exportaciones de Irán en mayo de 2018 y que entrarían en vigencia en noviembre de ese año, lo que suponía una reducción de la oferta de petróleo de ese país, ocasionando que el precio del crudo llegara a niveles de US\$86/barril en octubre; no obstante, el mismo cae a US\$65,3/bbl en noviembre, debido a que el gobierno del presidente Trump pospuso la entrada en vigencia de las sanciones a mayo 2019.

De igual forma, el mercado se vio afectado por la guerra comercial entre Estados Unidos y China, debido a que se preveía una posible desaceleración económica que podía afectar al mercado chino en el corto plazo. Dado que China es uno de los principales consumidores de petróleo mundial, ello suponía una reducción de la demanda, lo que conducía a una disminución en el precio de esa materia prima.

La guerra comercial se inició en marzo de 2018, cuando el presidente Donald Trump firmó un memorando, donde ordenaba al representante comercial que se aplicaran aranceles

de 50.000 millones de dólares a los productos chinos. Dicha acción se justificó como “una respuesta a las prácticas comerciales desleales de China a lo largo de los años”, incluyendo el robo de propiedad intelectual. En abril, el Ministerio de Comercio de China impuso aranceles a 128 productos estadounidenses, incluyendo chatarra de aluminio, aviones, automóviles, productos derivados del cerdo y la soja (que tiene un arancel del 25 %), así como a frutas, frutos secos y tuberías de acero (15 %). En la figura N°3 se presenta un resumen de la forma en que fue escalando la guerra comercial en 2018 y 2019.

Figura N°3. Cómo escaló la Guerra comercial entre Estados Unidos y China?



Fuente: <https://www.bbc.com/mundo/noticias-46830998>

Al finalizar 2018 la fluctuación de los precios se centró en la percepción de un mercado sobre abastecido, debido a una mayor extracción de petróleo no convencional en Estados Unidos, cuya producción total creció a más de 11 millones de bpd y una desaceleración de la economía global.

Ante este panorama, los miembros de la OPEP y los países aliados acordaron reducir la oferta en 1,2 millones de barriles diarios a partir de enero y así evitar una mayor caída en los precios. Concretamente serían 800.000 bpd mil de la OPEP y 400.000 bpd de países fuera de la OPEP. Dicho compromiso entró en vigor el 1 de enero y tuvo una duración de seis meses.

De esta forma, el precio del crudo aumentó US\$14 por barril durante el primer cuatrimestre de 2019 año, cuando el crudo Brent alcanzó US\$71 por barril en el mes de abril. Para el mismo periodo, las gasolinas aumentaron US\$26 por barril, ubicándose en US\$87 la gasolina de 95 octanos; por su parte el diésel tuvo un crecimiento de US\$13 por barril, cuando se cotizó a US\$84 por barril. Dicho crecimiento estuvo relacionado con el periodo de mantenimiento de las refinerías, donde las mismas salieron de operación a una tasa mayor que lo usual, debido a que algunas adelantaron el mantenimiento del periodo de otoño, a efectos de garantizar que cumplirían con la nueva calidad del búnker en enero de 2020.

No obstante, en el cuatrimestre que cerró en agosto hubo resultados mixtos, debido a la desaceleración de la economía, aumento de la producción de petróleo en Estados Unidos, y estacionalidad del mercado de productos. Durante este cuatrimestre ha habido un aumento en la volatilidad, debido a la guerra comercial entre Estados Unidos y China, las sanciones contra las exportaciones de Irán. Al final del cuatrimestre, el precio del crudo Brent se redujo en US\$7 por barril, mientras que las gasolinas lo hicieron en US\$14 y el diésel en US\$9 por barril, llegando a promediar US\$59, US\$69 y US\$75 por barril, respectivamente.

Dicho comportamiento se da a pesar de que la producción de la OPEP y sus aliados, se redujo por encima de la meta. En el caso de los países de la OPEP la disminución fue de 146%, mientras que la de los aliados 130%. Sin embargo, los indicadores económicos globales continúan declinando, lo que ha contribuido a un aumento en la volatilidad y reducción de los precios internacionales.

Al finalizar el año, el precio del crudo Brent aumentó US\$8,1/bbl, con respecto al precio promedio de agosto, alcanzando US\$67,1/bbl. El incremento estuvo motivado por la decisión de la OPEP de continuar con el acuerdo de recorte de la producción, incrementando la cuota en 500.000 bpd, para llegar a un total de aproximadamente 1,7 millones de barriles por día. El nuevo acuerdo se extendería hasta mediados de 2020 y respondía a la previsión de una reducción de la demanda. Adicionalmente, Arabia Saudita anunció que haría un recorte voluntariamente 400.000 bpd.

Adicionalmente al recorte de la producción de la OPEP, debe sumarse el correspondiente de los países aliados, con lo que la disminución total sería de 2,1 millones de barriles diarios a partir del 1 de enero del 2020 y hasta marzo 2020. Se ha reflejado una profundización de los recortes mostrando un incremento de 0,9 millones de barriles diarios en comparación al 2019.

El primer bimestre de 2020 ha presentado resultados mixtos. La entrada en vigencia de la normativa de la Organización Marítima Internacional de reducir el contenido de azufre en los combustibles navales en 5 ppm; ocasionó un incremento en el precio del Fuel Oil 3% S de 13%, equivalente a US\$ 5/barril.

Por otro lado, durante los primeros días de enero 2020, el precio internacional del petróleo se vio afectado por las tensiones en las relaciones de los Estados Unidos e Irán, producto de ataques recíprocos a intereses militares de ambos países, pero sin que haya habido afectación a la infraestructura petrolera. Esta situación provocó cierta ansiedad en el comportamiento del mercado, que se reflejó en las cotizaciones intra-día del precio del crudo, lo que aumentó la volatilidad de las cotizaciones, debido a la importancia que tiene Medio Oriente en la producción mundial del petróleo, con una participación cercana a 33%. La región cercana al Estrecho de Ormuz está totalmente desestabilizada, no solo por el conflicto entre Estados Unidos e Irán, sino por la situación política en Irak, Siria y Yemen, y el conflicto entre Israel y Palestina.

Durante febrero, el precio de los combustibles estuvo afectado por la problemática alrededor del coronavirus. Durante la primera semana, el precio del crudo Brent disminuyó US\$16,4/bbl con respecto al valor máximo de enero, equivalente a 23%, mientras que el precio de la gasolina UNL87 y el diésel lo hizo en US\$13,8/bbl y US\$19,8/bbl, equivalente a 19% y 24%, respectivamente. El precio tendió a crecer durante la segunda y tercera semana, debido a una reducción en la tasa de contagios en China, llegando a un máximo de US\$60,2/bbl, US\$71,1/bbl y US\$68,7/bbl para el caso del Brent, la gasolina UNL87 y el diésel, respectivamente.

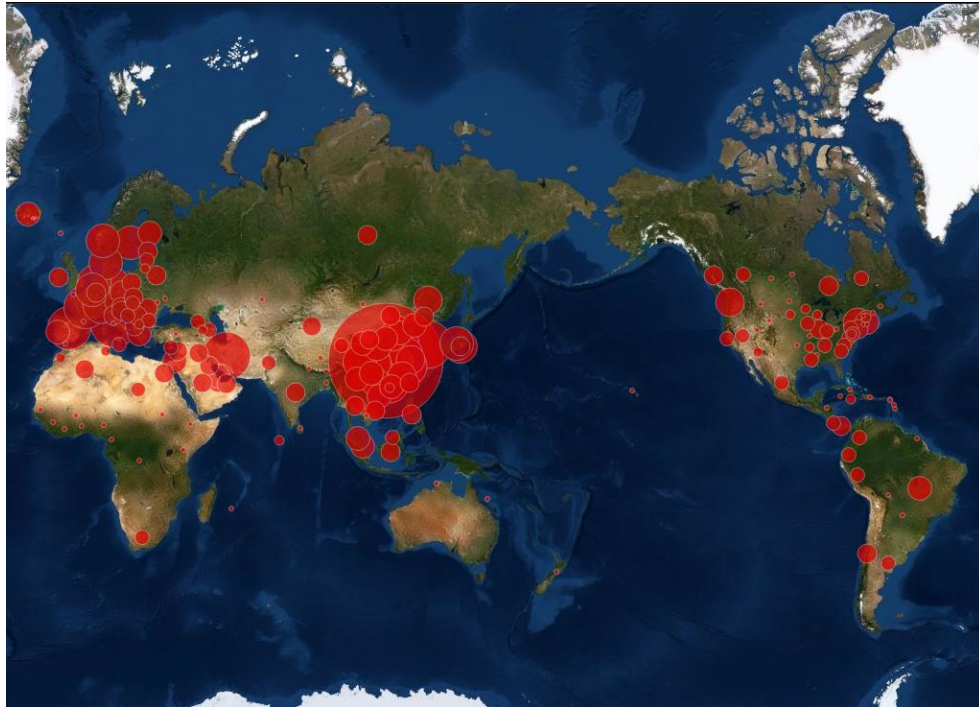
No obstante, en el mes de marzo el precio internacional de los combustibles se desploma. Al cierre de este informe (13 de marzo), el precio del crudo Brent se cotizó a US\$30,8/bbl, una reducción de 49% con respecto al precio máximo de febrero, En el caso de la gasolina UNL87 y el diésel la reducción fue de US\$34,2/bbl y US\$22,43, equivalente a 48% y 32%.

Expansión del coronavirus

El coronavirus empezó en China, pero pasó de ser un problema regional, a uno de dimensiones globales, lo que condujo a que la Organización Mundial de la Salud (OMS) catalogara al COVID-19 como una pandemia.

Con corte al 11 de marzo, la OMS² reportó que había 114 países con presencia del COVID-19, 118.000 casos registrados y 4.291 personas fallecidas. Cerca de 90% de los casos estaban concentrados en cuatro países (China, Italia, Irán y Corea del Sur). En la figura 2 se presentan los países afectados y la concentración de casos.

² WHO. **Director-General's opening remarks at the media briefing on COVID-19 - 11 March 2020.** Consultado en: <https://www.who.int/dg/speeches/detail/who-director-general-s-opening-remarks-at-the-media-briefing-on-covid-19---11-march-2020>

Figura N°4: Mapa Casos Coronavirus COVID-19 Casos Globales por Johns Hopkins

Fuente:

<https://gisanddata.maps.arcgis.com/apps/opsdashboard/index.html#/bda7594740fd40299423467b48e9ecf6>

El COVID-19 pasó de ser un problema propio de salud pública y ha escalado a un problema económico a nivel mundial, debido a la implementación de las acciones para contener la propagación del virus, que ha obligado a la declaratoria de cuarentena en ciudades, regiones e incluso países, paralizando al sector turismo, por la cancelación de vuelos y hoteles y actividades conexas, así como el sector industrial. Algunos países han impuesto restricciones a la llegada de vuelos internacionales y, en algunos casos, han restringido la circulación de personas.

Muchas ciudades industrializadas han detenido su actividad económica, no solo Wuhan en China, sino también ciudades en Italia, como Módena, Parma, Piacenza, Reggio Emilia, Rímini, Venecia, Padua, Treviso, Asti, Vercelli, Novara, entre otras, también en México la ciudad de Juárez ha anunciado que tres de sus industrias se suman a la cuarentena por este virus.

Como resultado, las fábricas, oficinas y tiendas permanecen cerradas, lo que ha deprimido el consumo y la producción de los países más seriamente afectados, pero también de los países que tienen relaciones comerciales con éstos.

De esta forma, a la desaceleración económica mundial, que se venía presentando desde 2019, se le suma la paralización de algunas actividades por el efecto del coronavirus. La reducción de la producción global conduce a una disminución de la demanda de hidrocarburos, lo intensifica la situación de sobreabastecimiento imperante desde el segundo semestre de 2014.

Shock Exógeno

En COVID19 ha tenido como resultado aislamientos en la vida normal y la manufactura en Asia, lo que produce un shock de oferta, por la pérdida de la producción, pérdida de ingresos directos e indirectos en la cadena de producción, escasez de materias primas y otros bienes importados; así como de otros bienes producidos dentro de Asia y depresión en el consumo por la inestabilidad que produce esta situación. Estos efectos han conducido a una pérdida de confianza, incremento la incertidumbre, lo que tendría efectos negativos en las tasas de interés y rendimientos.

Producto de lo anterior, la OECD ha bajado su pronóstico de crecimiento económico mundial para el 2020; se ha reducido en 0.5%, pasando de 2,9% en el 2019 a 2,4% para 2020. La Agencia Internacional de Energía (AIE), también ha revisado el pronóstico del mercado petrolero: el 9 de marzo, disminuyó sus estimaciones del mercado de petróleo. Se espera que la demanda mundial de petróleo caiga en 2020, debido a la profunda contracción en China y la interrupción en los viajes y el comercio. China representó en 2019 más del 80% del crecimiento de la demanda mundial de petróleo.

La AIE³ ha planteado varios escenarios de demanda de petróleo a nivel mundial para el 2020; a saber:

1. **Escenario base.** En el primer trimestre de 2020, China tendría una reducción interanual de 1,8 millones bpd, debido al cierre de fábricas y las medidas de confinamiento, que reducen las necesidades de transporte. En el segundo trimestre, a medida que mejora la situación, la demanda se deteriora en algunas otras grandes economías, como Japón y Europa. En general, la demanda mundial de petróleo en el segundo trimestre sería ligeramente menor que hace un año. Durante la segunda mitad del año, la demanda aumenta en 1,1 millones bpd, en comparación con el mismo periodo de 2019. Para 2020 en su conjunto, la demanda de petróleo se reduciría en cerca de 90.000 bpd, la primera caída anual desde 2009.
2. **Escenario pesimista.** Se supone que los países ya afectados por el virus se recuperan más lentamente, mientras la epidemia se extiende aún más en Europa, Asia y otras regiones. Se necesita más tiempo para controlar la propagación del virus y la demanda de petróleo china se recupera lentamente en marzo. La demanda europea sigue siendo moderada en el tercer trimestre, y la demanda en los Estados

³ AIE. **Oil Market Report (OMR)** Marzo 2020. Consultado en: <https://www.iea.org/reports/oil-market-report-march-2020>

Unidos crece a un ritmo más lento. En este caso, la demanda mundial de petróleo podría disminuir en 730.000 bpd día en 2020.

3. **Escenario optimista.** La situación se controla rápidamente en China y el contagio más grave sigue limitado a unos pocos países, sin un impacto grave en la mayor parte de Europa y América del Norte. En este contexto, los gobiernos no necesitan tomar fuertes medidas de contención y el uso del transporte se mantiene más cerca de lo normal. En este caso, la demanda mundial de petróleo podría crecer en 480 000 bpd en 2020

De acuerdo con la AIE, la recuperación del mercado petrolero dependerá de la rapidez con que los gobiernos actúen para contener el brote de coronavirus, cuán exitosos sean sus esfuerzos y qué impacto persistente tenga la crisis de salud global en la actividad económica.

Falta de consenso en la OPEP+

En un contexto de colapso de la demanda mundial de petróleo, los productores de la OPEP+ se reunieron el 6 de marzo para revisar la situación del mercado y el Acuerdo de cooperación. Los miembros de la OPEP propusieron incrementar el recorte de la producción en 1,5 millones bpd, donde 1 millón bpd correspondería a los países de la organización y 500.000 bpd a los países liderados por Rusia. Dicho recorte se sumaría a los 2,1 millones bpd del acuerdo actual, que vence a finales de marzo 2020.

Rusia se negó a aumentar el recorte de producción, debido a la pérdida en la participación de mercado, frente al aumento de los Estados Unidos. La falta de consenso hizo prever la terminación del Acuerdo y el aumento de la producción, lo que ocasionó que el precio del crudo Brent se desplomara US\$6/bbl, al pasar de US\$51,5/bbl el 5 de marzo, a US\$45,51/bbl el 6 de marzo.

Esta fragmentación ha traído como consecuencia una disputa entre Rusia y Arabia Saudita, que por separado han indicado que aumentarían su producción de forma masiva. De acuerdo a Bloomberg⁴, el gobierno de Arabia Saudita giró instrucciones a Saudi Aramco para aumentar su producción en 12 millones bpd, de igual forma Rusia anunció que aumentará su capacidad en 500.000 bpd, estos anuncios trajeron como consecuencia una guerra de precios del petróleo. El 9 de marzo, el crudo Brent se cotizó a US\$35,45/bbl, presentando una disminución de US\$10/bbl, con respecto al precio del día anterior.

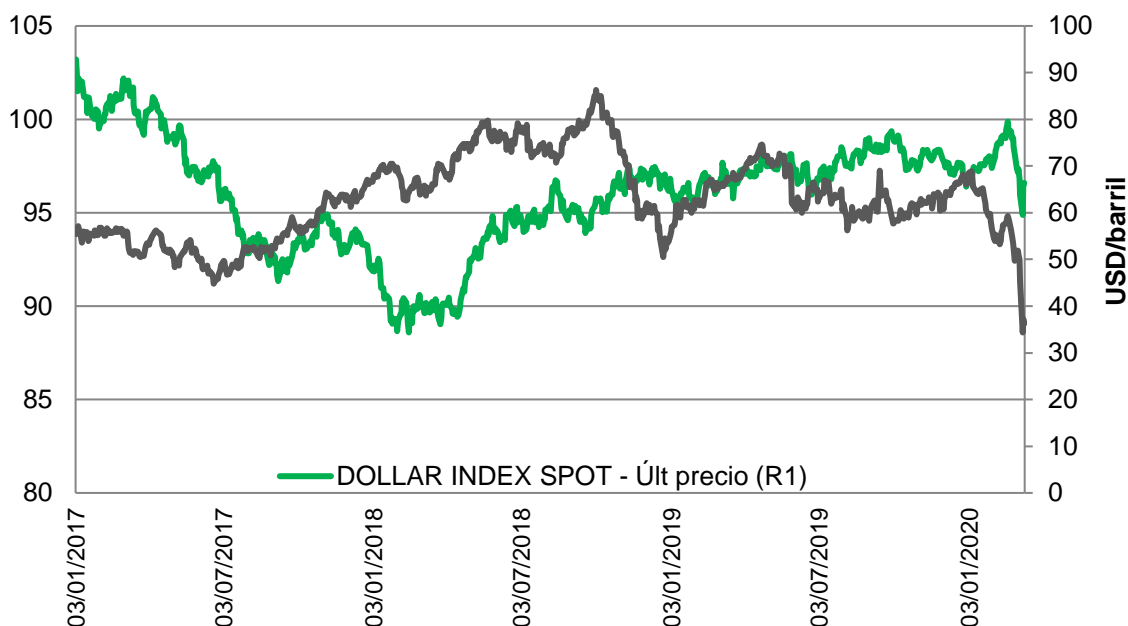
Fortalecimiento del dólar

En cuanto al precio del dólar, esta divisa se ha venido recuperando muy levemente desde su precio mínimo en el 2018, producto de las consecuencias que ha tenido la Guerra

⁴ DiPaola, A; Martin, M; Ratcliffe,V. **Sauditas ordenan a Aramco elevar capacidad petrolera ante guerra de precios.**, consultado en : Bloomberg.net

Comercial China-Estados Unidos y la depreciación que ha sufrido con respecto a otras monedas como el yuan y el Euro. Sin embargo, nuevamente el dólar vuelve a bajar su valor después de que los mercados internacionales reaccionaran no solo por el coronavirus, sino también por la nueva guerra de precios de petróleo. Actualmente, la relación inversa que se tenía entre el precio del dólar y el precio del crudo se ha roto y ambos valores han disminuido.

Gráfico N°11. Relación entre el precio del dólar y el precio del crudo Brent.



5.7 Importación de combustibles

Las importaciones de combustibles están en función de los requerimientos de demanda y la variación de inventarios para cubrir el punto de reorden y garantizar la seguridad y continuidad del abastecimiento.

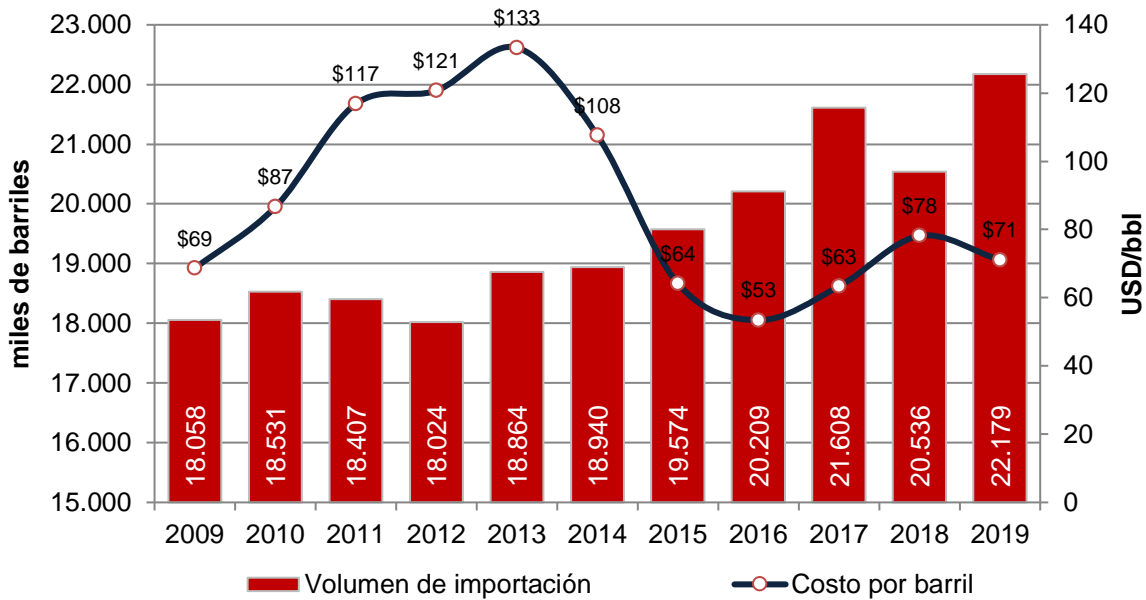
El volumen importado totalizó $21,6 \times 10^6$ bls, $20,5 \times 10^6$ bls y $22,2 \times 10^6$ bls, con tasas de variación de 7%, -5% y 8%, en 2017, 2018 y 2019, respectivamente. En 2017 y 2018 hubo un incremento de los inventarios, mientras que en 2018 hubo una reducción.

El costo de las importaciones depende de la dinámica internacional, tanto de los fundamentales (oferta y demanda), como de las variables de velocidad (aspectos geopolíticos y de los mercados financieros).

El costo CIF de las importaciones fue de US\$1.375 millones, US\$1.604,2 millones y US\$1.575,6 millones en los años 2017, 2018 y 2019; la tasa de variación anual fue de 28%, 17% y -2%, respectivamente.

Obsérvese que el costo CIF disminuyó en 2019, a pesar de que el volumen importado aumentó 8%, lo que obedece al comportamiento del precio internacional. En 2017 el costo promedio CIF fue de US\$63/bbl, pero aumenta en 2018 a US\$78,12 con una tasa de crecimiento de 23%. En 2019, dicho costo fue de US\$71/bbl, una reducción de 9,1%.

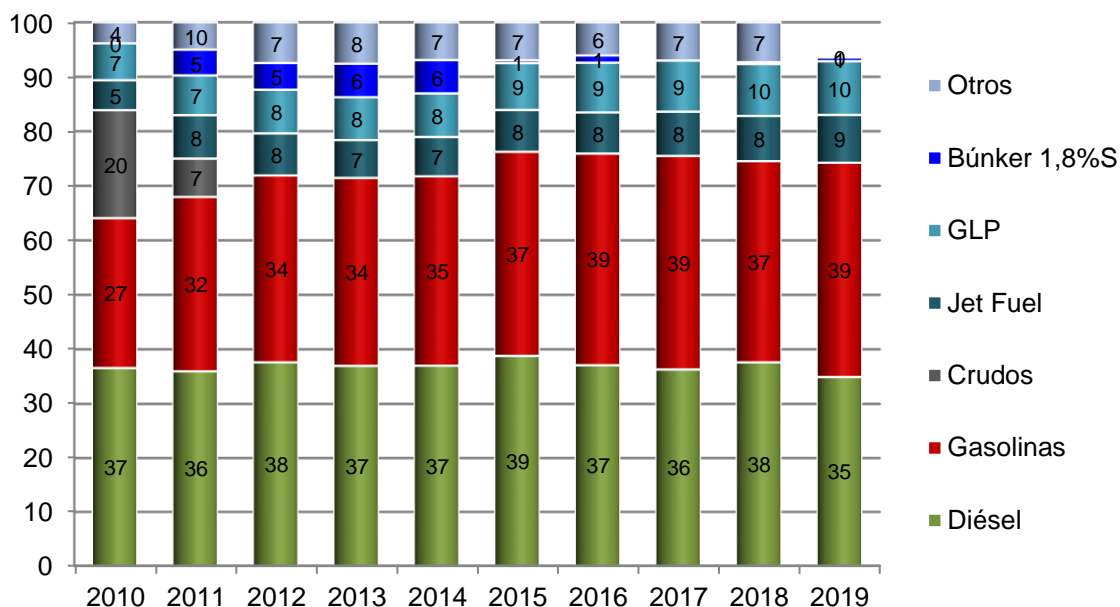
Gráfico N°12
Importaciones por año: Volumen total (miles de barriles)
y precio CIF ponderado promedio (US\$/bbl)



Fuente: RECOPE. Dirección de Comercio Internacional

Gráfico N°13

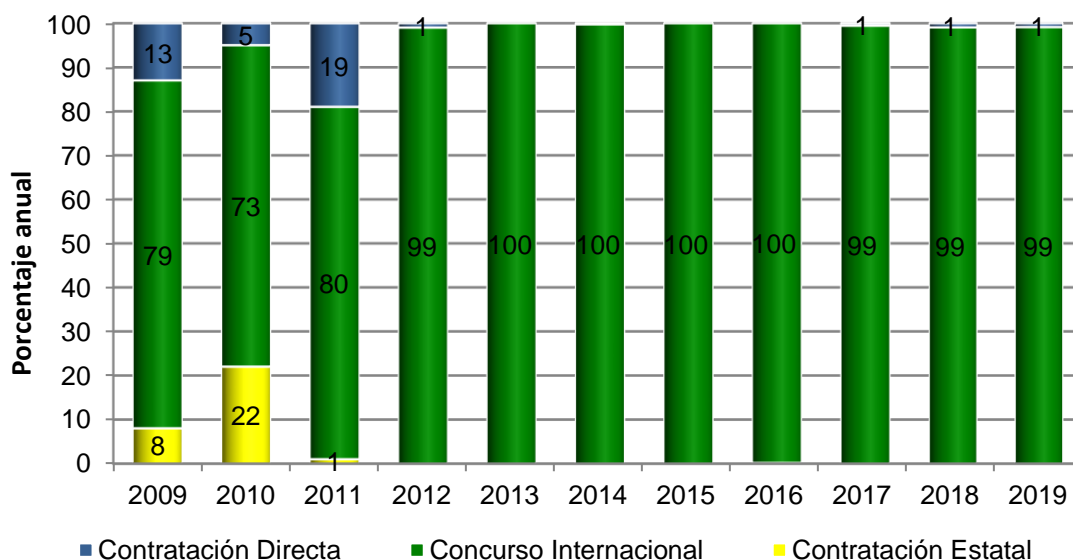
Composición volumétrica de las importaciones por producto 2010-2019



Fuente: RECOPE. Dirección de Comercio Internacional

En lo que respecta a la modalidad de contratación, el Reglamento de Contrataciones de RECOPE S.A., en su artículo 15 establece tres modalidades de compra: la contratación estatal, el concurso internacional y la contratación concursada. En 2017, las compras por concurso internacional representaron el 99,5% (US\$1.367.147.145), mientras que el resto se hizo mediante la Contratación Excepcionada, que se aplica ante alguna emergencia o necesidad de comprar un producto en específico. En el año 2018 y 2019, las proporciones fueron similares (99,3% y 0,7%): US\$1.592.425.265 y US\$11.791.734 en 2018, y US\$1.575.649.091 y US\$12.979.438 en 2019, respectivamente.

Gráfico N°14
Importaciones según modalidad de compra (2009 – 2019)



Fuente: RECOPE Dirección de Comercio Internacional

Entre 2012 y 2019, la procedencia de las importaciones, mayoritariamente fue de la Costa del Golfo. En esa región se da lo que comúnmente se llama aligeramiento, el cual es una transferencia de crudo o producto de barco a barco en altamar. El siguiente cuadro muestra el desglose por proveedor de las importaciones de RECOPE en 2018 y 2019, manteniéndose la firma Valero como el mayor proveedor de RECOPE. En la columna (%) se pondera la participación de cada proveedor entre ambos años, tanto en volumen como por importe pagado, de modo de poder ordenarlos de mayor a menor.

Cuadro N°27
Desglose de las importaciones por proveedor (2018, 2019)

Proveedor	Volumen facturado (bbbs)			Costo CIF (US\$)		
	2018	2019	%	2018	2019	%
Valero Marketing & Supply Co.	15.392.234	7.226.649	53,0%	1.282.905.265	574.730.574	58,4%
MOTIVA Enterprises LLC	1.240.787	3.140.771	10,3%	99.996.639	223.141.002	10,2%
EXXON Mobil Sales & Supply	0	4.315.954	10,1%	0	327.864.277	10,3%
Carib LPG Trading Ltd	1.955.732	2.180.882	9,7%	88.140.537	65.028.376	4,8%
Atlantic Trading & Marketing	371.911	2.806.649	7,4%	28.385.805	210.700.270	7,5%
MATCON Trading Corp.	511.778	710.115	2,9%	36.290.117	46.656.147	2,6%
Vitol Incorporated	0	1.102.347	2,6%	0	86.005.490	2,7%

Proveedor	Volumen facturado (bbls)			Costo CIF (US\$)		
	2018	2019	%	2018	2019	%
BP North America Petroleum	568.716	0	1,3%	36.290.117	0	1,1%
Chevron Panama Fuel Ltd	0	501.129	1,2%	0	26.764.316	0,8%
Glencore Ltd.	257.870	0	0,6%	15.818.535	0	0,5%
Asphalotos Trade S.A.	194.783	0	0,5%	11.178.517	0	0,4%
Freepoint Commodities LLC	0	155.272	0,4%	0	11.230.795	0,4%
Lukoil Pan Americas, LLC	29.953	24.057	0,1%	3.149.641	1.875.398	0,2%
Puma Energy	7.458	8.810	0,0%	1.151.059	1.297.424	0,1%
Chevron Products Company	0	6.014	0,0%	0	334.461	0,0%
Gas del Caribe	4.611	0	0,0%	290.016	0	0,0%
Petróleos Delta Panamá	192	0	0,0%	51.890	0	0,0%

Fuente: RECOPE. Dirección de Comercio Internacional

Embarques

En 2017, el total de barcos atendidos fue de 118, por tipo fueron tanqueros (68), gaseros (30) y asfalteros (20). Un detalle fundamental es la disposición de mayor capacidad de almacenamiento de GLP permitió reducir el número de gaseros, así como se aprecia un aumento sostenido de los barcos asfalteros por el incremento en la demanda. En 2018, la cantidad de barcos atendidos fue 135 (tanqueros 64, gaseros 41 y asfalteros 17), debido a la salida de operación de dos esferas, que se encuentran en mantenimiento. En 2019, los barcos atendidos subieron a 138 (tanqueros 72, gaseros 49 y asfalteros 17).

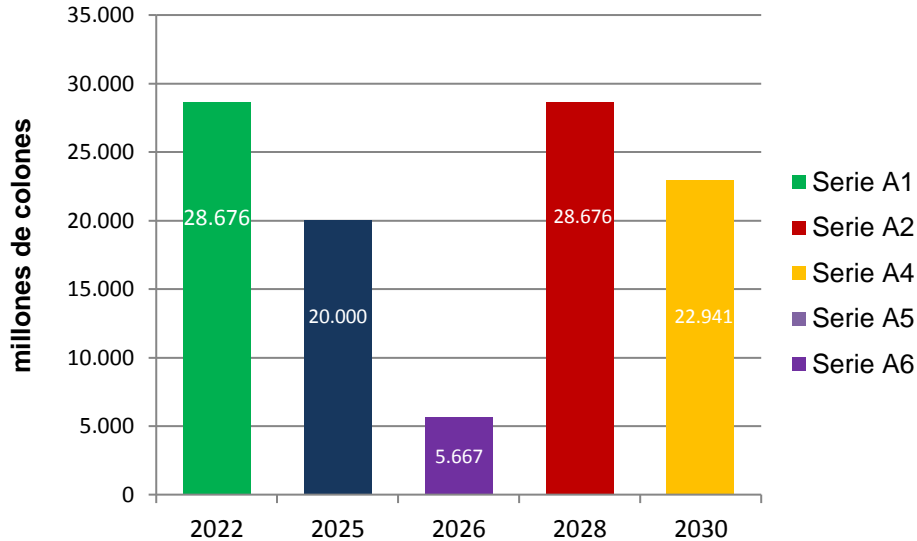
En un barco pueden venir uno o más embarques de productos, por ejemplo, en 2017, los embarques sumaron 185 (incluyendo 17 los camiones que traen Av-Gas), en 2018 el total de embarques se mantuvo en 185, contando 12 de camiones de Av-Gas). En 2019, los embarques sumaron 206, de los que 14 corresponden a cisternas con Av-Gas.

5.8 Fondo de pago de los bonos

La Junta Directiva en el Artículo #6, de la Sesión Ordinaria #5013-219, celebrada el 18 de diciembre de 2017 acordó conformar un Fondo para pagar los bonos emitidos y colocados para el desarrollo del plan de inversiones, denominado FAB.

Las diferentes series (A1, A2, A4, A5 y A6) se colocaron con fecha de redención a su vencimiento, empezando en el año 2022 y hasta 2029, según se muestra en el gráfico 1. Dada la concentración de pagos que deben realizarse en ese periodo, se consideró necesario disponer de un mecanismo para acumular los recursos paulatinamente.

Gráfico N°15
Monto por emisión y fecha de vencimiento (millones de colones)



El 8 de noviembre de 2018, se colocaron recursos en dos series de títulos de Hacienda en moneda nacional (G150626OTC y G210325OTC) por un total de ₡5.744,9 millones para el pago de las series A5 y A6, así como en moneda extranjera (dólares) con tres series de títulos (G\$290629OTC, G\$300328OTC y G\$021122OTC) por US\$23,6 millones para el pago de las series A1, A2 y A4. Dichas inversiones se colocaron entre 1.464 y 3.831 días. El rendimiento neto equivalente en colones es de 12,22% anual (ajustado al 31 de diciembre de 2019)

El 16 de diciembre de 2019, se adquirieron OTC de la Tesorería Nacional por ₡1.440,7 millones (N°122528) y ₡1.377,3 millones (N°122529) para el eventual pago de las serie A5 y A6; así como los OTC por: US\$9,5 millones (N°122530), US\$3,1 millones y US\$2,1 millones, a plazos calzados con los vencimientos de las series A1, A2 y A4. El rendimiento neto equivalente en colones es de 7,97% anual.

A la fecha, el monto invertido en dólares es de US\$38,3 millones y el invertido el colones es ₡8.552,9 millones, durante 2019 dichas inversiones reedituaron ₡1.152 millones. Con el monto invertido en el Fondo se dispone de recursos que cubren 35% de los valores emitidos en dólares y 50% de las emisiones en colones.

Adicionalmente, en el Presupuesto 2020 se programó invertir ₡12.375 millones, que se colocarán en el transcurso de año, siguiendo la estructura de monedas de los bonos de RECOPE.

Gobierno Corporativo

La Junta Directiva, en el Artículo #5, de la Sesión Ordinaria #5010-216, celebrada el 27 de noviembre de 2017, aprobó el Código de Gobierno Corporativo, con el objeto de promover la gestión empresarial en un esquema de anticipación y manejo de riesgos, facilitar la transparencia y rendición de cuentas. El código compila las mejores prácticas de gobierno corporativo que generen confianza en los Sujetos Interesados y en el mercado en general, en resguardo del interés público que el legislador ha puesto a RECOPE S.A. como garante de la seguridad energética del país.

El Código incorpora la obligación de evaluar a la Junta Directiva y sus miembros; así como a los comités que se conformen, como una acción de rendición de cuentas y promover la adecuada gestión empresarial. El proceso de evaluación también aplica a la Alta Gerencia.

Para fortalecer la transparencia, se manifiesta que la información que suministre la empresa debe ser precisa, veraz, completa y respaldada en hechos reales y comprobables. De igual forma, se busca prevenir y gestionar los posibles conflictos de interés, mediante la revelación y administración de los mismos.

Como parte del proceso de implementación del Código, ha sido necesario reformar los reglamentos de Junta Directiva y Comité de Auditoría, para incorporar el nuevo enfoque regulatorio de gestión de riesgos y establecer los mecanismos de aprobación requeridos para las desviaciones de la estrategia de gestión de riesgos o de los riesgos tomados en exceso con respecto a la Declaración del Apetito de Riesgo.

Como parte del proceso de incorporación del país a la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE), se han aprobado leyes, decretos y se han reformado normativa en materia de gobierno corporativo. Por ejemplo, en lo que corresponde a RECOPE, la Ley N°9715 deroga el artículo 9 de la Ley N.º7152, Ley Orgánica del Ministerio de Ambiente y Energía, de 5 de junio de 1990, retirando al señor ministro de la vicepresidencia de la Junta Directiva de la empresa a partir del 1 de enero de 2020.

En orden con lo anterior, se emitió por parte del Poder Ejecutivo el Decreto N°41.516-MP "Reglamento para la selección y valoración de candidatos para cargos del órgano de dirección de empresas propiedad del Estado", que viene a complementar el Decreto N° 40.696-MP "Creación de la Unidad Asesora para la Dirección y Coordinación de la propiedad Accionaria del Estado y de la Gestión de las Instituciones Autónomas" del 23 de octubre de 2017. Los últimos nombramientos de directores, han sido aplicando lo dispuesto en el Decreto N°41.516.

A raíz de la creación de la Unidad Asesora, emitió la Directriz N°058-MP de 11 de octubre de 2019, donde se oficializa el Protocolo de Entendimiento de las Relaciones entre el Estado y las Empresas Propiedad del Estado, del cual RECOPE participó en el proceso de consulta. En la actualidad, se procesa una solicitud de información relacionada a este Protocolo.

6. Directores, personal gerencial, y empleados de RECOPE

6.1. Directores de RECOPE

6.1.1. Miembros de la Junta Directiva

El Consejo Directivo de RECOPE está constituido de la siguiente manera:

Miembros del Consejo Directivo	Cargo
Dr. Alejandro Muñoz Villalobos	Presidente
Licda. Carmen Coto Pérez	Vicepresidente
Ing. Gerardo Enrique Rudín Arias	Secretario
Máster Jorge Antonio Castro Salas	Tesorero
Máster Marinela Córdoba Zamora	Vocal 1
Dr. Bernardo Aguilar González	Vocal 2
Lcda. Margarita Soto Durán	Vocal 3

Presidente: Dr. Alejandro Muñoz Villalobos

Nacionalidad	Costarricense
Año de Nacimiento	1958
Poderes que ostenta	Poder Generalísimo sin límite de suma
Fecha de nombramiento	8 de mayo de 2018
Fecha de vencimiento del nombramiento	8 de mayo de 2022
Relación de parentesco con otro miembro del Consejo Directivo, Gerencia y personal de nivel ejecutivo	No
Currículum	Licenciado en Economía (Universidad Centroamericana José Simeón Cañas, El Salvador, 1986 y Universidad Latina de Costa Rica 1998). Laboró en Agencia Internacional para el Desarrollo (AID/CENCAP) en El Salvador (1982-87), Ejecutivo en Logística de Importaciones y Exportaciones en <i>Baltic Shipping Company</i> (1989-91), Director financiero y desarrollo de nuevos productos, Coopevan R.L. (1992-96), Gerente de consolidaciones aéreas y marítimas en

	<p>Repremart S.A., Gerente financiero- administrativo de G&H Steinvorth R.L. (1999-2004).</p> <p>Académico e investigador de la Universidad EARTH (2006-11), Desarrollador y Director de la Maestría en Gestión Ambiental y Desarrollo Sostenible (Universidad de La Salle, 2010 a la fecha), Académico e investigador de la Escuela de Economía de la Universidad Nacional (2009 a la fecha), Director de la Maestría en Economía del Desarrollo de la Universidad Nacional (de 2013 al presente).</p>
Miembro de otras Juntas Directivas	<p>Fundación Lorne y Elizabeth Ross, promotora de la creación de la Reserva Natural e Histórica homónima en el cantón de Santa Ana (2010 al presente)</p> <p>SORESCO S.A. (desde junio 2014)</p>

Vicepresidente: Lcda. Carmen Coto Pérez

Nacionalidad	Costarricense
Año de Nacimiento	1961
Poderes que ostenta	Ninguno
Fecha de nombramiento	23 de octubre de 2018
Fecha de vencimiento del nombramiento	8 de mayo de 2022
Relación de parentesco con otro miembro del Consejo Directivo, Gerencia y personal de nivel ejecutivo	Ninguno
Currículum	<p>Egresada del Programa Doctoral en Gestión Pública y Ciencias Empresariales (Instituto Centroamericano de Administración Pública - ICAP). Candidata al grado de doctorado.</p> <p>Maestría en Administración de Empresas (Universidad Latinoamericana de Ciencia y Tecnología).</p> <p>Licenciada en Administración Pública (Universidad de Costa Rica).</p> <p>Licenciada en Derecho y Notaria Pública (Universidad Latinoamericana de Ciencia y Tecnología – ULACIT).</p>

	<p>Especialidad Medios Alternativos de Resolución de Conflictos. Fundación General de la Universidad de Salamanca, 2010.</p> <p>Conciliadora y Mediadora. Cámara de Conciliación y Arbitraje de Cámara de Comercio de Costa Rica, 2005.</p> <p>Consultora Nacional del Centro de Investigación y Capacitación en Administración Pública (CICAP), Instituto Centroamericano de Administración Pública (ICAP), Servicios Integrales de Asesoría COSMOS (SIACO)</p> <p><u>Contraloría General de la República (1994–2000)</u></p> <p>Subjefe del Departamento de Empresas Públicas, Dirección General de Presupuestos Públicos, Contraloría General de la República de Costa Rica.</p> <p><u>Contraloría General de la República (1994–1993)</u></p> <p>Supervisora del Departamento de Organismos Descentralizados, Dirección General de Presupuestos Públicos, Contraloría General de la República de Costa Rica.</p> <p><u>Contraloría General de la República (1993–1987)</u></p> <p>Grupo de Investigación, Dirección de Presupuestos Públicos, CGR.</p> <p>Integrante de Grupo de Investigación sobre Sistemas de Presupuesto en las Entidades del Sector Descentralizado Costarricense.</p> <p><u>Contraloría General de la República (1987–1981).</u></p> <p>Analista de Presupuesto Municipal y Analista de Presupuesto del Sector Municipal</p> <p>Profesora de la Facultad de Ciencias Económicas de la Universidad de Costa Rica en la Escuela de Administración Pública. (2001 a 2018).</p> <p>Profesora de la Universidad Latinoamericana de Ciencia y Tecnología en cursos para estudiantes de Contaduría Pública (10 años)</p> <p>Profesora de la Universidad Estatal a Distancia, de los Cursos de “Administración I” y “Administración II”. (varios años)</p> <p>Instructora en diversos cursos en materias sobre la</p>
--	---

	<p>Administración Financiera en las entidades del Sector Público.</p> <p>Consultora del Curso de Posgrado: Planificación estratégica en las compras públicas”, en Universidad Dr. Matías Delgado de <i>El Salvador</i>.</p> <p>Instructora Internacional en la Contraloría de <i>Bolivia</i>, en el Curso de “Administración y Control de Gestión”.</p> <p>Participante en diversidad de Cursos sobre el Sistema de Planificación-Presupuesto.</p> <p>Consultora de la USAID en proyecto de Consultoría a <i>República Dominicana</i> en materia de Valoración de Riesgos.</p> <p>Consultora del <i>Programa de las Naciones Unidas</i> (PNUD) para proyectos específicos.</p> <p>Miembro del Consejo Asesor del Centro de Investigación y Capacitación en Administración Pública (CICAP).</p> <p>Fiscal de la Fundación de la Universidad de Costa Rica para la Investigación.</p>
Miembro de otras Juntas Directivas	Ninguna

Secretario: Ing. Gerardo Enrique Rudín Arias

Nacionalidad	Costarricense
Año de Nacimiento	1947
Poderes que ostenta	Ninguno
Fecha de nombramiento	29 de mayo de 2018
Fecha de vencimiento del nombramiento	8 de mayo de 2022
Relación de parentesco con otro miembro del Consejo Directivo, Gerencia y personal de nivel ejecutivo	No
Currículum	<p>Ingeniero Agrónomo (Universidad de Costa Rica, 1970).</p> <p>Módulo de Finanzas PAG, INCAE, 1987</p> <p>Diputado a la Asamblea Legislativa 1990-1994, donde</p>

	<p>ocupa la vicepresidencia y la presidencia de varias comisiones.</p> <p>Regidor Municipal de Montes de Oro (1982-1986)</p> <p>Presidente de la Junta Directiva de RECOPE (1999-2002), Gerente General de RECOPE (1998); Gerente General de Coopemontecillos (1994-1997), Gerente de Agropecuaria San José y Agropecuaria Río Seco S.A., de 1972 a 1990 y de 2002 a la fecha.</p>
Miembro de otras Juntas Directivas	Presidente de Colinas de Miramar S.A.

Tesorero: Máster Jorge Antonio Castro Salas

Nacionalidad	Costarricense
Año de Nacimiento	1960
Poderes que ostenta	Ninguno
Fecha de nombramiento	7 de enero de 2020
Fecha de vencimiento del nombramiento	8 de mayo de 2022
Relación de parentesco con otro miembro del Consejo Directivo, Gerencia y personal de nivel ejecutivo	Ninguno
Currículum	<p>Bachiller y Licenciado en Arquitectura, 1983.U.A.C.A. Colegio Studium General</p> <p>Maestría en Administración de Proyectos de la Universidad para la Cooperación Internacional (UCI), 2010</p> <p>Socio Fundador y Sub-Gerente. INARQ Consultores, S.A. (1981-1987)</p> <p>Socio Fundador, Inspector y Director de Proyectos. G-5 Constructores Asociados. (1983-1984)</p> <p>Arquitecto y Jefe de Taller. DYPSA (1984-1986)</p> <p>Gerente de Producción y Control de Calidad. Desarrollos Técnicos. (1986-1993)</p>

	Socio y Director de Proyectos. Constructora Tabor Reimers (1993- actualidad)
Miembro de otras Juntas Directivas	Constructora Tabor Reimers S.A. Alquiler de Equipos para la Construcción ALCO S.A.

Vocal 1: Máster Marinela Córdoba Zamora

Nacionalidad	Costarricense
Año de Nacimiento	1968
Poderes que ostenta	Ninguno
Fecha de nombramiento	26 de marzo de 2019
Fecha de vencimiento del nombramiento	8 de mayo de 2022
Relación de parentesco con otro miembro del Consejo Directivo, Gerencia y personal de nivel ejecutivo	No
Currículum	<p>Bachillerato en Ciencias Políticas, Universidad de Costa Rica.</p> <p>Maestría Profesional en Ciencias Políticas, Universidad de Costa Rica.</p> <p>Estudiante Doctorado Estudios Sociedad y la Cultura. En elaboración de tesis. Universidad de Costa Rica.</p> <p>Asamblea Legislativa, Asesora Parlamentaria (1986-1990)</p> <p>Proyecto Auxiliares Electorales. Convenio UNED-TSE San José, Costa Rica. Asistente de Proyecto. (2001-2002)</p> <p>Programa Agenda Joven Universitaria. CONARE-OEA. Consultora de Proyecto. (2006-2007)</p> <p>Programa Agenda Joven. Universidad Estatal a Distancia. Investigadora-Profesional. (2007-2013)</p> <p>Facilitadora. Curso: “El docente como promotor de prácticas democráticas y procesos participativos en el aula” PLAN 200- MEP. (2010-2013)</p>

	<p>Autora y Docente. Técnico en Prácticas Democráticas y Procesos Electorales. Programa Agenda Joven, UNED. (2012-2013)</p> <p>Coordinadora del equipo que integró el componente de Monitoreo de Medios del PROYECTO CIEP-LANAMME. (2013-2014)</p> <p>Docente. Universidad Federada. Maestría en comunicación política. Cursos: Procesos Políticos Nacionales, Procesos Políticos Centroamericanos y Procesos Políticos Latinoamericanos. (2013-2016)</p> <p>Ministerio de Hacienda, Asesora Política en Despacho de Ministro, Enlace con Asamblea Legislativa. (2014-2018)</p> <p>UNED, Tutora: "Ética y Participación Social" Técnico Prácticas Democráticas y Procesos Electorales, Programa Agenda Joven. 2019 a la fecha)</p> <p>CIEP-UCR. Investigadora. Gestora de proyectos. (2019 a la fecha)</p>
Miembro de otras Juntas Directivas	No

Vocal 2: Bernardo José Aguilar González

Nacionalidad	Costarricense
Año de Nacimiento	1961
Poderes que ostenta	Ninguno
Fecha de nombramiento	4 de junio de 2019
Fecha de vencimiento del nombramiento	8 de mayo de 2022
Relación de parentesco con otro miembro del Consejo Directivo, Gerencia y personal de nivel ejecutivo	ND
Curriculum	<p>Licenciado en Derecho, Universidad de Costa Rica.</p> <p>Doctorado en Ciencias Naturales para el Desarrollo. Énfasis en Cultura y Gestión Ambiental. Programa Colaborativo Bimodal UNA, Costa Rica, Instituto Tecnológico de Costa Rica, UNED, Universidad Nacional</p>

	<p>Autónoma de México, Universidad Autónoma de Chapingo, Universidad Autónoma de Nicaragua.</p> <p>Maestría en Economía Aplicada y Agrícola con énfasis en Comercio Internacional-especialmente de café-, y Econometría. University of Georgia, Athens, GA., U.S.A</p> <p>Especialista en Derecho Agrario, Universidad de Costa Rica.</p> <p>Profesor Residente, Centro de Estudios de Desarrollo Sostenible - La Escuela de Estudios de Campo, Atenas, Alajuela, Costa Rica. (1992-1997)</p> <p>Director del Programa Académico / Director de Campo Interino Centro de Estudios de Desarrollo Sostenible-La Escuela de Estudios de Campo, Atenas, Alajuela, Costa Rica. Programa: Estudios de Desarrollo Sostenible (1997-1999)</p> <p>Consejero de posgrado Maestría Profesional, Prescott College, Prescott, Arizona, EE.UU. (1999-2008)</p> <p>Coordinador del Programa Estudios Culturales y Regionales, Programa de Título de Residente, Prescott College, Prescott, Arizona, EE. UU. (2002-2005)</p> <p>Profesor Estudios Culturales y Regionales, Programa de Título de Residente, Prescott College, Prescott, Arizona, EE. UU. (1999-2008)</p> <p>Profesor Universidad Latina de Costa Rica, Heredia, Costa Rica. (2008-2010)</p> <p>Profesor Universidad Nacional de Costa Rica, Heredia, Costa Rica. (2010)</p> <p>Profesor Universidad para la Cooperación Internacional, Costa Rica. (2008-2012)</p> <p>Director, Maestría Profesional en Economía Ecológica, Escuela de Ambiente y Desarrollo, Universidad para la Cooperación Internacional, Costa Rica. (2013-2014)</p> <p>Profesor Afiliado Center for Environmental Sciences and Education, Northern Arizona University, Flagstaff, Arizona, USA (2001 a la actualidad)</p> <p>Investigador Asociado Institute for Environmental Diplomacy and Security, University of Vermont, Burlington, Vermont, USA. (2012 a la actualidad)</p>
--	--

	Director Ejecutivo Fundación Neotrópica, San José, Costa Rica. (2008 a la fecha)
Miembro de otras Juntas Directivas	ND

Vocal 3: Lcda. Margarita Soto Durán

Nacionalidad	Costarricense
Año de Nacimiento	1970
Poderes que ostenta	Ninguno
Fecha de nombramiento	29 de mayo de 2018
Fecha de vencimiento del nombramiento	8 de mayo de 2022
Relación de parentesco con otro miembro del Consejo Directivo, Gerencia y personal de nivel ejecutivo	No
Currículum	<p>Licenciatura en Ingeniería Civil (Universidad de Costa Rica, 1994)</p> <p>Maestría en Administración de Proyectos (Universidad para la Cooperación Internacional, 2011)</p> <p>Maestría en Administración de Empresas (Universidad Latina de Costa Rica)</p> <p>Gerente de Ingeniería de Proyecto e Ingeniera de proyecto, MSD Consultores y Constructores S.A. (enero 2008 a la fecha)</p> <p>Ingeniera de Proyecto, Consejo Nacional de Vialidad (CONAVI), enero 1999 a diciembre 2007.</p> <p>Ingeniera de Proyecto, Ministerio de Obras Públicas y Transportes (MOPT), abril 1997 a diciembre 1998.</p> <p>Asistente de Ingeniería, CARREZ S.A., julio 1996 a agosto 1996.</p> <p>Ingeniera de Proyecto, Constructora Costarricense S.A., enero 1995 a febrero de 1996 y de agosto 1992 a marzo 1994.</p> <p>Asistente de Ingeniería, Diseños Internacionales,</p>

	septiembre 1994 a diciembre 1994.
Miembro de otras Juntas Directivas	No

6.1.2. Funciones de los miembros de la Junta Directiva

La Junta Directiva actualizó su Reglamento de conformidad con el Reglamento de Gobierno Corporativo del Consejo Nacional de Supervisión del Sistema Financiero (CONASSIF) de 14 de noviembre de 2016 (CNS-1294/05 y CNS-1295/07). El Reglamento de Junta Directiva fue publicado en La Gaceta N°105 de 13 de junio de 2018.

Las potestades y competencias de la Junta Directiva se detallan a continuación:

Potestades:

- a) Solicitar a quien corresponda, a lo interno de la empresa o contratar externamente, los estudios, informes e investigaciones que sean pertinentes para la aclaración y decisión sobre los asuntos sometidos a su conocimiento.
- b) Autorizar a la Administración para que eleve a consideración de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, la solicitud de fijación de los precios de los productos que comercializa la empresa, exceptuando los ajustes derivados de la aplicación de la fórmula extraordinaria.
- c) Conceder licencias para ausentarse de las sesiones ordinarias y extraordinarias a los miembros de la junta directiva, las cuales no podrán ser por más de seis meses.
- d) Nombrar y destituir al Gerente General, a los Gerentes de Área, al Auditor General y al Subauditor General, con base en la propuesta que al respecto presente el Presidente. En el caso del nombramiento o remoción del Auditor General y el Subauditor General, se deberá cumplir con lo dispuesto en el artículo 31 de la Ley N° 8292, Ley General de Control Interno, y el artículo 15 de la Ley Orgánica de la Contraloría General de la República, N° 7428 del 4 de noviembre de 1994.
- e) Aprobar las contrataciones de bienes y servicios que de acuerdo con los procedimientos de contratación y los montos, así lo requieran.
- f) Dictarse su propio reglamento.
- g) Constituir de su seno Comisiones Permanentes y Comisiones Especiales, las cuales podrán ser mixtas, es decir con participación de funcionarios de la institución.
- h) Designar cuando lo estime necesario y conveniente, a uno o más miembros para que viajen al exterior en representación de la junta directiva en misiones oficiales.

- i) Designar un Presidente *ad hoc* en las ausencias temporales del Presidente o Vicepresidente.
- j) Nombrar, trasladar, permutar o suspender al Secretario de Actas.
- k) Otorgar y revocar los poderes que en derecho correspondan para el correcto funcionamiento de la Empresa.
- l) Las demás atribuciones que señale la ley.

Competencias:

Son competencias de la Junta Directiva, además de las del artículo 189 del Código de Comercio:

- a) Emitir las políticas de la Empresa para que la ésta pueda cumplir con sus objetivos funcionales de manera eficaz y eficiente.
- b) Identificar los temas que requieran atención inmediata, y la emisión de políticas específicas para la solución de los problemas que impactan la gestión empresarial.
- c) Aprobar el Plan Estratégico y asegurar su cumplimiento, por medio de la vinculación con los planes anuales operativos y la asignación de los recursos presupuestarios necesarios, con el objeto de fortalecer la gestión y permanencia de la empresa.
- d) Aprobar y supervisar la aplicación de un marco sólido de Gobierno Corporativo, para facilitar el control de las operaciones, la gestión de los riesgos y el proceso de toma de decisiones.
- e) Aprobar y supervisar el cumplimiento de la Declaración de Apetito de Riesgo y la estrategia de implementación de procesos de gestión de riesgos, las políticas de cumplimiento y el sistema de control interno.
- f) Promover una cultura de gestión de riesgos, aprobar los planes de continuidad del negocio y atender los incidentes que le sean escalados.
- g) Aprobar el cartel a publicar, así como la adjudicación de los concursos internacionales para importaciones anuales de productos, que sean sometidos a su conocimiento por parte del Comité de Contratación de Combustibles (CCC).
- h) Aprobar los planes anuales operativos, presupuestos y modificaciones presupuestarias de la empresa.
- i) Conocer los informes periódicos de ejecución y la liquidación presupuestaria del ejercicio económico y tomar las acciones que juzgue convenientes.
- j) Dotar a la administración de los recursos para disponer y mantener un sistema de información gerencial íntegro y confiable, que permita tomar decisiones oportunas y adecuadas y confirmar que la información financiera que se hace pública sea clara y objetiva.
- k) Aprobar la modificación total o parcial de la estructura orgánica de la Empresa y autorizar su envío a los entes externos para su correspondiente aprobación.
- l) Recibir los informes de Auditoría Interna y Auditorías Externas, Comité de Auditoría, y Comités de apoyo, para ordenar las acciones correctivas que se consideren pertinentes.

- m) Nombrar a los miembros del Comité de Auditoría, así como de otros comités permanentes u ocasionales, cuando corresponda.
- n) Aprobar el reglamento para el funcionamiento de los comités de carácter permanente que se conformen.
- o) Elaborar y comunicar al Consejo de Gobierno, como asamblea de accionistas de la empresa, el informe anual de cumplimiento de gobierno corporativo.
- p) Autorizar los reglamentos internos y sus modificaciones.
- q) Conocer y resolver los recursos que le corresponde, con facultades de agotar la vía administrativa en los casos en que proceda de acuerdo con el ordenamiento jurídico.
- r) Aprobar o improbar los viajes fuera del país de los funcionarios que corresponda, según lo dispone el Reglamento de Gastos de Viaje y Transporte para Funcionarios Públicos.
- s) Asegurar que la empresa cuente con un equipo gerencial que cumpla con las condiciones y competencias requeridas para el puesto y que su remuneración sea acorde con la naturaleza de sus funciones y responsabilidades.
- t) Aprobar o improbar los diferentes asuntos que constituyen el orden del día de la sesión sometida a su consideración.
- u) Ejercer las demás funciones que le correspondan conforme al ordenamiento jurídico.

Son deberes de los miembros de la Junta Directiva:

- a) Asistir a las sesiones ordinarias y extraordinarias con voz y voto.
- b) Votar cada uno de los asuntos sometidos a su conocimiento; podrán salvar su voto con motivación justificada, haciéndolo constar así en el acta. En ningún caso podrán abstenerse de votar salvo por impedimento legal, según lo dispuesto por los artículos 229, 230.1, 231 y 341 de la Ley General de la Administración Pública; artículo 53 inciso 10) del Código Procesal Civil; artículo 11 de la Constitución Política y artículo 8 del Código Procesal Contencioso Administrativo.
- c) Tomar decisiones y votar los asuntos sometidos a su conocimiento tomando en consideración los intereses empresariales, el interés público y los intereses y las políticas de la asamblea general de accionistas de la empresa, representada por el Consejo de Gobierno.
- d) Comunicar al Presidente o a quien presida la sesión, cualquier situación de la que se pueda derivar un conflicto de interés y abstenerse de participar en la discusión y deliberación correspondiente.
- e) Pedir y obtener del Presidente la palabra en los debates las veces que lo consideren necesario.
- f) Solicitar autorización del Presidente para ausentarse de la sesión.
- g) Presentar declaración jurada de bienes y garantizar, mediante póliza de fidelidad, el desempeño de sus funciones según la forma y monto que determine la Contraloría General de la República.

h) No promover, proponer ni concertar obligaciones a cargo de RECOPE que sean ajenas al estricto cumplimiento y observancia de las atribuciones, obligaciones, facultades y potestades que le son conferidas por el ordenamiento jurídico.

i) Utilizar los activos o servicios de la empresa sólo para el cumplimiento de los objetivos establecidos por los estatutos de RECOPE, la ley y los reglamentos.

No podrán utilizarse los mismos para fines personales.

j) Ejercer las facultades y atribuciones de la Empresa, estipuladas en las leyes, estatutos, reglamentos y demás disposiciones que forman el marco jurídico que tutela la actividad de RECOPE.

k) Acatar las disposiciones y políticas de la asamblea general de accionistas de la empresa, representada por el Consejo de Gobierno.

l) Abstenerse de participar en actividades político-electorales, salvo con la emisión de su voto y en las que sean obligatorias por ley.

m) Realizar la autoevaluación anual de la gestión de la Junta Directiva, tanto individual como colectiva, y de los comités en que participe, de manera objetiva y crítica, y plantear las acciones que estime necesarias para mejorar el desempeño del órgano colegiado y los comités.

n) Presentar el Informe Final de Gestión, conforme lo establece el artículo 12 inciso e) de la Ley General de Control Interno N° 8292, ante la Asamblea General de Accionistas de RECOPE.

6.1.3. Comité de Auditoría

El Comité de Auditoría de la Refinadora Costarricense de Petróleo S.A., fue creado el 18 de diciembre del 2013 mediante acuerdo tomado por la Junta Directiva de RECOPE en la Sesión Ordinaria #4764-317. Desde su inicio cuenta con un Reglamento que regula su organización, atribuciones y responsabilidades, el cual fue modificado en el mes de noviembre 2018, ajustándolo a las modificaciones del Reglamento de Gobierno Corporativo, según el SUGEF 16-16.

De acuerdo con lo regulado en el Artículo No.3 - Constitución del Comité de Auditoría del citado Reglamento, el Comité deberá estar integrado por tres personas, de las cuales dos de ellas tendrán que estar nombradas en la Junta Directiva y una podrá ser externa a la Empresa. Se establece que deben tener conocimiento o experiencia en temas relacionados con sus funciones y al menos una de ellas deberá tener experiencia en temas financieros y contables. El nombramiento del miembro externo se realiza a través de un proceso de contratación administrativa, haciendo partícipe del proceso a la Junta Directiva, mediante el cual se busca contar con un (a) persona profesional en contaduría pública.

De acuerdo con lo señalado en el Capítulo III – Funcionamiento del Comité de Auditoría, Artículo No.9 – Sesiones del Comité de Auditoría, se establece la obligatoriedad de realizar al menos una sesión al mes; siendo en la práctica que el Comité realiza de dos o tres sesiones mensuales, dependiendo de los temas que se presenten.

El Comité de Auditoría además de rendir el informe semestral de sus actividades a la Junta Directiva, según se establece en el Artículo No.8 de su Reglamento, mantiene informado al Órgano Colegiado en forma periódica de los temas de mayor relevancia que atiende en sus diferentes sesiones.

Mediante el siguiente link <https://www.recope.go.cr/quienes-somos/gobierno-corporativo/>, de la página web de RECOPE, se podrá observar la conformación que ha tenido el Comité desde su inicio y el Reglamento vigente.

6.1.4. Prácticas de selección del Consejo Directivo

La selección es potestad del Consejo de Gobierno quien funge como Asamblea de Accionistas, por lo que son nombramientos políticos o discrecionales.

Adicionalmente, RECOPE no prevé la adquisición de beneficios por parte de los directores en el evento de terminación del periodo.

6.2. Consejo Consultivo

El cuerpo gerencial de RECOPE está compuesto de la siguiente forma:

Miembros del Consejo Consultivo	Cargo
Ing. Max Umaña Hidalgo	Gerente General
MBA. Edgar Gutiérrez Valitutti	Gerente de Administración y Finanzas
Ing. Nydia Redondo Varela	Gerente de Innovación
Ing. Roberto Guzmán Gutiérrez	Gerente de Servicios Técnicos
Lcda. Pilar Ramos de Anaya Alfaro	Gerente de Operaciones

Gerente General: Ing. Max Umaña Hidalgo

Nacionalidad	Costarricense
Año de Nacimiento	1969
Poderes que ostenta	Poder Generalísimo sin límite de suma
Fecha de nombramiento	3 de julio de 2018

Fecha de vencimiento del nombramiento	8 de mayo de 2022
Relación de parentesco con otro miembro del Consejo Directivo, Gerencia y personal de nivel ejecutivo	Ninguno
Currículum	<p>Ingeniera Civil (Universidad de Costa Rica, 1993), Programa de Gerencia de Proyectos (FUNDATEC – ITCR, 2005); Programa de Alta Dirección Business School, ADEN 2006; Major in Project Management (Stetson University), Specialization in Project Management (University of San Francisco), Diplomado en Dirección de Proyectos (ADEN)</p> <p>Profesor de curso de Estática y Resistencia de Materiales (1995-2001), carrera de Arquitectura de la Universidad del Diseño.</p> <p>141th, 142th, 143th, 144th, 145th y 146th American Society of Civil Engineers.</p> <p>Tesorero Junta Directiva Colegio Federado de Ingenieros y Arquitectos (CFIA) Nov 2009 – Nov. 2011</p> <p>Presidente Colegio de Ingenieros Civiles de Costa Rica (Nov. 2012 –Nov .2014)</p> <p>Grupo VIGO-CONGLOBAL, Director de Operaciones y Obra Civil (Dic. 2010 – presente)</p> <p>Laboró en ESCO Costa Rica (Dic. 1993- Abril 1994), Construcciones Internacionales CONIN S.A. (May. 1994-Nov. 1998), VAN der LAAT y Jiménez S.A. (Nov. 1998-Mar.1999), Constructora Istmo-Carrez (Mar. 1999-Sept. 1999), Grupo Inmobiliaria Génesis (Sept. 1999-Oct. 2007), Zona Franca Coyoil (Nov. 2007-Dic. 2010)</p> <p>Candidato a Segunda Vicepresidencia de la República 2018, Partido Unidad Social Cristiana.</p>
Miembro de otras Juntas Directivas	<p>Asociación Metro de San José, Vicepresidente (Enero 2018-presente)</p> <p>American Society of Civil Engineers (ASCE) Costa Rica Section, Presidente (nov. 2017 al presente)</p>

Gerente de Administración y Finanzas: MBA. Edgar Gutiérrez Valitutti

Nacionalidad	Costarricense
Año de Nacimiento	1966
Poderes que ostenta	Poder Generalísimo sin límite de suma
Fecha de nombramiento	13 Agosto 2012
Fecha de vencimiento del nombramiento	Indefinido
Relación de parentesco con otro miembro del Consejo Directivo, Gerencia y personal de nivel ejecutivo	Ninguna
Curriculum	<p>Se ha desempeñado en diversos cargos en el ámbito bancario y bursátil. Ejecutivo de Cuenta Senior del Banco de Costa Rica (1990-1995); Ejecutivo de cuenta y Asistente Gerente General en Banco Hipotecario de la Vivienda (1995-1997); Corredor de Bolsa de BN Valores S.A. (1998-2000); Gerente General de Popular Valores Puesto de Bolsa S.A. (2000-2006); Gerente General de Lafise Puesto de Bolsa (2007-2010)</p> <p>MBA con énfasis en Banca y Finanzas, Universidad de Costa Rica (1996)</p> <p>Licenciado y Bachiller en Economía de la Universidad de Costa Rica (1994).</p> <p>Credencial de Agente Corredor de Bolsa, Bolsa Nacional de Valores (1988)</p>
Miembro de otras Juntas Directivas	No es miembro de otras Juntas Directivas

Gerente de Servicios Técnicos: Ing. Roberto Guzmán Gutiérrez

Nacionalidad	Costarricense
Año de Nacimiento	1981
Poderes que ostenta	Poder Apoderado general sin límite de suma
Fecha de nombramiento	3 de marzo de 2020
Fecha de vencimiento del	Indefinido

nombramiento	
Relación de parentesco con otro miembro del Consejo Directivo, Gerencia y personal de nivel ejecutivo	Ninguna
Currículum	<p>Bachiller y Licenciado en Ingeniería Industrial, Costa Rica. Universidad Latinoamericana de Ciencia y Tecnología (2003)</p> <p>Máster en Administración de Negocios con especialidad en Finanzas, Instituto Tecnológico de Costa Rica. Cartago, Costa Rica (2007)</p> <p>Máster en Administración de Negocios con especialidad en Mercadeo del Instituto Tecnológico de Costa Rica. Cartago, Costa Rica (2009)</p> <p>Diplomado en Cooperación Internacional. Ministerio del Comercio. Beijing, China. (2016)</p> <p>Diplomado en Cambio Climático y Energía. Universidad para la PAZ, ONU. (2015)</p> <p>Diplomado en Gestión del Agua Urbana. Canal de Isabel II, España (2014).</p> <p>Posgrado en Cambio Climático del CATIE. Turrialba, Cartago (2014)</p> <p>Posgrado Internacional en Responsabilidad Social Empresarial. Universidad de Buenos Aires, Argentina (2011)</p> <p>Posgrado en Sostenibilidad en el INCAE. Alajuela, Costa Rica (2008)</p> <p>Auditor Líder ISO 9001 e ISO 14001, San José (2005)</p> <p>Gerente de Operaciones, Refinadora Costarricense de Petróleo, RECOPE. (2019-marzo 2020)</p> <p>Director Ejecutivo de Cooperación Internacional, Instituto Tecnológico de Costa Rica. (2016 – 2019)</p> <p>Asesor Técnico del Ministro, Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE) (2011-2015)</p> <p>Ingeniero Industrial, Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). (2005-2016)</p>

	<p>Consultor</p> <p>Ingeniero Industrial, Grupo Trisan. (2000-2003)</p> <p>Docente Universitario TEC, UCR y ULACIT. (2008 a la fecha)</p>
Miembro de otras Juntas Directivas	Ninguna

Gerente de Operaciones: Lcda. Pilar María Pía de Jesús Ramos de Anaya Alfaro

Nacionalidad	Costarricense
Año de Nacimiento	1960
Poderes que ostenta	Apoderado General sin límite de suma
Fecha de nombramiento	3 de marzo de 2020
Fecha de vencimiento del nombramiento	Indefinido
Relación de parentesco con otro miembro del Consejo Directivo, Gerencia y personal de nivel ejecutivo	Ninguno
Curriculum	<p>Licenciada en Estadística de la Universidad de Costa Rica</p> <p>Auditora Líder certificada ISO 9000.</p> <p>Experiencia de 34 años en RECOPE, en la Gerencia de Distribución y Ventas, Directora de Aseguramiento de la Calidad, y como Asistente en la Gerencia General.</p>
Miembro de otras Juntas Directivas	Tesorera de Asociación de Desarrollo Integral de Barrio Los Robles, Moravia.

Gerente de Innovación: Ing. Nydia Raquel Redondo Varela

Nacionalidad	Costarricense
Año de Nacimiento	1971
Poderes que ostenta	Apoderado General sin límite de suma
Fecha de nombramiento	3 de marzo de 2020

Fecha de vencimiento del nombramiento	31 de diciembre de 2022
Relación de parentesco con otro miembro del Consejo Directivo, Gerencia y personal de nivel ejecutivo	Ninguno
Currículum	<p>Licenciatura en Ingeniería Industrial por la Universidad de Costa Rica</p> <p>Maestría en Gerencia de Administración de Empresas de la Universidad Interamericana</p> <p>Especialidad en Gerencia de Proyectos de la Universidad Nacional</p> <p>Jefe de Departamento de Gestión de Procesos de RECOPE (2009-2020)</p>
Miembro de otras Juntas Directivas	Ninguna

Personal

A continuación se muestra un comparativo de la cantidad de empleados de RECOPE, las cuales se distribuyen de la siguiente manera:

Cuadro N°29
RECOPE: Número de plazas remuneradas al cierre de cada año,
2014-2018

Funcionarios	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Superior	8	8	8	8	8	8
Profesionales	408	408	408	408	408	431
Ejecutivas	66	66	66	66	66	56
Técnicas	716	716	756	756	756	840
Administrativas	229	229	229	229	229	129
Servicios	315	315	332	332	332	337
TOTAL	1.742	1.742	1.799	1.799	1.799	1.801

Fuente: **RECOPE**

Históricamente, el promedio anual de número de empleados de RECOPE ha sido:

Cuadro N°30
Promedio anual de número de empleados en RECOPE 2011-2018

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Promedio de empleados al año	1.751	1.768	1.853	1.826	1.781	1.772	1.732	1.723

Fuente: RECOPE

6.3. Organizaciones de trabajadores

RECOPE cuenta con varias organizaciones de trabajadores, donde incluso, funcionarios pertenecen a varias simultáneamente.

Organizaciones gremiales

SITRAPEQUIA (1.038 miembros, a diciembre 2018) - Sindicato de Trabajadores (as) Petroleros Químicos y Afines. Organización creada el 9 de marzo de 1969. Este es el mayor sindicato de la empresa y está relacionado con la Confederación Rerum Novarum y está compuesto por los siguientes órganos:

- a. La Asamblea, que reúne a todos los afiliados al menos una vez al año.
- b. La Junta Directiva, conformado por 11 secretarios propietarios y dos suplentes y que se reúnen dos meses por mes.
- c. Consejo Consultivo, formada por delegados de los centros de trabajo y la Junta Directiva y que sesiona cada dos meses.
- d. Fiscalía: que participa con voz pero sin voto en la Junta Directiva y Consejo Consultivo.
- e. Tribunal de Ética y Disciplina, que lo integran cinco miembros propietarios.
- f. Tribunal Electoral: Igual que al anterior pero que solo funciona en período electoral.
- g. Comisiones, que están conformadas por representantes patronales y del sindicato.

Aprotec (19 miembros), Asociación sindical de profesionales y técnicos, cuyos objetivos son los siguientes:

- a. Promover la capacitación técnica y profesional en forma periódica de sus afiliados, para el más eficiente desempeño de sus funciones.
- b. Fomentar toda clase de actividades técnicas, culturales, deportivas y de acercamiento social.
- c. Procurar la conciliación en los conflictos laborales, siempre y cuando no se lesionen los derechos de los trabajadores ni se abuse de la ley.
- d. Procurar el mejoramiento económico, profesional y la estabilidad laboral de sus afiliados.
- e. Fomentar la conciencia de grupo entre sus afiliados y el apoyo a aquellas gestiones de interés común.

Organizaciones solidaristas

Fondo de Ahorro; Préstamo; Vivienda, Recreación y Garantía de los Trabajadores de RECOPE – FONAPRE (La totalidad de empleados son miembros)

El Fondo “es una entidad sin fines de lucro, dedicada a la administración de los recursos de los beneficiarios, para destinarlos a créditos de vivienda, personales y la recreación, que promuevan el bienestar de los beneficiarios y sus familias.” En el fondo participan todos los empleados de RECOPE. Se rige por la Ley No. 8847 de 28 de julio de 2010, quien determinó su personería jurídica distinta de la de RECOPE, su organización y otros aspectos.

Organizaciones de bienestar social

Asociación de Técnicos de RECOPE en Limón (ATEREL) (47 miembros)

Fundada en el año 1987 con el fin de procurar el mejoramiento social, cultural, económico, profesional de sus afiliados; procurar la estabilidad laboral, promover una continua educación técnica y profesional y luchar por salarios justos. Además para promover la formación y estabilidad de grupo consolidado, fomentando la armonía, los vínculos de unión y cooperación, coadyuvar a que RECOPE se rija conforme a los criterios técnicos y éticos que demanda la productividad del país y plantear, realizar y difundir todo tipo de programas de interés para sus afiliados y sus familias.

6.4. Participación social de directores, personal gerencial y empleados

RECOPE es una entidad autónoma propiedad del Estado costarricense. En su composición patrimonial, se muestra capital aportado en vez de acciones comunes. Por esta razón ningún director, gerente o empleado mantiene una participación en la composición social de RECOPE.

7. Participaciones significativas y transacciones con partes relacionadas

7.1. Transacciones con partes relacionadas

RECOPE y la firma *China National Petroleum Corporation International Ltd.* tienen un “joint venture” en la empresa SORESCO que sería la responsable del proceso constructivo de la modernización de la planta de refinación.

No obstante, la Junta Directiva, en la Sesión Ordinaria #4933-139 de 18 de abril de 2016 y en la Sesión Ordinaria #4934-140 de 20 de abril de 2016, celebradas el 18 y 20 de abril de 2016, recomendó autorizar a la Presidenta de la empresa, para realizar las acciones para dar por terminado el Acuerdo de Empresa Conjunta y disolver y liquidar SORESCO. El Consejo de Gobierno, según consta en la certificación No. 155-16 avaló la solicitud de la Junta Directiva de RECOPE, el acuerdo de dicho Consejo actuando como asamblea de accionistas fue conocido por la Junta Directiva de RECOPE en la Sesión Ordinaria N°4938-144 de 16 de mayo de 2016.

Según comunicado de Hecho Relevante, nota GG-1196-2019 de 1 de noviembre, se informó del resultado del laudo arbitral de la Cámara Internacional de Comercio (ICC, por sus siglas en inglés), donde se resuelve la disolución de SORESCO S.A.

7.2. Participaciones significativas

RECOPE es una entidad autónoma que pertenece 100% al Estado costarricense.

7.3. Participaciones de asesores y consejeros

Ninguno de los directores o gerentes de RECOPE han prestado servicios a título personal, ni son accionistas ni socios de alguna persona jurídica, que le haya prestado servicios a RECOPE para la inscripción de los títulos valores. RECOPE no tiene socios ni accionistas comunes adicionales al Estado en su estructura patrimonial.

De conformidad con el artículo 11 de la Constitución Política, los artículos 11 y 113 de la Ley General de la Administración Pública, N° 6227, el artículo 13 inciso a) de la Ley de Control Interno N° 8292, expresamente en los artículos 3 y 48 de la Ley contra la Corrupción y el Enriquecimiento Ilícito en la Función Pública N° 8422 y las Directrices Generales sobre Principios y Enunciados Éticos a observar por parte de los jerarcas, titulares subordinados, funcionarios de la Contraloría General de la República, auditorías internas y servidores públicos en general” N° D-2-2004-CO emitidas por la Contraloría General de la República, no está permitido a los funcionarios públicos votar propuestas, arreglos o contratos en los que tenga interés o impliquen una compensación para sí mismo, incluso la legislación o administración en provecho propio está tipificada como delito en el artículo 48 de la Ley N° 8422.

8. Información financiera

8.1 Periodicidad de la información a los inversionistas

Señor inversionista, la siguiente información sobre RECOPE y su situación financiera estará a su disposición en la empresa emisora y en la Superintendencia General de Valores:

- a. Hechos relevantes en el momento en que RECOPE tenga conocimiento de los mismos y los hará del conocimiento público.
- b. Prospecto actualizado con la última información a disposición de la empresa.
- c. Estados Financieros auditados anuales.
- d. Flujo de Caja anual proyectado y flujos de caja reales trimestrales.
- e. Estado de Captación mensual con la información sobre las captaciones mediante emisiones.
- f. Estados Financieros no auditados trimestralmente.

Cualquier consulta sobre la misma, se puede remitir a las oficinas del emisor o de la Superintendencia.