

RECOPE

RECOPE
Seguridad energética

PROSPECTO DE INVERSIÓN

Marzo, 2019

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, 2019
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	3
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	13
1.1.3. Garantías.....	14
1.1.4. Prelación de Pagos.....	14
1.1.5. Calificación de riesgo.....	14
1.1.6. Cláusula de redención anticipada	15
1.1.7. Razones de la oferta y uso de los recursos provenientes de la captación	16
1.1.8. Costos de la emisión y su colocación	18
1.1.9. Forma o mecanismo de representación	18
1.1.10. Agente de Pago.....	19
1.1.11. Tratamiento tributario.....	19
1.1.12. Emisiones inscritas en mercados internacionales	19
1.2. Identificación de los directores, gerentes y asesores involucrados con el proceso de oferta pública.....	19
2. Información esencial	21
2.1. Factores de riesgo que afectan a la emisión y a la empresa	21
2.1.1. Riesgos de la oferta	21
2.1.2. Riesgos propios de la Refinadora Costarricense de Petróleo S.A.....	23
2.1.3. Riesgos de la industria.....	28
2.1.4. Riesgos del entorno	30
2.1.5. Administración de riesgos	32
2.2. Estados Financieros Auditados de RECOPE	33
2.3. Análisis de indicadores financieros	33
2.3.1. Índices de liquidez	34
2.3.3. Índices de actividad	38
2.4. Endeudamiento.....	43

2.4.1. Pasivo total a patrimonio neto (veces)	43
2.4.2. Captaciones a pasivo total (porcentajes)	44
2.4.3. Proceso de adquisición de deudas para RECOPE	45
2.4.4 Pasivo total más pasivo contingente a patrimonio total (veces)	45
2.4.5. Antigüedad de saldos	46
2.5 Capitalización	46
2.6. Exposición cambiaria	47
3. Información sobre la empresa	49
3.1. Historia y desarrollo de RECOPE	49
3.1.1. Razón Social	49
3.1.2. Nombre comercial.....	49
3.1.3. Jurisdicción bajo la cual está constituida	49
3.1.4. Fecha de constitución y cita de inscripción del Registro Público	49
3.1.5. Número de cédula jurídica	49
3.1.6. Composición del capital	49
3.1.7. Domicilio legal	49
3.1.8. Fecha de cierre fiscal y económico	49
3.1.9. Auditoría externa	50
3.1.10. Asesoría legal	50
3.1.11. Moneda de la información financiera	50
3.1.12. Números de teléfono.....	50
3.1.13. Apartado postal.....	50
3.1.14. Sitio web	50
3.1.15. Correo electrónico	50
3.1.16. Fax	50
3.1.17. Asistencia Técnica	50
3.1.18. Acontecimientos más relevantes	51
3.1.19. Actividades principales:	56
3.1.20. Mercado que abastece	58
3.1.21. Productos ofrecidos	59
3.1.22. Canales de distribución.....	64

3.1.23. Litigios	68
3.1.24. Determinación de los precios	74
4. Visión general de la empresa	82
4.1. Misión de la empresa:	82
4.2. Visión de la empresa:	82
4.3. Objetivos estratégicos	82
4.4. Organigrama	82
4.5. Propiedades, planta y equipo	83
5. Resultados de operación y financieros e información prospectiva (Opinión de la Gerencia)	86
6. Directores, personal gerencial, y empleados de RECOPE.....	113
6.1. Directores de RECOPE.....	113
6.1.1. Miembros de la Junta Directiva.....	113
6.1.2. Funciones de los miembros de la Junta Directiva	121
6.1.3. Comité de Auditoría	124
6.1.4. Prácticas de selección del Consejo Directivo	125
6.2. Consejo Consultivo	125
6.3. Organizaciones de trabajadores	129
6.4. Participación social de directores, personal gerencial y empleados	131
7. Participaciones significativas y transacciones con partes relacionadas	132
7.1. Transacciones con partes relacionadas	132
7.2. Participaciones significativas.....	132
7.3. Participaciones de asesores y consejeros	132
8. Información financiera.....	133
8.1 Periodicidad de la información a los inversionistas	133



**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 colones 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
Periodicidad1	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: <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 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	15años
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. Actualmente 8%. Resolución DGT-951-2012.

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	Los recursos de esta emisión serán utilizados en la inversión en: <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	11,00% (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 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	₡12.100.000.000 (doce mil cien millones de colones) Según Comunicado de Hecho Relevante, nota GAF-0890-2018, el monto restante por ₡6.443 millones 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	9,946%
Tasa de interés neta	9,150% (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 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 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.

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 19 de octubre de 2018 por su Consejo de Calificación, con base en la información financiera no auditada al 30 de junio de 2018 (nota FITCHCR-110-2018).

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 FITCH Ratings, quien le otorgó una calificación de riesgo de AAA(slv) en la sesión ordinaria celebrada el día 19 de octubre de 2018 por su Consejo de Calificación con base la información financiera no auditada al 30 de junio de 2018 (nota FITCHCA-SV-235-18) y la otra por Pacific Credit Rating, quien le otorgó una calificación de riesgo de AAA en sesión ordinaria de Comité No. 19/2018 de 9 de noviembre de 2018, con base en la información financiera al 30 de junio de 2018 (nota PCR-CR-HR-020-1018). 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 FITCH Ratings '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:

- DM -354-2011 MINAET
- DM-609-11 MIDEPLAN
- BCCR-sesión 5531 artículo 4
- DM-034-12 aval definitivo
- 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:

- 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.
- 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.
- Que como consecuencia del principio de prioridad antes mencionado, las entidades adheridas deben practicar las operaciones correspondientes según el orden de presentación.
- 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.

- Que la transmisión es oponible a terceros desde el momento en que se haya practicado la inscripción en el registro contable.
- 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 Ejecutiva	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 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.

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 2019-2020 aprobado el 25 de enero de 2019:

Cuadro N°1
Principales Variables Macroeconómicas

	Programa Macroeconómico			
	2017	2018	2019	2020
PIB (miles de millones de ₡)	33.015	34.691	37.441	39.755
Tasa de crecimiento real	3,4%	2,7%	3,2%	3,0%
Ingreso Nacional Disponible Bruto Real	2,0%	1,3%	3,6%	3,0%
Inflación (Variación interanual) Medido con IPC	2,6%	2,0%	3,0% (±1 p.p.)	
Balanza de pagos				
Cuenta corriente (% PIB)	-3,0%	-3,1%	-2,9%	-2,8%
Cuenta corriente (millones de \$)	-1.774	-1.888	-1.742	-1.750
Cuenta de capital y Financiera (millones de \$)	-1.273	-2.216	-2.696	-1.364
Sector Público	-132	-998	-1.413	-505
Sector Privado	-1.182	-1.249	-1.315	-894
Inversión Extranjera Directa	-2.856	-2.715	-2.628	-2.528
Saldo RIN (% PIB)	12,3%	12,5%	14,2%	12,9%
Sector Público Global Reducido (% PIB)				
Resultado Financiero	-5,3%	-4,9%	-5,5%	-5,2%
Gobierno Central ⁽¹⁾	-6,1%	-6,0%	-6,2%	-5,8%
Resto SPNF ⁽¹⁾	1,2%	1,5%	1,0%	1,0%
BCCR	-0,4%	-0,4%	-0,3%	-0,4%

	Programa Macroeconómico			
	2017	2018	2019	2020
Deuda Gobierno Central (% PIB)	48,7%	53,6%	57,7%	60,4%
Agregados monetarios y crediticios (variación %) ⁽²⁾				
Riqueza Financiera total	9,6%	7,5%	8,5%	7,4%
Crédito al sector privado	6,7%	3,5%	4,9%	5,5%
Moneda nacional	11,8%	6,2%	7,5%	8,3%
Moneda extranjera	0,3%	-0,6%	1,0%	1,0%

* Estimaciones 2018 y proyecciones 2019-2020

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.

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 2016 y 2017. 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 2018 en virtud de los siguientes aspectos:

1. *“Al 31 de diciembre de 2018 y 2017, la Compañía mantiene registrada una inversión en un negocio conjunto por ₡25.058.304 (miles) y ₡24.807.914 (miles), respectivamente. Desde el año 2016, la Junta Directiva de RECOPE aprobó iniciar las gestiones tendientes a dar por terminado el Acuerdo de Empresa Conjunta entre RECOPE y China National Petroleum Corporation International, Ltd. (CNPCI) sin que a la fecha se haya logrado un acuerdo de terminación y existe actualmente un proceso de arbitraje que está en fase preliminar. Al 31 de diciembre de 2018 y 2017, RECOPE no ha realizado un análisis de deterioro de dicha inversión que permita determinar si es necesario reconocer algún ajuste por deterioro al valor registrado en los estados financieros, tal y como es requerido por la Norma Internacional de Contabilidad No.36 “Deterioro de Activos”. Consecuentemente, desconocemos si se requiere el registro de algún ajuste por deterioro o realizar alguna revelación adicional en los estados financieros de RECOPE del 2018 y 2017.”*

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-16	dic-17	dic-18
Activo Circulante sobre Pasivo Circulante (a/b)	1,8	1,5	2,0
a) Activo Circulante(millones de ₡)	168.786	297.033	225.573
b) Pasivo Circulante(millones de ₡)	94.304	195.416	110.162

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 en efectivo 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. El acuerdo se firmó el 30 de noviembre de 2016 y fue ratificado para continuar durante 2018.

La razón pasó de 1,8 en 2016 a 1,5 en 2017 debido, principalmente, a un aumento de los inventarios, que incrementó las cuentas por pagar a Suplidores de petróleo y derivados en ₡85.547 millones y del impuesto único de los combustibles en ₡19.529 millones. El valor obtenido en 2017 es mayor a establecido en los *covenants* financieros (1,2 veces). En 2018, se reducen en mayor proporción las cuentas por pagar que los activos corrientes (un 46% versus un 24%). Al cierre de 2018, las cuentas por pagar sumaban ₡94.300 millones (un 85,6% del Pasivo Corriente).

Por otro lado, los financiamientos de corto plazo (líneas de crédito) al cierre de 2016, solamente quedaba pendiente un financiamiento con vencimiento al 28 de marzo de 2017 por ₡9.769,6 millones, el cual no fue renovado, cerrando el año 2017 con saldo cero. En 2018 si bien se utilizaron estos instrumentos, no quedo ningún saldo pendiente.

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 cual no ocurre en el caso de RECOPE, por la naturaleza de los inventarios y la operación comercial de la empresa; es decir, los inventarios son de fácil realización). El resultado obtenido representa el número de veces en el cual 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-16	dic-17	dic-18
Activo Circulante excluidos los inventarios sobre Pasivo Circulante (a/b)	0,6	0,6	0,7
a) Activo Circulante excluidos los inventarios (millones de ¢)	53.098	109.722	78.898
b) Pasivo Circulante (millones de ¢)	94.304	195.416	110.162

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.

Tanto en 2016 como en 2017, la razón se ubica en 0,6 veces aunque con una recuperación en Efectivo y equivalentes de efectivo, cerrando el periodo en ¢40.532,7 millones y ¢101.168 millones, en 2018 se reduce un 33% (hasta ¢68.035 millones). El Pasivo Circulante también se redujo en 2018 (había aumentado 76% entre 2016 y 2017), principalmente, por un cambio en la política de crédito de los proveedores que pasaron de 45 a 30 días. Una cuenta que forma parte del Pasivo Circulante se mantiene en niveles similares a los de 2017 Gastos Acumulados (se redujo en ¢9 millones) y otras como la Porción Circulante de la deuda LP, se reduce en ¢1.016 millones (un 22%).

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-16	dic-17	dic-18
Utilidad Neta sobre Activo Total Promedio (a/b) * 100	-1,0%	3,2%	2,5%
a) Utilidad Neta (millones de ¢)	-8.673	29.762	23.623
b) Activo Total Promedio (millones de ¢)	881.893	928.605	961.835

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. Adicionalmente, el aumento en el precio internacional de los combustibles explica el incremento experimentado en 2017, debido al aumento de los inventarios y de la cuenta de efectivo y equivalentes.

Durante 2015 y 2016, RECOPE experimentó pérdidas netas debidas, principalmente, a registros contables para cumplir con la NIIF y decisiones relativas a la fijación de precios, según se indica a continuación:

- a. La Autoridad Reguladora en la fijación ordinaria de precios que realizó en 2015 (RIE-091-2015), desconoció de la fijación de precios un conjunto de gastos asociados a ciertos beneficios sindicales y laborales de la Convención Colectiva que estuvo vigente en ese momento. Los efectos de esa resolución se trasladaron al 2016 con la fijación ordinaria que se realizó con la resolución RIE-009-2016, debido a que utilizó la misma base de gastos y criterios de exclusión de la RIE-091-2015.

La decisión de ARESEP fue recurrida ante la Sala Constitucional y ésta dispuso en el Voto N°7998 de las 11:50 horas del 10 de junio de 2016, con lugar el recurso de amparo y ordenó la anulación de la resolución RIE-091-2015, en lo pertinente; no obstante, ARESEP no ha dispuesto la reintegración del monto deducido de agosto 2015 a febrero 2017 de aproximadamente ₡7.511 millones. Con la RIE-012-2017, ARESEP incorpora en la fijación ordinaria de precios de 2017, que entró a regir en marzo de ese año, los rubros que había desconocido.

- b. En 2016, se realizó un ajuste contable por ₡8.591 millones de activos en curso a utilidades retenidas, por pérdidas provenientes en obras en proceso que no se reconocieron en el análisis de activos durante el desarrollo proyecto de avalúo.
- c. En 2016 se ajustó la provisión para prestaciones legales por un monto de ₡1.010 millones, debido al estudio actuarial realizado en 2016. Sin embargo, el estudio actuarial contratado a la firma *Crowe Horwath* entregado el 18 de diciembre de 2017, recomienda establecer la obligación por cesantía en ₡23.458,7 millones.

Debe recordarse el Comité de Auditoría en 2014 ya había aprobado los resultados del primer estudio actuarial y en el artículo No.5 de la Sesión Ordinaria #007-2014, celebrada el 26 de noviembre de 2014, aprobó los resultados del estudio actuarial realizado y autorizó un primer registro por ₡4.231 millones en diciembre 2014 y el registro de ₡14.000 millones durante el año 2015, tema que afectó el gasto de operación de ese año, contribuyendo a su vez, a cerrar con utilidad neta negativa.

- d. Debido a los ajustes realizados, la reserva actual es por ₡23 459 millones versus ₡27.015 millones al cierre de 2016.

El resultado de 2017 no se vio afectado por ajustes contables como los comentados en 2015 y 2016, salvo por la reducción de la reserva de prestaciones legales por ₡3.557 millones, debido a la actualización de estudio actuarial que considera la rotación del personal que se pensionó durante los años anteriores. En 2018, la reserva se volvió a reducir en ₡2.486 millones (hasta ₡20.973 millones), a raíz de la salida de un número importante de funcionarios con muchos años en la empresa y la realización de un nuevo estudio actuarial con corte en la población laboral al 30 de junio de 2018 y proyección a diciembre de 2018.

El rendimiento sobre activos aumentó a 3,2% en 2017, se reduce a 2,5% en 2018, por la combinación de una reducción de la utilidad neta y un incremento en el Activo Total..

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. En 2015, el precio promedio de venta disminuyó 26,1%, al pasar de ₡555,64 por litro en 2014 a ₡410,45 por litro en 2015. En 2016 el precio de venta promedio se redujo a ₡361,33 (equivalente a 11%), impactando los ingresos totales en 5%, que se mitigó con un incremento de las ventas del 7,9%. El precio promedio de venta subió en 2017 a ₡419,97 (16,2%) que explica mayoritariamente dicho aumento en los ingresos, mientras que para 2018 dicho precio promedio subió a ₡481,12 por litro (14,6%).

Cuadro N°5

	dic-16	dic-17	dic-18
Utilidad Neta sobre Ingresos Totales (a/b) * 100	-0,7%	2,1%	1,5%
a) Utilidad Neta (millones de ₡)	-8.673	29.762	23.623
b) Ingresos Totales (millones de ₡)	1.178.968	1.393.552	1.628.981

En 2017, con la recuperación de los precios internacionales y el incremento en el volumen de ventas de 1,7%, los ingresos totales aumentaron un 18% (en 2018, los ingresos continuaron creciendo un 17%).

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.

Cuadro N°6

	dic-16	dic-17	dic-18
Utilidad Neta sobre Patrimonio Promedio (a/b) * 100	-1,5%	5,0%	3,8%
a) Utilidad neta (millones de ₡)	-8.673	29.762	23.623
b) Patrimonio promedio (millones de ₡)	586.283	600.470	626.748

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

El índice de rentabilidad sobre el patrimonio estuvo en terreno negativo en el 2015 y 2016, debido a la caída en las utilidades netas por las razones explicadas anteriormente.

Sin embargo, en términos generales los niveles patrimoniales aumentan como resultado del Avalúo Técnico realizado por PwC y aplicado en noviembre de 2015, el incremento patrimonial promedio en 2017 fue de ₡14.187 millones (2,4%) y ₡26.277 millones (4,4%) en 2018. En los últimos años, la posición patrimonial de RECOPE ha aumentado desde ₡350.034,9 millones en 2014, para un incremento de ₡250.435,1 millones en 2017 (71,5%), apuntalado por la utilidad neta de ₡29.762 millones, la mayor desde 2011, y más en línea con lo otorgado por la ARESEP como reservas de inversión (rédito para el desarrollo).

Durante 2018, se registraron ₡6.878 millones a la Caja Costarricense de Seguro Social (CCSS) según lo dispuesto por el artículo 78 de la Ley 7983 (Ley de Protección al Trabajador), que corresponden ₡2.558 millones al pago realizado con la utilidad fiscal determinada según el Impuesto sobre la Renta del período 2017 y ₡4.320 millones que corresponden a la utilidad contable del período 2018, cuyo pago se hará con la misma tarifa del 15% pero sobre la Utilidad Neta de los Estados Financieros Auditados, pues la Ley 9583 de 25 de septiembre de 2018 reforma el citado artículo.

A la Comisión Nacional de Emergencias (CNE) se transfirieron ₡1.375 millones según lo dispuesto en el artículo 46 de la Ley 8488 (Ley Nacional de Emergencias y Prevención de Riesgo). Entre ambos rubros que en 2017 no fueron aplicados, se restó un total de ₡8.253 millones a la utilidad y pasaron a engrosar el rubro de Otros Gastos. La rebaja en la utilidad neta de ₡6.139 millones respecto de 2017, es decir, sin dichos pagos habrían sido ₡2.114 millones más que en dicho año.

Otro aspecto que ha venido impactando el resultado integral es el diferencial cambiario que pasó de ₡2.534 millones en 2017 a ₡9.293 millones, un alza del 267% debido a la fuerte depreciación del colón entre agosto y noviembre de 2018.

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-16	dic-17	dic-18
Utilidad Neta más Gastos Financieros sobre Gastos Financieros(a+b)/b	-2,7	6,3	5,0
a) Utilidad neta (millones de ₡)	-8.673	29.762	23.623
b) Gastos Financieros (millones de ₡)	2.369	5.667	5.973

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

El gasto neto por intereses en 2016 fue de ₡1.508 millones, subiendo a ₡4.151 millones en 2017 y a ₡5.337 millones en 2018. Debe señalarse que dentro de la partida de gastos financieros, la capitalización de intereses como parte del costo de inversión de los proyectos que se encontraban en ejecución, se reducía sensiblemente el monto de gastos financieros; pero al reducirse la capitalización de intereses preoperativos al finalizar algunos proyectos de inversión, el gasto neto por intereses se incrementa.

Los intereses capitalizados en 2015 y 2016, de acuerdo con la NIC 23, fueron de ₡6.101 millones y ₡6.756 millones, respectivamente. En el año 2017, estas capitalizaciones se redujeron a ₡654,5 millones.

En el caso de RECOPE, el indicador del cuadro N°7 fue negativo tanto en 2015 como en 2016 al calcularse en -3,9 y -3,7 veces, respectivamente; lo cual se explica por los resultados del periodo. En 2017 vuelve a terreno positivo y superando con 3,5 veces el pago anual de intereses, en 2018 se registra una leve baja.

La deuda total de RECOPE aumentó en el 2015, debido a la colocación de títulos valores por ₡20.000 millones y en 2016, por una colocación de ₡5.667 millones. 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.

En términos generales, el costo del pasivo es bajo, debido a las condiciones muy favorables de tasa y plazo. Según el costo de la deuda que se estimó para obtener el rédito para desarrollo del Rendimiento sobre la Base Tarifaria (RSBT) del Estudio Ordinario 2017 (RIE-012-2017 publicado en el Alcance N 57 a La Gaceta No. 52 de 14 de marzo de 2017), es equivalente a 9,23% en colones, según la fijación de precios para 2018 (RIE-030-2018 publicada en el Alcance N 67 a La Gaceta N 58 de 4 de abril de 2018 se estimó en 10,33%.

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-16	dic-17	dic-18
Rotación de Inventarios (a/b)	9,6	9,0	9,6
a) Costo de Ventas (millones de ₡)	1.068.189	1.238.320	1.469.490
b) Promedio Mensual Inventario (millones de ₡)	111.696	137.601	153.571
Días Inventario	38	40	38

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

La rotación de inventarios y los días de inventarios se ubicaban en niveles similares en el período 2014 – 2016 (alrededor de 9,6 veces). En 2016, la política de inventarios coincidió con una baja en el precio de compra de las mercaderías vendidas, pero en 2017, se observa un alza del costo de ventas, pero acompañada de una mayor abasto de inventarios que eleva incluso el número de días de inventario en dos adicionales. En 2018, si bien el promedio mensual de inventarios sube en ₡15.970 millones (un 12%), al comparar el cierre contable a diciembre de cada año más bien se observa una reducción de ₡40.636 millones (22%), demostrando más robustez el cálculo mensual.

El nivel promedio mensual de inventarios total es distinto que el del cierre de cada año. En 2015 el promedio fue de ₡115.510,6 millones y al 31 de diciembre de ese año de ₡107.183,4 millones. En 2016 el promedio fue ₡111.696,4 millones y al cierre fue ₡115.687,9 millones. En tanto, para 2017, el promedio sube en ₡25.905 millones (un 23,2%) y el cierre de año sube a ₡187.311 millones, el mayor nivel histórico y un alza interanual equivalente a 61,9%. Como se mencionó anteriormente, en 2018 baja a ₡146.675 millones. Aunque a lo largo del año 2018 se observó un alza del 19% en el costo de ventas, al cierre de cada año, el costo en tanque es prácticamente el mismo.

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.

La reducción en el precio internacional del crudo y los derivados ocasionó una reducción en el valor unitario del inventario en el período 2014-2016 y por ende, en el costo de ventas. Al cierre de 2015, el valor unitario del inventario en tanque fue de ₡310,79 en 2015, en 2016 presentó un pequeño incremento ₡334,20 por litro, motivado por el aumento de precios que se experimentó como resultado del acuerdo de la OPEP y de otros países para recortar la producción en 1,8 millones de barriles por día.. En 2017, el valor unitario aumentó a ₡411,31 por litro y al cierre de 2018 se mantuvo prácticamente igual (₡411,42 por litro).

En resumen, el valor promedio mensual del inventario en tanque según los Estados Financieros Mensuales (Anexo 3A) fue de ₡110.029 millones en 2015, bajó un 5,2% en 2016 (hasta ₡104.333 millones), subió 25,3% en 2017 (₡130.754 millones) y en 2018 aumentó un 5,3% (₡137.663 millones).

En relación con el volumen promedio del inventario (misma fuente que el párrafo anterior), en 2015 se redujo 1,3%, al pasar de 269.260 metros cúbicos en 2014 a 265.800 metros cúbicos

en 2015. Para 2016 el inventario total promedió en 284.501 metros cúbicos (un alza de 7%), mientras en 2017 vuelve a subir hasta 317.469 m³ (11,6%), lo que refleja la política de abastecimiento de inventarios que permite una mayor seguridad en el suministro. Sin embargo, durante 2018 se observa una leve baja hasta 304.425 m³, marcada por los meses de febrero y diciembre.

El costo de ventas se redujo 28,3% en 2015, debido a la caída de los precios internacionales, y en 2016 de 5,3%, producto de una situación similar, sin embargo, una combinación de mayores ventas en volumen con crecimiento del precio por litro generó un alza de 15,9% en 2017. Al cierre del año 2018 se observó un alza de ₡231.170 millones (18,7%), mientras que el promedio mensual pasó de ₡103.193 millones en 2017 a ₡122.457 millones en 2018.

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-16	dic-17	dic-18
Rotación Activos Fijos (a/b)	1,7	2,1	2,5
a) Ingresos Totales (millones de ₡)	1.178.968	1.393.552	1.628.981
b) Promedio Activos Fijos Totales Netos (millones de ₡)	677.014	666.269	660.821

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.

Esta razón presentó una reducción (desmejora) en 2016, respecto de 2015. Para 2017, mejora dicha razón -lo cual coadyuva a la rentabilidad de la empresa- al combinarse un incremento de ventas con una baja de ₡264 millones en el valor neto de los activos fijos, ya que se procedió con limpiar alrededor de 4.037 líneas de activos que agotaron su vida útil y habían sido adquiridos antes de 2008 (al cierre de 2018 se observa una baja de ₡5.448 millones en el promedio de activos fijos). Para el año 2018 siguió mejorando la razón especialmente por el incremento de las ventas totales.

Los activos fijos netos promedio (calculados a partir de la suma de Propiedad, planta y equipo histórico neto más Propiedad, planta y equipo revaluado neto más Activos Fijos en curso) presentaron un incremento de ₡279.476 millones entre 2015 y 2016, debido a las

proyectos de inversión en ejecución, más los resultados del avalúo, que se registraron en noviembre de 2015.

El aumento de la depreciación generó una leve reducción de ₡10.745 millones entre 2016 y 2017. Es importante mencionar que se ha acelerado el proceso de capitalización de activos, ya que la cuenta de activos en curso representaba cerca de un tercio de los activos fijos netos en 2014 y 2015, pero se reduce a 21,4% en 2016, luego a 18,1% en 2017 y en 2018 baja un 5% (₡5.448 millones).

En 2015 se realizaron capitalizaciones por ₡2.222,4 millones así como en 2016 de ₡42.347,7 millones. En 2017 por la entrada en operación de varios proyectos de inversión financiados con la emisión de bonos, así como la clasificación de activos incorporados a proyectos en activos operativos, se presentó una capitalización total por ₡42.600,2 millones. Para el año 2018, la capitalización de obras (excluyendo traslados de activos incorporados fue de ₡17.705 millones).

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-16	dic-17	dic-18
Periodo Medio de Cobro (b/a) * 360	1,1	1,0	0,5
a) Ingresos Totales (millones de ₡)	1.178.968	1.393.552	1.628.981
b) Promedio mensual Cuentas por Cobrar	3.446	3.764	2.482

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. En 2015 se dio la reclasificación de cuentas que pasa la retención del 2% hecha a RECOPE de Gastos Anticipados a Cuentas por Cobrar, esto se ha venido practicando regularmente y tiene su origen en las ventas al gobierno, ICE y otras instituciones públicas.

Este indicador pasó de 0,5 días a 0,9 días entre 2014 y 2015 y de 1,1 días a 1 día, en el periodo 2016-2017, volviendo al nivel 0,5 días en 2018.

Para el cálculo del periodo medio de pago, se utiliza el saldo de las Cuentas por Cobrar, 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-16	dic-17	dic-18
Periodo Medio de Pago (b/a) * 360	21,3	29,1	27,7
a) Costo de Ventas (millones de ₡)	1.068.189	1.238.320	1.469.490
b) Promedio mensual Cuentas por Pagar (millones de ₡)	63.159	99.985	113.089

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

El periodo medio de pago se reduce de 19,7 días en 2014 a 17,2 días en 2015. Sin embargo, a partir de 2016 comienza a subir dicho ratio (21,3 días), que se explica por el aumento en el volumen de importaciones e inventarios, en 2017 ocurre algo similar pues dicho indicador sube en casi 8 días permitiendo un mayor nivel de Cuentas por Pagar, esto favorecido por pagos a proveedores de combustibles a mayor plazo. Sin embargo, en 2018 los plazos de crédito proveedor se reducen y se reduce levemente el período medio de pago en poco menos de dos días respecto de 2017..

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-16	dic-17	dic-18
Pasivo Total a Patrimonio Neto (a/b)	0,7	0,9	0,7
a) Pasivo Total (millones de ₡)	302.492	400.526	314.729
b) Patrimonio Neto (millones de ₡)	438.418	431.008	423.193

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:

$$\text{Razón de endeudamiento Ley 7558} = \frac{\text{¢}314.729.418.703}{\text{¢}423.193.417.455} = 0,74 \text{ veces}$$

$$\text{Patrimonio Neto} = \text{¢}633.276.507.743 - \text{¢}210.083.090.288 = \text{¢}423.193.417.455$$

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 disminución (mejora) de la razón.

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:

- 2012: Serie A1 por US\$50 millones, equivalente a ¢30.493 millones.
- 2013: Serie A2 por US\$ 50 millones, equivalente a ¢30.493 millones.
- 2014: Serie A4 por US\$40 millones, equivalente a ¢24.395 millones.
- 2015: Serie A5 por: ¢20.000 millones.
- 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-16	dic-17	dic-18
Captaciones/Pasivo Total (a/b)	34,5%	26,5%	35,5%
a) Monto captado (millones de ¢)	104.342	106.295	111.681
b) Pasivos Totales (millones de ¢)	302.492	400.526	314.729

La captación de RECOPE corresponde con los títulos de la serie A. En 2015 la razón fue de 33,8% y aumenta en 2016 a 34,5% debido a la colocación de parte de la Serie A6. En 2017 la razón se reduce a 26,5% por dos razones principales: 1) en 2017 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.

En 2018, la proporción del monto captado se incrementa hasta 35,5% sobre todo por la fuerte reducción de las cuentas por pagar y por ende, en el pasivo total.

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).

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	0,57	0,70	0,54
a) Pasivo Total (millones de ₡)	302.492	400.526	314.729
b) Pasivos contingentes (millones de ₡)	26.906	27.351	28.199
c) Patrimonio Total (millones de ₡)	579.669	609.431	633.277

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 2016 se presenta un crecimiento del pasivo total por ₡18.106 millones y en 2017, incremento neto de ₡98.034 millones, ambos impulsados por las cuentas por pagar a Suplidores de petróleo y combustibles de ₡5.713 millones y ₡85.548 millones, respectivamente. En 2018, por el contrario se da una reducción en las cuentas por pagar a proveedores de ₡62.732 millones que impacta en una baja de dicho pasivo 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.

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-16	Dic-17	Dic-18
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 a 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 el 99,8% de las ventas en 2016 y 2018, así como 99,96% en 2017.

El saldo de cuentas por cobrar comerciales al 31 de diciembre de 2017 fue de ₡210.075.716, en tanto, al cierre de 2018 fue de ₡208.597.598.

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-16	dic-17	dic-18
Capital Social	200.103	200.103	200.103
Reserva Legal (Código de Comercio)	872	2.604	3.797
Reserva para Inversiones	0	0	0

Datos en millones de colones	dic-16	dic-17	dic-18
Superávit por Avalúo Técnico	235.890	226.748	217.741
Superávit por Donación	1.553	1.553	1.553
Utilidades Acumuladas	141.251	178.423	210.083
PATRIMONIO TOTAL	579.669	609.431	633.277

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-16	Dic-17	Dic-18
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	2016	2017	2018
<u>Activos en dólares</u>	<u>24.629</u>	<u>61.550</u>	<u>74.091</u>
Efectivo	15.781	56.315	44.685
Inversiones en activos financieros (FAB)	0	0	23.594
Adelantos a contratistas	8.848	5.235	5.812

En miles de dólares	2016	2017	2018
<u>Pasivos en dólares</u>	<u>-257.164</u>	<u>-410.205</u>	<u>-286.149</u>
Cuentas por pagar	-72.429	-242.772	-125.887
Deuda	-184.735	-167.433	-160.262
Posición cambiaria neta	-232.535	-348.655	-212.058

La posición cambiaria neta 2015 fue de US\$229,1 millones, debido a la baja del precio internacional de los combustibles. En 2016 presentó una leve alza de US\$3,4 millones o 1,5%, sin embargo, en 2017 el incremento en las cuentas por pagar a proveedores generó una subida de US\$116,1 millones (50%), aunque en 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.

De igual forma, explica la reducción en la disminución en la utilización de líneas de crédito para la importación de combustibles, especialmente en 2017 y 2018.

Al analizar la exposición cambiaria neta, se observa que representa 21%, 22%, 33% y 20,4 del patrimonio de los años 2015, 2016, 2017 y 2018, 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 y 2018.

3.1.10. Asesoría legal

RECOPE cuenta con una Asesoría Jurídica, siendo directora lalicenciada 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

- 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.
- 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.
- 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

1. **1961:** el 16 de diciembre se constituye la Refinadora Costarricense de Petróleo como una sociedad anónima de capital privado.
2. **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.

En este año se inició la construcción de la Refinería en Moín, provincia de Limón. El proyecto se completó en 1967.

3. **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.
4. **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...”*.
5. **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.
6. **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.
7. **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.
8. **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.

En este año se inicia la construcción de un plantel de distribución en Barranca, en la provincia de Puntarenas, la cual concluyó en 1985.

9. **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.
10. **1990:** RECOPE cesa las labores de exploración petrolera, debido a que resultaba necesario el establecimiento del marco jurídico para continuar con dicha actividad.
11. **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.
12. **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.
13. 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.
14. **1995:** se introduce la gasolina Súper Eco, de alto octanaje, sin plomo y oxigenada.
15. **1996:** se logra la eliminación total del plomo en las dos gasolinas distribuidas en el país.
16. **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.
17. **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.
18. **2002:** mediante el Decreto NC 30690-MINAE, se reduce el contenido de azufre en el diesel.
19. **2003:** el primer paso en la disminución de azufre en el diesel 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.

20. **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).
21. **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.

22. **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 Metroológico 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

23. **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.

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.

24. **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

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.

(Sistemas, Aplicaciones y Productos), que le permitirá incrementar la eficiencia operacional a la empresa e incorporar mejores prácticas en los procesos de negocio.

25. **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.
26. **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.
27. **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).
28. **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.
29. **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.
30. **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:

- Los productos expendidos por RECOPE deben cumplir las normas de calidad que fije el Poder Ejecutivo mediante decreto.
- 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 (9,1% 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 (9,3%) y abril (8,9%).

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 2017-2018
(datos en miles)

País	Volumen Facturado			Costo CIF		
	Barriles 2017	Barriles 2018	Participación	USD en 2017	USD en 2018	Participación
Estados Unidos	21.276.276	20.070.989	98,1%	1.353.544.036	1.569.989.668	98,1%
Holanda	0	319.628	0,8%	0	25.325.578	0,9%
Panamá	85.353	67.391	0,4%	5.974.214	4.420.597	0,3%
Trinidad y Tobago	65.647	65.948	0,3%	2.797.600	3.040.081	0,2%
Venezuela	90.298	0	0,2%	4.902.557	0	0,2%
Brasil	47.266	0	0,1%	4.370.544	0	0,1%
Curaçao	33.474	0	0,1%	1.574.554	0	0,1%
Guatemala	9.820	6.052	0,0%	1.421.764	916.786	0,1%
Honduras	0	4.611	0,0%	0	290.016	0,0%
Puerto Rico	0	1.406	0,0%	0	234.273	0,0%
TOTAL	21.608.134	20.536.024	100,0	1.374.585.270	1.604.216.999	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 un muelle 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, se cuenta con todos los sistemas de protección y seguridad propios de este tipo de obras.

Refinación: Parte del abastecimiento de la demanda de combustibles se realizaba por medio de la producción generada en la planta de refinación (alrededor de un 20% de la demanda), ubicada en las instalaciones de RECOPE en Moín. La planta salió de operación en agosto de 2011, debido a la necesidad de revisar qué unidades requerirían de *revamp* y cuáles podrían continuar en operación, una vez ampliada y modernizada la refinería a 65.000 barriles día.

La refinería que operaba RECOPE era tipo “*hydroskimming*”, con capacidad de refinar hasta 25.000 barriles por día de crudo liviano. Adicionalmente se dispone de unidades para la producción de Jet Fuel, Nafta reformada y de Vacío (para asfaltos). También cuenta con los servicios auxiliares y “*offsites*”, como son las plantas de tratamiento de afluentes, sistemas contraincendios, calderas, subestaciones eléctricas, sistemas de antorcha, entre otros.

Asociado a la refinería, se encuentra el proceso de formulación para cumplir con las especificaciones de calidad de los productos, el cual se realiza a partir de las corrientes de producción de la planta y las importaciones de producto final.

En relación a la distribución y transporte de los productos, los mismos se detallan en la sección 3.1.22 del presente documento. RECOPE cuenta con planes para mejorar y ampliar sus activos productivos. Dichos proyectos se detallan en la sección 3.1.18 del presente documento.

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 3,9% de 2015 a 2018 promedio simple de las variaciones anuales. El crecimiento más significativo fue del sector comercio: 4%, que representa 80% del total y agrupa a las estaciones de servicio. Le sigue en importancia el sector transporte y almacenamiento: 5,3%, que agrupa 9,6% del total.

El sector construcción presentó un crecimiento de 9,8% en el mismo periodo, con una participación de 4,3%.

Cuadro N° 20
Ventas por actividad económica

Ventas por actividad económica del cliente, en barriles (bbl)	2016	2017	2018
Agricultura, caza, silvicultura y pesca	302.822	323.968	267.074
Industrias manufactureras	901.635	875.489	840.236
Electricidad, agua y gas	282.819	17.560	72.295
Construcción	690.455	894.528	917.395
Comercio	16.247.351	16.696.031	17.023.453
Transportes, almacenamiento y comunicaciones	1.936.698	1.913.685	2.052.074
Financiero, seguros y bienes inmuebles	95	24	0
Servicios comunales, sociales y personales	162.269	151.326	125.621
TOTAL	20.524.144	20.872.611	21.298.148

Fuente: RECOPE

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:

1. **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:

- a. **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:

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

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

- b. 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 2017 y 2018, las ventas de gasolinas representaron 38,3% de las ventas físicas - menor a 2016 (38,5%), sin embargo, cambió la participación de éstas. La gasolina súper pasó de 50,2% en 2016 a 51,4% en 2018 y la gasolina Plus 91 de 49,8% a 48,6%, respectivamente. Por el lado de los ingresos, las gasolinas aumentaron su participación de 51,7% en 2016, a 52,4% en 2018.

- 2. 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. Es más sencillo de refinar que la gasolina y suele tener menor costo, pero tiene mayores cantidades de componentes minerales y de azufre. Además, tiene un 18% más de energía por unidad de volumen que la gasolina, lo que, sumado a la mayor eficiencia de los motores diesel contribuye a que su rendimiento sea mayor.

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

- a. Diesel 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 diesel, desde su nivel inicial (1997) de 5.000 ppm hasta 500 ppm en marzo de 2009.

En 2018, 36,4% de las ventas físicas de combustibles correspondieron al diésel 50, porcentaje menor al de 2017 (37,1%), mientras que generaron más ingresos en 2018 (37,4% del total) que en 2017 (36,9%).

En septiembre de 2017 se empezó a vender el diésel bajo la norma INTE-41-01-03:2016 (equivalente a Euro IV), que introduce los siguientes cambios:

- i) Contenido máximo de poliaromáticos: 8% de masa (anteriormente sólo obligaba se reportaba).
- ii) Contenido máximo de aromáticos Reportar (anteriormente era 35% de volumen)
- iii) Número de Cetano 51 mínimo e Índice Cetano 45 mínimo. Antes sólo uno de los dos debía cumplirse.

b. Diésel térmico: este diésel se utilizaba únicamente en la generación térmica de electricidad; no obstante, desde que se agotaron las existencias (2013) producidas por la Planta de Refinación, se discontinuó su venta.

3. 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 D1 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, mayores que 2016 y 2017 (6,2%). Por su parte, el volumen vendido pasó de 7,4% a 8,0%, respectivamente.

4. 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 9,5% en 2018. Los ingresos por LPG representaron un 4,2% de las ventas, superior a 2017 (4,0%) y 2016 (3,2%).

- 5. 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 1,8% azufre, que se importa a pedido del ICE para el Complejo de Producción Garabito.

Las ventas del búnker 3%S representaron 1,3% de los ingresos totales en 2016 y 1,7% en 2018, mientras que el volumen pasó de 3,4% a 3,1%, 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 1,8%S se tiene que el volumen representó 1,3% de las ventas físicas y 0,6% de los ingresos en 2016, con una rebaja en la participación a 0,3% en volumen y 0,2% en ingresos en 2018. En 2017 no se registraron ventas de este producto.

- 6. 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 2018 el volumen por ventas de asfalto fue 3,3%, mientras que en 2016 fue 2,4% del total. Los ingresos por venta pasaron de 1,3% en 2016 a 1,6% en 2017 y a 2,0% en 2018. Actualmente, es uno de los productos con mayor dinamismo en ventas, con una tasa de crecimiento del 13,5% anual entre 2013 y 2018.

- 7. 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. Tradicionalmente se ha vendido la emulsión de rompimiento rápido (90% del total de emulsiones), pero desde setiembre de 2015 que se vende, la emulsión de rompimiento lento alcanza un 8,6% de participación dentro del total de las emulsiones en 2018.

El volumen de ventas totalizó 0,4% en 2017 y los ingresos totales fueron de 0,2%.

- 8. 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.

Entre 2016 y 2018, el volumen vendido de Av-gas fue de 0,04% del total, mientras que en los ingresos totales se mantienen en 0,1%. La tendencia de este producto es a ser sustituido por el Jet Fuel.

- 9. 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 0,3% en 2016 disminuyendo a 0,2% en 2017 y 2018. En cuanto a los ingresos totales, se ha venido manteniendo en el nivel de 0,2% pero a partir de 2016.

- 10. 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.

- 11. 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.

En 2016, las ventas de gasóleo representaron el 0,2% del volumen total, aumentando a 0,3% en 2017 y 2018, pero la participación dentro de los ingresos totales se mantiene en 0,2%.

- 12. 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 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 petróleo crudo y combustibles se reciben en Puerto Moín, desde donde son enviadas, a través de tuberías, al Plantel 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. Del Plantel Moín las gasolineras, el diesel y el jet fuel se envían por el poliducto hasta los planteles 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.

El Plantel 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. Este plantel es el centro de distribución de combustibles para la aviación: jet fuel y Av-gas. Le sigue en importancia el Plantel El Alto, con una participación de 25% para ambos años, equivalentes a 815 y 838 millones de litros, y un crecimiento de 2,8% con respecto a 2017.

En 2017 y 2018 el Plantel Moín se realizó el 23% de las ventas de la empresa – 774 y 777 millones de litros – y presentó un crecimiento de sólo 0,5% respecto a 2017 (entre 2016 y 2017 fue de 9%). Este plantel 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 2018, las ventas de gasolineras y diésel representan 30% (una rebaja de 2 p.p. respecto de 2017), el restante 68% corresponde a los productos antes mencionados.

El cuarto plantel en importancia es Barranca: 16% del total en 2017 y 2018 – 539 y 537 millones de litros – esa leve baja se dio incluso aunque en 2017 no se vendió búnker de bajo azufre.

Cuadro N°21
Ventas totales entre 2016 y 2018, por plantel (en miles de litros y en colones)

Plantel	Ventas en miles litros			Ventas en miles de colones		
	2016	2017	2018	2016	2017	2018
La Garita	958.125	952.927	965.069	404.197.245	460.170.609	531.007.631
El Alto	801.999	815.412	838.003	336.263.374	391.015.847	454.714.534
Moín	711.087	773.872	777.465	160.262.645	243.799.396	254.288.662
Barranca	552.090	537.096	539.189	207.110.365	214.454.703	276.518.178
Aeropuerto Juan Santamaría	175.540	179.552	203.397	51.018.144	61.796.372	82.276.570

Plantel	Ventas en miles litros			Ventas en miles de colones		
	2017	2018	2019	2017	2018	2019
Aeropuerto Daniel Oduber	61.644	56.852	60.448	18.706.214	20.702.294	25.444.668
Aeropuerto Tobías Bolaños	2.503	2.678	2.507	1.428.386	1.679.944	1.698.391
Aeropuerto de Limón	85	85	53	44.768	45.317	33.397

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 pasaron de 180 a 203 millones de litros entre 2017 y 2018 (6% del total). Es importante señalar que las ventas en el Aeropuerto Daniel Oduber crecieron 49% en 2016, pero en 2017 bajaron de 62 a 58 millones de litros, repuntando levemente en 2018 (60 millones de litros) y 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 del Plantel Moín al Plantel El Alto se tienen tres líneas de tubería, de las cuales dos tienen un diámetro de 6 pulgadas y una de 12 pulgadas.

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

**Gráfico N°1
Sistema Nacional de Combustibles**



Fuente: RECOPE

A continuación, una breve descripción de las líneas del poliducto:

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

	Nombre	Ubicación	Producto	Longitud (km)	Diámetro (pulg.)	Tasa de Bombeo (m³/h)
Primario	Línea 1	Moín - El Alto	Jet fuel/Diésel	120	6	110
	Línea 2	Moín - El Alto	Gasolinas/Av Gas	120	6	110
	Línea 3	El Alto - La Garita	Jet fuel/Diésel	48	6	110
	Línea 4	La Garita – Barranca	Gasolinas/ Diésel	64	6	124

	Nombre	Ubicación	Producto	Longitud (km)	Diámetro (pulg.)	Tasa de Bombeo (m ³ /h)
	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	11	4	75
	Línea 4A	Derivación al ICE Barranca – Puntarenas	Diésel	0.5	6	100

Fuente: RECOPE

Debido al gradiente que existe entre los planteles 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.

Del Plantel Moín los productos pueden ser enviados directamente al Plantel El Alto o al Plantel La Garita. El Plantel 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 diesel. 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.

El Plantel 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 este plantel se despacha el jet fuel para los aeropuertos Tobías Bolaños y Daniel Oduber. En La Garita se atienden 115 cisternas por día.

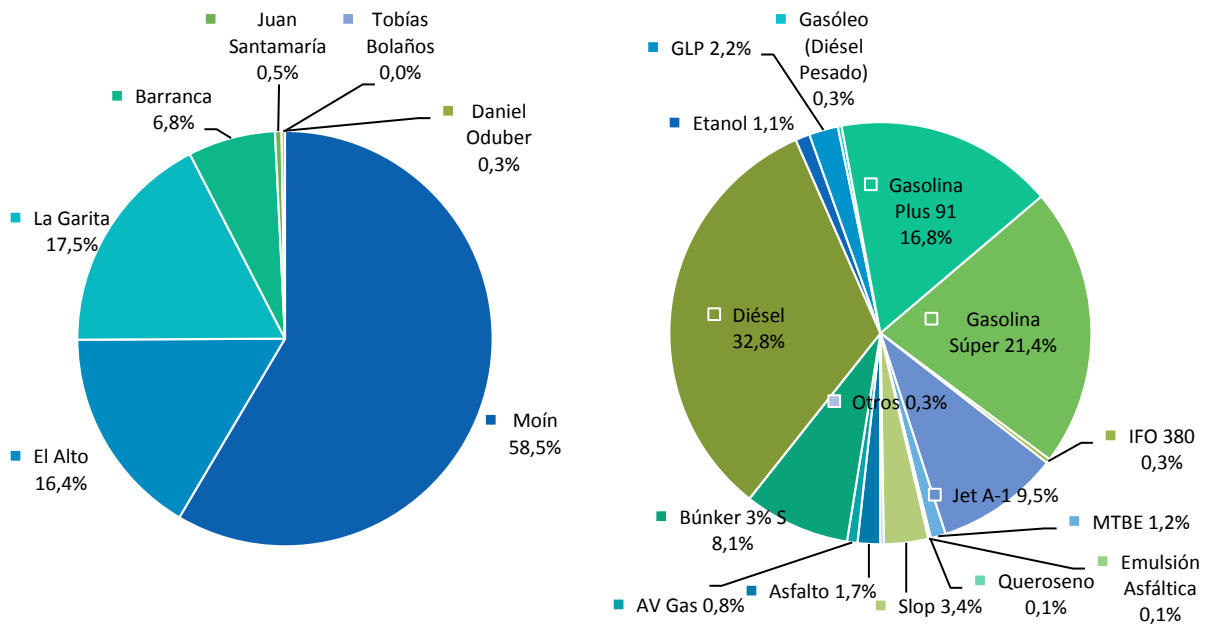
Las ventas en el Tobías Bolaños se iniciaron el 22 de noviembre de 2010 y en 2018 totalizaron apenas 0,07%. Las ventas en el Daniel Oduber representan 2% de las ventas totales en 2017 y 2018.

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

En el gráfico N°2 se muestra la distribución de la capacidad total de almacenamiento por plantel 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%.

Gráfico N°2
RECOPE: Capacidad de almacenamiento total según plantel y producto al cierre de 2017



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.

A continuación se presenta un cuadro que incluye únicamente con los juicios pendientes estimados con valores de ₡100 millones de colones o más (o su equivalente en dólares) por juicio al 31 de diciembre de 2018.

Cuadro N°23
Detalle de Juicios pendientes al 31 de diciembre de 2018

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 Norte S.A.	Anulación de acto de prevención desalojo de 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
04-000556-0163-CA Juzgado Contencioso Administrativo y Civil de Hacienda	RECOPE, JAPDEVA y MOPT	Compañía Agropecuario de Limón S.A.	Ordinario de Reinvidicación de la propiedad del muelle de Moín	US\$5.498.675	El día 21/04/2014, se notificó la sentencia N°: 611-2014, dictada por el Juzgado Contencioso Administrativo y Civil de Hacienda del Segundo Circuito Judicial de San José, a las diez horas y nueve minutos del 25 de marzo de 2014, en la cual, se rechaza en todos sus extremos la demanda. El día 3 de octubre de 2014 se notifica la sentencia número: 126-2014-II, de la Sección	Favorable

Expediente	Demandado	Demandante	Objeto	Estimación	Estado	Estimación posible de resultado
					Segunda del Tribunal Contencioso Administrativo, que confirma el rechazo de la demanda pero exime al actor perdidoso del pago de las costas del proceso.	
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 Tribunal Procesal Contencioso	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 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.	Favorable
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	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
11-7420-1027 Tribunal Primero Civil de San José (I Circuito)	RECOPE	Municipalidad de Goicoechea	Cobro de impuesto de patente municipal 1996 y 1997	€193.000.000	Juzgado Especializado de Cobro, iniciado 22 abril 2014. El 22 de abril de 2014 se contestó la demanda. Está para fallo.	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

Expediente	Demandado	Demandante	Objeto	Estimación	Estado	Estimación posible de resultado
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
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	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
13-1427-1027-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	RECOPE	Gas Nacional Zeta S.A.	Juicio Ordinario	₡828.210.770,05	Iniciado el 20 de noviembre de 2015	Indeterminado

Expediente	Demandado	Demandante	Objeto	Estimación	Estado	Estimación posible de resultado
Hacienda						
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 Hacienda	RECOPE	SARET S.A.	Juicio Ordinario	Inestimable	Iniciado el 28 de abril de 2016	Indeterminado
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
17-003051-1027-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

Expediente	Demandado	Demandante	Objeto	Estimación	Estado	Estimación posible de resultado
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
17-008428-0174-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
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

Fuente: Dirección Jurídica de RECOPE

El auditor externo hace una estimación sobre la base de 32 litigios (de ellos, 28 contenciosos) de ₡28.198,7 millones (4,5% del Patrimonio). Aparece en página 77 de los Estados Financieros Auditados al 31 de diciembre de 2018 y 2017.

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 tarifaria 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 planel 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 planel 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 planel 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 3 a 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.

Gráfico N°3. Estructura del precio de venta en estación de servicio de la gasolina súper, según componente por año (período 2016-2018)

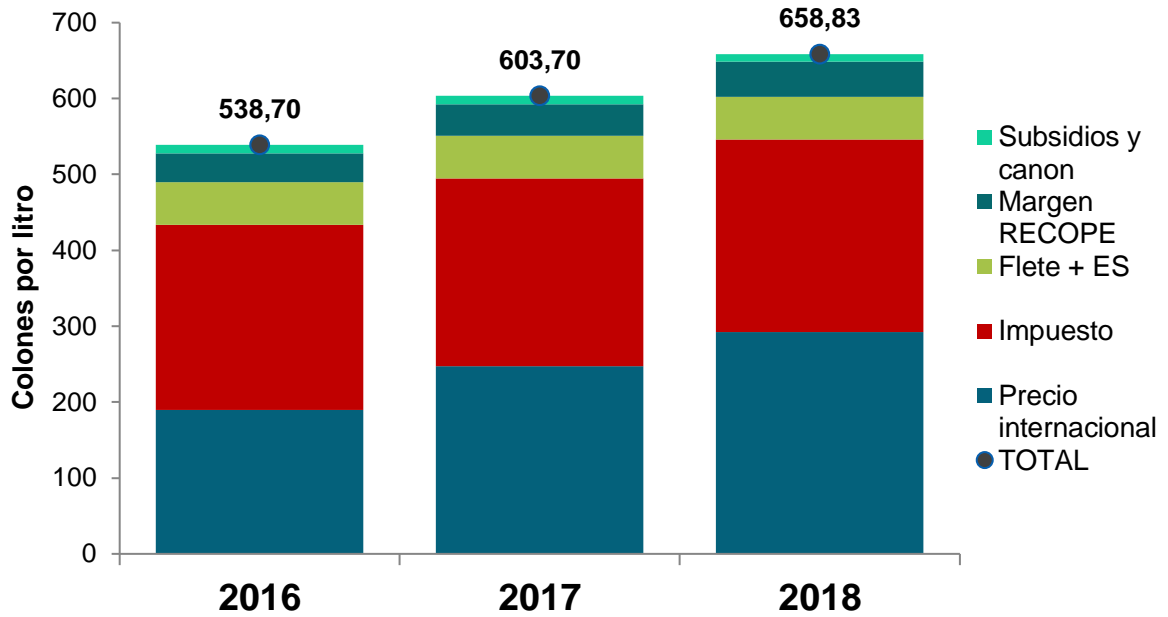
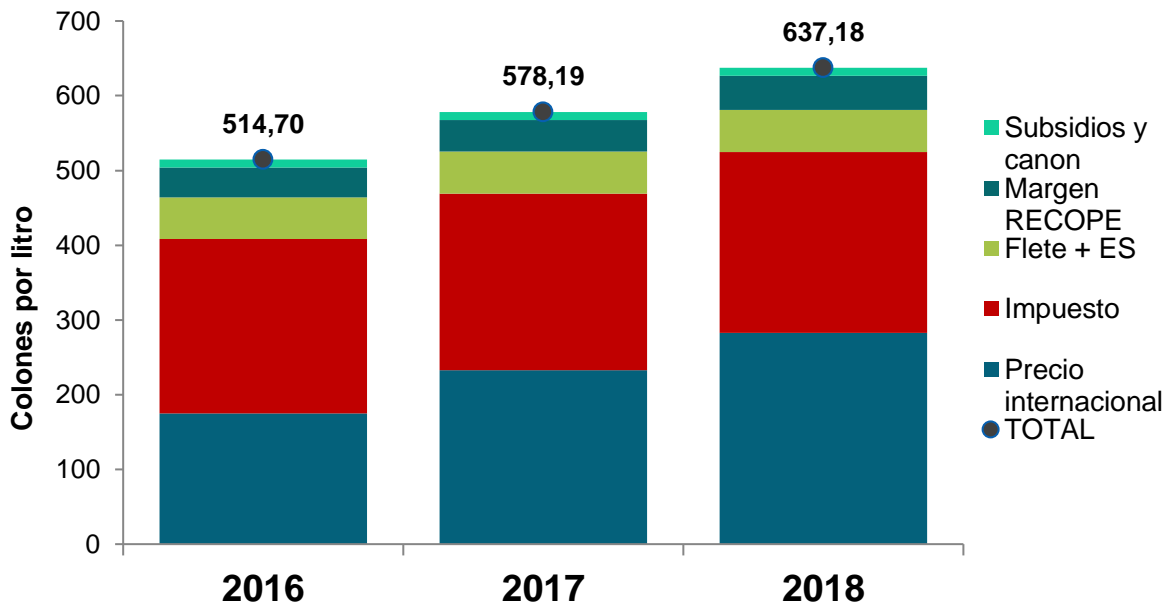


Gráfico N°4. Estructura del precio de venta en estación de servicio de la gasolina plus 91, según componente por año (período 2016-2018)

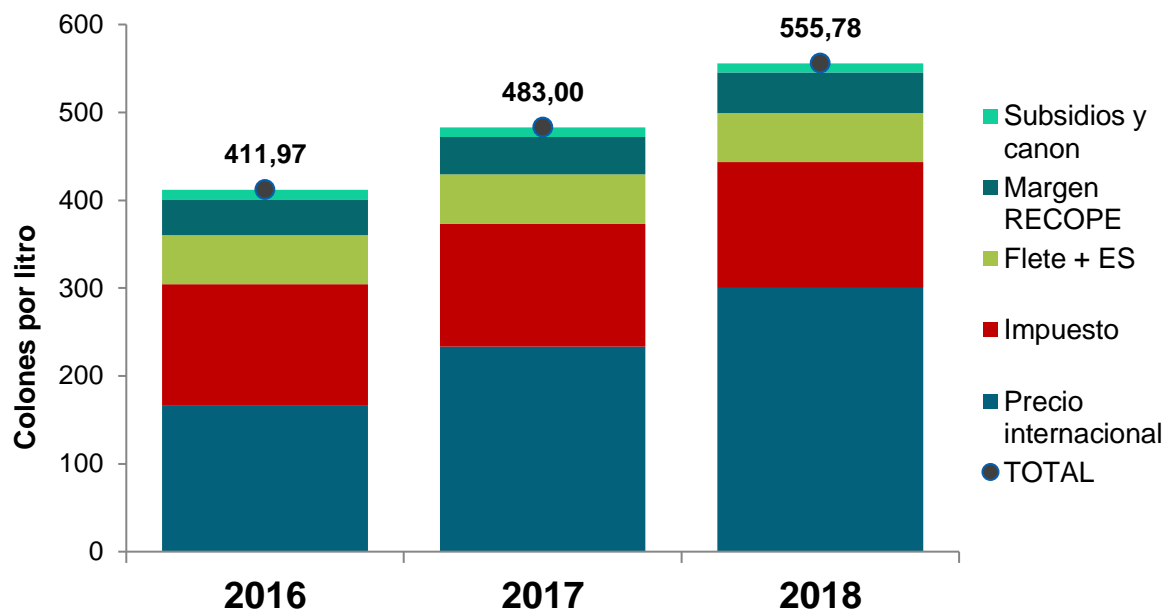


En los gráficos 3 y 4 se presenta el caso de las gasolinas. Se observa que el impuesto único es el principal componente del precio de venta en estaciones de servicio, seguido por el precio internacional, el flete y margen de la estación de servicio, el margen RECOPE y el subsidio cruzado. En el caso de la gasolina súper, cada uno de estos

componentes representó en promedio 42,1%, 38,9%, 9,6%, 8,2% y 1,3%, respectivamente. El precio promedio entre 2015 y 2018 fue de ₡577,72 por litro de la gasolina Súper y de ₡602,98 por litro en el caso de la gasolina Plus 91.

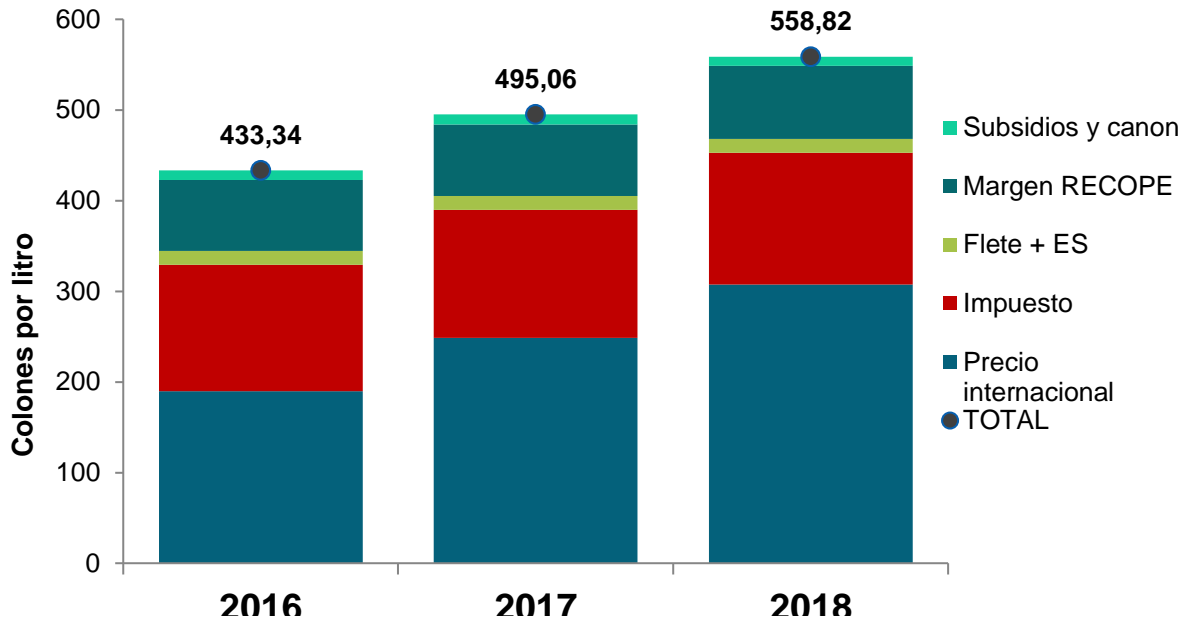
Con la metodología de precios anterior (RGG-9233-2008) el margen incorporaba un subsidio cruzado a favor de ciertos productos, el que ahora se hace explícito con la aprobación del Decreto Ejecutivo 39.437-MINAE de la Política Sectorial del precio del asfalto, búnker, emulsión asfáltica y GLP.

Gráfico N°5. Estructura del precio de venta en estación de servicio del diésel 50, según componente por año (período 2016-2018)



En el caso del diésel 50, el principal componente del precio de venta en estaciones de servicio 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 48,2%, 28,8%, 11,5%, 9,8% y 1,7%, respectivamente. A diferencia de las gasolinas, el impuesto pasa a segundo lugar en importancia, dado que el valor aprobado tiene consideraciones sociales y económicas. El precio promedio entre 2015 y 2018 fue de ₡486,07 por litro.

Gráfico N°6. Estructura del precio aeropuerto del jet fuel, según componente por año (período 2016-2018)



En el caso del Jet Fuel, el precio promedio del período 2015-2018 fue de ₡483,20 por litro. Se compone principalmente del precio internacional (50,4%) así como el impuesto único (29,3%). El margen de operación de RECOPE representa 15,4% y tuvo un crecimiento en 2016, debido al cambio de la metodología y por 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 en el año 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.

El precio promedio del GLP durante el período 2015-2018 fue de ₡168,41 por litro. Este precio se compone principalmente del precio internacional 49,1%, el impuesto único con 22,7% y el margen de operación de RECOPE 28,1%. El valor del margen se ve afectado, principalmente, por el flete internacional, dado los bajos volúmenes que se importan y las limitaciones en la capacidad de almacenamiento, que están próximas a ser superadas con la entrada en operación de la Etapa C del Proyecto SAGAS. El flete es el actor principal del margen RECOPE en GLP.

Durante los años 2015-2018 el subsidio promedio fue de ₡42,39 por litro, equivalente a 25,2% del precio promedio sin subsidio.

Gráfico N°7. Estructura del precio plantel del GLP, según componente por año (período 2016-2018)

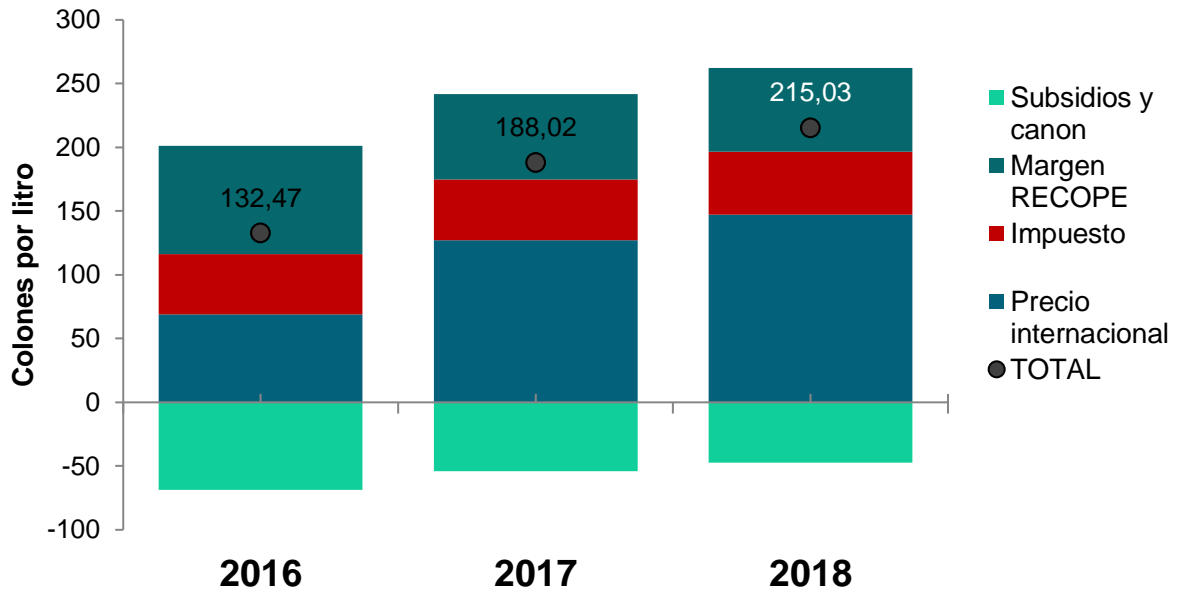
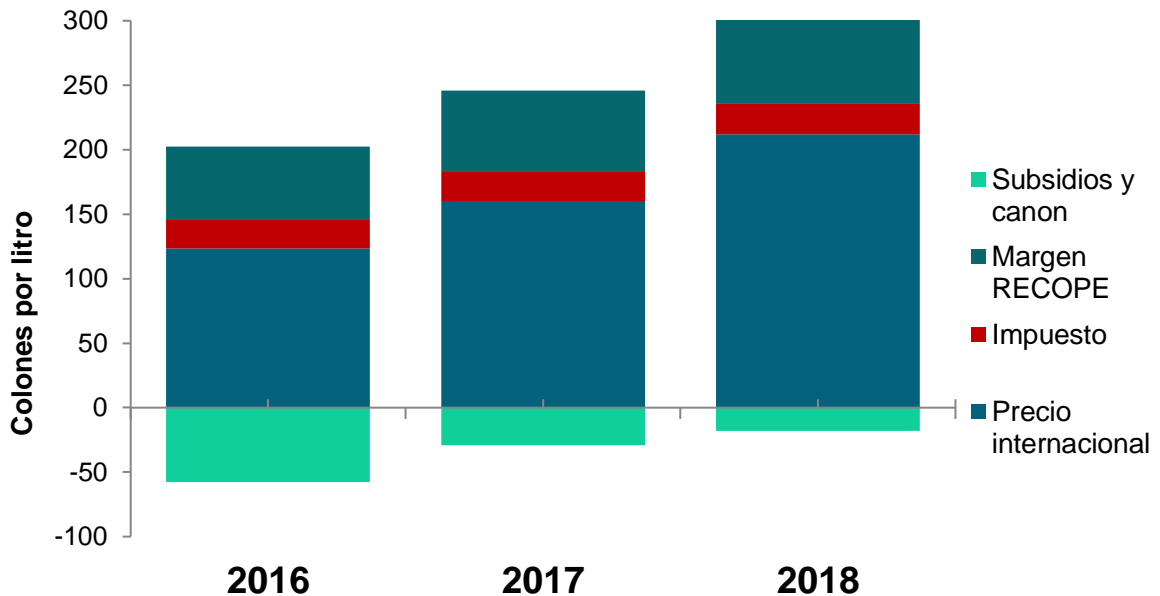


Gráfico N°8. Estructura del precio plantel del búnker, según componente por año (período 2016-2018)



En el caso del búnker, el precio promedio plantel fue de ₡214,51 por litro. En el gráfico 8 puede observarse la importancia relativa de cada uno de sus componentes. Se observa que el segundo componente en importancia es el margen RECOPE, debido a las características de almacenamiento del producto, éste debe mantenerse caliente para mantener su fluidez del mismo y garantizar la calidad.

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 21 y 22 de los Estados Financieros Auditados al cierre fiscal 2018.

4. Visión general de la empresa

En 2015 se realizó un replanteamiento del marco estratégico de RECOPE, considerando la situación del mercado internacional de los hidrocarburos y la situación interna de la empresa, a efectos de focalizar esfuerzos en las actividades sustantivas empresariales y que requerían de una atención inmediata, para garantizar el abastecimiento futuro de la demanda de combustibles, de la manera más eficiente y dentro de los parámetros de calidad de los productos y de cuidado del ambiente.

Dicho replanteamiento condujo a la revisión de la misión, visión y los objetivos estratégicos así como a la elaboración de un plan de acción, los cuales fueron aprobados en el acuerdo que consta en Artículo #5 de la Sesión Ordinaria #4916-122 de la Junta Directiva, celebrada el lunes 14 de diciembre de 2015.

4.1. Misión de la empresa:

“Somos la Empresa que contribuye a la seguridad energética y al desarrollo de Costa Rica garantizando el abastecimiento de combustibles, asfaltos y naftas, con excelencia empresarial y calidad, de forma social y ambientalmente responsable.”

4.2. Visión de la empresa:

“Ser referente para la competitividad y desarrollo del país, por la efectividad del Sistema Nacional de Combustibles, la incorporación de combustibles alternativos más limpios y la innovación”

4.3. Objetivos estratégicos

4.4. Organigrama

La estructura orgánica de RECOPE se divide en dos niveles. Un nivel 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. La Presidencia cuenta con el soporte de tres direcciones.

El segundo nivel es el operativo, responsable de ejecutar las actividades y las tareas programadas en forma rutinaria de acuerdo con los lineamientos dados por el nivel estratégico. En RECOPE este nivel está compuesto por cuatro niveles jerárquicos:

- a. Gerencia General, responsable de ejecutar las acciones administrativas y financieras para lograr el cumplimiento de la misión y visión.
- b. Gerencias operativas, de las cuales dos están encargadas de la logística para el cumplimiento de los objetivos funcionales de la empresa – a saber: la Gerencia de Refinación y la Gerencia de Distribución y Ventas – una que es responsable del desarrollo de la infraestructura para el mejoramiento y ampliación del Sistema Nacional

de Combustibles, que es la Gerencia de Proyectos y Comercio Internacional y una de apoyo a las actividades desarrolladas por la empresa, que es la Gerencia de Administración y Finanzas.

- c. Direcciones, responsables de operativizar áreas específicas de negocio o de soporte de la actividad empresarial.
- d. Departamentos, que tienen por función instrumentar tareas y acciones dentro de las áreas de negocio de la empresa.

RECOPE contaba al 31 de diciembre de 2018 con 1.700 funcionarios: 1.340 eran permanentes y 360 temporales (incluyendo 10 en servicios especiales). Al cierre de 2017, los 1.782 funcionarios se dividían en 1.429 permanentes y 353 temporales; en tanto, al 31 de diciembre de 2016, 1.522 eran permanentes y 294 temporales para un total de 1.816 funcionarios.

En el Gráfico N°9 puede observarse la estructura orgánica de RECOPE.

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 2014, la cuenta “Propiedad, planta y equipo” representaba un 47,9% del total de activos, sin embargo, producto del Avalúo Técnico en 2015, esta participación sube a 77,6%, en 2016 se reduce levemente a 75,7%, en 2017 se reduce a 65,9% especialmente por la construcción de inventarios, para continuar reduciéndose en 2018 al incrementarse los montos de depreciación anual.

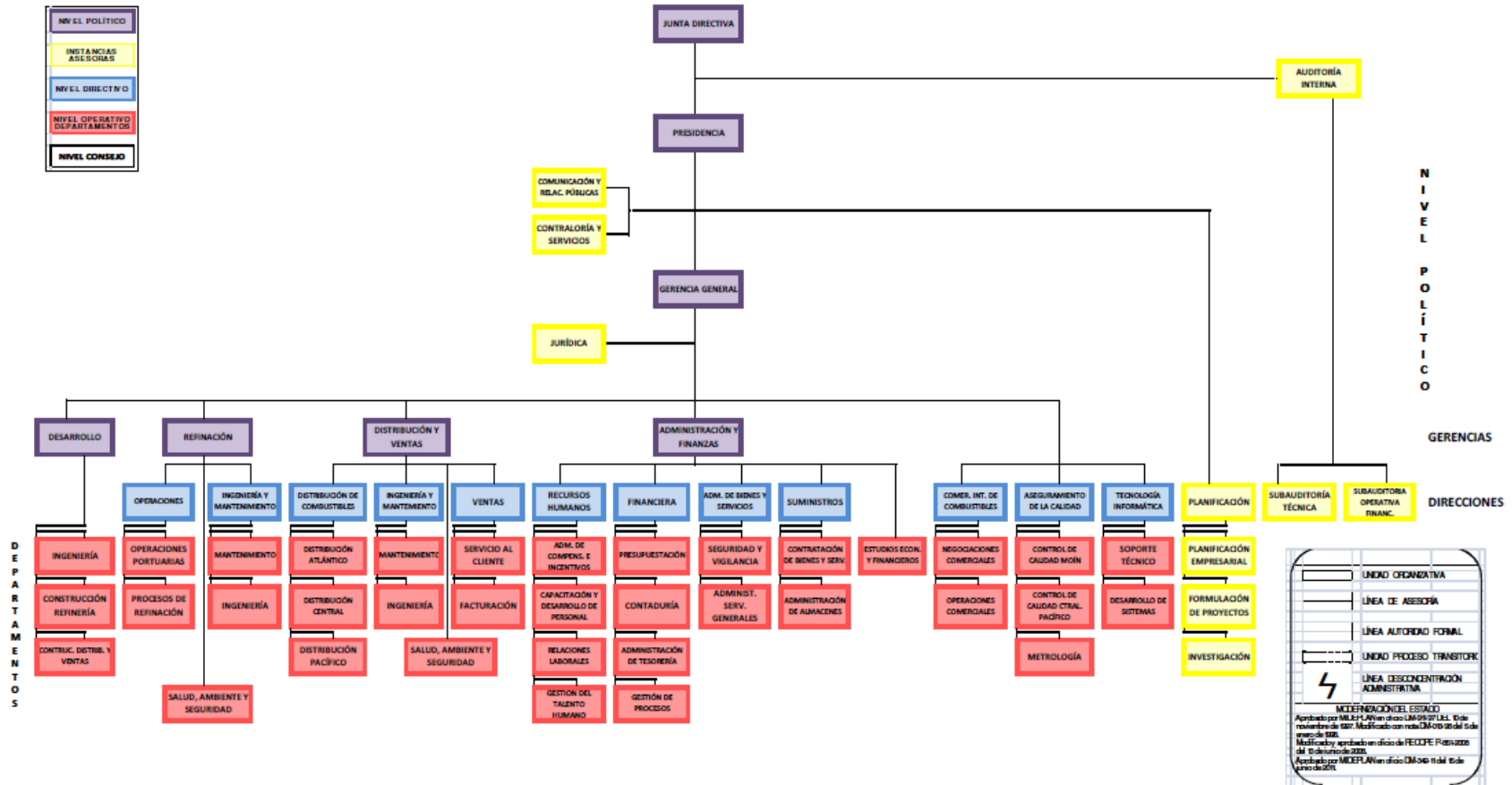
A continuación se presenta un listado de los principales activos (plantas y equipo) de RECOPE:

Cuadro N°24
Detalle de los Activos Fijos a Diciembre 2016-2018 (Valor de Activos en libros)

Millones de colones	2016	2017	2018
Terrenos	90.076	90.355	90.355
Complejo portuario Moín	23.622	47.905	48.276
Instalaciones	367.304	381.353	396.231
Edificio	66.888	66.820	68.202
Maquinaria y equipo pesado	33.671	35.657	37.855
Mobiliario y equipo	38.931	36.694	38.465
Vehiculos	12.164	14.068	15.041
Activos en curso	130.214	110.581	108.772
Total	762.869	783.433	803.197
Depreciación acumulada	-95.411	-117.676	-145.634
Total neto propiedad, planta y equipo	667.458	665.757	657.563

Fuente: Estados Financieros Auditados al 31 de Diciembre de 2016, 2017 y de 2018.

Gráfico N°9 Estructura Orgánica



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)	¢25.082.353.481,00	¢303.496.477,00
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	\$1.158.275.742,00	\$1.230.609,21
02-01-INC-0002978	Todo Riesgo Edificio Hernán Garrón Salazar	\$16.543.897,00	\$22.573,71
01-01-EQE-12838	Equipo Electrónico	¢1.146.265.677,00	¢7.605.357,53
AUM-711	Automóviles (2)	¢996.561.848,00	¢16.147.336,00
EQC-00065-00	Equipo y Maquinaria	¢3.400.000.000,00	¢2.301.324,69
01-VAG-058	Viajero con asistencia \$	Muerte \$200.000,00	En renovación
		Gastos \$1.000.000,00	
CAR-3762-00	Carga General	¢1.000.000.000,00	¢1.347.132,63
CAR-9924-00	Carga productos derivados (1)	\$235.000.000,00	\$24.218,16
RCG-0012987	Responsabilidad Civil General (1)	\$1.000.000,00	\$56.754,25
RCU-135	Responsabilidad Civil Umbrella (1)	\$5.000.000,00	\$72.590,54
RCG-2214	Responsabilidad Civil Aeropuertos	\$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 ¢75.874.119,25

(2) Prima correspondiente al primer semestre 2019

Fuente: RECOPE

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

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.

De esta forma, el Plan Nacional de Desarrollo (PND) 2011-2014 “María Teresa Obregón Zamora”, señala como una de las acciones estratégicas del Sector Ambiente, Energía y Telecomunicaciones el *“desarrollar la infraestructura para el suministro de energía. (Producción, refinación, transmisión, trasiego, almacenamiento y distribución).”*

El objetivo perseguido con la acción estratégica anterior, es la de *“asegurar en forma oportuna y competitiva el abastecimiento de la energía necesaria para el desarrollo nacional.”*

En esa misma orientación, el objetivo específico 7.1.1. señala que es necesario:

“Desarrollar y mantener la infraestructura para asegurar el abastecimiento de combustibles en condiciones competitivas (importación, refinación, trasiego, almacenamiento y distribución) de acuerdo con el Plan Estratégico de RECOPE.”

La Estrategia Energética “Hacia un nuevo modelo energético para nuestro país” de la Administración Chinchilla, presentada en julio de 2010, indica:

“Como medida de seguridad de abastecimiento, se diversificarán las fuentes de suministro de petróleo, desarrollando relaciones de largo plazo y utilizando el mercado de futuros y opciones de futuros y se aumentarán los inventarios estratégicos de petróleo y derivados localizándolos cerca de los centros de mayor consumo”.

Para tener la opción de importar petróleo crudo o productos terminados según la conveniencia nacional, se ampliará la refinería que poseerá capacidad de alta conversión, además de la posibilidad de incorporar los biocombustibles en el proceso.

Con la finalidad de asegurar el suministro de combustibles, reducir las demoras y los costos por fletes, se ampliará el puerto petrolero de Moín y la capacidad de almacenamiento de RECOPE y se construirá, una terminal de importación de combustibles por el Pacífico.

Para atender de forma eficiente la demanda y reducir costos de transporte, se ampliará el sistema de distribución de RECOPE”.

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.”

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.

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 2017 de 93,1%. 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 prácticamente lista, así como se han adelantado otros trabajos menores y se han importado la mayoría de los equipos del puesto de atraque. Se finalizan trabajos de pilotaje y se continúa con chorreas de duques de atraque y amarre, la construcción de la bodega de derrames y de la Sala de Control. Aún quedan pendientes algunos trabajos de ingeniería de detalle (áreas mecánica, eléctrica e instrumentación y control), entre marzo y diciembre 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 han retomado, con el compromiso de finalizar el proyecto en el 28 de junio 2018.

- b. Optimización almacenamiento Terminal Importación Moín y en planteles de distribución. Este proyecto forma parte del programa de Tancaje Continuo, registrado en el Banco Integrado de Proyectos de MIDEPLAN con el número 5.5.000268. A continuación se presentan las obras que se encuentran ya finalizadas y operativas.

- i. Sustitución de tanques en el Plantel El Alto: los tanques 107 y 108, construidos en los años setenta con una capacidad total de 4.054 m³ (25.499 barriles) cada uno, han sido desmantelados y sustituidos por dos tanques para almacenamiento de gasolina con capacidad total de 6.261 m³ (39.380 barriles).
- ii. Tanques en el Plantel La Garita:
 - Dos tanques para almacenamiento de gasolina Plus 91 (No. 524 y 525), con una capacidad de 8.178 m³ cada uno (51.435 barriles).
 - Dos tanques para almacenamiento de diésel bajo en azufre (No. 526 y 527), que tendrían una capacidad de 8.524 m³ (53.616 barriles).
- iii. Tanques en el Plantel Barranca: dos para el almacenamiento de Jet Fuel A-1 (No. 812 y 813) de 3.794 m³ (23.865 barriles) de capacidad cada uno, así como un cargadero para Jet A-1.
- iv. Dos tanques en el Plantel Moín para almacenamiento y venta de asfalto de 2.402 m³ (15.108 barriles) de capacidad nominal cada uno.

Aún se encuentran en fase de ejecución un conjunto de tanques en Moín: Construcción de tanques en la Terminal de Importación Moín: se consideran cinco recipientes, a saber:

- i. Tres tanques para almacenamiento de fuel oil, de los cuales dos tanques tienen una capacidad nominal de 2.402 m³ (15.108 barriles) cada uno; y un tercer tanque con una capacidad total de 15.899 m³ (100.000 barriles).
 - ii. Un tanque para almacenamiento de diésel de 55.740 m³ (350.545 barriles) de capacidad nominal.
 - iii. Un tanque para almacenamiento de gasolina súper de 16.337 m³ (102.756 barriles) de capacidad nominal.
- 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. La ejecución del proyecto se planteó desarrollar mediante tres etapas, a saber:
- i. Etapa A: Esfera de GLP (7711) con una capacidad total de 3.385 m³ (21.293 barriles), de los cuales 3.243 m³ (20.398 barriles) serían bombeables. Este componente fue adjudicado a la firma española Felguera I.H.I. y el contrato fue aprobado por la Contraloría General de la República (CGR), según oficio 02690 (DCA-0748) del 21 de marzo de 2011.

- ii. Etapa B: Recipientes cilíndricos horizontales de GLP, tiene por objeto sustituir diez tanques con una capacidad de 98 m³ (615 barriles). La nueva batería consistiría en seis tanques de 259 m³ cada uno (1.632 barriles), con una capacidad bombeable de 238 m³ cada uno (1.497 m³). Este proyecto fue adjudicado a la firma española Felguera I.H.I. (Contratación Directa 2010CD-000839-02) y el contrato fue refrendado por la CGR, según oficio 02570 (DCA-0708) de fecha 17 de marzo de 2011.
- iii. Etapa C: 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.

Las etapas A y B del proyecto (esfera YT-7711 y los seis Recipientes Cilíndricos Horizontales) fueron financiados en el marco de la emisión de títulos valores por US\$200 millones y se encuentran operativos desde mediados de 2014.

En cuanto a la etapa C, cuenta con avance acumulado al 31 de diciembre de 2018 de 84,0%. El proyecto en la etapa de diseño está en proceso de conclusión de la ingeniería de detalle final de obra eléctrica, instrumentación y de las obras en muelle y del sistema contra incendio. En suministro se tramita la llegada de las unidades paquete (sistema de odorización, unidad de recuperación de vapores y patines de medición) y de los instrumentos de todo el sistema.

En lo que corresponde a la obra en campo se está en proceso de conclusión de pintura de las esferas y tuberías, canalización eléctrica y de instrumentación, montaje de tuberías de proceso y del sistema contra incendio, construcción del cuarto de control de motores y de la obra urbanística de las esferas.

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.

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, Traslado 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 sido acondicionado para hacer un mejor aprovechamiento del espacio y de las condiciones de trabajo de los funcionarios de la empresa, trabajándose paulatinamente distintos pisos.

Evolución de las ventas

El comportamiento de las ventas de la empresa responde, principalmente, a dos variables: la variación en el volumen y la variación en el precio internacional de los combustibles. En el primer caso, el volumen vendido había experimentado, históricamente, un crecimiento constante, hasta lo sucedido en 2009 en donde se produjo una reducción de 2,5%, con respecto al volumen del año anterior.

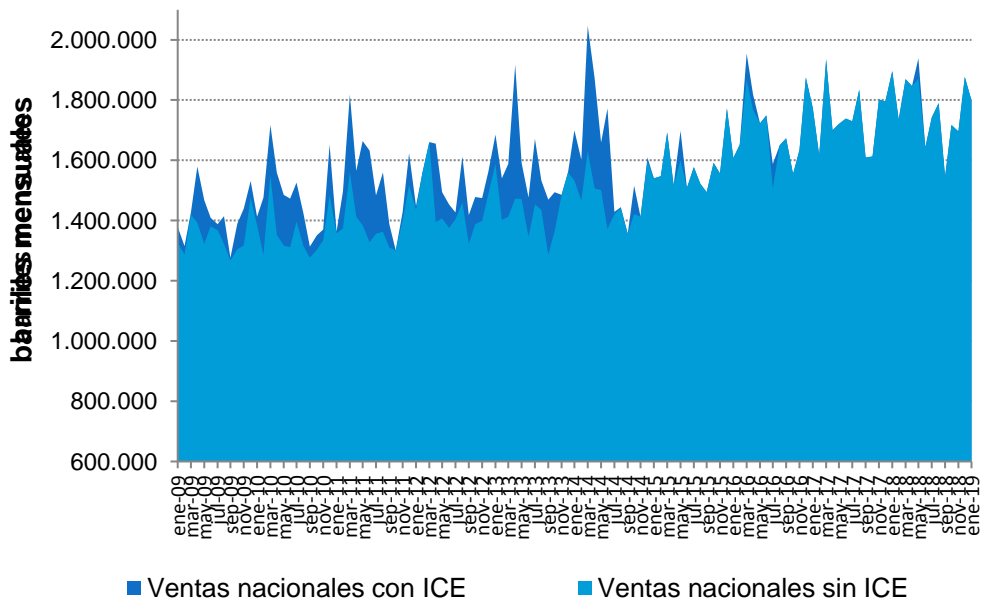
A partir de ese momento, las ventas nacionales se han comportado de manera distinta a lo observado antes de 2009, debido a que la tasa de crecimiento de las mismas es menor al crecimiento del PIB, cuando previamente tenían un comportamiento similar. Ello responde, básicamente, a un cambio estructural en la economía, ahora, más orientada a los servicios, y a un presumible ahorro energético en algunas áreas.

Las ventas nacionales de los cinco principales productos de RECOPE el período 2012-2018 (diésel –excluyendo el diésel térmico en 2012-, gasolina Plus, gasolina Súper, GLP y Jet Fuel) correspondieron al 90,0% de las ventas volumétricas y el 93,5% de los ingresos por ventas.

Durante los años 2013-2014, las ventas de combustibles para la generación térmica tuvieron una participación promedio de 1.287.218 barriles anuales; no obstante, durante 2015 y 2016 las mismas se redujeron de manera importante (97.509 y 262.946 barriles, respectivamente), debido a la entrada en operación de un conjunto de proyectos de generación hidroeléctrica y eólica (en 2017, no ocurrieron ventas para generación eléctrica). En 2018, las ventas de búnker bajo azufre fueron de 67.112 barriles o 0,3% del total anual.

En el último quinquenio (2013-2018), las ventas de gasolina súper crecieron 8,2% promedio anual, mientras que la Plus 91 lo hizo en 0,8% anual. El GLP creció 6,4% promedio anual y el diésel 3,2%. La demanda total de combustibles creció un 2,7% contando las ventas al ICE y un 4,2% excluyendo dichas ventas, que han venido a menos en los últimos años.

Gráfico N°10
RECOPE: Ventas nacionales mensuales, incluyendo o no las del ICE,
enero 2009-enero 2019



Fuente: Elaboración propia

El asfalto presentó una variación de 13,5% anual promedio y la emulsión asfáltica de 15,2% anual. Las ventas de Jet Fuel se han recuperado y crecieron 6,4% anual entre 2013 y 2018 (relacionados directamente con la cantidad de vuelos que operan en el AIJS y el aeropuerto Daniel Oduber). Las ventas de búnker 3%S ha presentado una reducción constante: -1,9% anual.

Algunos productos han mostrado récords históricos de ventas mensuales desde 2012 a enero de 2019, tales como el diésel en marzo de 2017 (738.204 barriles), la gasolina Plus 91 en diciembre de 2016 (378.875 barriles), la gasolina Súper en diciembre de 2018 (394.049 barriles), el Jet Fuel en enero de 2019 (190.289 barriles), el GLP en enero de 2019 (182.291 barriles), así como el asfalto en abril de 2018 (69.904 barriles) y la emulsión asfáltica en junio de 2018 (11.070 barriles).

Al 31 de diciembre de 2018, los ingresos por ventas de combustible ascendieron a ₡1.628.981 millones (₡1.393.552 millones) con un incremento de 16,9% respecto de 2017 (segundo año consecutivo de aumento), por una recuperación del precio internacional, entre otros factores. El precio promedio de venta en 2014 fue ₡555,64, mientras en 2015 de ₡410,45, en 2016 de ₡361,33, en 2017 sube a ₡419,97 así como a ₡481,12 en 2018.

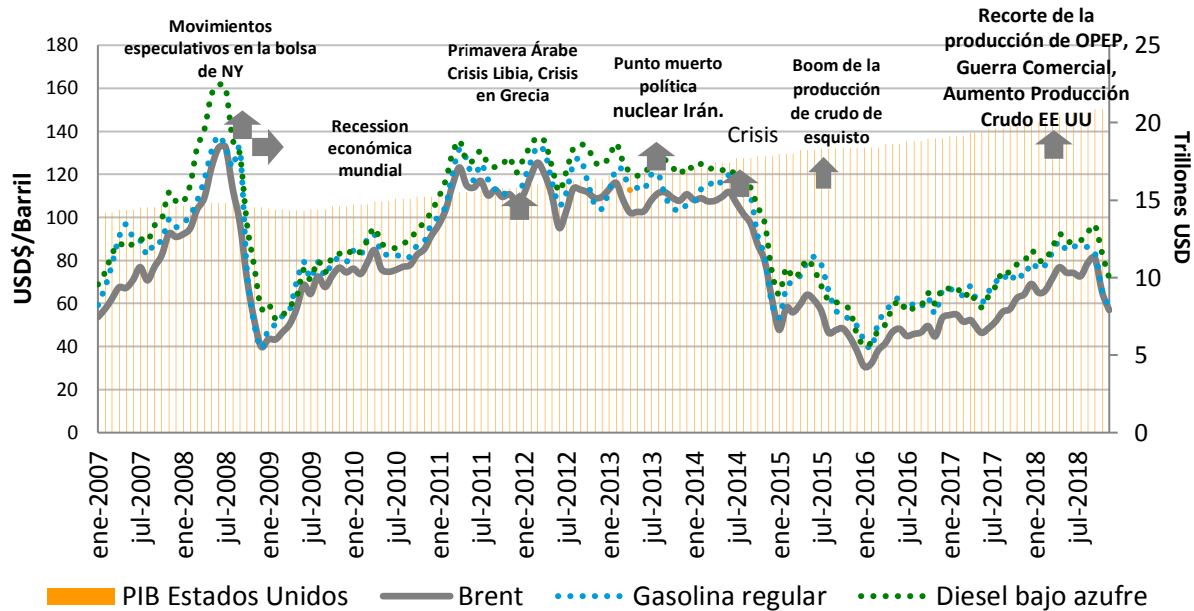
Evolución del precio internacional de los combustibles

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*). Ver gráfico 11.

En el segundo semestre de 2014 se inició el colapso del precio internacional del crudo y los derivados, el cual continuó durante el 2016, como una respuesta al desequilibrio entre oferta y demanda, principalmente, por el aumento de la producción de los Estados Unidos y Canadá. Esto condujo a una reducción del precio internacional del petróleo. El precio promedio del crudo Brent fue de US\$43,69/bbl en 2016, mientras que en 2014 fue de \$99/bbl; es decir, una reducción de 56%. Este comportamiento se ha visto replicado en el mercado internacional de los derivados. En 2014, el precio promedio de la gasolina UNL89 fue de \$110/bbl y en 2016 se redujo a \$58/bbl, una disminución de 47%. En el caso del diésel pasó de \$114/bbl a \$55/bbl, una reducción de 51%.

El 20 de enero de 2016, el precio del crudo llegó a un mínimo histórico: \$26,21/ barril. Ante esta situación, la OPEP mantuvo varias reuniones para contrarrestar los bajos niveles de precios. Arabia Saudita, Rusia, Qatar, Venezuela, Kuwait y los Emiratos Árabes Unidos, se reunieron para analizar la posibilidad de congelar sus niveles de producción a los niveles de enero, a fin de estabilizar el precio del crudo alrededor de US\$50 dólares por barril.

Gráfico N°11
Comportamiento de Precios Internacionales Crudo WTI, Diésel y Gasolina.



http://tonto.eia.gov/dnav/pet/hist/LeafHandler.ashx?n=PET&s=EER_EPMRU_PF4_RGC_DPG&f=M

Después de varios intentos, el acuerdo se concretó el 30 de noviembre. Se pactó una disminución de 1,2 millones de barriles por día por parte de la OPEP, que representa cerca de 1,5% de la producción mundial. Por su parte, Rusia estaba dispuesta a una reducción diaria de aproximadamente 300 mil barriles, pero se esperaba que la contribución final de los países no-OPEP alcanzará los 600 mil barriles diarios. Producto del acuerdo, el precio del crudo aumentó cerca de USD\$9/bbl.

A pesar de que la OPEP ha venido cumpliendo con el acuerdo, y en agosto 2017 el recorte de la producción fue de 94% de la meta establecida, la Organización enfrenta el aumento de la extracción de petróleo de esquisto, debido a que en Estados Unidos se han aprovechado los mayores precios del crudo para aumentar las perforaciones y planificar nuevas inversiones, que se estima en cerca de US\$ 84 mil millones, 32% más que el año precedente². En setiembre 2016 la producción fue de 8,5 millones de barriles por día (b/d) y a principios de junio de 2017 aumentó a 9,3 millones b/d, para un incremento de 800.000 barriles diarios.

² <http://oilprice.com/Energy/General/US-Shale-Spending-Dwarfs-Competition-Grows-10-Times-Faster.html>

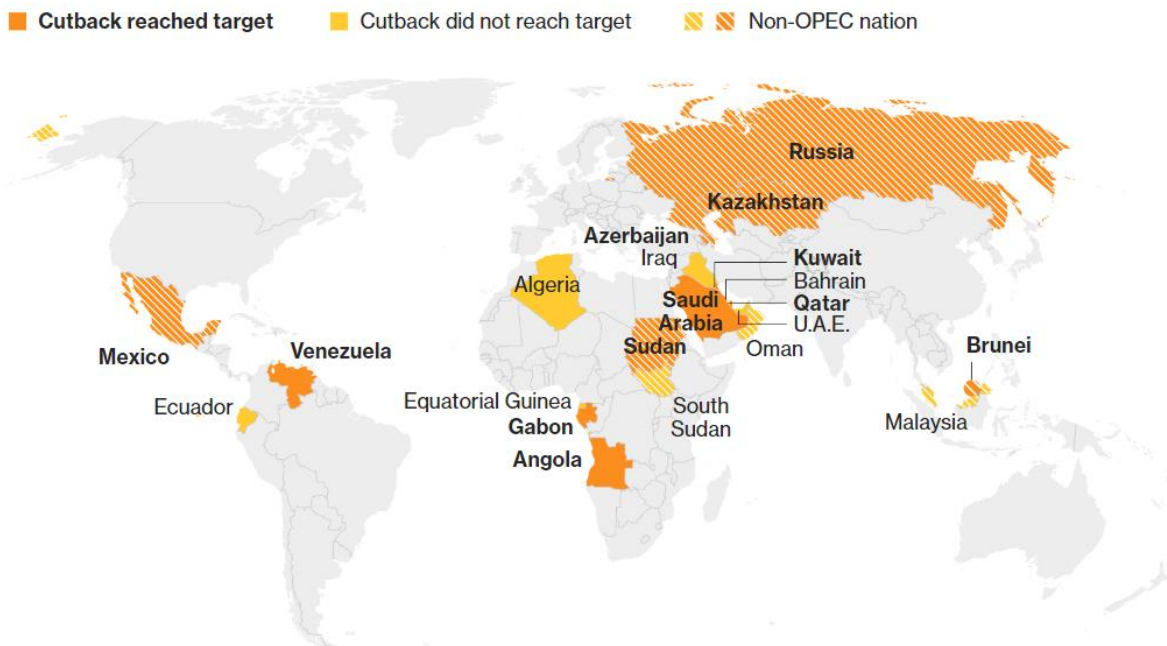
Durante la mayor parte de 2017, los países de la OPEP trabajaron para eliminar el exceso de oferta de petróleo, no sucediendo lo mismo con los países aliados fuera del grupo; no obstante, la situación cambió en agosto 2017.

De acuerdo con *Bloomberg*, los 10 productores no pertenecientes a la OPEP, que participan en el Acuerdo, lograron en agosto un cumplimiento de 119%, frente al 69% en julio; lo que se debió, en parte, al trabajo de mantenimiento en campos petroleros de Rusia y Kazajistán.

Por su parte, la tasa de cumplimiento del recorte de producción de la OPEP aumentó a 94% en agosto, mientras que en el mes previo fue de 85%. Países como Arabia Saudita y Angola recortaron la producción por encima de lo requerido³. Ver la figura 1 sobre el cumplimiento del recorte de la producción de la OPEP en agosto de 2017.

A partir de noviembre de 2017, los precios del crudo Brent han reportado cifras mayores a los US\$60/barril, y se ha experimentado un aumento en la volatilidad diaria del crudo. El aumento en el precio obedece a que el mercado estaba previendo un recorte importante en la producción de crudo, lo que causó que a finales de noviembre el precio reportara un aumento de más de US\$3/barril.

Figura 1. Cumplimiento del recorte de producción del Acuerdo de la OPEP y los países aliados en agosto de 2017



³ <https://www.bloomberg.com/graphics/2017-opec-production-targets/>

El acuerdo de recorte de la producción de producción de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) y sus socios, entre ellos Rusia, se prorrogó hasta finales del 2018, con el fin de impulsar el alza de los precios. Dicha prórroga quedó en firme mediante un acuerdo para intervenir el mercado hasta finales de 2018.

De acuerdo con el comunicado oficial de la OPEP⁴, la Declaración de Cooperación se modificó para que rigiera durante todo el año 2018, al tiempo que se comprometió con los otros países participantes con los ajustes necesarios en la producción voluntariamente acordados. El comunicado también indicaba que en junio 2018, los países miembros se reunirán nuevamente para revisar las condiciones del recorte de la producción. Como ya es conocido a este acuerdo, se sumaron Rusia y Omán, países no integrantes de la OPEP.

Llegó el 2018, este año se proyectaba con un rápido crecimiento de la producción estadounidense de crudo mientras que ya había entrado en vigencia el nuevo acuerdo de la OPEP con el fin de frenar el crecimiento de su producción y de esa forma impulsar los precios hacia arriba. Para inicios de ese año, las temperaturas árticas en gran parte de los Estados Unidos forzaron a una caída temporal en la producción. La tendencia alcista en los precios de petróleo crudo se mantuvieron y llegaron a un máximo de tres años a principios de enero.

Según datos del Departamento de Energía, las reservas de petróleo de Estados Unidos se mantuvieron dentro del rango medio histórico para la época de principio del año. A pesar de que las refinerías operaron a un 95,3% de su capacidad instalada, por debajo del 96,7% producto de las temperaturas árticas. En total las existencias de crudo y productos refinados en Estados Unidos, incluida la Reserva Estratégica de 663,7 millones de barriles, se situó en 1.883,5 millones de barriles, por debajo de los 1.889 millones de la última semana del 2017.

El precio del crudo Brent había acelerado su crecimiento en el precio, a tal punto que en la primera semana del 2018, el crudo alcanzó su nivel record de \$68/barril. Tendencia que siguió en la segunda semana del año donde el crudo Brent pasó a niveles de los \$70/barril. Titulares de prensa tales como el “mercado de petróleo descubrió su geopolítica” han atribuido la razón al tema geopolítico de los países productores, y es que el incremento importante en el precio del crudo se ha explicado por los protagonismos del Medio Oriente. De acuerdo al analista de Bloomberg, Liam Denning⁵, “está ocurriendo un contexto de mayor tensión con Arabia Saudita e Irán, y ambos países están obligados a lanzar ataques retóricos como una obviedad. Combatientes respaldados por Irán en la guerra civil de Yemen también están lanzando ataques en forma de ataques con misiles sobre Arabia Saudita, aunque se han visto frustrados hasta el momento...” lo anterior se sumó a la lista de factores que ayudaron para que los precios internacionales aumentaran.

⁴ http://www.opec.org/opec_web/en/press_room/4696.htm

⁵Denning, L. The oil market rediscovered geopolitics in the latter part of 2017. Continuing the theme, 2018 has kicked off with mass protests in Iranian cities. Bloomberg.net

No solo se habían presentado situaciones geopolíticas con el Medio Oriente, sino también en Venezuela, donde se ha asociado un conjunto de problemas como los siguientes: la producción ha estado disminuyendo durante varios años, alcanzado la mitad del nivel heredado por el presidente Chávez en 1999, y en diciembre 2017 la producción fue 490 mil barriles/diarios más baja que hace el año anterior, habiendo caído a 1,61 millones de barriles/diarios.

Lo anterior hizo que el 2018 entrara con gran fuerza la tendencia alcista en los precios del petróleo ya que para ese entonces se reportaba que el mercado petrolero mundial está en déficit, evocando el principio de escasez de los mercados, cuando sucede esto, los precios internacionales tienden a subir más allá de su nivel de equilibrio.

La situación de infraestructura petrolera sobre todo en cuestiones de logística y de almacenamiento tuvieron un papel clave, el Departamento de Energía de los Estados Unidos publicó (The United States exported 1.1 million barrels per day of crude oil to 37 destinations in 2017⁶) que Estados Unidos había exportado 1.1 millones de barriles al día en el 2017. Se explicaba que el aumento de la producción en el petróleo crudo se debió a la expansión en los oleoductos de Estados Unidos generando un aumento en las exportaciones. La infraestructura de exportación de petróleo crudo expandida en años anteriores en puertos como Corpus Christi y Houston, Texas, así como en los puertos a lo largo del río Misisipi en Louisiana, facilitaron mayores volúmenes de exportaciones de petróleo crudo.

La inversión en varios oleoductos nuevos o expandidos que empezaron a funcionar en el 2017 para mover el petróleo crudo de las regiones productoras, principalmente la cuenca pérmica de Texas y Nuevo México, a la Costa del Golfo de los Estados Unidos, se vio reflejada en el precio del mercado spot, evidenciado por un mayor descuento de los precios del petróleo crudo del WTI, a otros benchmark de precios como el Crudo Brent.

En 2018 el mercado financiero internacional estuvo atento a la guerra comercial que se presentó entre Estados Unidos y China, la imposición de aranceles a las importaciones procedentes de China, que ha significado un duro golpe tanto al mercado financiero como al mercado internacional de petróleo. Los roces entre las dos mayores economías mundiales se intensificaron después de que la Casa Blanca anunció que impondría aranceles del 25% a un universo de US\$50.000 millones de importaciones de China, por lo que el país asiático respondió con un incremento similar para una lista de productos que incluyen la soja, el maíz, los automóviles, el acero y químicos industriales. El sector petrolero advirtió la guerra comercial entre Estados Unidos y China haría que aumentara el precio de la construcción de los oleoductos al encarecer el costo del acero que se usa para construir los ductos que transportan sus productos.

China emitió el primer contrato de futuros de petróleo en yuanes, un movimiento que podría buscar convertir a esta divisa en referencia mundial a la hora de fijar precios de esta materia prima.

⁶ <https://www.eia.gov/petroleum/weekly/>

Otro hecho relevante fue el tema de los márgenes de refinación que han aumentaron debido al incremento en el suministro de crudo liviano estadounidense, sin embargo este crudo no es útil para producir diésel marino, siendo probable que los crudos con mayores recortes de diésel tengan una gran demanda en el futuro, ya que el límite máximo de azufre de la Organización Marítima Internacional para las emisiones de combustible de los búnkeres entrará en vigor en 2020.

En mayo, Estados Unidos anunció que su país se retirará del acuerdo firmado en el 2015 y levantó las sanciones sobre Irán a cambio de limitar su programa atómico. Para ello se fijó un plazo de 180 días, hasta principios de noviembre, para reimplantar restricciones a la compra de petróleo y productos petroquímicos iraníes.

El mercado financiero internacional está a la espera que se resuelva los posibles aranceles al acero y el aluminio impuesto por el presidente de los Estados Unidos. Esto se traduce en volatilidad en otros sectores como el de petróleo, sobre todo en la parte de los mercados de futuros.

Las refinerías norteamericanas presionaron al gobierno de Trump para que no impusieran sanciones a las importaciones petroleras venezolanas por los riesgos que conlleva para este sector, sobre todo las situadas en la Costa del Golfo. En enero de ese año, cinco refinerías importaron desde Venezuela el 92% del crudo para su procesamiento, ellas fueron las refinerías de Valero en Port Arthur y en St. Charles, las refinerías de Citgo en Lake Charles y Corpus Christi y la refinería Pascagoula de Chevron. Se registró un aumento de las importaciones procedentes de Venezuela del 37% con respecto al año anterior.

Ya para el segundo semestre del 2018, había entrado en vigencia el acuerdo del incremento de la OPEP en la producción, ante las presiones del mercado internacional, dicho aumento estuvo entre 770 mil a 800 mil barriles diarios aproximadamente, lo que permitió según comunicados de prensa de la OPEP, reequilibrar la oferta y demanda y llegar a un precio que para los miembros del cartel parecían adecuados.

Para el mes de octubre ya los precios internacionales del benchmark del crudo Brent rondaban los US\$87/ barril. Sin embargo para finales del 2018, la fluctuación de los precios se centró en la percepción que existe en el mercado sobre un sobreabastecimiento, los precios de referencia para el petróleo rondaron los US\$50/barril, durante una reunión celebrada a principios de diciembre, los miembros de la OPEP y los países no pertenecientes a la organización acordaron retirar unos 1,2 millones de barriles diarios del mercado del petróleo a partir de enero de 2019, para evitar una caída mayor en los precios. Concretamente serían 800 mil de la OPEP y 400 mil de los No-OPEP, para totalizar así los 1,2 millones de barriles diarios.

Este nuevo acuerdo se centraba en la percepción de un mercado con más crudo del previsto, se sustentaba sobre todo en los reportes sobre una mayor extracción de petróleo no convencional en Estados Unidos, cuya producción total creció a más de 11 millones de barriles de petróleo por día en 2018 y los temores en la disminución de la demanda debido a que la economía ha venido mostrando una desaceleración a nivel mundial, lo que significaba cada vez

menos requerimientos de energía, mientras que la oferta de materia prima no estaba disminuyendo, así que por la ley de la oferta y la demanda, el precio seguía una marcada tendencia a la baja, de ahí el acuerdo de un nuevo recorte.

En términos de dinámica esperada del mercado internacional del petróleo en el mediano plazo, existen una serie de situaciones que pueden determinar la posible trayectoria del precio internacional del crudo y los derivados, las cuales se explican a continuación.

Desde la óptica de la **demanda de petróleo**, se tienen las siguientes situaciones:

En el World Oil Outlook al 2040 de la OPEP prevé los siguientes fundamentales determinados por las siguientes situaciones:

- La demanda de petróleo a nivel mundial en el mediano plazo se espera que continúe creciendo a “tasas saludables” para llegar a un nivel de 104,5 millones de barriles /diarios en 2023.
- La demanda de petróleo a largo plazo se establece para aumentar de 14,5 millones de barriles/diarios hasta 111,7 millones de barriles/diarios en 2040.
- India se proyecta como el país con el mayor crecimiento de la demanda aportando el crecimiento adicional en el período a 2040.
- Dentro de los productos ligeros, la demanda de etano/GLP se incrementará 3,3 millones de barriles /diarios entre 2017 y 2040. Este es el mayor aumento entre todos los productos principales.
- La flota total de vehículos comerciales se prevé aumente el doble durante el periodo 2017-2040, pasando de 230 millones de vehículos en 2017 a 462 millones para 2040.

Cuadro N°26

Demanda global de petróleo crudo según procedencia

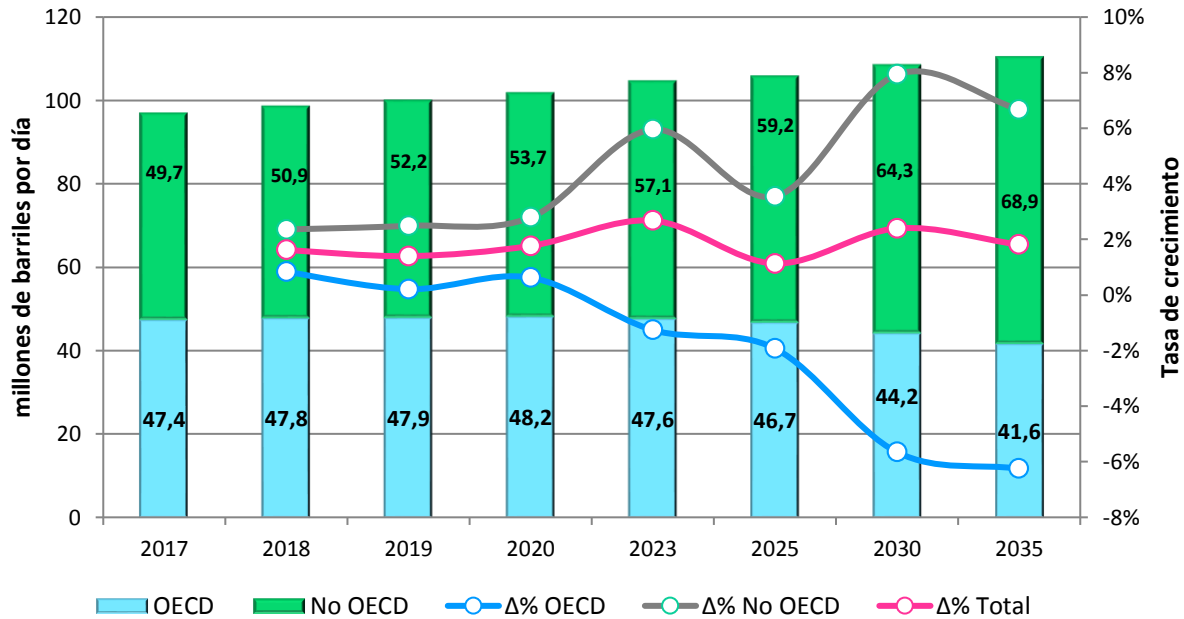
País	2017	2018	2019	2020	2023	2025	2030	2035
OECD								
Estados Unidos	25,0	25,3	25,5	25,7	25,6	25,2	23,9	22,5
Europa	14,3	14,4	14,4	14,5	14,2	13,9	13,1	12,4
Asia Oceanía	8,1	8,1	8,0	8,0	7,8	7,6	7,2	6,7
TOTAL OECD	47,4	47,8	47,9	48,2	47,6	46,7	44,2	41,6
OPEP	9,3	9,4	9,5	9,8	10,3	10,7	11,5	12,0
China	12,3	12,7	13,1	13,4	14,3	14,7	15,8	16,6

País	2017	2018	2019	2020	2023	2025	2030	2035
Otra Asia	8,7	8,9	9,1	9,4	9,9	10,3	11,3	12,2
América Latina	5,7	5,8	5,9	6,0	6,3	6,4	6,8	7,1
Medio Oriente y África	3,8	3,9	4,0	4,1	4,4	4,6	5,1	5,7
India	4,5	4,7	5,0	5,2	5,9	6,4	7,6	9,0
Países en Desarrollo	44,3	45,4	46,6	47,9	51,1	53,1	58,1	62,6
Rusia	3,5	3,5	3,6	3,7	3,8	3,9	3,9	3,9
Otros Eurasia	1,9	2,0	2,0	2,1	2,2	2,2	2,3	2,4
Eurasia	5,4	5,5	5,6	5,8	6,0	6,1	6,2	6,3
Demanda Global	97,1	98,7	100,1	101,9	104,7	105,9	108,5	110,5

Fuente: OPEP. World Oil Outlook 2040 (versión 2018)

- Los vehículos eléctricos experimentarán un crecimiento significativo en los próximos años. Se prevé que alcanzarán unos 320 millones de unidades en 2040.
- Se establecen casos de sensibilidad suponiendo desarrollos alternativos en la expansión de los vehículos eléctricos donde se indica que éstos tienen el potencial del cambio dentro de la demanda de petróleo global de cambio. La implicación de todas las sensibilidades consideradas son bastante limitadas durante los próximos diez años, dentro de la gama de un millón de barriles/diarios, pero empezar a ampliar durante la última década del período de pronóstico. El rango de incertidumbre es más de 3 millones de barriles/diarios en 2035 y aumentos por encima de 4 millones de barriles diarios de 2040.
- La aplicación de las normas de la OMI son el principal desafío de los refinadores y probablemente afectaran los niveles de la demanda global.

Gráfico N°12
Demanda global de petróleo crudo y tasa de crecimiento, según procedencia



Fuente: OPEP. World Oil Outlook 2040. 2018

- El número de vehículos se proyecta como un factor clave en el aumento del consumo de petróleo y combustibles en el sector del transporte. La población de vehículos total se estima que crecerá en unos 1,1 billones entre 2017 y 2040 para llegar a 2,4 billones de vehículos.

De igual forma, en el World Oil Outlook al 2040 de la OPEP prevé los siguientes fundamentales por el lado de la oferta

- Se ha revisado las estimaciones de la oferta no OPEP para 2017-2019 y ha existido un cambio significativamente, a consecuencia del crecimiento más fuerte de lo esperado en la demanda de petróleo de esquisto de Estados Unidos y como resultado de la declaración de cooperación entre México y Centroamérica, lo que vino a acelerar el retorno de la estabilidad al mercado. Se prevé un crecimiento fuerte al 2023 pasando de 1,2 millones de barriles diarios a 1,4 millones de barriles diarios.
- Estados Unidos seguirá siendo el país con registros importantes de crecimiento de la oferta a mediano plazo, aportando 5,6 millones de barriles/diarios, lo que significa dos tercios de nuevas fuentes, impulsado por la creciente producción de petróleo de esquisto. Se prevé un crecimiento fuerte de Estados Unidos en el período 2018-2020,

aunque desacelerando un poco después de eso y al pico en 14,1 millones de barriles /diarios en la segunda mitad de los 2020s.

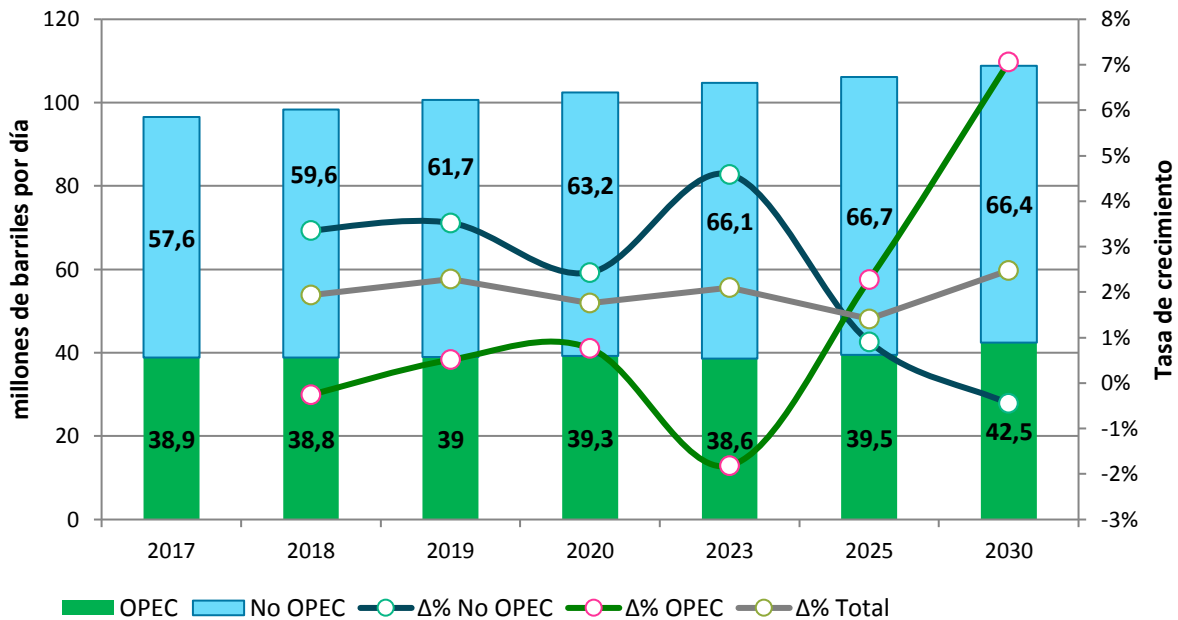
Cuadro N°27
Oferta global de petróleo crudo según procedencia

	2017	2018	2019	2020	2023	2025	2030	2035
OECD	25,7	27,6	29,1	30,2	32,3	32,6	32,1	30,5
Países en vías de desarrollo	15,5	15,6	16,1	16,3	16,9	17,0	16,9	16,5
Eurasia	14,2	14,2	14,3	14,3	14,4	14,6	14,7	14,8
Ganancias procesadas	2,2	2,2	2,2	2,4	2,5	2,5	2,7	2,8
Total Oferta no OPEP	57,6	59,6	61,7	63,2	66,1	66,7	66,4	64,6
Total Oferta OPEP	38,9	38,8	39,0	39,3	38,6	39,5	42,5	46,0
Cambio en Inventarios	-0,8	-0,4	0,5	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Oferta Global Total	96,5	98,4	100,7	102,5	104,7	106,2	108,9	110,6

Fuente: OPEP. World Oil Outlook 2040 (versión 2018)

- Dado el gran número de variables que sustentan el crecimiento de petróleo de esquisto de los Estados Unidos y su naturaleza *shortcycle* (proyectos pequeños), estos sugieren que en la época de su apogeo en 2027, el suministro de petróleo de esquisto de Estados Unidos podría ser de 1 – 2 millones de barriles /diarios mayor o menor versus el pico observado en el caso de referencia, una gama que se ensancha de más / menos 3 a 4 millones de barriles /diarios para 2040 – y por lo tanto tiene un potencial importante en equilibrio de mercado de petróleo.
- Otras fuentes principales de suministro no OPEP a mediano plazo son Brasil, Canadá y en menor medida, Kazajistán, que se espera agreguen 2,6 millones de barriles /diarios al 2023.
- Inversión global en la parte de exploración (*upstream*) creció 5% en 2017. La proyección esperada indica que la inversión continúe aumentando en el mediano plazo, con un énfasis en el crudo de esquisto. Las principales petroleras internacionales (offshore) han mantenido la política de inversiones en capital generando un escenario de orientación de US \$50 /barril.

**Gráfico N°12:
Oferta global de petróleo crudo y tasa de crecimiento, según procedencia**



Fuente: OPEP. World Oil Outlook 2040 (Versión 2018)

Importación de combustibles

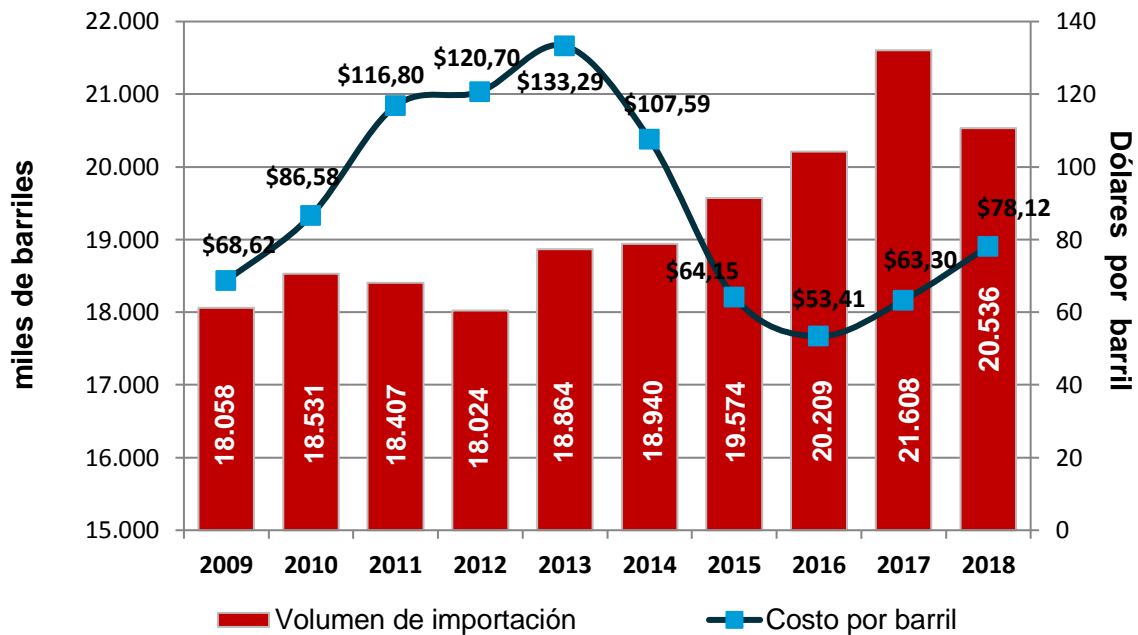
Durante el año 2016, RECOPE S.A. importó un total de 20,2 millones de barriles (bbl) de productos derivados de petróleo terminados (un incremento de 6,7% anual respecto de 2015). En 2017, se incrementó hasta 21,6 millones de barriles (6,9%) especialmente por la construcción de inventarios. Entretanto, en 2018 las importaciones alcanzaron los 20,5 millones de barriles (un 5% menores a las de 2017).

El costo CIF total aumentó de US\$1.073,6 millones en 2016 a US\$1.374,6 millones (28,0%) en 2017, la tendencia al alza continuó en 2018 al sumar US\$1.604,2 millones (16,7%), es decir, en una proporción mayor que el volumen, debido a la recuperación de los precios.

El costo de las importaciones de 2015 fue de US\$64,15 por barril, mientras que el precio ponderado por barril de los combustibles continuó reduciéndose en 2016 hasta US\$53,41 por barril, sin embargo, repuntó a US\$63,30 por barril en 2017 (un alza de 18,5%) así como en 2018 hasta US\$78,12 por barril (alza de 23,4%). Por lo que el efecto precio es el principal factor en el alza de la factura petrolera en 2017 y 2018.

Las importaciones fueron casi totalmente de productos terminados, entre 2012 y 2018, pues también se compra MTBE para mezcla de gasolina.

Gráfico N°13
Importaciones por año: Volumen total (miles de barriles)
y precio CIF ponderado promedio (US\$/bbl)

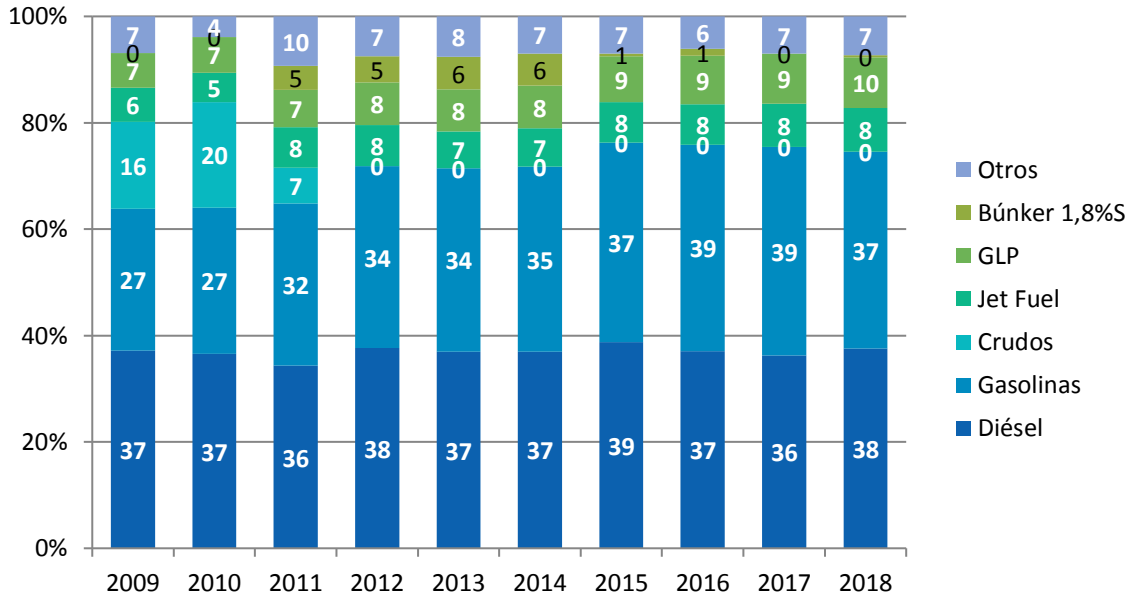


Fuente: RECOPE

El siguiente gráfico presenta la composición volumétrica de las importaciones de RECOPE para los diez últimos años:

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 autorizadas por la empresa para el suministro de combustibles: la contratación estatal, el concurso internacional y la contratación concursada. En 2015, de un total de US\$1.214.954.378 de compras, solamente US\$536.974 (14.928 barriles) correspondieron a contratación estatal, por lo que prácticamente el 100% corresponden a concurso internacional, para 2016 porque de US\$1.073.562.34 sucedió algo similar pero se pagaron US\$1.559.760 (19.924 barriles) por contratación estatal. En 2017, las compras por concurso internacional representaron el 99,5% (US\$1.367.147.145), mientras que el resto se hizo por la figura de Contratación Excepcionada, la cual se aplica ante alguna emergencia o necesidad de comprar un producto en específico, la cual es avalada por los jefes de la empresa, mediante esta modalidad se compró el 0,5% (US\$7.438.125 o 123.023 barriles). En el año 2018, las proporciones fueron similares (99,3% y 0,7%) que en términos monetarios representaron US\$1.592.425.265 (20.340.550 barriles) y US\$11.791.734 (195.474 barriles), respectivamente.

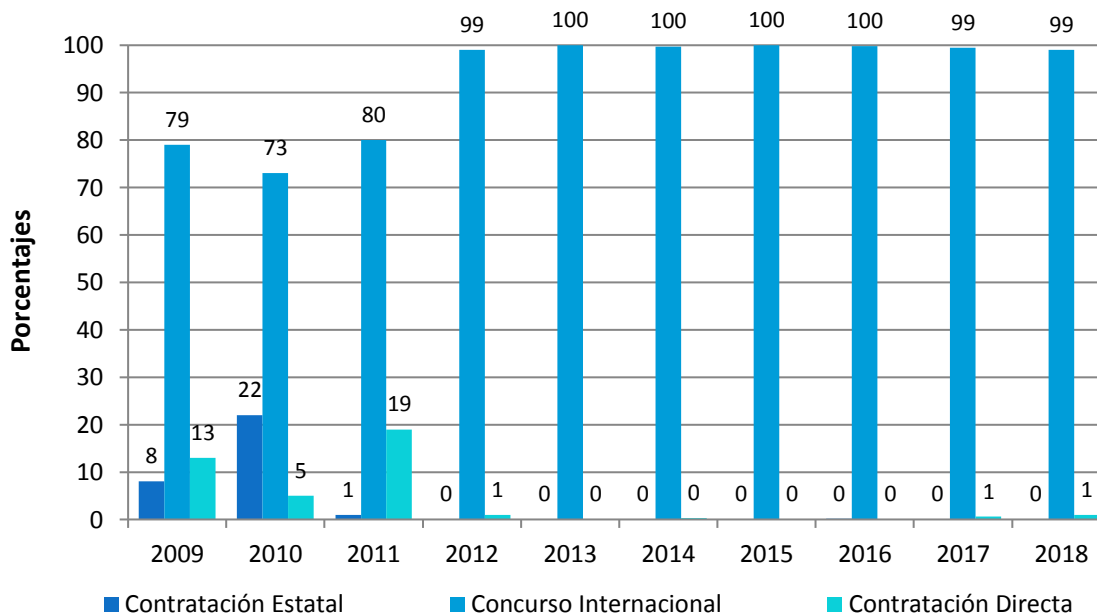
Gráfico N°14
Composición volumétrica de las importaciones por producto 2009-2018



Fuente: RECOPE

RECOPE ha debido variar en forma radical el esquema de compras de crudo y derivados, pasando de la importación directa con empresas estatales latinoamericanas, a la compra por medio de concurso internacional, con lo cual le ha dado mayor participación a proveedores privados internacionales. Conforme ha aumentado la necesidad de comprar productos terminados, se ha tenido que adoptar el esquema de contratación internacional, el cual es un proceso licitatorio en donde se invitan a participar a todas las compañías petroleras internacionales inscritas en este Registro de Proveedores de RECOPE.

Gráfico N°15
Importaciones según modalidad de compra (2009 – 2018)



Fuente: Dirección de Comercio Internacional de RECOPE

Entre 2012 y 2018, 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 2016 y 2018, 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°28
Desglose de las importaciones por proveedor (2017, 2018)

Proveedor	Volumen facturado (bbls)			Costo CIF (USD)		
	2017	2018	%	2017	2018	%
Valero Marketing & Supply Co.	10.240.897	15.392.234	60,8%	681.052.598	1.282.905.265	65,9%
Lukoil Pan Americas, LLC	3.408.493	29.953	8,2%	232.524.281	3.149.641	7,9%
Atlantic Trading & Marketing	2.165.423	371.911	6,0%	147.237.554	28.385.805	5,9%
Carib LPG Trading Ltd	307.012	1.955.732	5,4%	13.849.884	88.140.537	3,4%

Proveedor	Volumen facturado (bbls)			Costo CIF (USD)		
	2017	2018	%	2017	2018	%
Geogas Trading S.A.	1.718.281	0	4,1%	71.427.788	0	2,4%
PBF Holding Company LLC	1.577.125	0	3,7%	104.611.075	0	3,5%
Glencore Ltd.	999.027	257.870	3,0%	59.663.308	15.818.535	2,5%
MOTIVA Enterprises LLC	0	1.240.787	2,9%	0	99.996.639	3,4%
Asphaltos Trade S.A.	601.270	194.783	1,9%	29.536.473	11.178.517	1,4%
BP North America Petroleum	198.285	568.716	1,8%	10.221.203	36.290.117	1,6%
MATCON Trading Corp.	0	511.778	1,2%	0	36.858.978	1,2%
Vitol Incorporated	189.984	0	0,5%	9.206.262	0	0,3%
Cargill Incorporated	85.142	0	0,2%	5.928.599	0	0,2%
Puma Energy	69.718	7.458	0,2%	4.946.719	1.151.059	0,2%
Petrobras Global Trading B.V.	24.184	0	0,1%	2.186.152	0	0,1%
BRASKEM Netherlands B.V	23.081	0	0,1%	2.184.392	0	0,1%
Gas del Caribe	0	4.611	0,0%	0	290.016	0,0%
Petróleos Delta Panamá	211	192	0,0%	45.615	51.890	0,0%
Valero Marketing & Supply Co.	10.240.897	15.392.234	60,8%	681.052.598	1.282.905.265	65,9%
Lukoil Pan Americas, LLC	3.408.493	29.953	8,2%	232.524.281	3.149.641	7,9%
Atlantic Trading & Marketing	2.165.423	371.911	6,0%	147.237.554	28.385.805	5,9%

Fuente: Dirección de Comercio Internacional de RECOPE

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 para recibir un revamping.

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).

de los cuales se recibieron 55 reclamos (52 en 2018), siendo la razón principal el muelle cerrado.

Con corte a diciembre de 2017 existen 30 casos por reclamos cerrados por un total de US\$1,0 millones, sin embargo, al cierre de 2018, se habían pagado US\$1,3 millones pero quedaron pendientes de pago para enero la suma de US\$3,3 millones.

Para evitar que se dieran problemas operativos con los remolcadores y piloto de Moín, por limitaciones operativas de JAPDEVA, RECOPE contrató remolcadores externos desde fines de 2011. JAPDEVA desde mediados del año 2011 anunció que no cerrarían el muelle durante días festivos, por lo que no se dan demoras por este concepto.

Las limitaciones en la infraestructura portuaria como la falta de calado hacían que en el pasado fuera mayor el número de embarques anuales y a su vez los reclamos por demoras, lo que ha generado de igual manera un incremento en los costos de operación de la empresa. Por lo tanto, proyectos como la Terminal Atlántica y el de tancaje son de vital importancia para solventar las no conformidades que se presentan en la actualidad en materia de importaciones.

Producción

Durante 2012 y 2017, la refinería no operó. Los últimos años de operación de la refinería se vieron afectados por la imposibilidad de obtener productos que cumplieran con los estándares de calidad cada vez más exigentes, debido a que no se completó la modernización de la planta a finales de los años noventa y que requería crudos más livianos (y por ende, más costosos) con una escala muy pequeña (insuficiente para abastecer la demanda de productos del país). Ante este panorama, la mejor opción sigue siendo la Ampliación y Modernización de la refinería que incorporaría nuevas unidades de conversión en los procesos de refinación y mezclado de RECOPE S.A., proyecto que actualmente se encuentra suspendido por una orden de la Contraloría General de la República.

Distribución y trasiego

Todos los combustibles importados y también los que se procesan y mezclan en la refinería, inicialmente son almacenados en el Plantel Moín. Una parte de estos se vende en el sitio para cubrir la demanda de la Zona Caribe y el resto se transporta hacia los otros planteles de la empresa, ubicados en El Alto de Ochomogo, La Garita y Barranca; también se trasiegan pequeñas cantidades de producto hacia otros puntos de venta, ubicados en el Aeropuerto Internacional Juan Santamaría, el Aeropuerto Daniel Oduber Quirós en Liberia y el Aeropuerto de Limón. El transporte de productos se realiza a través de las líneas del poliducto o bien en camiones cisterna.

El plantel que presenta la mayor tasa de crecimiento es La Garita y este será el más importante en ventas debido a que el Plantel El Alto no cuenta con terrenos adecuados para seguir creciendo. Además, se plantean importantes incrementos en almacenamiento en La Garita

porque cuenta con nuevas áreas de crecimiento, e incluso ya se han enviado clientes de El Alto a retirar el producto en La Garita.

Liquidez y operación de RECOPE

Durante todo este periodo, RECOPE S. A. ha atendido las necesidades financieras para asegurar la actividad empresarial, con los recursos financieros de caja y cierra al 31 de diciembre de 2017 con ₡101.168 millones versus ₡40.532,7 millones de 2016, (₡36.653,6 millones en 2015). Esto como resultado de mayores niveles de crédito proveedor y que permitieron una construcción de inventarios y un incremento de las cuentas por pagar.

En relación con el pasivo financiero, para diciembre de 2017 se aprecia un incremento de ₡106.114,5 millones en las cuentas por pagar, contra los ₡14.000,6 millones que había subido en 2016 (en 2015 se había dado una rebaja de ₡22.765,2 millones); los financiamientos de corto plazo (líneas de crédito) no se utilizaron en 2017, mientras que en 2016 había cerrado con un alza de ₡214,3 millones (mientras en 2015 se había dado una baja de ₡38.700,7 millones).

Los ingresos diferidos se reducen en ₡1.479,3 millones en 2017 adicional a los ₡2.171,1 millones que bajó en 2016.

En cuanto a la deuda con costo de largo plazo se dio un alza neta de ₡1.389,6 millones menor que el alza de ₡8.221,6 millones en 2016: Aunque no se dio la colocación de la Serie A6 en 2017 y el saldo de la deuda bancaria más bien bajó al ser mayores las amortizaciones que los desembolsos de la operación crediticia con BNP Paribas & Société Générale, lo que se observa en términos generales, es un incremento del saldo por un tema de depreciación del colón.

Riesgos tecnológicos

Las medidas que se han venido implantando en la Empresa, han permitido valorar prácticamente todos los riesgos dentro del nivel de aceptabilidad aprobado, encontrándose eso sí la necesidad de fortalecer el recurso humano para poder brindar una atención permanente y continua, los siete días de la semana, las 24 horas del día sin estar expuestos al riesgo de interrupción de las operaciones. Ello, tanto por la necesidad de personal adicional como por la existencia de personal altamente especializado, que no es fácil de reemplazar y que por ende supone la necesidad de establecer una estrategia para retenerlos y para lograr la transferencia del conocimiento a otros colaboradores. RECOPE ha migrado hacia software libre, como una medida para reducir gastos operativos. Además se está haciendo una migración hacia nuevos servidores con una tecnología más avanzada.

Factores y tendencias

RECOPE ha sido pionero en Centroamérica, ofreciendo los combustibles más limpios de la Región. La introducción del diesel de 50 partes por millón de azufre (*low sulfur*) a partir de enero de 2011, introdujo la gasolina con mayor octanaje (Plus 91 para sustituir la gasolina regular), y ha aplicado programas y planes pilotos en biocombustibles (región Pacífico Norte y

Central). De esta manera, y para no verse afectada negativamente en el largo plazo, RECOPE ofrece productos con especificaciones internacionales acorde con las nuevas tendencias de la industria, las expectativas de los consumidores y las características del parque vehicular en circulación. Cuenta con los únicos laboratorios certificados internacionalmente del país.

En el 2012, BP indicó en su informe web N°61: (BP Statistical Review of World Energy 2012) que las tendencias a nivel mundial sobre el uso del petróleo y combustibles no disminuyen su consumo, sino que la tendencia de la demanda hacia el alza continúa, dado que las economías emergentes continúan ampliando su participación dentro de la demanda total por petróleo y combustibles. Lo anterior, ha derivado en que los mercados relacionados a la energía se han vuelto más flexibles, mediante las innovaciones en la tecnología, que a su vez permite la creación de nuevas fuentes de energía. Esto ha permitido a los gobiernos tener acceso a gas natural, exploración en aguas profundas para sacar petróleo, refinación de petróleo cada vez más pesado, biocombustibles, entre otros.

Dicha tendencia a nivel mundial, se ha vuelto competitiva y abierta, ya que cada vez más impulsa la innovación tecnológica consiguiendo recursos energéticos donde antes no era posible encontrarlos, como es el caso del *shale gas* o el *shaleoil* en EE.UU.

Ante este panorama, Costa Rica a través de RECOPE tiene que estar a la expectativa de las nuevas tendencias del mercado internacional para el beneficio de los consumidores nacionales.

Fondo de pago de los bonos

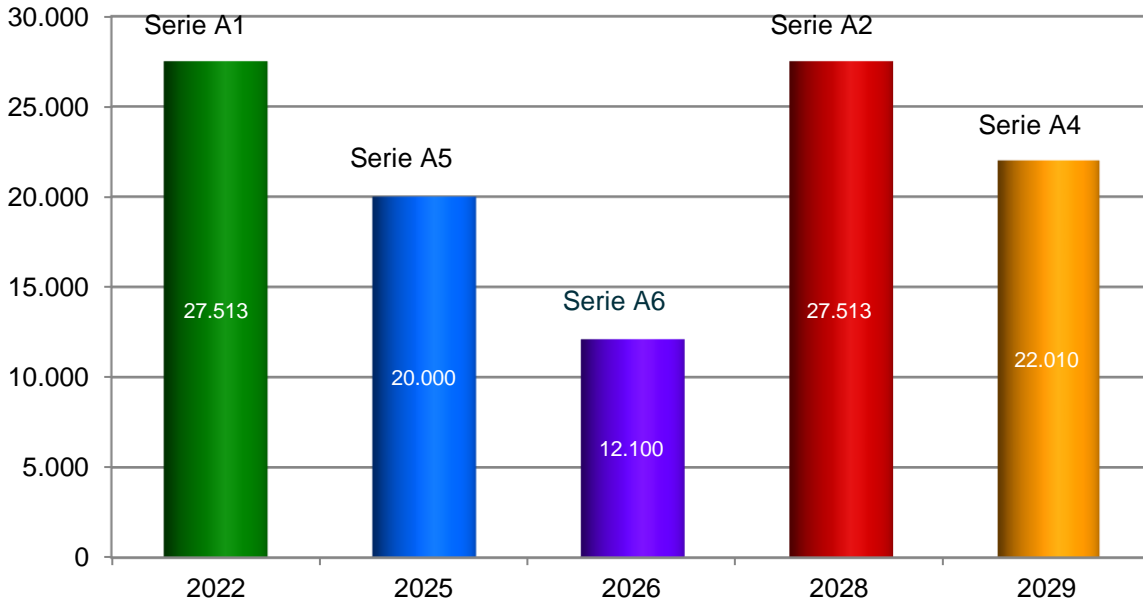
La Junta Directiva en el Artículo #6, de la Sesión Ordinaria #5013-219, celebrada el 18 de diciembre de 2017 acordó conformar un Fondo para pagar los bonos emitidos y colocados para el desarrollo del plan de inversiones, denominado FAB.

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.

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 13,03% anual.

En acuerdo de la Junta Directiva establece las reglas para la conformación, administración y control del Fondo, según se indica a continuación:

Gráfico N°16
Monto por emisión y fecha de vencimiento (millones de colones)



“2. Autorizar la conformación de un Fondo para la Amortización de los Bonos (en adelante, FAB) emitidos por RECOPE en el Programa A que fue autorizado por SUGEVAL según SGV-R-2702 de 27 de agosto de 2012, de acuerdo con los lineamientos que se indican a continuación: / El Fondo se constituirá con los recursos de la reserva de inversión aprobada por ARESEP para el financiamiento de inversiones. / Anualmente se destinará un monto que será determinado de acuerdo con las condiciones financieras y económicas imperantes, así como según el nivel de recursos acumulados destinados para tal fin. / Los recursos destinados al Fondo serán invertidos de acuerdo con los lineamientos que le aplican a RECOPE en su calidad de Empresa Pública. / Los rendimientos obtenidos de las inversiones realizadas deberán ser reinvertidos como parte del Fondo, de manera que dicha capitalización permita el crecimiento de dicho fondo. / Las inversiones deberán realizarse considerando la estructura de monedas de las series emitidas, de manera que se amortigüe el riesgo cambiario. / El Departamento de Tesorería deberá llevar los controles pertinentes para la identificación de los recursos destinados al Fondo; así como de los rendimientos obtenidos de las inversiones financieras realizadas, debiendo presentar los informes que periódicamente sean requeridos. / Las inversiones financieras que se realicen, incluyendo la capitalización de rendimientos, deberán ser registrados y revelados de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), debiendo crearse las cuentas contables que correspondan y que permitan realizar la trazabilidad de los recursos destinados al Fondo. / Los recursos que se autoricen destinar al Fondo deberán ser presupuestados

conforme a la normativa presupuestaria aplicable, de previo a que se realicen las inversiones financieras y se presentarán los informes que los órganos de control y regulación requieran. / El Departamento de Estudios Económicos y Financieros realizará periódicamente un estudio acerca de los recursos que deberán destinarse al Fondo, considerando, entre otros, los rendimientos de las inversiones financieras, el comportamiento del tipo de cambio, el plazo al vencimiento del principal y los recursos ya destinados al Fondo así como los rendimientos generados. El informe será presentado a la Administración para el trámite correspondiente. / Los montos que se asignen al FAB tienen por objeto ir acumulando los recursos financieros como previsión para pagar el principal de los bonos a su vencimiento, por tratarse de una obligación donde no se realizan amortizaciones anuales, sino en la fecha valor./ 3. Destinar en 2017 la suma de al menos ¢9.175 millones al Fondo, cifra que deberá ser revisada anualmente, considerando las condiciones de las emisiones, las condiciones económicas y financieras pertinentes y los recursos destinados al Fondo”.

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.

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
Lic. Carlos Manuel Rodríguez Echandi	Vicepresidente
Ing. Gerardo Enrique Rudín Arias	Secretario
Licda. Carmen Coto Pérez	Tesorera
Licda. María Lorena Alpízar Marín	Vocal 1
Ing. Mauricio Ortiz Ortiz	Vocal 2
Lcda. Margarita Soto Durán	Vocal 3

Presidente: Dr. Alejandro Muñoz Villalobos

Nacionalidad	Costarricense
Año de Nacimiento	1958
Poderes que ostenta	Ninguno
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	<p>Licenciado en Economía (Universidad Centroamericana José Simeón Cañas, El Salvador, 1986 y Universidad Latina de Costa Rica 1998).</p> <p>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 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</p>

	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).
Miembro de otras Juntas Directivas	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) SORESCO S.A. (desde junio 2014)

Vicepresidente: Lic. Carlos Manuel Rodríguez Echandi

Nacionalidad	Costarricense
Año de Nacimiento	1960
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	ND
Currículum	<p>Licenciado en Derecho (Universidad de Costa Rica, 1986)</p> <p>Master en Derecho Ambiental (South Methodist University, 1988)</p> <p>Ministro de Ambiente y Energía (2002-2006) (mayo 2018 a la fecha)</p> <p>Viceministro de Ambiente y Energía (1998-2000)</p> <p>Vicepresidente Regional y Director Regional del Centro para la Biodiversidad y Conservación (CBC) para México y Centroamérica. Fundación Conservation International (CI).</p> <p>Vicepresidente de Políticas Internacionales para Conservation International (CI) (2009 a la fecha)</p> <p>Subdirector del Centro Agronómico Tropical de Investigación y Enseñanza (CATIE), Turrialba (2000-2002).</p> <p>Asesor Legislativo del diputado Miguel Ángel Rodríguez Echeverría (1990-1993)</p> <p>Asesor del Ministro de Ambiente y Energía (1997-1998)</p> <p>Jefe de la Delegación de Costa Rica en la Conferencia de Cambio Climático, Buenos Aires, Argentina (1998)</p>

	<p>Director adjunto de Servicio de Parques Nacionales, Costa Rica (1996-1998)</p> <p>Jefe de la Delegación de Costa Rica en la Conferencia del Convenio de Biodiversidad, Jakarta, Indonesia (1996)</p> <p>Asistente del Departamento Legal de la Agencia de Protección Ambiental, Dallas, Texas, Estados Unidos (1987-1988).</p> <p>Socio del Bufete Lara, López, Matamoros, Rodríguez y Tinoco, San José, Costa Rica (1982-1988)</p> <p>Asesor Legal de la Escuela Agrícola de la Región de Trópico Húmedo (EARTH), Guácimo, Costa Rica.</p>
Miembro de otras Juntas Directivas	No

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 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: 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</p>

	<p>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> 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 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 USAAID 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>
--	--

	Fiscal de la Fundación de la Universidad de Costa Rica para la Investigación.
Miembro de otras Juntas Directivas	Ninguna

Vocal 1: Licda. María Lorena Alpízar Marín

Nacionalidad	Costarricense
Año de Nacimiento	1967
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	Ninguna
Currículum	<p>Licenciada en Planificación (Universidad Nacional, Costa Rica).</p> <p>Maestría en Administración de Proyectos (Universidad para la Cooperación Internacional)</p> <p>Programa de Postgrado en Alta Gerencia, Formulación y Evaluación de Proyectos (Instituto Centroamericano de Administración Pública, ICAP)</p> <p>Candidata a Doctorado en Educación (Universidad La Salle)</p> <p>Consultora Internacional en temas de gestión del riesgo en PNUD, UNICEF, OPS, JICA, BID, Banco Mundial y CEPREDENAC.</p> <p>Jefe Departamento de Gestión para el Fortalecimiento Municipal, Instituto de Fomento y Asesoría Municipal (IFAM), noviembre 2017 a la fecha.</p> <p>Jefe Unidad de Servicios Técnicos y de Financiamiento (IFAM), octubre –noviembre 2017.</p> <p>Jefe de Planificación (Instituto Mixto de Ayuda Social, IMAS), mayo –noviembre 2017.</p> <p>Profesional en Planificación (Instituto Mixto de Ayuda Social, IMAS), noviembre 2016 – mayo 2017.</p> <p>Gerente General, Instituto Nacional de Vivienda y Urbanismo (INVU) noviembre 2014 – febrero 2016.</p> <p>Jefe Planificación, Municipalidad de Santa Ana (febrero 2004-</p>

	<p>octubre 2012)</p> <p>Directora Ejecutiva, Consejo Nacional de Capacitación Municipal (CONACAM), septiembre 2006-marzo 2007.</p> <p>Directora del Área de Planificación y Gestión de Proyectos. Comisión Nacional de Prevención de Riesgos y Atención de Emergencias (CNE), septiembre 1998- septiembre 2002.</p> <p>Planificadora Económica y Social, Ministerio de Salud, Proyecto de Rectoría y Fortalecimiento del ministerio.</p> <p>Planificadora Económica y Social, Caja Costarricense de Seguro Social (CCSS) 1994-1996.</p> <p>Coordinadora del Componente de Dirección y Conducción del Sector Salud (1991-1993)</p> <p>Asesora del ministro de Salud Dr. Carlos Castro Charpantier (1990-1994)</p> <p>Planificadora Económica y Social, Instituto Costarricense de Acueductos y Alcantarillados (1989-1990)</p> <p>Planificadora Económica y Social, Dirección Nacional de Desarrollo de la Comunidad, DINADECO)</p>
Miembro de otras Juntas Directivas	Ninguna

Vocal 2: Ing. Mauricio Ortiz Ortiz

Nacionalidad	Costarricense
Año de Nacimiento	1959
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	Ninguna
Currículum	<p>Ingeniero Industrial (Universidad Autónoma de Centroamérica Costa Rica).</p> <p>Preparación en Tecnología Petrolera (Colorado Northwestern Community College)</p> <p>Preparación en Comercio Internacional (Universidad Internacional de las Américas)</p>

	<p>Experiencia laboral en el proyecto PEMEX – RECOPE.</p> <p>Empresario, presidiendo APA Worldwide (logística internacional, transportes terrestres, marítimos y aéreos) por 30 años.</p> <p>ExAsesor del Ministerio de Ambiente y Energía.</p> <p>Ex Presidente de Asociación Panamericana de Transportes y Reubicaciones Internacionales.</p> <p>Miembro de la Comisión Nacional del Bicentenario de Juan Rafael Mora Porras.</p> <p>Productor del documental “El Héroe Olvidado”.</p> <p>Expresidente de la Cámara de Comercio Brasil – Costa Rica.</p> <p>Exvicepresidente de la Cámara de Comercio Colombia – Costa Rica.</p> <p>Miembro de la Comisión de Servicios de AMCHAM.</p>
<p>Miembro de otras Juntas Directivas</p>	<p>Junta Directiva de BCR Valores, Junta Estadio Nacional.</p>

Vocal 3: Lcda. Margarita Soto Durán

<p>Nacionalidad</p>	<p>Costarricense</p>
<p>Año de Nacimiento</p>	<p>1970</p>
<p>Poderes que ostenta</p>	<p>Ninguno</p>
<p>Fecha de nombramiento</p>	<p>29 de mayo de 2018</p>
<p>Fecha de vencimiento del nombramiento</p>	<p>8 de mayo de 2022</p>
<p>Relación de parentesco con otro miembro del Consejo Directivo, Gerencia y personal de nivel ejecutivo</p>	<p>No</p>
<p>Curriculum</p>	<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, septiembre 1994 a diciembre 1994.</p>
<p>Miembro de otras Juntas Directivas</p>	<p>No</p>

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.

Los 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. Leonel Altamirano Taylor	Gerente de Proyectos
Ing. Henry Arias Jiménez	Gerente de Refinación
Ing. Roy Joaquín Vargas Carranza	Gerente de Distribución y Ventas

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	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) Profesor de curso de Estática y Resistencia de Materiales

	<p>(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 Coyol (Nov. 2007-Dic. 2010)</p> <p>Candidato a Segunda Vicepresidencia de la República 2018, Partido Unidad Social Cristiana.</p>
<p>Miembro de otras Juntas Directivas</p>	<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

<p>Nacionalidad</p>	<p>Costarricense</p>
<p>Año de Nacimiento</p>	<p>1966</p>
<p>Poderes que ostenta</p>	<p>Poder Generalísimo</p>
<p>Fecha de nombramiento</p>	<p>13 Agosto 2012</p>
<p>Fecha de vencimiento del nombramiento</p>	<p>Indefinido</p>
<p>Relación de parentesco con otro miembro del Consejo Directivo, Gerencia y personal de nivel ejecutivo</p>	<p>Ninguna</p>
<p>Curriculum</p>	<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-</p>

	<p>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 Proyectos y Comercio Internacional: Ing. Leonel Altamirano Taylor

Nacionalidad	Costarricense
Año de Nacimiento	1957
Poderes que ostenta	Poder Apoderado general
Fecha de nombramiento	Octubre 2011
Fecha de vencimiento del nombramiento	Indefinido
Relación de parentesco con otro miembro del Consejo Directivo, Gerencia y personal de nivel ejecutivo	Ninguno
Curriculum	<p>Ha sido Jefe del Departamento de Construcción (1986-2011) que tiene relación con todo el desarrollo de infraestructura en la Refinería de Moín.</p> <p>Maestría en Gerencia de Proyectos por el Instituto Centroamericano de Administración Pública (ICAP)</p> <p>Licenciatura en Ingeniería Civil por la Universidad de Costa Rica.</p>
Miembro de otras Juntas Directivas	No es miembro de otras Juntas Directivas

Gerente de Refinación: Ing. Henry Arias Jiménez

Nacionalidad	Costarricense
Año de Nacimiento	1960
Poderes que ostenta	Poder Apoderado general sin límite de suma
Fecha de nombramiento	18 Enero 2011
Fecha de vencimiento del nombramiento	Indefinido
Relación de parentesco con otro miembro del Consejo Directivo,	Ninguna

Gerencia y personal de nivel ejecutivo	
Curriculum	Ha laborado en RECOPE desde 1987 ocupando varios puestos como Gerente Portuario y Director de Servicios Operativos. Más recientemente ocupa el cargo de Gerente de Refinería. Licenciado en Ingeniería Química de la Universidad de Costa Rica y Máster en Administración de Empresas en Mercadeo y Finanzas del Instituto Tecnológico de Costa Rica.
Miembro de otras Juntas Directivas	No es miembro de otras Juntas Directivas

Gerente de Distribución y Ventas: Ing. Roy Joaquín Vargas Carranza

Nacionalidad	Costarricense
Año de Nacimiento	1980
Poderes que ostenta	Apoderado General
Fecha de nombramiento	Setiembre 2013
Fecha de vencimiento del nombramiento	Indefinido
Relación de parentesco con otro miembro del Consejo Directivo, Gerencia y personal de nivel ejecutivo	Ninguno
Curriculum	Profesional 2. Dirección de Planificación, Departamento de Formulación de Proyectos (2006-2013). Realizando estudios de pre y factibilidad, perfiles de proyectos; desarrollo de ingenierías conceptuales y básicas en el proceso de importación, refinación, distribución, almacenamiento y venta de combustibles.
Miembro de otras Juntas Directivas	No

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
Superior	8	8	8	8	8
Profesionales	408	408	408	408	408
Ejecutivas	66	66	66	66	66
Técnicas	716	716	756	756	756
Administrativas	229	229	229	229	229
Servicios	315	315	332	332	332
TOTAL	1.742	1.742	1.799	1.799	1.799

Fuente: **RECOPE**

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

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

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Promedio de empleados al año	1.734	1.751	1.768	1.853	1.826	1.781	1.772	1.732

Fuente: **RECOPE**

En 2016, los 1.781 empleados promedio se concentraron principalmente en la Gerencia de Distribución y Ventas – GDV- (570), Administración y Finanzas – GAF - (496) y Operaciones (364). Para 2017, la de Distribución continuaba encabezando con 565, seguido de Administración y Finanzas (499) y Operaciones (362). Al cierre de 2018, la GDV tenía 558 funcionarios (-7 respecto de 2017), la GAF contaba con 476 (-23) y de Operaciones con 353 (-9).

6.3. Organizaciones de trabajadores

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

Organizaciones gremiales

SITRAPEQUIA (1.190 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.

APT (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 subjetivo, 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) (51 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.

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 jefes, 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.