



Memoria
Estados financieros al 31 de diciembre de 2017
y comparativos
Informe de los Auditores Independientes
Informe de la Comisión Fiscalizadora

MEMORIA

Correspondiente al ejercicio económico finalizado el 31 de diciembre de 2017

(Cifras expresadas en miles de pesos)

(Información no cubierta por el Informe de los Auditores Independientes)

Señores Accionistas de

Compañía Mega S.A.

De conformidad con las normas legales y estatutarias vigentes, el Directorio tiene el agrado de someter a la consideración de los señores accionistas, la presente Memoria, Inventario, Estado de situación financiera, Estado de resultados integrales, Estado de cambios en el patrimonio neto, Estado de flujo de efectivo y notas correspondientes al ejercicio económico finalizado el 31 de diciembre de 2017.

ANTECEDENTES Y ACTIVIDAD DE LA SOCIEDAD

Compañía Mega S.A. (la "Sociedad", la "Compañía" o "Mega") se constituyó el 30 de julio de 1997 y fue inscripta en la Inspección General de Justicia ("IGJ") el 31 de octubre de 1997, siendo su objeto social principal la construcción y operación de una planta de separación de gas natural en el área de Loma La Lata, en la provincia de Neuquén; una planta de fraccionamiento de líquidos del gas natural en Bahía Blanca, provincia de Buenos Aires, de la cual se obtiene principalmente etano, propano, butano y gasolina natural; un poliducto para transportar los líquidos del gas natural desde la planta separadora hasta la planta fraccionadora y ciertas instalaciones en la planta fraccionadora, con el propósito de transportar, almacenar y despachar etano, propano, butano y gasolina natural; así como también la provisión de servicios y la venta de energía a terceros.

Mediante un acuerdo de provisión a largo plazo, YPF S.A. ("YPF") se comprometió a poner a disposición de la Sociedad gas para su procesamiento en la planta de separación de Loma La Lata y a vender a Mega la cantidad retenida de dicho gas correspondiente al volumen de líquidos del gas natural separados. Adicionalmente, la Sociedad vende etano a PBBPolisur S.R.L. ("PBBPolisur") y propano, butano y gasolina natural a Petróleo Brasileiro S.A. ("Petrobras"), a través de ciertos acuerdos de venta a largo plazo bajo los cuales toda la producción esperada de la Sociedad será vendida.

La construcción de la planta de separación de gas natural (incluyendo los ductos e instalaciones relativas), el poliducto, la planta fraccionadora y las instalaciones de almacenamiento y despacho se realizó mediante un contrato de construcción bajo la modalidad llave en mano por aproximadamente U\$S 445 millones. Adicionalmente, previo a la puesta en marcha, la Sociedad incurrió en aproximadamente U\$S 283 millones, correspondientes a pago de intereses y costos financieros, impuesto al valor agregado, otros impuestos, trabajos de ingeniería de terceros, consultoría y otros servicios contratados, sueldos y cargas sociales y otros gastos generales.

La operación comercial de las plantas y demás instalaciones del proyecto fue iniciada el 1 de abril de 2001.

La totalidad de los aproximadamente U\$S 728 millones incurridos fueron financiados principalmente mediante la emisión de Obligaciones Negociables y aportes de capital de los accionistas de la Sociedad. La Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria de Accionistas de la Sociedad celebrada el 15 de diciembre de 1997 aprobó el ingreso de la Compañía al régimen de oferta pública de títulos valores, a efectos de emitir Obligaciones Negociables por un monto máximo de U\$S 700 millones. En junio de 1999, la Sociedad celebró acuerdos para la emisión de Obligaciones Negociables por un monto total de US\$ 472 millones, las cuales fueron canceladas en su totalidad al 31 de diciembre de 2005.

La Resolución N° 570/2010 de la Comisión Nacional de Valores ("CNV") dispuso que aquellas emisoras de Obligaciones Negociables que no tuvieran valores en circulación al 30 de junio de 2010, ni la intención de realizar nuevas emisiones, dejarían de permanecer en el régimen de oferta pública a los seis meses calendario de la mencionada fecha. En consecuencia, desde el 31 de diciembre de 2010, Mega dejó de estar incluida en el régimen de oferta pública y, a partir de dicha fecha, ha preparado sus estados contables siguiendo los lineamientos de la IGJ. Posteriormente, con fecha 30 de agosto de 2011 y a través de la Resolución N° 16.637, la CNV informó la cancelación de la autorización para hacer oferta pública de Obligaciones Negociables.

Con fecha 11 de agosto de 2017, la Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria de accionistas de la Sociedad aprobó solicitar el ingreso de la Sociedad al régimen de oferta pública, y la oferta pública y negociación de obligaciones negociables en el país y/o en aquellos mercados del exterior que el Directorio determine oportunamente. Asimismo, dicha Asamblea aprobó la creación de un programa global para la emisión de Obligaciones Negociables conforme al Título II de las Normas de la CNV (T.O. 2013 y modif.) por un monto máximo en circulación en cualquier momento de hasta U\$S 500 millones (o su equivalente en otras monedas) y delegó en el Directorio la facultad para fijar los términos y condiciones del Programa y de las Obligaciones Negociables.

Posteriormente, el 12 de diciembre de 2017, el Directorio de la Sociedad aprobó los términos y condiciones del Programa Global para la emisión de Obligaciones Negociables conforme al Título II de las Normas de la Comisión Nacional de Valores (T.O. 2013 y modif.) por un monto máximo en circulación en cualquier momento de hasta U\$S 500.000.000 (dólares estadounidenses quinientos millones) o su equivalente en otras monedas.

En consecuencia, los presentes Estados Financieros, son los primeros que la Sociedad emite preparados sobre la base de las Normas Internacionales de Información Financiera ("NIIF")

La adopción de las NIIF, tal como fueron emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad ("IASB") fue resuelta por la Resolución Técnica N° 26 (texto ordenado) de la Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas ("FACPCE") y por la Resolución N° 7/2015 de la IGJ que admiten su adopción por sociedades controlantes, controladas, subsidiarias o vinculadas a las que hacen oferta pública de sus acciones o títulos de deuda.

ACUERDO DE PROVISIÓN DE MATERIA PRIMA Y ACUERDOS DE VENTA DE PRODUCTOS

Como se menciona más arriba, la Sociedad ha celebrado un acuerdo de provisión de gas natural a largo plazo (el "Acuerdo de Provisión") y ciertos acuerdos de venta a largo plazo (el "Contrato de Etano", el "Contrato de GLP" y el "Contrato de Gasolina Natural", en conjunto "los Acuerdos de Venta"). Los Acuerdos de Provisión y de Venta entraron en vigencia el 1° de abril de 2001 y tienen una duración inicial de 10 años, renovable automáticamente año a año hasta el año 2017, o sujeto al cumplimiento de ciertas condiciones hasta el año 2021, a menos que las partes acuerden lo contrario.

El Acuerdo de Provisión requería originariamente a YPF, entre otras cosas, despachar no menos de 12,6 miles de millones de metros cúbicos de gas natural para cada uno de los años de duración del contrato, sujeto a ciertos requerimientos diarios y mensuales, y a la Sociedad comprar las cantidades retenidas y despacharle a YPF, de acuerdo a ciertos requerimientos, el gas residual luego del procesamiento. A raíz de las conversaciones mantenidas entre representantes de la Sociedad e YPF durante el 2017 en relación con los términos que resultarán aplicables al Acuerdo de Provisión por el período comprendido entre el 15 noviembre del 2017 y el 1 de abril del 2021, las partes acordaron, por aplicación de lo establecido en el artículo 3.2.f del Acuerdo de Provisión, que el nuevo volumen anual de gas natural que como mínimo YPF debe poner a disposición de la Sociedad a partir del 15 de noviembre del 2017 y hasta el 1 de abril del 2021 es de 8,6 miles de millones de metros cúbicos.

El Contrato de Etano requiere a la Sociedad, entre otras cosas, despachar y a PBBPolisur comprar, una cantidad mínima anual de 500.000 toneladas métricas ("tm") de etano.

El Contrato de GLP y de Gasolina Natural, entre otras cosas, requerían a la Sociedad despachar y a Petrobras comprar, una cantidad anual de 365.000 tm de propano, 235.000 tm de butano y 210.000 tm de gasolina natural, con un excedente o defecto en cada caso de 6% a opción de la Sociedad. En virtud de lo establecido por el artículo 2.1 del Contrato de GLP y de Gasolina Natural, y como consecuencia de no haberse cumplido la condición allí establecida, los Contratos de GLP y de Gasolina Natural celebrados entre la Sociedad y Petrobras con fecha 9 de marzo de 2001 han quedado automática y definitivamente terminados a partir del 18 de noviembre de 2017.

La Sociedad ha suscripto un acuerdo de corto plazo con Petrobras para la venta de ciertas toneladas de GLP y gasolina natural durante el período diciembre 2017 – abril 2018 y, asimismo, se encuentra analizando distintas alternativas para la comercialización de su producción de GLP y gasolina natural a partir del mes de mayo de 2018.

El Acuerdo de Provisión prevé el pago de daños entre YPF y la Sociedad en el caso que la Sociedad no realice la compra del gas retenido o el despacho del gas residual contractualmente acordado, o YPF no despache gas natural en las cantidades y calidades especificadas en el contrato. Adicionalmente, el Contrato de Etano prevé el pago de daños entre las partes intervinientes, en el caso en que la Sociedad no despache a PBBPolisur o si ésta no comprare las cantidades de etano contractualmente acordadas.

Las empresas productoras que forman parte del Acuerdo de Abastecimiento de Gas Propano para Redes (el "Acuerdo") se comprometieron a abastecer a las distribuidoras y subdistribuidoras de gas propano indiluido por redes del mercado interno a un precio estipulado en pesos por tonelada. Por otro lado, las mencionadas empresas productoras reciben una compensación económica por los menores ingresos equivalente a la diferencia entre el precio de venta acordado en pesos para el mercado interno y el precio de GLP-Paridad de exportación que publica mensualmente el Ministerio de Energía y Minería de la Nación ("MEyM"). La compensación económica se calcula en forma mensual y genera un crédito a favor de cada una de las empresas productoras participantes de este sistema de compensación.

La Sociedad también destina, en función de asignaciones realizadas por el MEyM, una porción significativa de su producción de butano, aproximadamente un 60% al mercado interno como empresa productora participante del "Programa Hogares con Garrafa". Las ventas bajo este esquema se realizan al precio establecido por el MEyM en pesos por tonelada, más una compensación económica. El monto de la compensación económica es un monto fijo en pesos por tonelada, también impuesto por el MEyM. En consecuencia, la compensación económica es calculada mensualmente, multiplicando el monto en pesos por tonelada de la compensación por el volumen vendido.

MARCO REGULATORIO Y SU IMPACTO EN LA SOCIEDAD

La Ley N° 26.020 establece el marco regulatorio para la industria y comercialización de gas licuado de petróleo ("GLP") y con el propósito de asegurar el abastecimiento de los hidrocarburos y combustibles en el mercado interno, obliga a los exportadores de GLP a obtener de la Subsecretaría de Recursos Hidrocarburíferos del MEyM la aprobación previa para la realización de sus operaciones de exportación.

Con fecha 2 de octubre del 2017, la entonces Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos emitió la Resolución N° 241-E/2017 en virtud de la cual, además de derogar la Resolución N° 1338/2006 de la ex Secretaría de Energía y otras normas relacionadas, se estableció un nuevo régimen que en forma previa deben cumplir las empresas que tengan interés en exportar, entre otros productos, GLP y gestionar la obtención de la correspondiente constancia de exportación. La referida norma exceptuó a la gasolina natural que produce y exporta Mega de dicho régimen.

En el contexto del mismo marco regulatorio, la Sociedad ha realizado operaciones de venta de GLP al mercado interno de propano y butano, de acuerdo con instrucciones emanadas de las autoridades pertinentes.

Finalmente, entre los años 2008 y el mes de marzo de 2015, las autoridades nacionales requirieron de la Sociedad la adhesión al denominado "Acuerdo de Estabilidad del Precio del Gas Licuado de Petróleo (GLP) Envasado en Garrafas de 10, 12, y 15 kg. de Capacidad", acuerdo que regulaba la venta de butano destinado a garrafas a fraccionadores a un precio de \$ 100 la tonelada, compensando posteriormente al productor la diferencia hasta la suma de \$ 450 la tonelada para los años 2008 a 2010, luego para los años 2011, 2012, 2013 y 2014 hasta la suma de \$ 570 la tonelada. Con fecha 30 de marzo de 2015 el Poder Ejecutivo Nacional dictó el Decreto N° 470 y creó el "Programa Hogares con Garrafa (Hogar)" mediante el cual el Estado Nacional subsidiaría o compensaría de manera directa (i) a los titulares de hogares de bajos recursos o de viviendas de uso social consumidores de GLP envasado y (ii) a los productores de GLP. En virtud del nuevo régimen, desde el mes de abril 2015 hasta el mes de marzo de 2017 Mega facturó al fraccionador \$ 650 la tonelada. Entre abril 2017 y noviembre 2017 el precio facturado al fraccionador se ubicó en \$2,568 la tonelada. A partir de diciembre de 2017 el precio a facturar al fraccionador se encuentra en \$4302 por tonelada. Adicionalmente, la Sociedad recibe una compensación de \$550 por tonelada, a través de un fideicomiso.

Soberanía Hidrocarburífera

El 25 de julio de 2012, se publicó en el Boletín Oficial el Decreto 1277/2012 que reglamenta la Ley N° 26.741, denominada de "Soberanía Hidrocarburífera de la República Argentina", a partir de la cual la actividad de comercialización de hidrocarburos, entre otras, se declaró de interés público nacional. El decreto antes mencionado estableció, entre otras cuestiones, la creación del Registro Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas, en el cual debían inscribirse los sujetos que realicen actividades de exploración, explotación, refinación, transporte y comercialización de hidrocarburos y combustibles; y la obligación para los inscriptos en el mencionado registro, de presentar anualmente un Plan Anual de Inversiones detallado, que estará sujeto a la evaluación del MEyM.

Con fecha 4 de enero de 2016, se publicó en el Boletín Oficial el Decreto N° 272/2015 que disolvió la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas, creada por el Decreto N° 1277/2012 antes mencionado y deroga ciertos artículos del Reglamento del Régimen de Soberanía Hidrocarburífera de la República Argentina, quedando la normativa no derogada y competencia asignadas a la mencionada Comisión a cargo del MEyM, que efectuará una revisión y reordenamiento de las normas de su competencia referidas a la creación de registros y deberes de información en la industria de los hidrocarburos.

Mega ha cumplido con la exigencia de inscribirse ante el Registro Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas y de presentar el Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas, en ambos casos con expresas reservas de derechos. Asimismo, la Sociedad ha cumplido con las presentaciones anuales requeridas bajo dicho ordenamiento sujetando las mismas a los mismos términos de las reservas de derechos efectuadas al momento de inscribirse en dicho registro. Finalmente, con fecha 29 de septiembre de 2017, la entonces Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos dictó la Resolución N° 240-E mediante la cual dejó de ser obligatoria la presentación anual del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas.

PRESTACIÓN DE SERVICIOS DE MUELLE PARA REGASIFICACIÓN DE GNL Y LÍNEAS ALTERNATIVAS DE EVACUACIÓN DE PRODUCTOS

Con la finalidad de reforzar el abastecimiento de gas natural al sistema energético nacional, el Gobierno Nacional instrumentó oportunamente una operación para el arribo al país de un barco regasificador que, transportando en sus bodegas volúmenes de Gas Natural Licuado o GNL (así como también siendo reabastecido luego por otros barcos), procediera en puerto a la regasificación del mismo y a inyectar el gas natural regasificado en el sistema nacional de gasoductos. A tales fines, se solicitó a la Sociedad permitir el amarre del barco regasificador en su muelle sito en Bahía Blanca y proceder a la prestación de los servicios de muelle necesarios. Dicha operación se configuró a través de un acuerdo de servicios entre la Sociedad e YPF, actuando esta última asimismo en representación de los intereses de ENARSA. Dicho acuerdo cubría los servicios prestados por el año 2008 y sería renovable por cuatro años más. Al respecto, el acuerdo fue efectivamente renovado para los años 2009, 2010 y 2011. Asimismo, en noviembre de 2010 se firmó un acuerdo complementario estableciendo nuevas disposiciones para permitir el amarre del buque regasificador durante todo el año, ya que el convenio original solamente contemplaba la prestación del servicio durante los llamados meses invernales (mayo a octubre). Por último, la Sociedad e YPF llegaron a un nuevo acuerdo para la prestación de los servicios ya referidos por un período de tres años adicionales a partir de noviembre de 2012, el cual fue posteriormente prorrogado sucesivamente, siendo la vigencia de la última prórroga hasta el 31 de marzo de 2018.

La logística de la operación comentada requirió en su momento la realización de ciertas modificaciones en el muelle de la Sociedad y la construcción de líneas de evacuación de productos a fines de utilizar facilidades portuarias alternativas (ver acápite siguiente), así como el tendido de un gasoducto que vinculara el muelle con el ramal del sistema nacional de gasoductos existente en la zona, el cual fue emplazado en el terreno concesionado a la Sociedad en la zona portuaria de Bahía Blanca. Asimismo, respecto de estas operaciones, se debe destacar que se han tomado todas las medidas necesarias para el resguardo de los intereses patrimoniales de la Compañía.

Cabe señalar que el acuerdo previamente mencionado cubre a la Compañía por los reclamos que pudieran originarse en eventuales demoras ocasionadas por la utilización de facilidades portuarias alternativas en el caso de que el buque regasificador no pudiera liberar el muelle de la Sociedad.

Para atender a los desafíos planteados por la ocupación del muelle de la Sociedad para la prestación de servicios descripta en los párrafos precedentes e incrementar su eficiencia operativa, en años anteriores la Compañía ha realizado inversiones tendientes a mejorar su logística mediante el tendido de líneas alternativas de evacuación de GLP y gasolina natural que vinculan las instalaciones existentes en la zona portuaria de Bahía Blanca con las de las empresas Transportadora de Gas del Sur S.A. ("TGS") y Profertil S.A. ("Profertil"). Todo ello ha permitido el despacho de GLP por planta de TGS a través de la Posta 2 de Inflamables, vinculando además las instalaciones de almacenamiento de ambas empresas, y el despacho de gasolina natural a través del muelle de Profertil, ubicado en forma contigua a las instalaciones de Mega.

OTROS ACUERDOS RELEVANTES

En diciembre de 1998, YPF cedió a la Sociedad la concesión de transporte de hidrocarburos líquidos de gas natural otorgada por el ex Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos, con relación al poliducto construido desde la planta separadora hasta la planta fraccionadora. La concesión de transporte tiene un plazo de duración de treinta y cinco años. Adicionalmente, en julio de 1998, el Consorcio de Gestión del Puerto de Bahía Blanca otorgó una concesión de uso a la Sociedad sobre ciertos terrenos ubicados en el Puerto de Bahía Blanca en los cuales se construyó la planta de fraccionamiento y ciertas instalaciones de despacho y almacenamiento. La concesión de uso tiene un plazo de duración de treinta y cinco años, computados desde el 1° de abril de 2001. El plazo puede ser renovado en dos ocasiones, al vencimiento del término inicial por diez años.

OPERACIÓN INDUSTRIAL Y COMERCIAL

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017, la Sociedad obtuvo una producción de 662.069 tm de etano, 410.733 tm de propano, 234.153 tm de butano y 119.578 tm de gasolina natural. Cabe señalar que el Contrato de GLP preveía que el propano y el butano producidos por Mega pueden ser despachados por separado a Petrobras o también en cargamentos de GLP Mezcla ("LPG Mix"). En consecuencia, los volúmenes de producción antes mencionados posibilitaron la realización de ventas en el mismo ejercicio por 660.709 tm de etano, 384.840 tm de propano, 253.618 tm de butano, y 120.644 tm de gasolina natural. Dichos volúmenes incluyen la venta de 118.844 tm de propano y 129.935 tm de butano al mercado interno.

Las operaciones mencionadas representaron para la Sociedad ingresos de 6.846.572, incluyendo aproximadamente 3.511.000 de exportaciones

El volumen de gas procesado en la planta separadora de Loma La Lata durante todo el año 2017 fue de 10.775 millones de metros cúbicos, de los cuales se separaron productos que representan un volumen retenido y comprado a YPF equivalente a 1.880 millones de metros cúbicos.

SISTEMA DE GESTIÓN INTEGRADO

Desde el inicio de su operación comercial, la Sociedad se abocó a la implementación de un sistema de gestión integrado (SGI) diseñado bajo normas internacionales de calidad, medio ambiente, seguridad y salud, por medio de los cuales la Compañía se propone asegurar:

- el mejoramiento continuo basado en objetivos e indicadores;
- el alineamiento de los servicios tercerizados;
- el mínimo impacto ambiental y condiciones de operación seguras y saludables;
- procedimientos operativos consistentes y uniformes a pesar de la diversa ubicación geográfica de las plantas e instalaciones de la Sociedad.

En tal sentido, dicho sistema ha sido certificado por la organización Bureau Veritas bajo la norma de calidad ISO 9001:2008, la norma ambiental ISO 14001:2004 y la norma de seguridad y salud en el trabajo OSHAS 18001:2007. Al respecto, las certificaciones fueron obtenidas originalmente en el año 2002, habiéndose realizado exitosamente durante los años 2006, 2009, 2011, 2014 y 2017 sendas auditorías de re-certificación. La re-certificación realizada en diciembre de 2017 se realizó teniendo en cuenta los requerimientos de las nuevas versiones de las Normas ISO publicadas en 2015, tanto para Calidad (ISO 9001), como así también para Medioambiente (ISO 14.001). El Directorio de la Sociedad se enorgullece de este nuevo logro, el cual no hace más que poner de manifiesto la solidez del Sistema de Gestión de la Sociedad y encomienda a la Administración de la Sociedad continuar en el sendero de la mejora continua de sus procesos de gestión.

GESTIÓN DE CALIDAD

La Sociedad fue galardonada en el año 2006 con el Premio Nacional a la Calidad (Ley 24.127) y en el año 2008 con el Premio Iberoamericano a la Calidad otorgado por la Fundación Iberoamericana para la Gestión de la Calidad (FUNDIBEQ). Es intención de la Compañía mantener sus estándares de gestión dentro de este tipo de lineamientos, continuando su autoevaluación bajo tales modelos y aspirando a postularse nuevamente a este tipo de galardones en tanto y en cuanto las reglamentaciones respectivas lo permitan.

PERFORMANCE OPERATIVA

Durante el ejercicio 2017 la producción total disminuyó en 43.525 toneladas respecto de la producción obtenida en 2016, alcanzando 1.426.533 toneladas. Tal como se observa en los gráficos que se muestran más adelante, la baja más significativa se verificó en la producción de etano con un descenso de 51.234 toneladas, compensado parcialmente por un incremento en de la producción de GLP de 15.600 toneladas, mientras que la producción de gasolina natural tuvo una disminución de 7.900 toneladas.

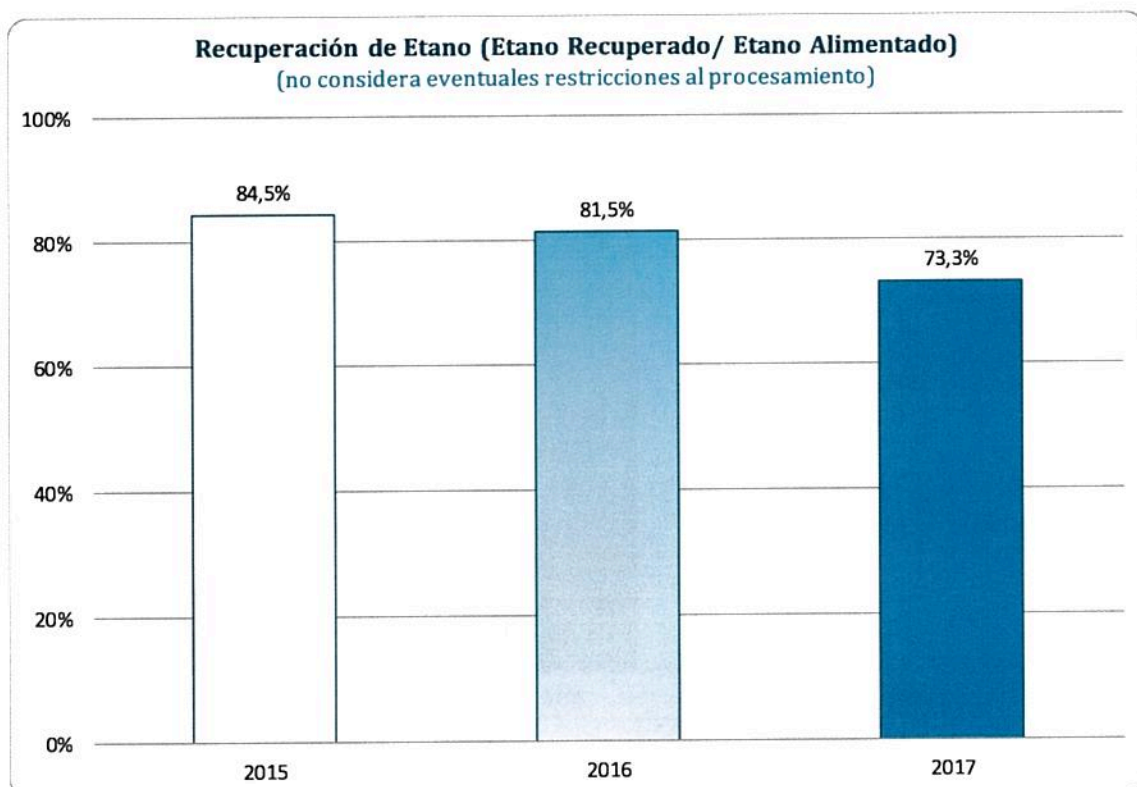
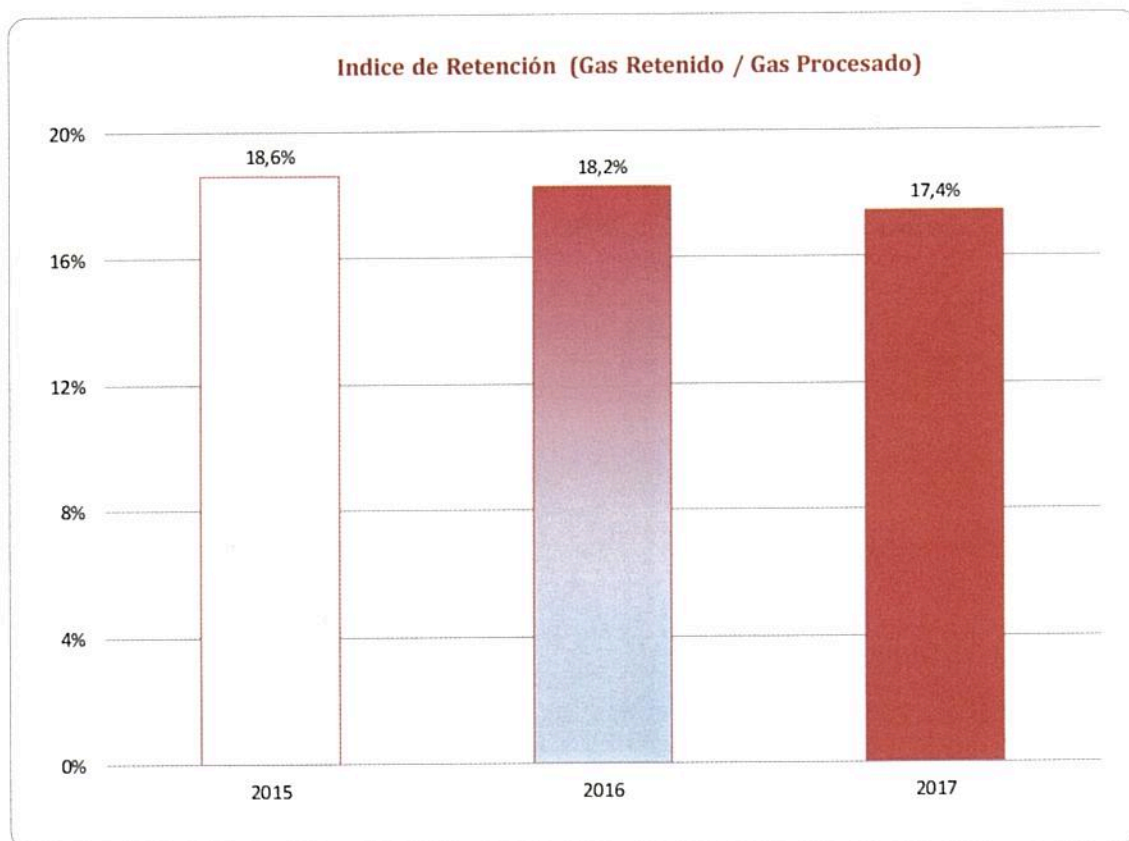
La disminución de la producción de etano obedece a una decisión operativa que prioriza la operación en condición segura en función de los resultados que arrojaron diversos estudios de aptitud para el servicio realizados durante el año 2017 en la torre de absorción de Aminas en el área de etano en la planta fraccionadora en Bahía Blanca. En función de los mismos, surgió la necesidad de operar la torre de absorción con una menor presión lo que derivó en la obtención de una menor producción de etano. En este sentido desde abril de 2017, la producción en promedio día, disminuyó desde niveles de 2.100 toneladas a 1.500 toneladas. Se estima mantener este nivel de producción hasta la parada de planta programada para julio-agosto de 2018 durante la cual se efectuará el cambio de la torre actual por una nueva.

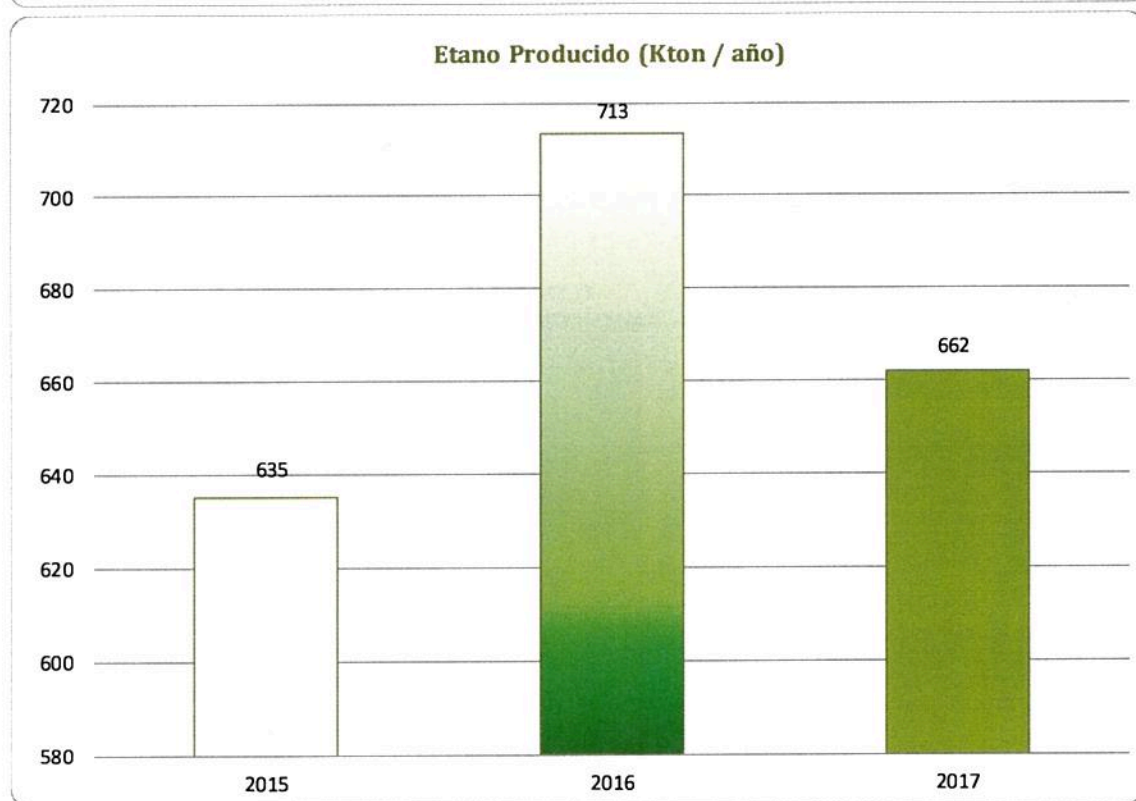
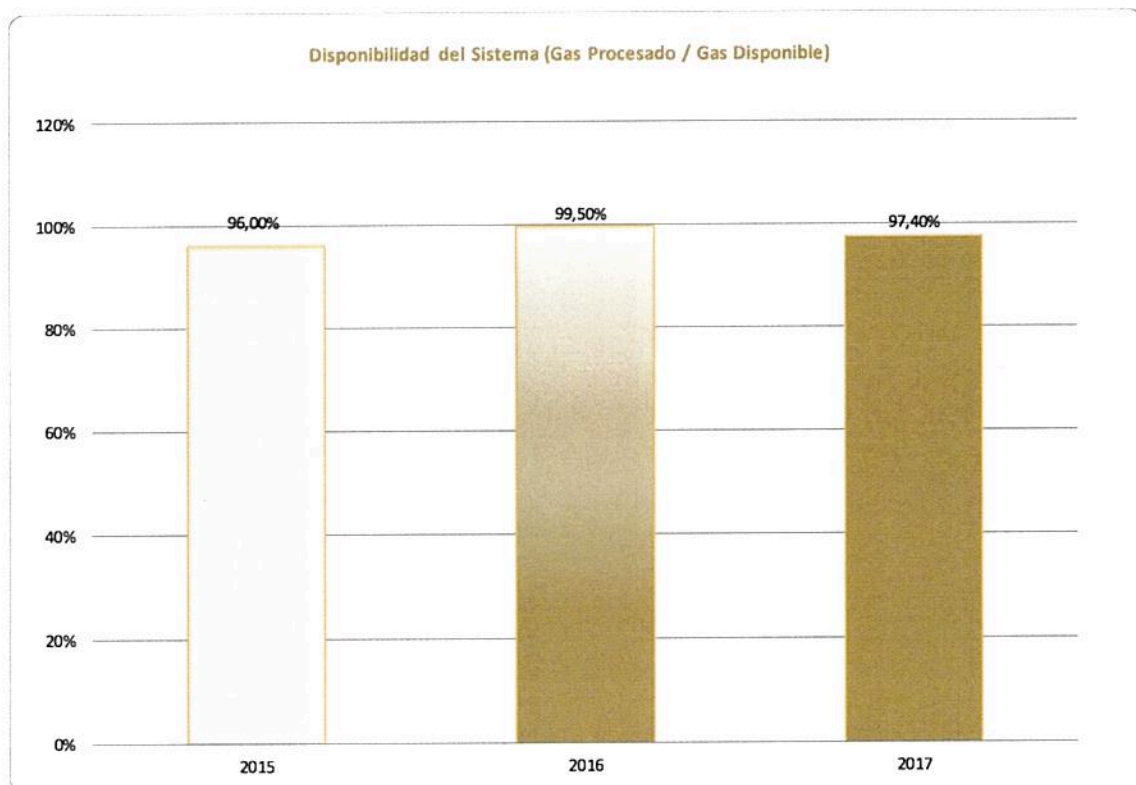
Operativamente esta situación se gestiona desde nuestra planta separadora de Loma La Lata donde se rechaza el etano que ingresa en la corriente de gas procesado, sin afectar la producción de los otros líquidos (C3+). Vale destacar que la Sociedad monitorea periódicamente la situación de la torre de absorción de aminas y cumple con los requisitos formales de información ante el organismo de contralor correspondiente (OPDS) aportando regularmente información sobre el estado y avances de la situación. Sin perjuicio de la reducción de la producción de etano mencionada, la Sociedad pudo cumplir holgadamente con el mínimo contractual anual previsto bajo el Contrato de Etano.

En consecuencia, y tal como se puede observar en los primeros dos gráficos que se muestran a continuación, el índice de retención y el índice de recuperación de etano son inferiores respecto de los dos últimos años.

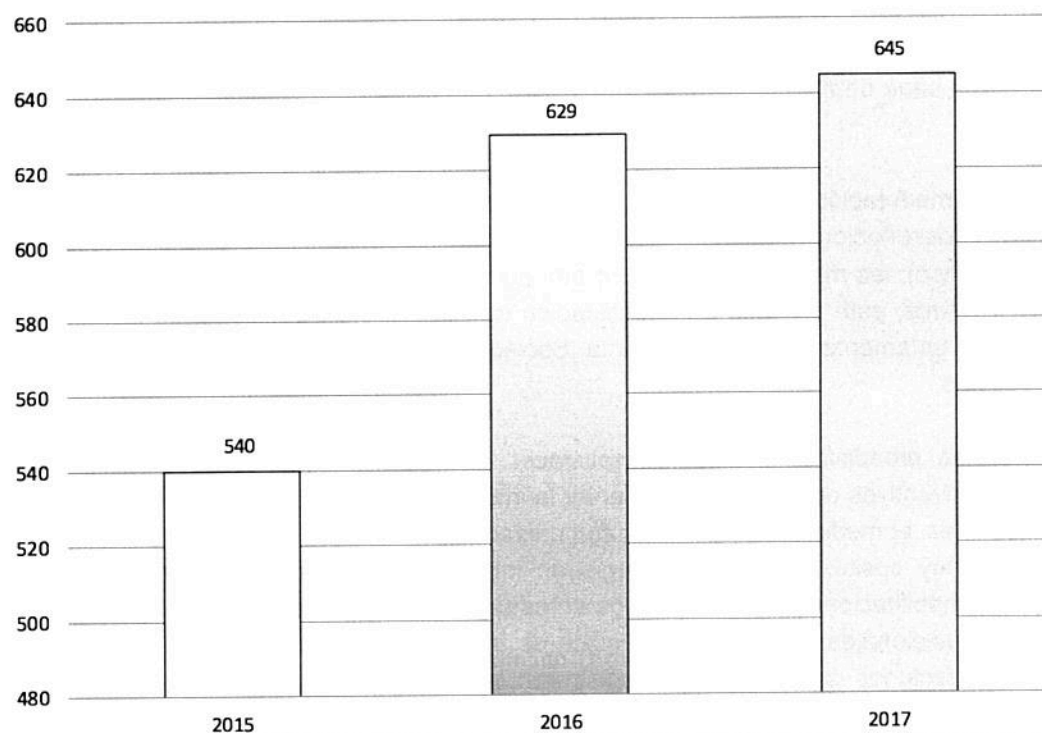
Asimismo, es dable destacar que durante 2017 no hubo pérdida de producción debido a restricciones en el procesamiento impuestas por las autoridades que regulan el sistema de abastecimiento de gas natural a nivel nacional.

Se exponen a continuación los principales indicadores de operación y gráficos comparativos de producción de líquidos:

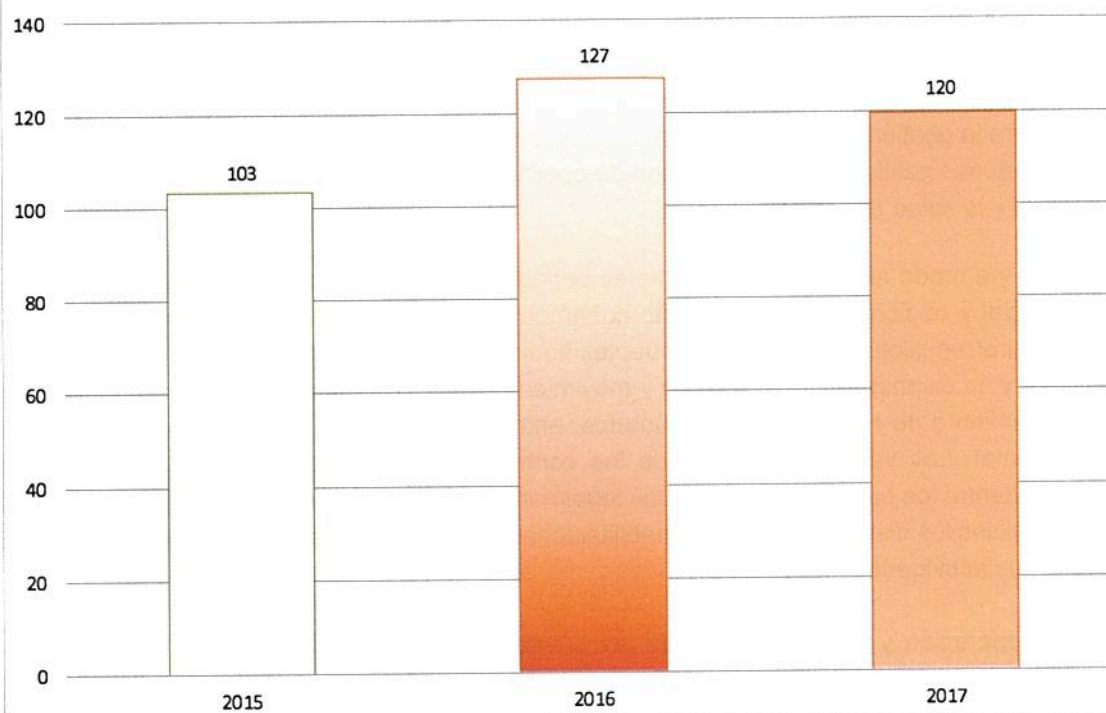




LPG Producido (Kton / año)



Gasolina Producida (Kton / año)



MEDIO AMBIENTE, SEGURIDAD Y SALUD OCUPACIONAL

Como se mencionó anteriormente, la Compañía tiene implementado un sólido Sistema Integrado de Gestión (SIG) el cual ha sido recientemente re-certificado bajo las nuevas normativas internacionales y últimas versiones en ISO 9001:2015 Sistemas de Gestión de la Calidad; ISO 14001:2015 Sistema de Gestión Ambiental y la serie de Norma OSHAS 18001 2007 que contempla la Gestión de Seguridad e Higiene en el Trabajo.

El proceso de maduración y consolidación del SIG nos ha permitido desarrollar procedimientos operativos que incluyen a) la descripción de tareas a realizar; b) la identificación en etapa temprana de los riesgos inherentes a los trabajos y c) las medidas de control o de seguridad para controlar, mitigar y reducir los riesgos de los procesos y tareas; este proceso de identificación de riesgos y de definición de las medidas de control es extendido no solamente al personal de la Sociedad sino también a sus empresas contratistas y sus subcontratistas.

Estas acciones proactivas, en post de satisfacer los requerimientos técnicos legales vigentes y en las estrategias preventivas optadas para preservar la integridad de nuestros trabajadores (propios y contratistas) las instalaciones, el medio ambiente y sus comunidades; nos han permitido alcanzar indicadores y niveles de desempeño muy positivos (ej.: no se registran infracciones por incumplimientos legales, se emiten los certificados y habilitaciones por parte de los entes reguladores). En tal sentido, las metas definidas para los indicadores tradicionales de HSE ej.: IF (Índice de frecuencia) e IG (Índice de Gravedad) del ejercicio 2017 han sido satisfactorios dado que no se registraron accidentes con tiempos perdidos o lesiones a personas, como tampoco hemos registrado incidentes graves o de alto potencial en las instalaciones y comunidades donde operamos.

Es importante destacar que en forma permanente y periódica recibimos inspecciones por parte de las autoridades de aplicación y auditorías de terceras partes quienes constatan el trabajo que se efectúa de forma sostenida y sustentable en el tiempo; indicando que tanto la calidad de los procedimientos y estrategias definidas para la gestión de riesgos y de monitoreo ambiental, como la efectiva aplicación de las mismas nos otorgan oportunas calificaciones y permisos de operación de las plantas en armonía con el medio ambiente, la seguridad y la salud de las personas.

Finalmente, y a modo referencial, los controles periódicos que efectúan las autoridades de aplicación son de nivel provincial y nacional; en este aspecto cubrimos y cumplimos una serie de estudios y análisis sobre la calidad de aire (emisiones), calidad de efluentes líquidos (industriales y cloacales), generación y tratamiento de residuos y su disposición final; registro y movimientos de sustancias químicas y productos, permisos para el almacenamiento de HC, requisitos portuarios; entre otros variados aspectos técnicos y de cumplimiento legal ambiental. Los valores obtenidos de los controles realizados por las autoridades de aplicación se encuentran dentro los parámetros permitidos legalmente, circunstancia que ha permitido a la Sociedad obtener desde sus inicios los distintos permisos y habilitaciones gubernamentales que son exigidos para que la misma desarrolle sus actividades industriales.

No solo la operación y funcionamiento de las plantas cumple con los requisitos legales, sino que ciertas actividades promueven el desempeño de la Sociedad en lo económico y ambiental, por ejemplo: el proceso de remoción del gas sulfhídrico de la corriente de carbónico, la optimización del uso del agua dulce y la recuperación de efluentes líquidos en la planta de Bahía Blanca.

EJERCICIO 2017 VS. EJERCICIO 2016

Destacamos nuevamente que el ejercicio 2017 es el primero de la Sociedad bajo NIIF. En este sentido, la información que exponemos en forma resumida a continuación, es información comparable preparada bajo las mismas normas y luego de haber realizado los ajustes correspondientes según los procedimientos y requerimientos de adopción de las normas internacionales mencionada.

Dentro de este marco, la Sociedad optó por el dólar como su moneda funcional, teniendo en cuenta que más de un 80% de sus ventas y costos se operan en dicha moneda.

En virtud de esta situación, los efectos más importantes de este cambio se verifican en los resultados financieros, puesto que, bajo las normas locales, la variación del tipo de cambio generaba diferencia de cambio, positiva o negativa, sobre los saldos patrimoniales en dólares. Mientras que, desde el momento en el que la moneda funcional pasa a ser el dólar, no se genera más diferencia de cambio por los activos o pasivos en esa moneda.

Asimismo, la Sociedad, decidió en el último trimestre del ejercicio 2017, extender la vida útil contable de sus bienes de uso, la cual llegaba hasta abril de 2021, llevando la misma hasta diciembre de 2030. El fundamento de esta decisión, tiene que ver con que la Sociedad considera que, en función del contexto analizado en el marco de la realización del Planeamiento Estratégico, continuará utilizando ventajosamente los bienes de uso más allá del año 2021.

Durante el ejercicio 2017 se registró una ganancia operativa de 1.661.123 que resulta ser superior en 772.440 a la utilidad operativa de 888.683 registrada durante el ejercicio 2016.

En cuanto a los ingresos, se destaca que el precio promedio neto obtenido por las exportaciones de la Sociedad, debido al comportamiento de los precios internacionales de los productos que la Compañía comercializa, se incrementó desde 256,3 US\$/TON en 2016 a 431,5 US\$/TON en 2017, es decir una mejora del 68,4%. Respecto de los volúmenes exportados, los mismos descendieron durante 2017, en 34.500 toneladas. En consecuencia, la Sociedad exportó durante el 2017, 212,5 millones de dólares, versus 135 millones de dólares de exportaciones netas en 2016. En términos de los números expuestos, en miles de pesos, los ingresos por exportaciones se incrementaron en 1.221.779 incluyendo el impacto de la variación del tipo de cambio promedio entre los dos períodos comparados (16,60 vs 14,85).

Las ventas de etano, al igual que su producción, disminuyeron en aproximadamente 51.000 toneladas, mientras que el precio en US\$/TON se mantuvo estable en 2017 respecto del promedio obtenido en 2016, 183,5 vs 176,4, respectivamente. Esta situación generó menores ingresos por 4,7 millones de dólares durante 2017 respecto de los ingresos por venta de etano en el año 2016.

En miles de pesos, contemplando el efecto de la variación del tipo de cambio, las ventas de etano se incrementaron en 132.892.

Por su parte, los ingresos por las ventas de la Sociedad al mercado interno, se incrementaron en 352.433, donde la mayor variación se observa en los ingresos por las ventas de butano(+ 211.368) debido al incremento del precio promedio de venta AR\$/TON 2.823 en 2017, respecto de AR\$/TON 1.200 en 2016 de acuerdo con las disposiciones del MEyM.

Por el lado de los costos de ventas, la compra de materia prima que representa entre el 75% y el 80% del total de los costos operativos, se incrementó en 1.325.568 contemplando el impacto de la variación del tipo de cambio promedio entre ambos períodos (16,60 vs 14,85)

Este incremento en el costo de adquisición de la materia prima está directamente relacionado con el aumento de los precios internacionales de los productos que la Sociedad comercializa mencionado en párrafos precedentes, y el impacto que estos tienen dentro del cálculo del precio de la materia prima de acuerdo a la fórmula de determinación prevista en el respectivo contrato. En este sentido, manteniéndose estable el volumen de RTP adquirido en ambos períodos, el precio se incrementó en un 40% pasando de 2,37 US\$/MMBtu en promedio para 2016 a 3,32 US\$/MMBtu en promedio para 2017.

Asimismo, dentro de otros ingresos operativos la Sociedad registró un ingreso de 419, producto de la ejecución de un acuerdo transaccional alcanzado con su proveedor de la materia prima por defecto en la calidad de gasolina natural entregada durante el período junio 2015 – marzo 2017.

Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017 el importe en concepto de obligación fiscal por impuesto a las ganancias estimado fue superior al impuesto a la ganancia mínima presunta estimado y se imputó al

resultado del ejercicio en el rubro "Impuesto a las ganancias". Consecuentemente, el cargo a resultados correspondiente al impuesto a las ganancias por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre 2017 ascendió a 589.418.

Asimismo, recordamos que con fecha 11 de diciembre de 2013, la Asamblea General Ordinaria de Accionistas dispuso aumentos de capital por 88.569 y 350.784, respectivamente, mediante la emisión de acciones liberadas por el primero de dichos montos, y el segundo de ellos compuesto por 217.486 correspondientes a aportes en efectivo por parte de los socios y por 133.298 por capitalización de deudas con el socio YPF S.A. Ambos aumentos totalizan \$439.353.

El capital nominal suscrito de la Sociedad al 31 de diciembre de 2017 asciende a 642.753 representado por 642.753 acciones ordinarias, nominativas no endosables, de valor nominal \$ 1, divididas en diez clases de acciones de un voto por acción (Clases A a J). Estas acciones están totalmente suscriptas e integradas, y el trámite del aumento de capital fue inscripto por la IGJ con fecha 10 de julio de 2017.

La participación de los socios sobre el capital de la Sociedad al 31 de diciembre de 2017 se mantiene sin variaciones y es la siguiente:

YPF S.A.	38%
Petrobras International Braspetro B.V.	34%
Dow Investment Argentina S.R.L.	28%
	<u>100%</u>

Los saldos y operaciones con Sociedades del Art. 33 de la Ley de Sociedades Comerciales N° 19.550 se encuentran detallados en la Nota 6 de los Estados Contables.

INFORMACIÓN RESUMIDA SOBRE LA SITUACIÓN PATRIMONIAL **LOS RESULTADOS Y LA GENERACIÓN Y APLICACIÓN DE FONDOS** **(expresados en miles de pesos)**

Estructura patrimonial

	2017	2016	2015
Activo corriente	3.900.005	2.370.774	2.675.941
Activo no corriente	2.520.691	2.746.153	2.443.522
Total Activo	6.420.696	5.116.927	5.119.463
Pasivo corriente	1.614.249	1.297.509	1.166.466
Pasivo no corriente	732.923	812.685	779.816
Total Pasivo	2.347.172	2.110.194	1.946.282
Patrimonio Neto	4.073.524	3.006.733	3.173.181
Total Pasivo y Patrimonio Neto	6.420.696	5.116.927	5.119.463

Estructura de resultados

	2017	2016
Resultado operativo ordinario	1.661.123	888.683
Resultados financieros y por tenencia	4.505	119.089
Otros ingresos y egresos	-	-
Resultado neto ordinario	1.665.628	1.007.772
Impuesto a las ganancias	(589.418)	(466.789)
Resultado neto (Pérdida) / Ganancia	1.076.210	540.983
Otros resultados integrales	529.514	579.476
Resultado integral del ejercicio (Pérdida) /Ganancia	1.605.724	1.120.459

Estructura de la generación de fondos o aplicación de fondos comparada

	2017	2016
Fondos (aplicados a) generados por las actividades operativas	1.923.143	988.833
Fondos (aplicados a) generados por las actividades de inversión	(209.836)	(97.786)
Fondos (aplicados a) generados por las actividades de financiación	(538.933)	(1.286.907)
Total fondos (aplicados) generados durante el ejercicio	1.174.374	(395.860)

Indicadores económicos financieros

	2017	2016
Liquidez (Activo corriente/Pasivo corriente)	2,42	1,83
Solvencia (Patrimonio neto/Pasivo total)	1,74	1,42
Inmovilización del capital (Activo no corriente/Activo total)	0,39	0,54
Utilidad bruta sobre ventas	25,1%	25,2%
Utilidad operativa sobre ventas	24,3%	17,6%
Utilidad neta sobre ventas	18,4%	10,7%
Rentabilidad (Resultado del ejercicio/Patrimonio neto promedio)	30,4%	17,5%

RESTRICCIONES A LOS RESULTADOS NO ASIGNADOS

De acuerdo con las disposiciones de la Ley N° 19.550, el 5% de la utilidad neta del ejercicio deberá ser apropiada a la reserva legal, hasta que la mismo alcance el 20% de capital social. La Sociedad cumplió con este indicador en el año 2017 cuando destinó a la reserva legal \$10.582, alcanzando el nivel exigido por la legislación mencionada.

TRIBUTACIÓN

La Resolución No. 394/2007 del ex Ministerio de Economía y Producción estableció una metodología de retenciones aplicable a la gasolina natural, entre otros hidrocarburos, basada en la relación entre precios internacionales de referencia y un determinado valor de corte. Con posterioridad, la Resolución No. 127/2008 del mismo Ministerio dispuso la aplicación de una metodología similar a la determinación de las retenciones sobre las exportaciones de propano y butano.

La aplicación de estas disposiciones implicaba la existencia de un sistema de retenciones móviles a la exportación tal que, a medida que los precios de venta se incrementaban por encima del referido valor de

referencia, se obtenían por resultado valores crecientes de retención sobre cada cargamento, mientras que si los precios descendían por debajo del valor de referencia, la retención mínima resultaba ser de un 45% sobre el valor FOB aplicable.

Este sistema ha derivado en el hecho que el monto tributado por la Sociedad en concepto de retenciones a la exportación, medido en proporción a su facturación por este rubro, se haya incrementado sensiblemente durante los años de vigencia de esta metodología y niveles de alícuotas con respecto a lo que la Compañía hubiera debido tributar de continuar la metodología de cálculo vigente con anterioridad a las disposiciones antes mencionadas.

Posteriormente, con fecha 29 de diciembre de 2014 la Resolución N°1077/2014 del ex Ministerio de Economía y Finanzas Públicas ("MEyFP") derogó la Resolución N° 394/2007 y sus modificatorias, fijando un nuevo esquema de retenciones para exportaciones de hidrocarburos en la que se incluía la gasolina natural exportada por Mega. El mismo se basaba en el Precio Internacional del crudo ("PI"), el cual se calcula sobre la base del "Valor Brent" aplicable al mes de exportación menos ocho dólares estadounidenses por barril (8,0 US\$/bbl). Dicho régimen establecía un alícuota general nominal del 1%, en la medida que el PI esté por debajo del valor de referencia (71 US\$/bbl) y una alícuota variable creciente para la exportación de petróleo crudo, gasoil, naftas, lubricantes y otros derivados en la medida que el PI superara al valor de referencia.

En el mismo sentido, el 26 de febrero de 2015, se publicó en el Boletín Oficial la Resolución No. 60/2015 emitida por el Ministerio de Economía y Finanzas Públicas que modificó la alícuota mínima y los valores de referencia y de corte para el cálculo de la alícuota móvil dentro del esquema de derechos de exportación que estableció la Resolución No. 127/2008. En consecuencia, la alícuota mínima que regía cuando el precio internacional se encontraba por debajo del valor de referencia pasó de ser 45% a 1%. Cuando el precio internacional superaba al valor de referencia establecido en la Resolución la alícuota era variable y creciente.

Con fecha 7 de enero de 2017 las Resoluciones 60/2015 y 1077/2014 quedaron sin efecto en virtud de la finalización de la vigencia de la prórroga que estableció la Ley 26.732, que extendió por el plazo de cinco años los derechos de exportación a los hidrocarburos creados por la Ley 25.561.

ORGANIZACIÓN EMPRESARIAL

En la Sociedad el proceso de la organización en la toma de decisiones, se basa en criterios de departamentalización por funciones, geográfica y por unidades de negocio, según los casos, y en la estandarización de procesos y su correspondiente operatividad a través de procedimientos escritos que aseguran y permiten la coordinación de toda la organización.

Con respecto al sistema de control interno, se ha desarrollado un conjunto de funciones en la organización que, en forma interrelacionada y sinérgica, contribuyen a alcanzar los objetivos fijados según las políticas definidas por la Dirección.

Por lo tanto, el proceso apuntado – combinación de planeamiento, procedimientos administrativos, sistemas de información y comunicación, evaluación de personal, control de gestión, monitoreo de los riesgos y control de calidad – realizado por la Sociedad contribuye a asegurar un sistema de control interno, para así proveer la certeza razonable de que se alcanzaron objetivos con eficacia y eficiencia en las operaciones, información financiera confiable y cumplimiento de las leyes y disposiciones vigentes.

REMUNERACIÓN DEL DIRECTORIO

En relación con las modalidades de remuneración del Directorio, según consta en Acta de Asamblea General Ordinaria N° 45 celebrada el 28 de abril de 2017, los miembros del Directorio han renunciado a los honorarios que pudieran corresponderles por el ejercicio de sus cargos.

PERSPECTIVAS

La Dirección de la Sociedad considera que durante el año 2018 se podrá mantener estable la situación operativa y económica financiera basándose en altos estándares operativos y de gestión que permitirán continuar desarrollando los programas de producción y los compromisos de venta dentro del contexto general de funcionamiento del sistema energético nacional.

Mirando el mediano y el largo plazo, en función de un análisis integral de la industria y su contexto realizado por la Gerencia de la Sociedad, se vislumbra un escenario de crecimiento en la producción de gas natural, proveniente en mayor medida de yacimientos no convencionales del área de Vaca Muerta en la Provincia del Neuquén. En este sentido, en el mes de abril de 2017 el Directorio de la Sociedad aprobó el Plan Estratégico 2018-2022 presentado por la Gerencia de Sociedad el cual incluyó un cambio de visión para la Compañía, proyectos de inversión estratégicos y el delineamiento de cuatro pilares estratégicos que proporcionarán a la Sociedad el foco necesario en aquellos temas relevantes que más impactarán positivamente al logro de los objetivos de desarrollo, crecimiento y rentabilidad.

Los lineamientos estratégicos tienen que ver con: 1) Diversificar el modelo de negocios que permita a la Sociedad capturar oportunidades emergentes en el marco del desarrollo del upstream y downstream. 2) Ampliar el negocio actual a través de la ampliación de la capacidad de separación de gas y transporte y fraccionamiento de líquidos de la Sociedad. 3) La gestión del entorno para lograr un desarrollo armónico de la industria aportando propuestas para la modificación y/o creación de un marco regulatorio del sector, que atienda y articule las necesidades de las empresas, los distintos niveles de gobierno y la sociedad con el objetivo de contribuir al desarrollo y crecimiento de la industria energética y petroquímica del país, y 4) Fortalecer la organización de la Sociedad, que implica desarrollar y adecuar nuestra organización, nuestras capacidades, procesos y cultura para innovar, crecer y competir.

En virtud de lo expresado en párrafos precedentes, la Dirección de la Sociedad entiende que están dadas las condiciones para que la Compañía tenga una participación central en el desarrollo de la industria, impulsando el crecimiento de la producción de gas y potenciando a la industria petroquímica.

CONCLUSIÓN

El Directorio desea destacar que la Sociedad ha demostrado un muy buen rendimiento operativo, así como también, que se ha obtenido un destacado resultado económico financiero.

Asimismo, el Directorio quiere resaltar la respuesta de toda la organización frente a los diferentes desafíos planteados y asimismo manifiesta expresamente su reconocimiento a todo el personal de la Sociedad, y agradece el aporte de los proveedores, instituciones financieras e inversores.

Buenos Aires, 21 de marzo de 2018

EL DIRECTORIO