



CONFERENCIA DE PETRÓLEO Y GAS

ARPEL 2017

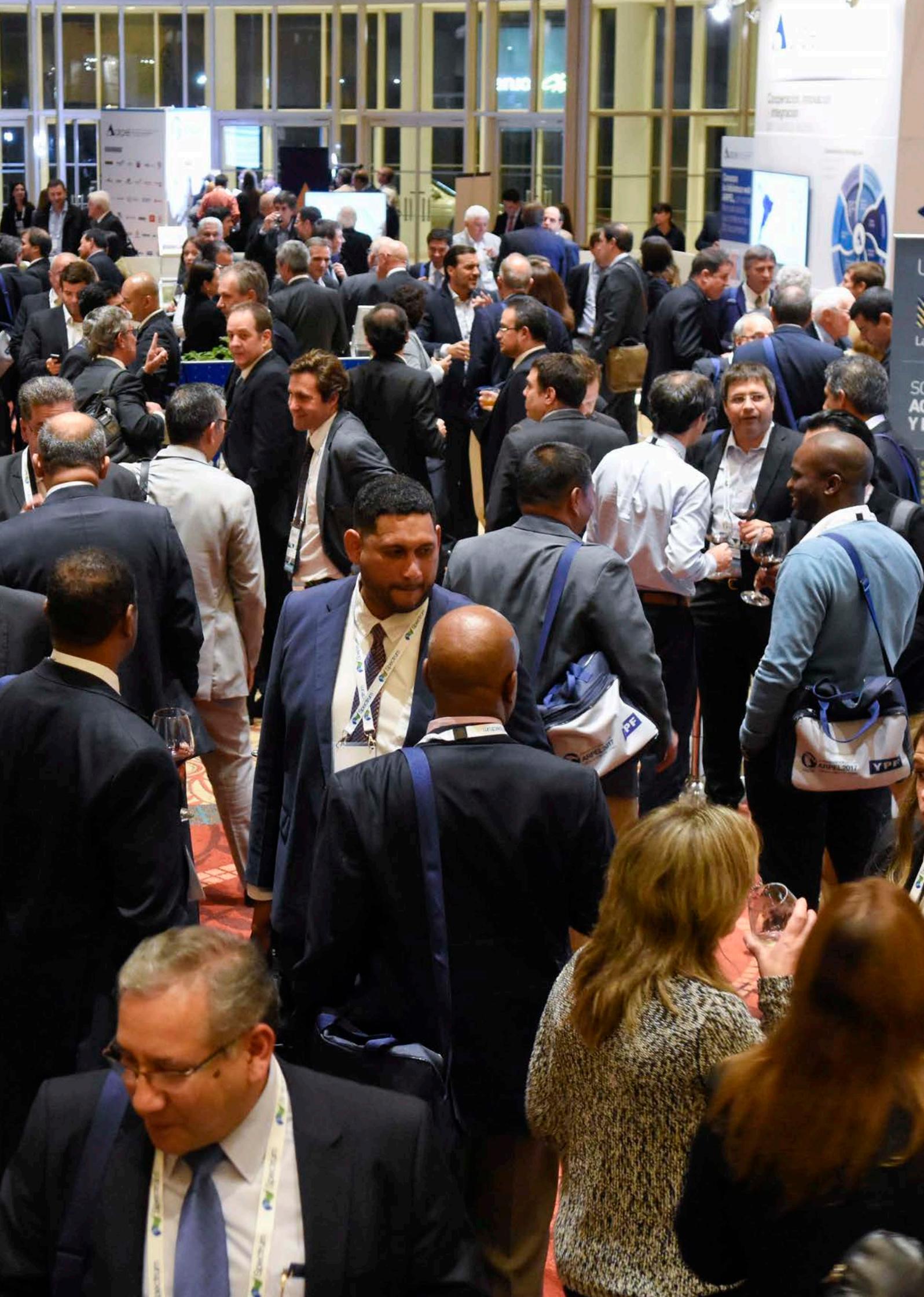
AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE

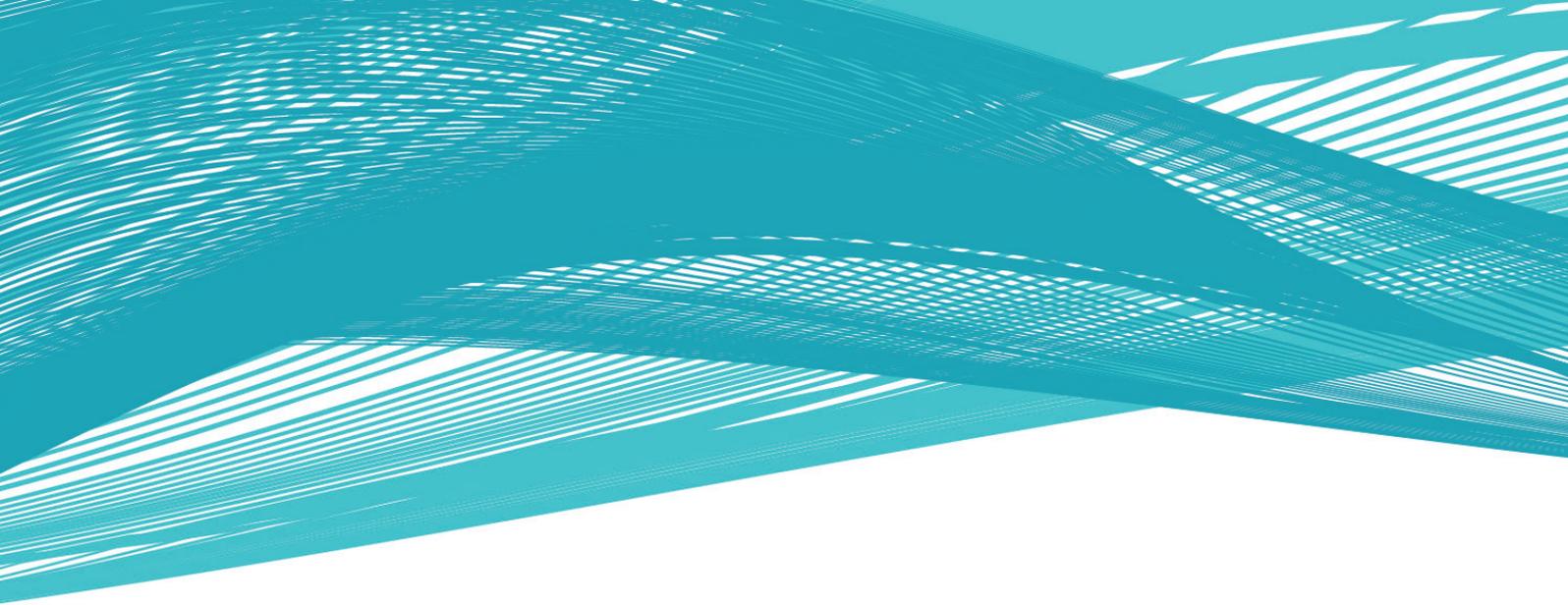
NUEVA REALIDAD ENERGÉTICA
DESAFÍOS Y OPORTUNIDADES

25 al 27 de abril de 2017. Punta del Este, Uruguay

Reporte de la Conferencia ARPEL 2017

Resumen y principales conclusiones





Introducción

Los nuevos paradigmas económicos, políticos, sociales y tecnológicos empiezan a configurar un escenario global distinto. El mundo está cambiando vertiginosamente y atraviesa un periodo de adaptación a una nueva realidad que también toca a la energía.

El ajedrez geopolítico, la irrupción digital, el cambio climático o los nuevos hábitos de la aldea global que habitamos, inciden directamente en una industria que es pilar del desarrollo planetario. ¿Qué desafíos y qué oportunidades imponen estos tiempos?

Una vez más, la Conferencia de Petróleo y Gas ARPEL 2017, la cual tuvo lugar entre el 25 y 27 de abril en Punta del Este, Uruguay, fue la plataforma para el análisis sectorial. Un espacio para explorar posibles respuestas y definir certezas en una época de ajustes profundos y retos mayúsculos.

El evento bienal congregó a más de 300 altos representantes del sector energético de la región, provenientes de 134 empresas, instituciones nacionales e internacionales del sector, y entidades gubernamentales de 24 países.

Tres días de generoso diálogo, análisis y discusión, contenidos en un Foro de Agencias de Hidrocarburos, 8 sesiones plenarias, 6 conferencias notables y 4 talleres simultáneos, permitieron a los líderes de la industria hacer foco en la región y arrojar luces sobre lo que se viene para el sector.

Desde el upstream pasando por las perspectivas geopolíticas, el cambio climático, la transparencia y combate a la corrupción, o las amenazas cibernéticas, la diversidad de abordajes permitió un enfoque sustancioso e integral.



En el balance, hoy América Latina y el Caribe tienen la ocasión histórica de consolidar su potencial y, a su vez, proyectarse con mayor protagonismo en la esfera mundial como un proveedor energético serio y confiable.

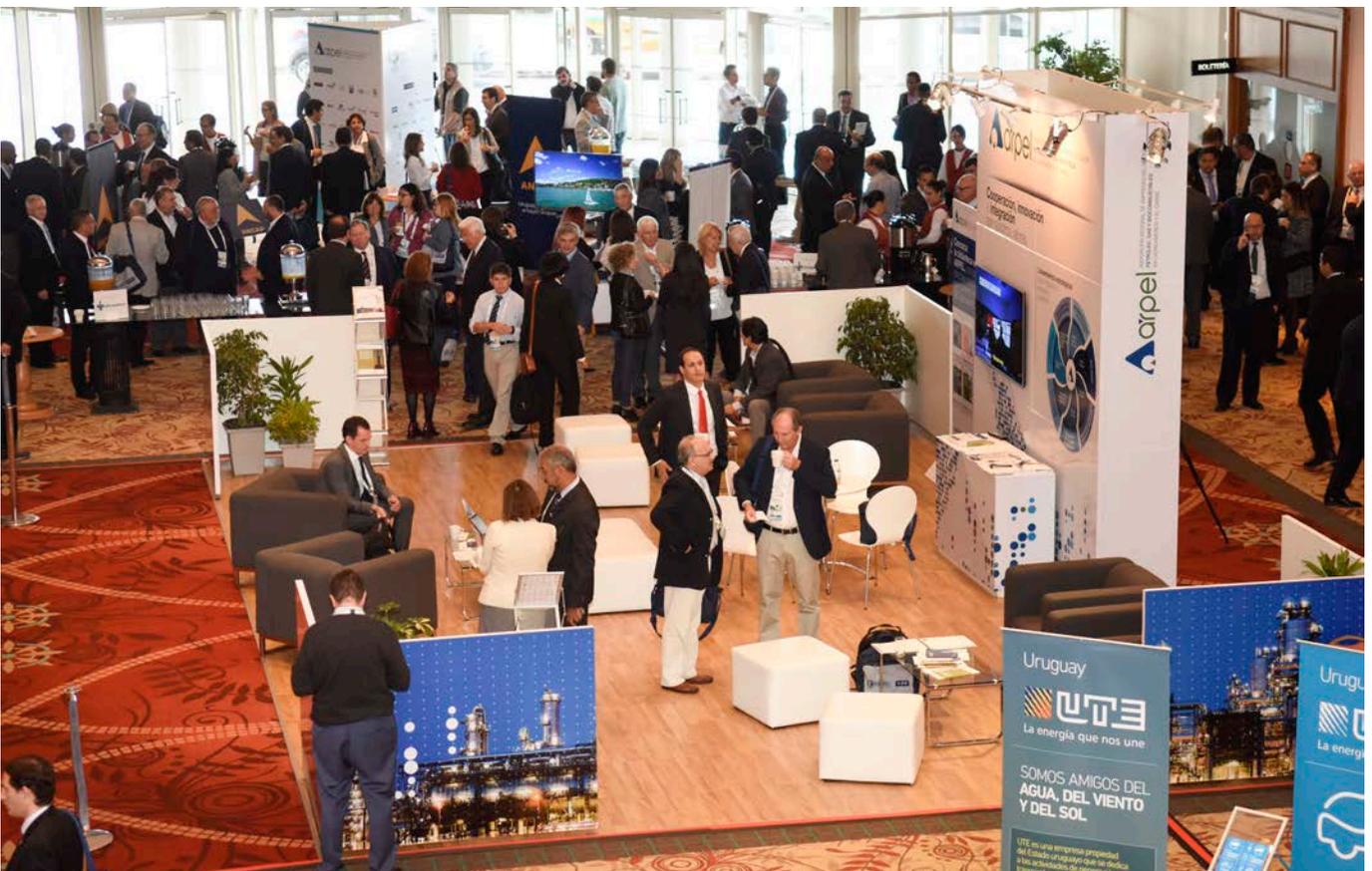
A la par, la inversión comienza a reactivarse y busca oportunidades que comulguen con la eficiencia, la seguridad jurídica y el cuidado del medioambiente, por lo que el reto de fortalecer y proyectar el upstream, como base de la cadena productiva energética, debe ser una tarea compartida entre Estados y actores privados.

Finalmente, la ganancia de peso específico del gas natural como el hidrocarburo del futuro, y como fuente de transición hacia una matriz energética global más renovable, permiten vislumbrar un horizonte en el que el sector tiene un rol preponderante y siempre a la vanguardia de la provisión de energía.

El acto de apertura contó con la presencia de la Ministra de Industria, Energía y Minería de Uruguay, Carolina Cosse; la presidenta de ANCAP, Marta Jara, y el presidente del Directorio de ARPEL, Carlos Colo.

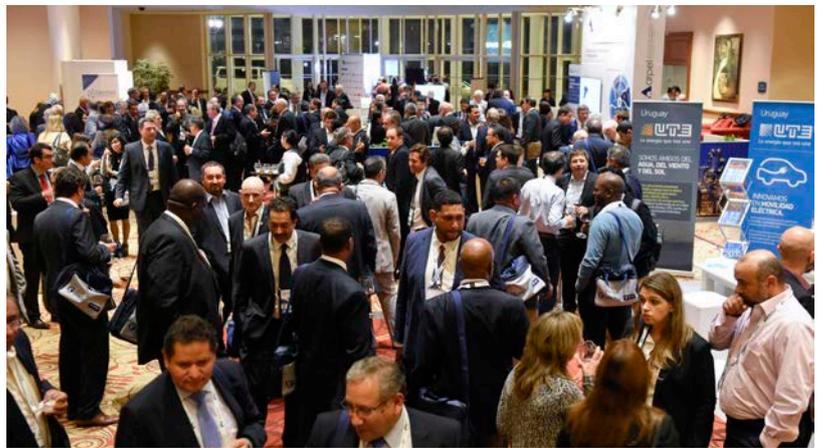
Colo expresó que el mundo ha ingresado a un nuevo ciclo económico donde los commodities, incluidos los energéticos serán estructuralmente bajos y donde la región como un todo competirá en producción, distribución y ventas frente a otras regiones. “Frente a este escenario conceptos tales como eficiencia, costos, productividad y tecnología serán relevantes, donde ARPEL, desde su rol de promover la colaboración recíproca e integración regional, estará fuertemente comprometida”, dijo.

El presente informe pone a su consideración los temas abordados durante la Conferencia ARPEL 2017.













01 // Oportunidades de inversión en la región

El potencial exploratorio de América Latina sigue siendo importante para nuevos hallazgos de petróleo y gas; y ofrece oportunidades para construir portafolios variados. Sin embargo, aspectos como el perfil de riesgo país, la estabilidad de los regímenes fiscales y las facilidades para el desarrollo de negocios serán determinantes en la atracción de capitales y la puesta en marcha de los proyectos.

La Conferencia de Petróleo y Gas ARPEL 2017 “Nueva realidad energética, desafíos y oportunidades”, tuvo en el Foro de Agencias de Hidrocarburos su punto de partida. Dos sesiones y la presencia de altos representantes estatales de diez países de América Latina y el Caribe, delinearon un escenario en el que la región ratificó su vocación productiva en un periodo en el que el precio internacional del barril de petróleo se ha estabilizado en una franja que oscila entre los US\$ 40 y US\$ 50 y que, según los expertos, será la nueva realidad en la que deberá moverse la industria durante los siguientes años.

El Subsecretario de Energía, Minería e Hidrocarburos de Neuquén, **José Gabriel López**, fue el primer disertante en tomar la palabra. En su intervención, dijo que tras ocho años de trabajo en el marco del Plan Nuevos Horizontes, la provincia argentina a la que representa viene encarando la Quinta Ronda Licitatoria, con lo que se dará mayor impulso al desarrollo de proyectos exploratorios sobre la formación Vaca Muerta, considerada por el Departamento de Energía de los Estados Unidos como el segundo reservorio de recursos no convencionales más importante del mundo, con un potencial estimado de 583 Trillones de Pies Cúbicos de gas (TCF, por sus siglas en inglés).

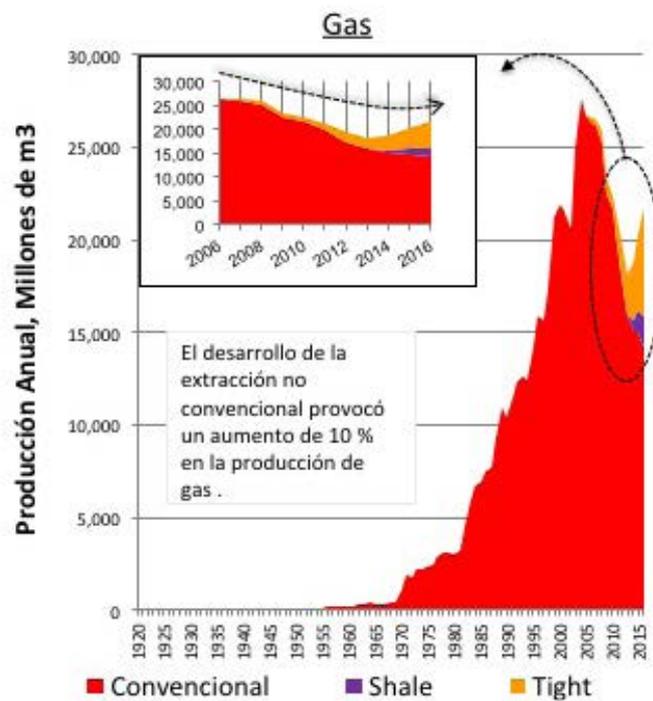
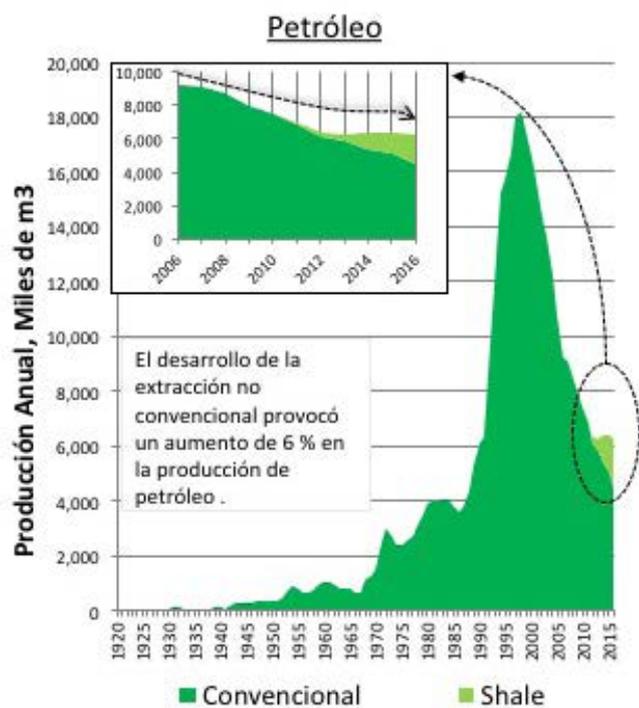
Asimismo, la Quinta Ronda representa el inicio del Plan Exploratorio Neuquén, el cual constará de 6 áreas bajo licitación internacional y otros 50 bloques bajo la modalidad de licitación abierta trimestral. “El tipo de contrato será flexible, a manera de contrato de servicios, que permitirá a las empresas evaluar la comercialidad de cada bloque y, eventualmente, de la mano de Gas y Petróleo de Neuquén S.A. (GyP), poder efectuar el desarrollo con un título de concesión”, explicó López. En los últimos años el desarrollo de la extracción no convencional en Neuquén permitió un aumento del 6% en la producción de petróleo y de un 10% en la producción de gas de Argentina.

A su turno, el Gerente de Operaciones de la boliviana YPFB, **Luis Carlos Sánchez**, indicó que su país está avanzando sobre actividades que permiten incrementar la información técnica relacionada a las áreas de exploración. “Existe



José Gabriel López
Subsecretario de Energía, Minería e Hidrocarburos de Neuquén

Evolución de la producción de hidrocarburos en Neuquén



Evolución de la producción de hidrocarburos en Neuquén.

José Gabriel López, Subsecretario de Energía, Minería e Hidrocarburos de Neuquén

un potencial exploratorio muy importante, en virtud de que casi el 50% del territorio boliviano se constituye en área de interés en hidrocarburos”, manifestó.

El ejecutivo también destacó que la normativa ambiental vigente permite las actividades exploratorias en áreas protegidas, a lo que se agrega una estabilidad jurídica que viabilizaría la exploración sobre un potencial de reservas estimado en 35.1 TCF de gas natural y 516.4 millones de barriles de crudo y condensado. Por otra parte, la ubicación geográfica del país sería un factor clave para el abastecimiento de los mercados del Cono Sur, aspecto que ya tiene antecedentes con los contratos vigentes de exportación a Brasil y Argentina.

En disertación conjunta, el Director de Hidrocarburos de Paraguay, **Julio Albertini**, y el Jefe Interino de la Unidad de Exploración y Explotación de Petropar, **Andrés Peralta**,



Luis Carlos Sánchez
Gerente de Operaciones de la boliviana YPFB

dijeron que su país apunta a ser un eje de integración energética, basado en la estabilidad económica y el crecimiento sostenible experimentado en los últimos años. A esto se suma que “Paraguay posee el régimen tributario y de beneficios fiscales más competitivo de la región”, expresó Albertini. Paraguay trabaja en un nuevo catastro de hidrocarburos, que será presentado a finales de 2017. Al presente, cuenta con 8 leyes de concesión, 7 permisos de prospección y 8 bloques en trámite. Se han perforado 52 pozos, de los cuales un 60% registró presencia

de gas natural y petróleo. Desde 2014 Petropar retomó la actividad exploratoria, que en el pasado sólo era efectuada por empresas privadas.

Avanzando en la región, el Presidente de Perupetro, **Rafael Zoeger**, explicó que se realizaron cambios regulatorios para hacer a su país más atractivo para las inversiones petroleras. Perú cuenta con 18 cuencas de las cuales sólo 4 tienen trabajos de exploración y explotación adelantados. Según Zoeger, hoy en día dicho país tiene un potencial hidrocarburífero de 10.000 millones de barriles de petróleo equivalente, incluyendo recursos en aguas profundas. De acuerdo con ello, Perú podría llegar a producir un millón de barriles de petróleo por día. “La única forma de desarrollar el potencial que tiene Perú es atrayendo inversiones a través de empresas petroleras con capacidad técnica y



Julio Albertini
Director de Hidrocarburos de Paraguay



Andrés Peralta
Jefe Interino de la Unidad de Exploración y Explotación de Petropar



Rafael Zoeger
Presidente de Perupetro

económica”, manifestó Zoeger. Con ese fin, Perupetro se ha enfocado en una reforma que comprende un nuevo marco regulatorio, que incluye sistemas de contratación, de negociación directa y licitaciones. Adicionalmente, la reforma hace hincapié en el fortalecimiento de Perupetro como ente regulador, así como en un plan nacional de exploración y producción. “El propósito central de la reforma es hacer de Perú una plaza atractiva para la inversión petrolera mediante condiciones contractuales adecuadas, una rentabilidad acorde con el riesgo y agilizar plazos para trámites y permisos”, puntualizó el ejecutivo. Concluyendo la primera sesión del Foro de Agencias de Hidrocarburos, el Gerente General de ANCAP, **Ignacio Horvath**, dijo que “La actividad de esta última década representa un salto cuantitativo y cualitativo en la plataforma uruguaya”, ya que luego de dos rondas licitatorias para la exploración en aguas profundas, efectuadas en 2009 y 2012 respectivamente, Uruguay se encuentra abocado al desarrollo de una tercera ronda, con la cual se pretende ofrecer 17 áreas en las cuencas de Punta del Este, Pelotas y Oriental del Plata, las que demandarán perforaciones que van desde los 50 metros hasta más de 3.500 metros de profundidad. La Ronda Uruguay 3 será oficialmente lanzada en Houston, Estados Unidos, en septiembre de 2017 y se prevé que la presentación de ofertas se efectúe en abril de 2018. “Uruguay ofrece reglas claras, estabilidad política, económica y social, lo que resulta en



Ignacio Horvath
Gerente General de ANCAP

un ambiente óptimo de negocios para las inversiones”, sostuvo Horvath, quien también valoró que su país cuenta un probado registro de éxito operacional en ambientes de aguas profundas desafiantes. El Director Presidente de Petrobras México, **Joao Araújo Figueira**, quien ofició de presidente del Foro, concluyó la primera sesión diciendo que, por lo expuesto, un parámetro fundamental para atraer inversiones a la región es la seguridad jurídica. Asimismo, destacó la buena disposición de las empresas estatales y de las agencias de hidrocarburos para avanzar sobre esta línea, lo que ayudará a que “la industria se pueda desarrollar sin el recelo de que las reglas del juego cambien

durante el partido”, graficó. Por otra parte, indicó que queda claro que existe un rango de oportunidades energéticas importantes en la región, aún en áreas que en otro tiempo fueron declaradas desiertas en rondas licitatorias. “Esa es la vida de la actividad exploratoria de hidrocarburos. Nunca se puede decir que un área está condenada y que no vale nada. Es un tema de estudiar e identificar los sistemas petrolíferos y eso crea una dinámica muy interesante que mueve la industria”, agregó.

En ese sentido, Araújo recordó que es de fundamental importancia para la región obtener mayores reservas de hidrocarburos. Luego, aportar tecnología de punta y mecanismos adecuados de gestión para producir petróleo y gas de manera competitiva, priorizando el manejo ambiental y de

responsabilidad social. Finalmente, agregó que es clave consolidar relaciones transparentes y de largo plazo. “Esta es una ruta de dos sentidos entre los países y las empresas y es, a su vez, una relación ganar-ganar”, remarcó.

La posta para presidir la segunda sesión del Foro de Agencias de Hidrocarburos quedó en manos del presidente de Chevron Brasil, **Javier La Rosa**, quien comenzó valorando la abundancia de recursos que posee la región, el potencial de mercado existente y la necesidad de atraer inversiones al continente. “Está en nuestras manos reaccionar para encontrar el balance y promover inversión para potenciar el suministro de energía en nuestra región”, subrayó. Colombia fue el país con el que abrió la segunda sesión en cuestión.



“Esta es una ruta de dos sentidos entre los países y las empresas y es, a su vez, una relación ganar-ganar”

Joao Araújo Figueira

Director Presidente de Petrobras México



Orlando Velandía
Presidente de la ANH

“Está en nuestras manos reaccionar para encontrar el balance y promover inversión para mantener el suministro de energía en nuestra región”.

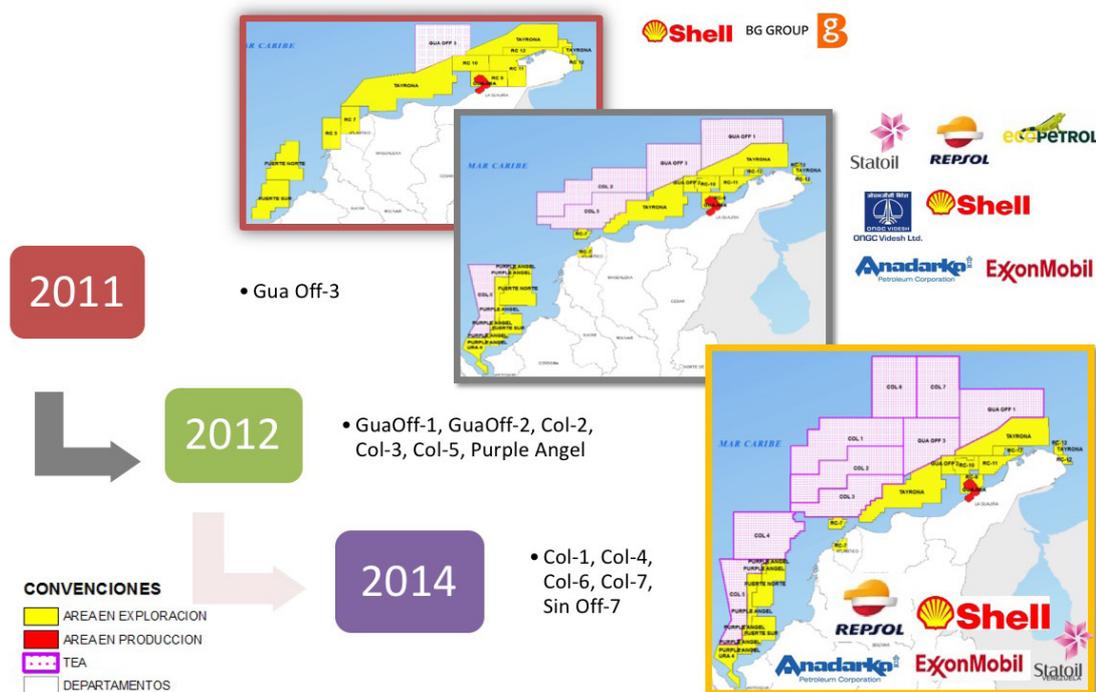
Javier La Rosa
Presidente de Chevron Brasil

El Presidente de la ANH, **Orlando Velandía**, explicó que con la caída de precios su país comenzó a adoptar las medidas necesarias que permitieran mantener a la mayoría de las compañías que operaban en su territorio, asumiendo que no bastaba con tener los recursos, si no se incorporaba nuevos incentivos y mecanismos para hacer mucho más atractivo al país en materia contractual. “Se tomó acciones para garantizar los contratos, la permanencia de las empresas y, sobre todo, mantener un nivel razonable de inversión exploratoria y de producción”, dijo. Las medidas adoptadas permiten ampliar los periodos exploratorios, el traslado de operaciones en caso de existir problemas de prospectividad, o de tipo social o ambiental, así como la

flexibilización de garantías para mejorar el flujo de caja de las compañías. Adicionalmente, se están haciendo ajustes en el esquema de contratación petrolera, dejando de lado las rondas licitatorias para encarar procesos de asignación permanente en función de la actualización de la información y delimitación de las áreas. Paralelamente, una reforma tributaria creó mecanismos como el reembolso tributario para incentivar las exploraciones y la aprobación de tres zonas francas para áreas Costa Afuera, lo que reduce la carga impositiva en casi 19 puntos porcentuales. Como resultado, el ejecutivo dijo que en 2016 se perforaron 21 pozos exploratorios y para 2017 se tienen programados más de 50. Asimismo, dijo que “no hay ninguna

Evolución Offshore Colombiano

Historia – Suscripción de Contratos



Evolución off shore colombiano
Orlando Velandía, Presidente de la ANH

ACTIVIDAD EXPLORATORIA Adquisición Sísmica 2010 - 2017

AÑO	Sísmica OFFSHORE Km 2D Equivalente	Inversión Pactada USD \$ (Millones)	Sísmica ONSHORE Km 2D Equivalente	Inversión Pactada USD \$ (Millones)
2010	5.979	45,3	19.986	302,6
2011	8.247	40,3	15.716	231,9
2012	4.755	15	13.450	269,9
2013	23.508	49,4	5.021	64,2
2014	32.493	72	7.980	181
2015	30.481	88	2.200	30,8
2016	37.653	136	2.114	52,2
2017	0	0	0	0
TOTAL	143.116	397	66.467	1.133



Actividad exploratoria
Orlando Velandía, Presidente de la ANH



Luis Ayala
 Director General de Hidrocarburos
 guatemalteco

cuenca frontera en el mundo que haya recibido en época de precios bajos tanta inversión en materia exploratoria como la cuenca del Mar Caribe colombiano. Más de 100.000 kilómetros de sísmica. Tan sólo este año desarrollaremos cinco pozos exploratorios. Hoy Colombia es un mar

de oportunidades”, finalizó. “Por el potencial de recursos naturales con que cuenta, y sustentado en la política petrolera, Guatemala se sitúa como un país estratégico para la inversión nacional y extranjera”, señaló en su intervención el Director General de Hidrocarburos guatemalteco, **Luis Ayala**.



Winston Watson
 Director Gerente de PCJ de Jamaica

El país centroamericano posee tres cuencas: Petén Norte y Sur; Amatique y Pacífico, las que contienen prioritariamente petróleo y registros de gas. En la actualidad Guatemala mantiene diez contratos de exploración y explotación bajo la modalidad Production Sharing Contract y se encuentra preparando la Ronda Guatemala 2018, para la exploración de 13 áreas en tierra adentro. Estas áreas propuestas cuentan con información de campañas sísmicas, así como registros de pozos perforados anteriormente.

Por su parte, el Director Gerente de PCJ de Jamaica, **Winston Watson**, indicó que tras más de seis décadas de historia en hidrocarburos, su país se encuentra en una etapa en la que existen nuevos indicios petroleros, y que además se tiene información actualizada. Watson explicó que entre 2016 y 2017 se vienen abarcando más de 3.700 kilómetros con sísmica 2D y



Alberto Reyes
Viceministro de Hidrocarburos de República Dominicana



Marny Daal-Vogelland
Gerente de Contratos Petroleros de Staatsolie

se ejecuta un completo trabajo de campo y análisis prospectivo.

En ese sentido, las perspectivas de la isla, que aún tiene 14 bloques disponibles, van desde aguas someras hasta ultra profundas con potenciales estimados de 300 millones de barriles equivalentes de petróleo, en aguas poco profundas; 1 billón de barriles equivalentes, en aguas profundas; y miles de millones en aguas ultra profundas.

A su turno, el Viceministro de Hidrocarburos de República Dominicana, **Alberto Reyes**, explicó que en su país se ha desarrollado una Base Nacional de Datos de Hidrocarburos que contiene el 90% de la data histórica, de sísmica y de pozos que posee el Estado. La base es de libre de acceso y está en línea. En materia de prospección, Reyes dijo que se producirán unos 10,000 kilómetros adicionales de sísmica 2D de alta resolución en 2017, a sumarse a los 20,000 kilómetros de sísmica existente. Por otra parte, en relación a los contratos y el régimen fiscal, indicó que se está finalizando un modelo de contratos de

producción compartida progresista, basado en una Tasa Interna de Retorno. Asimismo, República Dominicana se alista para organizar rondas licitatorias de Derechos de Exploración y Producción. Cerrando el Foro, Surinam estuvo representada por la Gerente de Contratos Petroleros de Staatsolie, **Marny Daal-Vogelland**. La ejecutiva dijo que se planea realizar una ronda para encontrar socios y así desarrollar dos bloques cerca de la costa. “Ahora es el momento de concentrarnos nuevamente en nuestro negocio principal, que es explorar y producir petróleo”, expresó. La ronda será para los bloques B y C, ambos de 3.000 kilómetros cuadrados y con profundidades de hasta 30 metros, agregó. El potencial de reserva es de 300 millones a 915 millones de barriles de petróleo en el Bloque B y de 100 millones a 350 millones de barriles en el Bloque C. La compañía apuntaría a firmar el acuerdo de explotación en el primer trimestre de 2018 y comenzar a operar durante el tercer trimestre de 2018.

Las estrategias gubernamentales para atraer inversión

La fuerte caída de precios del crudo tuvo un impacto directo en las inversiones de capital destinadas al upstream. Según el Presidente de Línea de Productos y Marketing Global de Weatherford, **Kyle Chapman**, dichas inversiones cayeron en valores de dos dígitos en los últimos dos años. A pesar de ello, el pronóstico para 2017 muestra un cambio en la tendencia, con un moderado incremento que aún estará un 40% por debajo de los niveles registrados en 2014.

“Esto significa que, en general, hay menos capital disponible para las inversiones y, por lo tanto, en la búsqueda que realizan los gobiernos para atraer inversiones en exploración y producción, será fundamental que

puedan proveer un ambiente estable y seguro para garantizar el flujo de capital hacia sus países”, indicó Chapman en el inicio de la Sesión Plenaria “Estrategias gubernamentales para atraer la inversión”.

“La buena noticia es que los inversores en el upstream están regresando de la hibernación, por lo que buscan oportunidades para invertir y eso generará una feroz competencia por atraer dichas inversiones. Un ejemplo lo vimos esta mañana (durante el Foro de Agencias de Hidrocarburos) y eso muestra qué tan competitiva es esta plaza de mercado”, expresó el Vicepresidente de Investigación Fiscal Global de Wood Mackenzie, **Graham Kellas**.



“En la búsqueda que realizan los gobiernos para atraer inversiones en exploración y producción, será fundamental que puedan proveer un ambiente estable y seguro para garantizar el flujo de capital hacia sus países”.

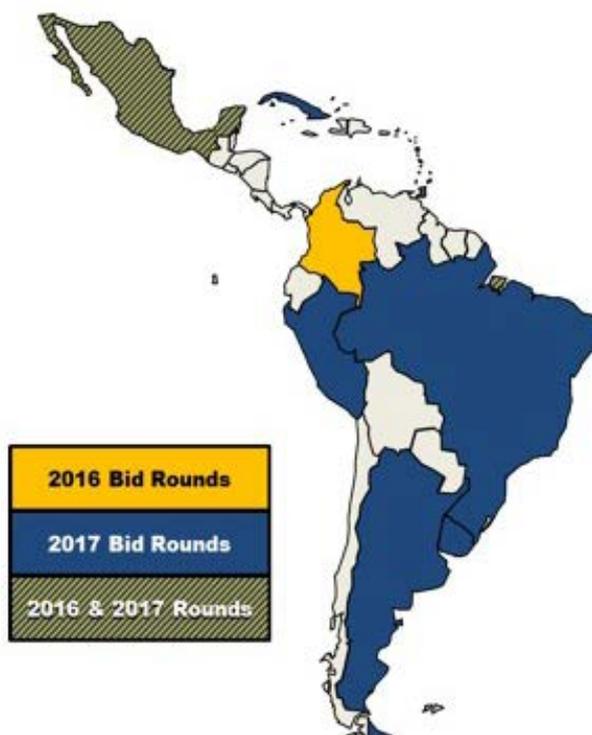
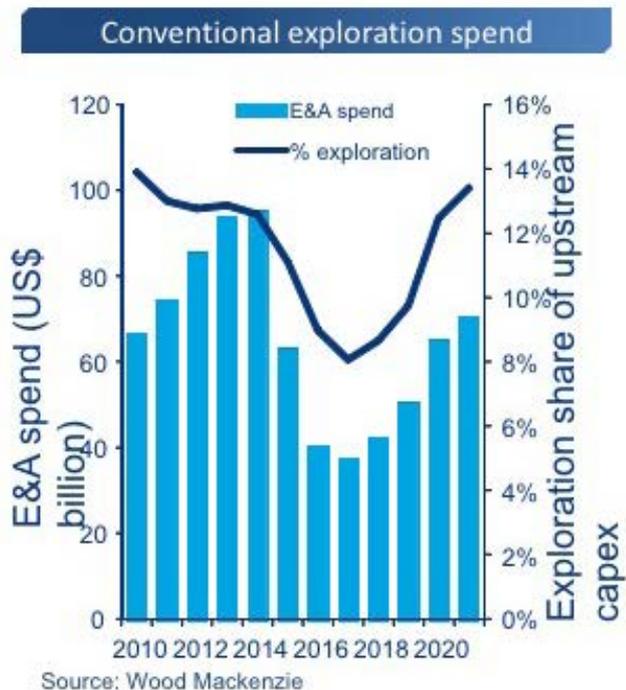
Kyle Chapman
Presidente de Línea de Productos y Marketing Global de Weatherford

Según Wood Mackenzie, en la actualidad existen más de 60 rondas licitatorias ya lanzadas o en fase de preparación a nivel mundial, lo que muestra una reacción positiva tras dos años complejos para el sector. Sin embargo, si de competencia por atraer inversiones se trata, el diagnóstico también profundiza en las áreas que todavía son motivo de preocupación en los inversores.



Graham Kellas
Vicepresidente de Investigación Fiscal Global de Wood Mackenzie

Upstream investors are coming out of hibernation..
..but competition for that investment is fierce..



Trusted commercial intelligence
www.woodmac.com

Upstream investors are coming out of hibernation...
Graham Kellas, Vicepresidente de Investigación Fiscal Global de Wood Mackenzie



”

“Los términos fiscales tienen un impacto directo en la competitividad de los países”.

Ricardo Bedregal

Director de Investigación y Consultoría en Upstream de IHS Markit

El Director de Investigación y Consultoría en Upstream de IHS Markit, **Ricardo Bedregal**, dijo que el actual entorno muestra que persiste una presión sobre los rendimientos de las empresas ligadas al upstream. La rentabilidad en exploración y producción para las compañías fue negativa en 2015, pero se espera que mejore en la medida en que se inicien algunos megaproyectos.

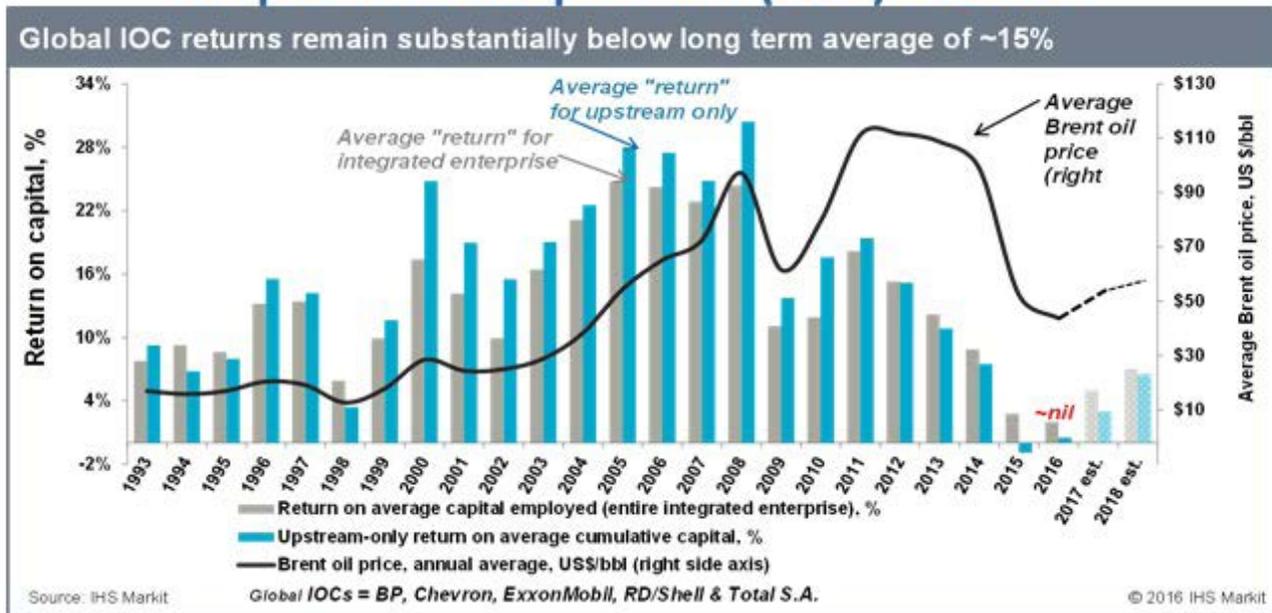
De igual modo, la producción se mantiene bajo extrema presión económica y fiscal, un elemento que ha obligado a un cambio de enfoque en las políticas del sector. “Los términos fiscales tienen un impacto directo en la competitividad de los países”, manifestó Bedregal.

En ese sentido, Kellas dijo que hoy en día los países están adoptando dos tipos de medidas para atraer inversión en el upstream. La primera es la interrupción fiscal, que tiene

un impacto inmediato sobre la producción y el flujo de caja de las compañías, mientras que otros adoptan la evolución fiscal, la que tiene incidencia sobre licencias y concesiones de nuevas áreas exploratorias.

Aún con estas medidas, el ejecutivo de Wood Mackenzie fue claro al indicar que los inversores se han tornado más selectivos y, en ese afán, comparan el atractivo fiscal con la prospectividad existente en cada país. Asimismo, manifiestan preocupación constante por la estabilidad fiscal. “Durante el ciclo de precios altos hubo un alto nivel de medidas de interrupción fiscal que incrementaron la participación de los Estados en el sector a lo largo de la región, por lo que ahora los inversores evalúan ese riesgo fiscal. La pregunta es que mientras los países promueven sus términos fiscales, qué garantías

Current environment: continued pressure on corporate and upstream (E&P) returns



- E&P returns for Global IOCs were negative in 2015. Returns are expected to improve as mega-projects start-up in 2016-17, but meager oil price gains will dampen rebound

© 2017 IHS. ALL RIGHTS RESERVED.

Current environment: continued pressure on corporate and upstream (E&P) returns
Ricardo Bedregal, Director de Investigación y Consultoría en Upstream de IHS Markit

pueden darle a los inversores de que las cosas se mantendrán como están, incluso cuando la situación (precios) mejore en el futuro”, remarcó. Bedregal agregó que la mayoría de los países se concentra en incentivar prioritariamente los nuevos proyectos y, sólo en casos extremos, los ya existentes. Todo esto debido a que existen factores que condicionan la adopción de cambios en las políticas fiscales, entre ellos, la alta dependencia de los Estados de los ingresos provenientes del petróleo y gas. “Dentro de ese marco, la capacidad que tengan las compañías estatales para llevar a cabo inversiones resulta importante para la perspectiva de

largo plazo; porque de darse una combinación de gobiernos con finanzas débiles y compañías estatales también débiles, se traduciría en una amenaza para futuras ampliaciones de capacidad”, agregó Bedregal. Con todo, el balance global efectuado por IHS Markit destaca el hecho de que América Latina ha liderado el camino para hacer cambios positivos en términos fiscales. Países como México, Colombia, Bolivia y Argentina han avanzado en una serie de reformas para que el upstream siga atrayendo inversiones. A esto se agrega que luego de diez años, Brasil también reabrió el upstream a inversionistas privados para explorar en el Presal.

Desafíos del Upstream

El primer desafío del upstream es cómo operar con el precio del petróleo bajo, ya que pone presión sobre la rentabilidad de las operaciones, en un escenario de precios locales tendiendo a la convergencia con los precios internacionales, fue la primera visión presentada en la conferencia dada por el Vicepresidente Ejecutivo de Exploración y Producción de YPF, **Santiago Martínez Tanoira**. “Desde ya, nuestros proyectos están siendo evaluados a precios internacionales y con ese horizonte de precios es donde nosotros tenemos que movernos”, dijo el ejecutivo.

El segundo desafío, según Martínez, es la necesidad de trabajar muy fuertemente en la reducción de los costos, tanto los OPEX como los CAPEX, porque los costos unitarios de cada uno de ellos han aumentado significativamente en los últimos años. Un tercer desafío -mostrado desde la realidad argentina- es que la producción viene de yacimientos maduros, de baja permeabilidad o no convencionales, por lo que el país no tiene petróleo o gas fácil de encontrar. Con todos los recursos en convencional que posee Argentina, el país tiene un horizonte de 15 años de explotación de petróleo al ritmo de producción actual. En gas se cuenta un horizonte de 12 años, con la diferencia que en gas convencional se tiene 32 TCF y más de 800 TCF en no convencional. “En Argentina tuvimos la suerte geológica de tener recursos no convencionales, los segundos más importantes de gas en el mundo y el cuarto en petróleo”, añadió. Esto supone un enorme desafío



“Por todo, creemos que Vaca Muerta, más que un proyecto, se está transformando cada día en una realidad”.

Santiago Martínez Tanoira

Vicepresidente Ejecutivo de Exploración y Producción de YPF

porque se debe transformar dichos recursos en reservas. Para ello el primer paso que dio YPF fue alcanzar escala, a través de la adquisición de acres, hacer pilotos exploratorios y de desarrollo, así como impulsar una industria de servicios. El segundo paso fue generar competitividad, que de forma tangible se logró al reducir el costo de desarrollo en pozos exploratorios horizontales en un 50% en un año.

El tercer paso ha sido acelerar el crecimiento con el apoyo de nuevos socios, acuerdos con sindicatos y una estrecha relación con los stakeholders. “Por todo, creemos que Vaca Muerta, más que un proyecto, se está transformando cada día en una realidad”, argumentó.

El Director Ejecutivo de Upstream de Repsol Norteamérica, **John Rossall**, por su parte, brindó un panorama de lo que sucede en dicho continente. Uno de los principales desafíos es, según la experiencia mostrada, la reducción de costos en el sector, con un precio del crudo que no subirá de los US\$ 50 en el futuro cercano. “No estamos hablando de economía sino de equilibrar nuestros ingresos con nuestros gastos a lo largo de un año”, señaló.

Para lograr un punto de equilibrio en los precios, existen muchos caminos como reducción de los costos de servicio o los costos de los insumos, es decir se debe buscar hacer los negocios de manera diferente. Otras estrategias usadas son la estandarización, optimizar mantenimiento, mejorar la eficiencia de la mano de obra, ahorrar y la colaboración fluida en la cadena de suministros, es decir, tener alianzas con algunos proveedores para ser más eficientes. En Repsol, según Rossall, en 2015 se inició un programa muy efectivo sobre eficiencia de costos, con énfasis en tres aspectos: la cartera, su aspecto financiero y la resiliencia operativa.

Luego puso énfasis en la parte comercial y la demanda. “Estas herramientas nos han ayudado mucho, nos han permitido ahorrar de un 10 a un 15% de los costos”, sostuvo el ejecutivo.

En el campo del offshore también se han visto grandes reducciones en costos y eficiencia en los últimos dos años. “En varias partes del mundo sentimos que hemos logrado costos que realmente cierran en un punto de equilibrio, lo cual es fantástico”, ponderó Rossall.

Con respecto a los campos maduros, la experiencia de Repsol en el campo Chovin, en Canadá, fue muy valiosa. De acuerdo con John Rossall, lo que se buscó fue no sólo reducir costos, sino crear un ambiente seguro. Se



“En varias partes del mundo sentimos que hemos logrado costos que realmente cierran en un punto de equilibrio, lo cual es fantástico”.

John Rossall

Director Ejecutivo de Upstream de Repsol Norteamérica

utilizó tecnología de avanzada para, por ejemplo, monitorear remotamente 800 pozos y automatizar varios procesos.

En materia de recursos no convencionales en onshore, fue muy importante la aplicación de economía de escala, así como incrementar la eficiencia y la mejora continua. “Lo importante es la productividad por cada dólar que se invierte. En años recientes hemos aumentado a 100 barriles por día por cada millón de dólares invertidos en capital. Hace un par de años eran solo 50 barriles por día por cada millón, así que aumentó la eficiencia del capital en el momento actual”, ponderó.

Recuperar la credibilidad

El caso Petrobras mereció especial énfasis por parte del Director Presidente de Petrobras México, **Joao Araújo Figueira**, quien dijo que enfrentar precios bajos, con la serie de eventos que ocurrieron en la compañía, tiene un doble desafío. La compañía brasileña revisó su estrategia enfocando su atención en dos métricas fundamentales: seguridad y desapalancamiento.

En el primer aspecto, Araújo señaló que se debe contar con una fuerza laboral que trabaja bajo condiciones apropiadas, a fin de evitar lesiones o fatalidades. Se trabajó en la reducción del indicador llamado Tasa Total Registrable de Lesiones, que en 2015 fue de 2,2. Actualmente la meta, como límite máximo, es alcanzar 1,4 para el año 2018. "Para pasar a este punto se requiere sumar dedicación, mucha capacitación, trabajo y planificación con la gente para cambiar la mentalidad, porque estamos convencidos de que cada accidente puede ser evitado", aseveró.

En cuanto a la reducción del apalancamiento, se tuvo una gestión adecuada de costos y gastos. El principal motor para lograr esto fue la eficiencia en el CAPEX, aprovechando la curva de aprendizaje intensiva de los campos del Presal. "Es una de las

ventanas de oportunidad de Petrobras para generar valor, es decir, reducir los tiempos de perforación y potenciar la productividad, así como el uso mejorado de los recursos", señaló Araújo.

Otro motor es la eficiencia del OPEX, es decir, se redujeron los costos aumentando la producción. "Las asociaciones en las desinversiones fue otra de las acciones que tuvimos que tomar. Hace algunos años era imposible considerar la venta de activos, pero tuvimos que recurrir a las desinversiones para que la compañía redujera su apalancamiento", mencionó.

El programa de desinversión de Petrobras en el periodo 2015-2016 ascendía a US\$ 13.000 millones y, para el periodo 2017-2018, se están considerando US\$ 21.000 millones. La reducción de costos pasó de US\$ 14,6 por barril en 2014 a US\$ 10 por barril para el año 2016. "Esperamos que los costos se reduzcan aún más para el periodo 2017-2021, alcanzando los US\$ 9,6 por barril", expresó.

El desarrollo de tecnología también ha sido un factor clave para optimizar costos en Petrobras.

En 2015 la compañía obtuvo un premio internacional por la exitosa implementación de soluciones para aguas ultraprofundas en el Presal.





02 //

El contexto global y su impacto en
el sector energía

La industria de petróleo y gas enfrenta grandes desafíos para los países productores, así como para las empresas nacionales (NOCs) y extranjeras (IOCs). En ese camino se encuentran muchos obstáculos, entre los que se encuentran la volatilidad de los precios de los hidrocarburos, la inestabilidad política en muchos países y el alto costo social y medioambiental. Para **John Martin**, Vicepresidente Senior del Consejo Mundial del Petróleo (WPC, por sus siglas en inglés) en este ámbito existen cada vez más incertidumbres y retos. Esto se debe, según Martin, a que ninguna otra industria trabaja en horizontes tan amplios como la de los hidrocarburos. Uno de los principales retos está en suministrar energía a una población mundial que crece aceleradamente, además de coadyuvar a que millones de personas puedan salir del umbral de la pobreza. Según los modelos de población de Naciones Unidas -citados por Martin- la población mundial podría llegar a más de 16.000 millones de personas al final de este siglo, mientras que China e India seguirán siendo

las dos economías más grandes del mundo, representando el 30% de la población proyectada.

“A pesar de los esfuerzos internacionales para detener el cambio climático, el petróleo junto con otros combustibles fósiles seguirá manteniendo una posición de liderazgo para el 2050”, afirmó el ejecutivo del WPC, a tiempo de mencionar que otra área de incertidumbre se presenta en las futuras inversiones.

En ese sentido, consideró que las inversiones en tecnologías limpias deben ser incrementadas para que el mundo pueda avanzar a la estabilización climática. “Los gobiernos no solo deben mantener, sino también aumentar su compromiso para lograr la seguridad energética y las metas climáticas en colaboración con la industria del gas y del petróleo”, subrayó.

Ante este escenario, añadió, las perspectivas para la industria parecerían estar bastante seguras. Sin embargo, la realidad es muy diferente. “La industria del gas y del petróleo está pasando y gestionando riesgos complejos, y lo hemos estado haciendo



“Los gobiernos no solo deben mantener, sino también aumentar su compromiso para lograr la seguridad energética y las metas climáticas en colaboración con la industria del gas y del petróleo”.

John Martin
Vicepresidente Senior del Consejo Mundial del WPC

desde hace 100 años, pero en el nuevo contexto mundial, el alcance y el impacto de estas incertidumbres están llevando la gestión de riesgos a un nivel muy superior”, apuntó.

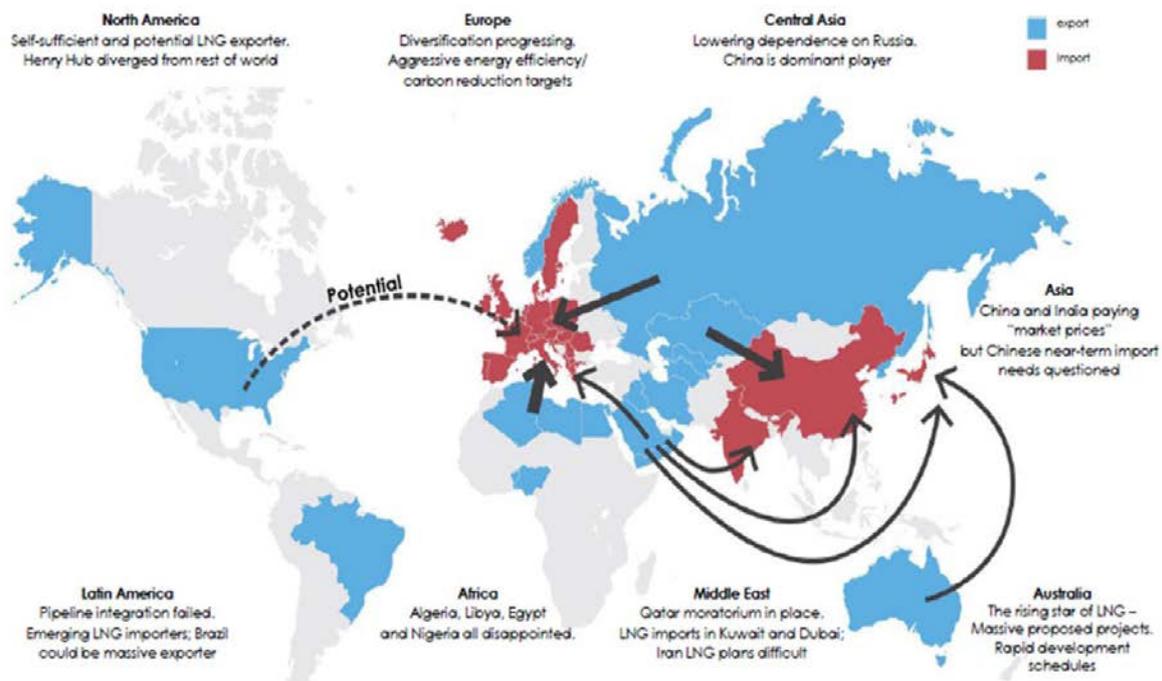
Explicó que estas incertidumbres incluyen los riesgos geopolíticos en muchas regiones del mundo, también asociados a precios muy volátiles del gas y del petróleo. Puso como ejemplo a países como Libia e Irak, que han incrementado su producción de crudo, pero la inestabilidad política impide llegar a los niveles alcanzados en años anteriores. En el caso europeo, se busca aminorar la dependencia del

gas ruso y en el Ártico, el desarrollo de los proyectos tiene una fuerte oposición ambiental.

En relación al gas natural, Martin destacó que en los últimos 20 años su demanda aumentó de manera significativa, ya que muchos países migraron de fuentes como el carbón y el petróleo. Asimismo, durante este periodo los precios del gas en muchas partes del mundo se correlacionaron con los precios del petróleo y se mantuvieron en conjunto, reflejando la oferta y demanda regional.

“Sin embargo en los últimos cinco años las tendencias en el precio del

2015 – Global Gas Market Forecast Changes



2015 Global gas market

John Martin, Vicepresidente Senior del Consejo Mundial del Petróleo

gas mostraron divergencias según la región. La seguridad en el suministro a largo plazo ha llegado a Asia y Europa, que transformaron el mapa global de compradores y vendedores, donde Estados Unidos ha ingresado como un jugador global muy importante”, agregó. Martín fue más allá cuando manifestó su complacencia por los nuevos roles de la industria en materia de sostenibilidad e impactos sociales

y económicos, participando con inversiones en el desarrollo de fuentes de energías renovables. Concluyó resaltando el liderazgo de la industria, al desarrollar profesionales de alto nivel que son necesarios en el nuevo contexto mundial.

El WPC cuenta con una fundación que capacita a jóvenes en países subdesarrollados para estimular destrezas y habilidades.

Geopolítica y economía

Por su parte, el Socio y Director Gerente de Boston Consulting Group, **Gustavo Nieponice**, efectuó una completa descripción sobre la visión geopolítica y económica global y regional, y su impacto en el sector energía. Mencionó que la producción de hidrocarburos en los próximos 20 años muestra un crecimiento del 1% para el caso del petróleo y 2% en el caso de gas, crecimiento que será apuntalado principalmente por las

economías emergentes.

El experto también destacó la penetración de las energías renovables en el mix energético global. Según las proyecciones para el año 2040, el 30% de la generación puede llegar de dichas fuentes. De hecho, en los próximos cinco años dos tercios de la nueva capacidad instalada de generación eléctrica, se basará en energías renovables, señaló. En ese marco, acotó que el vehículo eléctrico y las nuevas tecnologías



“Vivimos en un mundo condicionado por factores que van más allá de la política y que generan fragilidad en el sistema energético”.

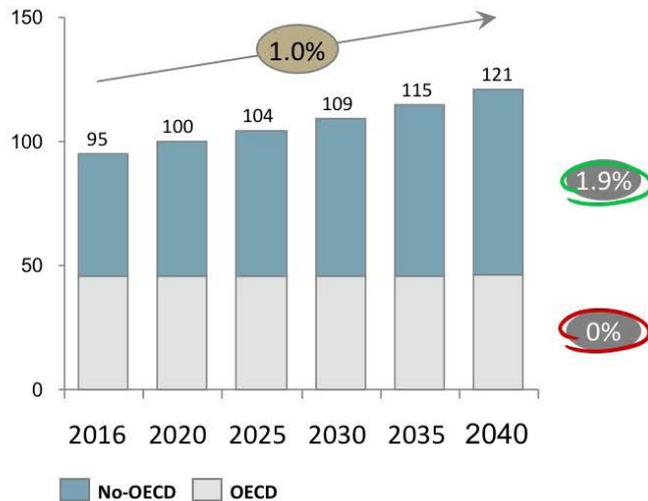
Gustavo Nieponice
Socio y Director Gerente de Boston Consulting Group

La demanda global de petróleo y gas crecerá impulsada principalmente por los mercados emergentes

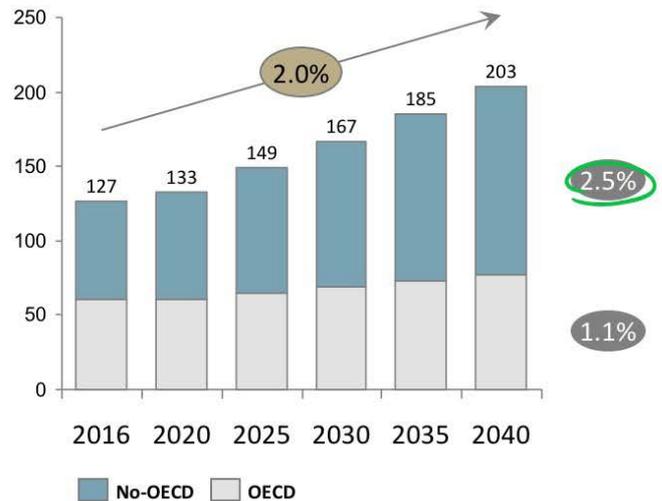
Demanda global de petróleo:
1% anual

Demanda global de gas natural:
2% anual

Demanda de petróleo (Mbpd¹)



Demanda de gas natural (Tcf²)



1. Mbpd: million barrels per day 2. Tfc: Tera cubic feet
Fuente: IEA WEO 2016 – Análisis BCG

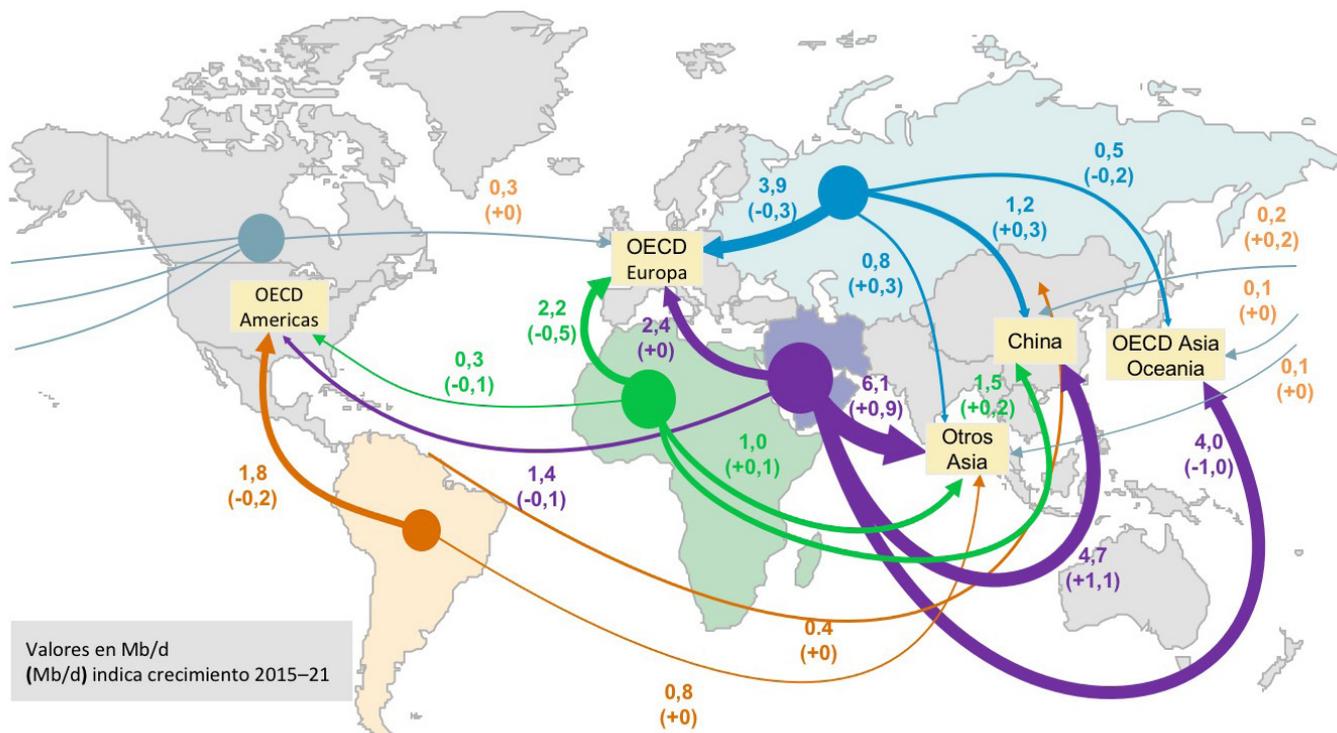
La demanda global de petróleo y gas crecerá impulsada principalmente por los mercados emergentes.
Gustavo Nieponice, Socio y Director Gerente de Boston Consulting Group

de iluminación, son elementos que aumentarán la eficiencia energética. En el caso de los hidrocarburos no convencionales, Nieponice resaltó que en los próximos 20 años el shale, el tight, el off shore y el deepwater van a

jugar un papel cada vez más relevante como proporción de la producción de petróleo. Actualmente representan alrededor del 40% de la producción y, en 2035 llegarán a casi el 55%. En el escenario geopolítico, Nieponice

Acompañando la demanda de mercados emergentes, las exportaciones de crudo continuarán moviéndose al este

Exportaciones de crudo en 2021 y crecimiento en 2015-21 para rutas comerciales clave



Fuente: IEA Medium Term Oil Market Report 2016

Acompañando la demanda de mercados emergentes, las exportaciones de crudo continuarán moviéndose hacia el Este.

Gustavo Nieponice, Socio y Director Gerente de Boston Consulting Group

puntualizó que primero se tiene que pensar en las elecciones presidenciales en algunos países, pasando por desastres naturales y conflictos sociales como la Primavera Árabe o la crisis de Ucrania. “Vivimos en un mundo condicionado por factores que van más allá de la política y que generan fragilidad en el sistema energético”, afirmó.

En ese sentido, el escenario geopolítico planteado por el experto muestra muchas ramificaciones. Citó en primer lugar la volatilidad que puede causar

el triunfo de Emmanuel Macron en Francia, el Brexit en Gran Bretaña y el ascenso de Donald Trump como presidente de Estados Unidos. “Estamos en un escenario donde es muy difícil prever qué es lo que pasará en las tendencias políticas”, opinó. En segundo lugar, consideró a la debilidad de las instituciones frente al fenómeno de las redes sociales y, finalmente, a la polarización de los sistemas políticos al reducir la inmigración, restringir el comercio y aislar a los países.

¿Cómo afectará este contexto a la oferta y la demanda?

“Todo esto puede generar disrupciones en el comercio internacional que afectan el crecimiento de la economía y, por lo tanto, la demanda de petróleo y gas”, respondió, a tiempo de recomendar que se debe estar atentos a lo que puede acontecer con las economías asiáticas, que pueden aportar elementos adicionales a los índices de crecimiento.

A nivel regional, y desde el punto de vista de la oferta, en Latinoamérica apuntó a Venezuela como un factor de reducción de la producción si la crisis social que atraviesa el país se agrava aún más, mientras que podría suceder lo contrario en Estados Unidos si se modifica la plataforma de desregulación ambiental.

“Obviamente, Medio Oriente que sigue siendo foco principal de producción. Hay que estar monitoreando cómo se dará la relación entre Irán y Estados Unidos”, consideró, a la vez que remarcó el “conflicto latente” por la guerra de Siria. En relación a otros actores, Nieponice dijo que Irak, a pesar de incrementar su producción, mantiene conflictos internos y Arabia Saudita -el país más estable- tiene el desafío de transformar su economía hasta el año 2030. En este contexto, concluyó que Latinoamérica es una región que no tiene el índice de conflictividad de Medio Oriente, pero tampoco la estabilidad de los países desarrollados.

Finalmente, el ejecutivo de Boston Consulting Group puntualizó cinco

factores que deben ser mejorados en la región para estimular el upstream: el acceso a la superficie, la coordinación entre los gobiernos nacionales y locales, los recursos, la competitividad y, finalmente, los términos fiscales y las regulaciones. “Tenemos que seguir trabajando para que nuestras economías sean estables, con baja inflación, con libertad de flujo de capitales y estabilidad monetaria que favorezca con bajas tasas de interés a los proyectos”, concluyó.

16.000

Millones de personas

serán los habitantes del planeta a final de siglo, según Naciones Unidas.

1/3

provenirá de
China e India.





03 //

Nueva realidad energética, desafíos y oportunidades

Un diálogo abierto y dinámico permitió interactuar a altos representantes gubernamentales del sector energético de Brasil, Colombia, Paraguay y Uruguay durante la primera Sesión Plenaria de ARPEL 2017. Cuatro temas fueron puestos en consideración para ser abordados desde de la experiencia de los países con un enfoque regional: matriz energética; estrategias y oportunidades de inversión; competitividad continental y; finalmente, los desafíos que conlleva el cambio climático. Todo esto, parte de los desafíos y oportunidades que surgen de una nueva realidad energética. En el balance, América Latina y el

Caribe manifiestan una vocación amigable con el medio ambiente. “Somos la región más verde del planeta con la participación más alta de energías renovables”, dijo el Secretario Ejecutivo de la Organización Latinoamericana de Energía (Olade), **Alfonso Blanco**. Sin embargo, la región tiene una serie de tareas por delante que pasan por la gobernanza sobre los recursos naturales, el adecuado aprovechamiento de su potencial en hidrocarburos y la necesidad de una verdadera integración regional para generar un mayor peso específico en el contexto energético global.



“Somos la región más verde del planeta con la participación más alta de energías renovables”.

Alfonso Blanco
Secretario Ejecutivo de Olade

Matriz energética

“El rápido desarrollo de las nuevas tecnologías, una revolución digital imparable, desafíos ambientales globales y un cambio en los patrones demográficos y de crecimiento son factores que explican la gran transición que está pasando el mundo con el potencial de cambiar la forma en que producimos y consumimos la energía”, expresó el Consultor y Miembro del Comité Brasileño del World Energy Council (WEC), **Izeusse Braga**, quien presidió la sesión.

Según Braga, se espera que exista una presión intensa en cada una de las dimensiones del llamado trilema energético a medida que los países busquen mejorar su seguridad energética, expandir la equidad energética y reducir las emisiones de carbono. “Teniendo en cuenta estas cuestiones ¿Cómo ven ustedes el futuro desarrollo de la matriz energética de su país?”, interrogó al grupo de disertantes.

La ministra de Industria, Energía y Minería de Uruguay, **Carolina Cosse**, fue la primera en recoger la pregunta para mostrar los avances que su país alcanzó en los últimos años. Con datos a 2015 del WEC, Uruguay se ubica en el top 20 en sostenibilidad (puesto 14), al igual que en seguridad energética (puesto 18), mientras que en equidad energética se

Carolina Cosse
Ministra de Industria, Energía y
Minería de Uruguay



“El sector energético enfrentará grandes desafíos para transformarse y poder cumplir con los compromisos de COP 21. Las energías renovables, el almacenamiento de energía, el diseño innovador de mercados y la eficiencia energética serán claves para guiar esta transformación”.

Izeusse Braga

Consultor y Miembro del Comité Brasileño del World Energy Council (WEC)



encuentra en la ubicación 44. Adicionalmente, Cosse indicó que la matriz energética uruguaya está sustentada en un 63% por energías renovables, aspecto que se amplifica más a la hora de evaluar específicamente la matriz eléctrica, donde las renovables alcanzan un 97%. “El enorme desafío que tenemos en Uruguay es encontrar una sinergia entre una política energética, que se llevó adelante desde 2005, con una política industrial. Eso quiere decir que el cambio de la matriz energética logre transformarse en un cambio de la matriz industrial”, sostuvo.

El turno de Brasil llegó de la mano del Secretario de Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles, **Márcio Félix Carvalho**, quien valoró el 10% de aporte de la energía eólica a la matriz energética de su país, así como el desarrollo de biocombustibles, como etanol y biodiesel, que ayudan a dicho país a tener una economía con menores niveles de carbono, tarea que



Márcio Félix Carvalho
Secretario de Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles de Brasil

también es impulsada con el uso de gas natural.

“Paraguay tiene una matriz energética muy peculiar”, dijo el Viceministro de Minas y Energía de ese país, **Mauricio Bejarano Martí**. Y es que pese a que Paraguay es el mayor exportador de energía eléctrica del mundo per cápita, a nivel interno la energía eléctrica sólo representa un 18% del total, mientras que la biomasa se lleva el 43% y los



Mauricio Bejarano Martí
Viceministro de Minas y Energía de Paraguay



Orlando Velandía
Presidente de la ANH

hidrocarburos el 39%.

“Estamos trabajando para incrementar la utilización de la energía eléctrica que producimos, porque tenemos un potencial muy importante. El 99,6% de la generación eléctrica es energía limpia, proveniente de las hidroenergías”, puntualizó. Colombia es otro país que se encuentra en el top 20 del ranking global promovido por WEC, con uno de los sistemas eléctricos ambientalmente más sostenibles. “Eso nos podría dejar tranquilos”, dijo el Presidente de la ANH, **Orlando Velandía**. “Sin embargo, cuando uno descompone la matriz energética encuentra enormes desafíos”, matizó.

Velandía hizo alusión al hecho de que la matriz energética colombiana depende en un 70% de generación hídrica, lo que ocasiona una alta dependencia

que, además, se convierte en un problema cuando las sequías golpean como consecuencia del cambio climático. “Poner todos los huevos en una misma canasta no es una buena estrategia en ningún sector”, agregó. A la energía hidroeléctrica Colombia suma un 11% de generación a gas, 10% de combustibles líquidos, 8% de carbón y tan sólo 1% de renovables. Para cambiar esta situación, en 2014 el gobierno sancionó la Ley 1715 que incentiva la generación a través de renovables. A 2015, según Velandía, dicha ley ha permitido que se presenten 50 nuevos proyectos. “No basta hacer sistemas sostenibles si no pensamos en la ciudadanía a través de sistemas tarifarios y mejores condiciones de acceso de la energía. Ese es el desafío que tenemos en Colombia.”, concluyó la autoridad.

Estrategias y oportunidades de inversión

Comenzando la segunda ronda de intervenciones, **Izeusse Braga** puntualizó que la caída de los precios del petróleo y de las materias primas afectó profundamente las exportaciones y los presupuestos nacionales de varios países de la región. En ese contexto, la mayoría de los países ha tenido que recortar el gasto de manera significativa, ha experimentado un crecimiento económico bajo, un aumento de la inflación, del desempleo y fuertes efectos en las tasas de cambio. “¿Qué estrategias está adoptando su país para el desarrollo del sector energético, en especial de petróleo y gas? Y ¿qué medidas se están tomando para promover las oportunidades de inversión?”, preguntó Braga.

La directora Nacional de Energía de Uruguay, **Olga Otegui**, respondió que su país trabaja en dos líneas. La primera, referida a la transformación de la matriz energética y su diversificación a través de las fuentes renovables. Decidimos que el gas natural debía ser el combustible de respaldo para el uso de las renovables, porque creemos que esa fuente podría ser la más eficiente y la más adaptable en diferentes usos”, manifestó.

También fomentamos una mayor prospección y exploración petrolera tanto off shore como on shore. En ese marco, a la fecha se han efectuado dos rondas licitatorias que han permitido a Uruguay posicionarse en el mapa petrolero regional. Para septiembre próximo se espera lanzar una tercera ronda.

En el caso de Brasil, **Márcio Félix Carvalho** habló del programa “Gas

para crecer”, que refleja el interés de dicho país por incrementar el uso de este recurso. “Brasil puede ser considerado un suceso en la industria, pero es un suceso concentrado en pocas palabras: Petrobras, aguas profundas, petróleo y Presal”, expresó. Por ello, el gobierno alista una nueva política para exploración y producción que sería presentada en junio próximo y que incluiría un cronograma en el que se toma en cuenta rondas licitatorias off shore en Presal, así como on shore para promover el descubrimiento de gas natural. “Nuestra producción on shore es tres veces menor que la de Ecuador y Argentina y siete veces menor que la de Colombia. Consideramos que podemos tener una producción on shore que dé sorpresas y que privilegiará al gas”, agregó. Por su parte, **Mauricio Bejarano Martí** dijo que Paraguay trabaja en un eje fundamental para tener hidrocarburos propios. “Actualmente tenemos una producción muy somera de gas natural, que aún no es significativa”, expresó. Un cambio de normativa para otorgar permisos y concesiones de forma menos engorrosa y ágil, sumado a la competitividad fiscal que tiene el país -por sus menores tasas impositivas- forman parte de las acciones en las que también se incluye un mayor protagonismo de la estatal Petropar, la que ahora tiene capacidad de formar consorcios con otras empresas, con el fin de desarrollar las actividades del upstream de manera más agresiva y dinámica.

“Nosotros tenemos importantes reservas de petróleo pero no somos

un país petrolero”, dijo, por su parte, **Orlando Velandía**. El Presidente de la ANH de Colombia fue autocrítico a la hora de afirmar que en los tiempos de precios altos, su país aumentó y aceleró la producción petrolera hasta llegar a un promedio de un millón de barriles por día y así generar un casi agotamiento de sus reservas. Como consecuencia, Colombia se ha visto en la necesidad de encarar incentivos fiscales muy agresivos para las inversiones en exploración, porque “tenemos que volver a niveles de reservas y de producción anteriores”, agregó. Gracias a esos esfuerzos, Colombia

ahora es considerada atractiva para la inversión, pero debe trabajar en otros frentes para recuperar el nivel de exploración y producción petrolera. “Estamos apostando por el Mar Caribe. Creo que nuestro futuro off shore y de producción de gas estará allí”, dijo Velandía.

En ese sentido, la autoridad indicó que su país tiene tres retos por delante: mejorar su nivel de conflictividad, elevar el factor recobro de sus reservas y evaluar su potencial de no convencionales. “Somos un país que debe tomar medidas rápidas por su alta dependencia del recurso hidrocarburífero”, apuntó.

Integración y competitividad

La tercera ronda de intervenciones estuvo enfocada en el desempeño energético del continente. En su introducción, Braga destacó la riqueza y diversidad de recursos energéticos de América Latina, en particular de las fuentes de energías renovables. “Aunque la complementariedad de estos recursos a lo largo de la región ha sido ampliamente estudiada, la falta de integración regional ha dado lugar a un enorme potencial sin explotar. Considerando que hay otras regiones buscando atraer inversiones para desarrollar sus sectores energéticos ¿qué incentivos creen que deberían darse para hacer más competitiva a la región con relación al resto del mundo?”, preguntó.

Orlando Velandía respondió con otra pregunta “¿Qué tanto somos capaces de integrarnos?”, a lo que añadió: “Si comenzáramos por lo menos con la integración binacional, buscando el mejoramiento de la infraestructura, sobre todo en ductos y proyectos similares, sería un desafío que tendríamos que emprender. Como Colombia quisiéramos aprender mucho más de Uruguay en tema de renovables o aprender de Brasil lo que están haciendo en off shore. Tener esa capacidad es un reto. Sólo por la carencia de integración podríamos perder oportunidades fabulosas”. Márcio Félix Carvalho y Mauricio Bejarano Martí coincidieron con Velandía en que los proyectos

binacionales son una buena oportunidad de integración. Ambos disertantes destacaron lo que Brasil y Paraguay, a manera de ejemplo, han logrado con proyectos conjuntos como la hidroeléctrica de Itaipú.

Por su parte, **Alfonso Blanco** habló de la complementariedad energética como paso previo a la integración.

El Secretario Ejecutivo de Olade dijo que, en términos pragmáticos, una integración que abarca a toda la región resulta poco realizable por aspectos tales como la geopolítica. “Sin embargo, la complementariedad, así como utilizar de forma eficiente el excedente de energía de unos países o la demanda no satisfecha de otros, es un paso previo. Quizás después se logren procesos de integración más

profundos”, acotó.

Adicionalmente, Blanco dijo que las potencialidades y capacidades continentales deben ser aprovechadas para proyectar América Latina a nivel mundial y así captar mayores inversiones para el sector. “En eso estamos trabajando muy fuerte desde Olade, para armonizar nuestro sistema de información con el de la Agencia Internacional de Energía. Ese es un tema fundamental”, remarcó.

Olga Otegui concluyó que para que el continente mejore los niveles de inversión es fundamental la estabilidad y las políticas a largo plazo. “Lo que debemos hacer es dar señales de que queremos atraer inversión y que queremos atraerla en el largo plazo”, sostuvo.

Cambio climático

En la ronda final de intervenciones, **Izeusse Braga** habló sobre los desafíos que impone cumplir la agenda ambiental establecida en la COP 21 de París, que de acuerdo con lo acordado, demanda que el mundo acelere la descarbonización del PIB global a una tasa del 6%.

“El sector energético enfrentará grandes desafíos para transformarse y poder cumplir con estos compromisos. Las energías renovables, el almacenamiento de energía, el diseño innovador de mercados y la eficiencia energética serán claves para guiar esta transformación”, expresó.

Bajo esa premisa, y teniendo en cuenta la contribución de la región para un desarrollo energético sostenible, Braga lanzó la última pregunta a los disertantes: ¿cuáles son los desafíos que vislumbran para promover el cumplimiento

de los compromisos para combatir el cambio climático?

Bejarano Martí expresó que se debía proseguir a nivel regional dentro del marco de generación a partir de fuentes renovables. **Otegui**, por su parte, añadió que se debía poner foco en cómo reducir el consumo de combustibles fósiles en el sector transporte, así como en el sector industrial.

“Cada país tiene su propia realidad y soluciones, por lo que cada país debe tener soberanía para decidir en lugar de importar soluciones”, reflexionó en tanto **Carvalho**, mientras que Velandía manifestó que en su país se están haciendo enormes esfuerzos para bajar los niveles de emisiones de CO₂. “Creo que tenemos que trabajar en otro frente, mejorar nuestra capacidad de absorción mitigando los programas de deforestación tan agresivos”, subrayó.

Finalmente, **Blanco** recalcó que es necesario que las fuentes renovables ingresen a la matriz energética mediante mecanismos de mercado para así evitar las distorsiones en los precios de la energía. “El tema de subsidios es delicado y requiere un abordaje bastante serio”, expresó.



Diálogo de Presidentes y CEOs de la región

El mismo escenario pero con otros actores. Al igual que en el primer panel, La Sesión Plenaria 2 abordó la Nueva realidad energética, desafíos y oportunidades. Esta vez desde la mirada de los presidentes y CEOs de importantes empresas que operan en el continente.

En su introducción, el Vicepresidente Senior de IHS Markit, **Carlos Pascual**, quien presidió la sesión, dijo que el presente ubica a la industria operando con un precio de barril de petróleo en la franja de entre US\$ 50 y US\$ 60, fruto de los esfuerzos de la OPEP y Rusia por retomar el control de la oferta a nivel global. “Las preguntas son ¿Hacia dónde vamos? Y ¿Qué tan rápido subirán los precios?, porque las respuestas tienen grandes implicaciones para la región”, remarcó al abrir la discusión.



“Con el precio bajo no se ha invertido en exploración y producción, por lo que en algún punto vamos a tener un impacto en la oferta de crudo en el mercado”.

Carlos Pascual

Vicepresidente Senior de IHS Markit

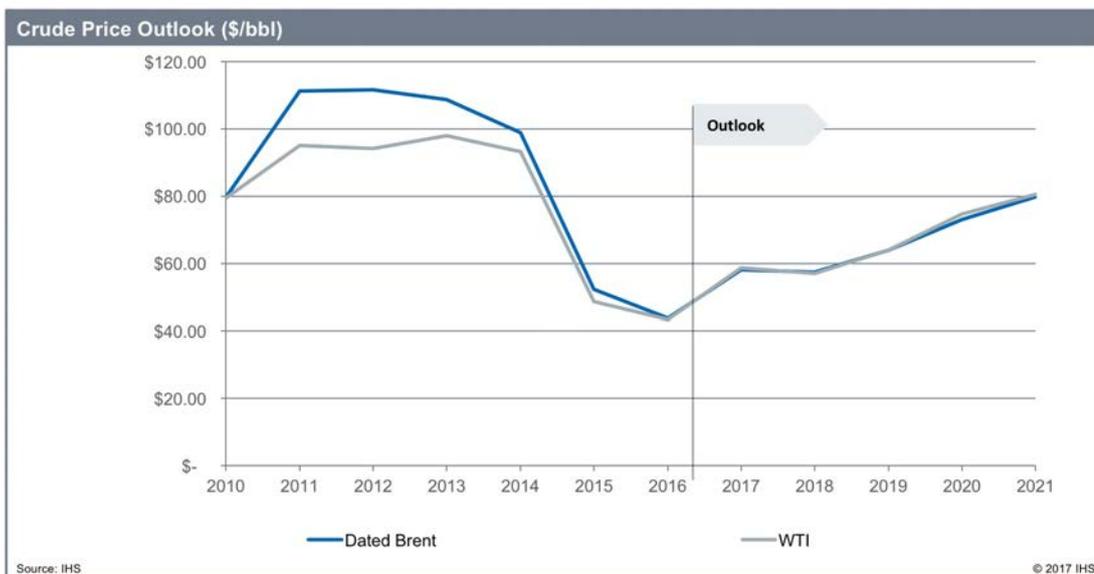
US\$ 58

La proyección para el precio de petróleo en el periodo 2017-2018 efectuada por IHS Markit.

6%

La tasa a la que el mundo debe acelerar la descarbonización del PIB Global para lograr las metas del Acuerdo de París.

Oil market outlook: return to stability?



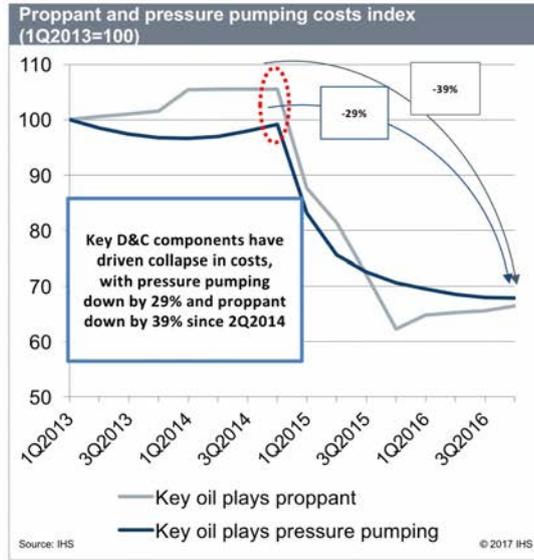
Benchmark crude price outlook (dollars per barrel)

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Dated Brent	\$79.51	\$111.21	\$111.68	\$108.68	\$98.94	\$52.37	\$43.70	\$58.08	\$57.36	\$63.91	\$73.00	\$79.84
WTI	\$79.48	\$95.04	\$94.12	\$98.03	\$93.28	\$48.71	\$43.31	\$58.73	\$56.99	\$63.94	\$74.68	\$80.46

Oil market return to stability

Carlos Pascual

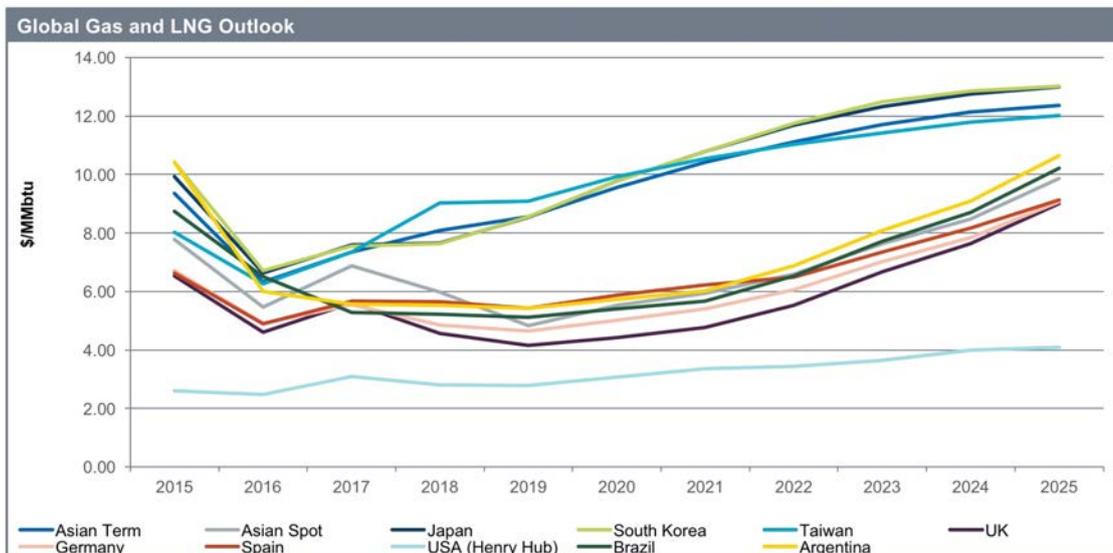
US shale has dramatically improved competitiveness through small compounding gains



The rebound in US production beginning now comes as the system has achieved amazing gains in capital efficiency from the compounding of well selectivity, design changes, and collapsing costs. Peak capital efficiency has likely passed, and the unwinding is already beginning.

US shale has dramatically improved competitiveness through small compounding gains
Carlos Pascual

International gas supplies sustain low price environment through 2020



International gas supplies sustain low Price environment
Carlos Pascual

La variable precio

El Presidente de Petrotrin de Trinidad & Tobago, **Fitzroy Harewood**, en su primera intervención sostuvo que todavía no se ha llegado al equilibrio entre oferta y demanda mundial y que no se alcanzará por lo menos en los próximos tres a cuatro años. “Este desequilibrio continuará y los precios tenderán a subir muy poco, por lo que debemos tener un enfoque cauteloso”, expresó.

Para el Gerente General de la chilena ENAP, **Marcelo Tokman**, el acuerdo alcanzado entre la OPEP y Rusia sigue siendo importante, por lo que el ejecutivo considera que sería clave que el compromiso fuera renovado. “En la medida en que el acuerdo se mantenga debería verse una disminución absoluta del inventario a partir de este año, y en

2018, los precios deberían estar más cerca de los US\$ 60, en una situación de balance de mercado”, sostuvo. Por su parte, el Vicepresidente Comercial de Schlumberger para América Latina, **Carlos Sarmiento**, consideró que el verdadero efecto del acuerdo todavía está por verse, porque en los últimos meses de 2016 la OPEP tuvo un record de producción que ocasionó un impacto remanente sobre el primer trimestre de 2017. Sumado a esto, Norteamérica ha tenido una



Fitzroy Harewood
Presidente de Petrotrin de Trinidad & Tobago



Carlos Sarmiento
Vicepresidente Comercial de Schlumberger para América Latina



“El recurso Vaca Muerta es de calidad de clase mundial. Las condiciones de su desarrollo todavía tienen que ajustarse. Este proyecto tiene que poder desarrollarse a precios de mercado”.

Carlos Ormachea
Presidente de Tecpetrol

reactivación en no convencionales, lo que está afectando los precios, pero en una dirección contraria.

Una vez más **Carlos Pascual** puso en consideración otro elemento de análisis. “Con el precio bajo no se ha invertido en exploración y producción, por lo que en algún punto vamos a tener un impacto en la oferta de crudo en el mercado. ¿Cuándo viene? ¿En 2018, 2019 ó 2020?”, reflexionó.

Sobre ese punto, Tokman cree que el efecto sobre la oferta comenzará a sentirse a finales de 2018. Por su parte, Sarmiento ve evidentemente que, salvo Rusia, Medio Oriente y Estados Unidos, el resto del mundo ha tenido una disminución en inversiones en el upstream a niveles equivalentes a la mitad de las existentes en 2014. “El impacto que eso está generando en los reservorios tiene que ver con la tasa de declinación, que en algunos lugares está tomando niveles de hasta 25 y 30%”, dijo el ejecutivo de Schlumberger.

Por otra parte, según Sarmiento, los niveles sostenidos de producción están generando la sensación de una falsa resiliencia en muchos lugares ¿por qué? “porque se dice que la producción se mantiene pese a que no invertimos tanto, y lo que está pasando es que al final se está afectando el

reservorio y generando un agotamiento mayor. Eso tendrá un impacto y afectará la oferta de una manera quizás dramática”, reflexionó. Tomando en cuenta esos elementos, el disertante también se inclinó a considerar, al igual que Tokman, que el impacto en el precio debería tener una tendencia positiva en los próximos años. Profundizando en el análisis, el presidente de Tecpetrol, **Carlos Ormachea**, expresó una posición más conservadora, ya que la dinámica y el ciclo de producción están cambiando con el avance de los no convencionales, los que en el mediano plazo -los próximos cinco años- podrían poner “algún tipo de techo a un aumento de precios más allá de los US\$ 60. Hoy trabajamos en un horizonte del rango de los US\$ 50 a US\$ 60 y con ese horizonte planeamos inversiones”, dijo.

Ormachea ahondó sobre el desempeño de los no convencionales en la región, particularmente en Argentina, indicando que se están dando las condiciones para invertir en el desarrollo de proyectos de gas, aunque a los precios actuales, los proyectos en Vaca Muerta siguen siendo bastante ajustados.

“Obviamente, en una perspectiva de mejores precios, y cuando se haya podido lograr una baja sustancial de costos, habrá un potencial muy importante para la región”, enfatizó.

Ya en el cierre del análisis, Pascual se refirió a las proyecciones elaboradas por IHS Markit, en las que se establece que el valor del barril podría estar entre US\$ 57 y US\$ 58 para el periodo 2017-2018, debido al contrapeso existente entre el acuerdo de recorte de producción de la OPEP y Rusia y el aumento de producción proveniente, principalmente, de Estados Unidos. En la misma línea, IHS Markit considera que el impacto en la producción de hidrocarburos, resultante de la falta de inversión en el upstream, puede darse en 2020.

El impacto en los costos

Ante la caída de precios, en Estados Unidos todas las empresas del upstream se enfrentaron al reto de recortar costos para ser viables. En el segmento de no convencionales, por ejemplo, el promedio del recorte fue de US\$ 70 por barril (en julio de 2013), a US\$ 43 (en junio de 2016). Con esta experiencia, **Carlos Pascual** preguntó a los disertantes ¿Qué se aprendió de este proceso? ¿Qué eficiencias se pudieron alcanzar? ¿Qué se puede mantener para el futuro?

Carlos Sarmiento dijo que el medio más apropiado para generar mejoras en costos y eficiencias de manera más sostenible es integrando esfuerzos, para que tanto operadoras como compañías de servicios entiendan sus objetivos y se enfoquen en una disminución del costo total. “Eso es, definitivamente, más sostenible”, puntualizó.

Marcelo Tokman coincidió con el ejecutivo de Schlumberger de que la mirada hacia adelante debe ser junto con los proveedores, pero agregó, además, que no se debe perder de vista la disciplina, la misma que se fue debilitando en el sector cuando los precios internacionales estaban por encima de los US\$ 120 por barril, generando un incremento en los costos. Como consecuencia, según Tokman, hoy la industria se encuentra en un periodo inverso de deflación de costos y que incide directamente en los precios de los servicios.

“Un 40% de la reducción obedece a esta disminución de costos en los servicios, pero otros dos elementos que son más importantes, desde el punto

de vista de la sostenibilidad, pasan por la mayor selectividad de los proyectos que se llevarán a cabo, así como la búsqueda de tecnología, innovación y mejora de procesos para moverse más rápido en la curva de aprendizaje”, agregó el Gerente de ENAP.

Sostenibilidad fue el concepto que también valoró **Fitzroy Harewood**, quien dijo que es importante generar un esquema de reducción de costos robusto y sostenible en el tiempo, más aún si el tema pasa por una empresa estatal de petróleo, como Petrotrin, que además debe responder a los intereses y expectativas de mayores ingresos económicos y generación de empleos de todo un país. “Este es un desafío enorme. Se debe conversar con los proveedores y empresas de servicios para resolver juntos las dificultades, porque esto asegura la sostenibilidad del negocio”, coincidió.

Ubicando el análisis en el ámbito de los no convencionales, **Carlos Ormachea** dijo que la reducción de costos, como condición necesaria para poder desarrollar Vaca Muerta, requiere que la misma sea significativa. Según el Presidente de Tecpetrol, uno de los elementos que debe contribuir a esa reducción es la Ingeniería.

Por otra parte, dijo que en la medida que se progresa en la curva de aprendizaje, y el conjunto de operadores que participan en el área tengan éxito en el desarrollo de proyectos, se creará una masa crítica de negocios que permitirá mayores inversiones en incorporación de tecnología, lo que permitirá bajar el costo en toda la cadena de valor.

Ormachea también sumó a su análisis el impacto que generan los términos fiscales sobre los proyectos de no convencionales en su país. “En Argentina tenemos una carga fiscal importante y es probable que debamos recorrer un camino gradual para ir ajustando esto”, indicó. El ejecutivo explicó que la tasa efectiva de impuestos supera el 35%. “Cuando uno tiene tasas más altas que estos umbrales, está penalizando severamente a los proyectos de inversión”, agregó. Más allá del tema fiscal, el ejecutivo considera que, en la medida en que se vaya avanzando en el camino se irán encontrando mecanismos y soluciones que ayuden a mejorar gradualmente la eficiencia y los resultados, porque “El recurso Vaca Muerta es de calidad de clase mundial. Las condiciones de su desarrollo todavía tienen que ajustarse. Este proyecto tiene que poder desarrollarse a precios de mercado”, acotó.

A manera de conclusión, **Carlos Pascual** dijo que quedaba claro que las compañías deben reducir costos a través del uso de tecnología y del desarrollo de mecanismos innovadores que ayuden a la eficiencia. De esta forma serían competitivas y viables. Pero por otro lado, remarcó que también existe un incentivo para los países, los que para atraer inversiones deben tomar en cuenta los términos fiscales que imponen a los proyectos. “Y si están mirando el desarrollo de recursos sólo desde una perspectiva de ingresos para el país, van a perder esos ingresos”, remarcó.



“La sostenibilidad ambiental es un tema del cual no hay escapatoria”.

Marcelo Tokman

Gerente General de ENAP

El gas natural

El acelerado incremento en la producción de gas natural y su impacto en el mercado global, sobre todo con la revolución de los shales en Estados Unidos, fue el tercer tema en discusión. Pascual dijo que como resultado de este desarrollo, la perspectiva de precios a 2020 para el gas natural es bastante baja, lo que resulta una buena noticia para los países consumidores, pero un desafío para los productores. Por su potencial, países como Argentina, con los no convencionales, y Brasil, con el Presal, apuntan a ser productores de gas e ingresar en un mercado de mayor competencia. La interrogante planteada entonces por el Vicepresidente de IHS Markit fue si el gas natural podía ser competitivo en Latinoamérica, bajo ese contexto. “Nosotros creemos definitivamente que sí”, respondió **Carlos Ormachea**, basado en que los recursos de la región son de calidad. De todos modos, coincidió en que en los próximos cuatro a cinco años habrá una sobreoferta de gas en el mundo. “El desafío es lograr eficiencia en productividad y reducción de costos, lo cual abriría un mercado de demanda para el gas que producimos en la región y que daría lugar a su industrialización”, manifestó. **Marcelo Tokman**, a su turno, se refirió

a la interconexión energética entre Chile y Argentina con base en el gas. El Gerente de ENAP dijo que existe una coincidencia absoluta de los beneficios de una mayor integración, a lo que se añade la decisión política para avanzar en esa línea. “Debemos buscar formas de avanzar aprovechando los múltiples gasoductos que unen a ambos países”, manifestó. Adicionalmente, Tokman dijo que un aspecto distinto al pasado es la existencia de terminales de regasificación de GNL, las que ahora permiten que un país ya no dependa de un único proveedor.

“En cualquier mercado la diversificación es una manera de manejar el riesgo. Lo interesante es que hoy en día eso se puede hacer en este mercado de formas que hace diez años eran casi imposibles”, agregó Pascual. **Fitzroy Harewood** abordó la temática del gas en relación a su competitividad con el diésel, entendiendo que los combustibles líquidos son de uso común para la generación eléctrica en gran parte de las islas del Caribe. Según el ejecutivo de Petrotrin, existe un fuerte deseo en la región para ir cambiando gradualmente esta situación y que el gas sea más empleado en la generación eléctrica. En el caso específico de Trinidad &

Tobago, el objetivo planteado por Harewood es lograr que la electricidad sea generada en un 100% por gas, para que así los combustibles líquidos sean empleados en otros usos industriales.

Sin embargo, un tema clave para el desarrollo del gas en el continente tiene que ver con la infraestructura. “La infraestructura aún no está al nivel que nos haría competitivos de la manera en que buscamos ser”, manifestó **Carlos Sarmiento**. Con países como Brasil y Argentina apuntando a ambiciosos planes para desarrollar sus reservas de gas, el reto de evacuar esa producción y transportarlos está latente.

“En Argentina, la infraestructura de transporte de gas hoy en día tiene una cierta capacidad ociosa, alrededor del 10% del sistema, fruto de la declinación en la producción en los últimos diez años”, agregó **Carlos Ormachea**. En consecuencia, eso permitiría evacuar la primera producción nueva y adicional que genere el desarrollo de no convencionales en Neuquén, entre 14 y 15 millones de metros cúbicos por día. De igual forma, Argentina tendría una cierta capacidad de tratamiento que fue construida por las empresas operadoras para procesar un volumen

de gas más alto hace una década.

Un segundo elemento a tomar en cuenta es que las compañías transportistas de gas que están reguladas en Argentina, ahora por el cambio de reglas, están recuperando su capacidad de ingresos, por lo que podrían ser vehículos de inversión que podrían atender la nueva demanda de transporte de gas. “Vale decir que no toda la inversión requerida en infraestructura tiene que venir obligatoriamente del sector público. Pienso que en este nuevo escenario, una buena parte de esas oportunidades estará abierta al inversor privado. Hay mucho por hacer todavía”, añadió Ormachea.

Sobre este punto, y cerrando la tercera parte de la sesión, **Carlos Pascual** consideró que el papel de los gobiernos ha cambiado fundamentalmente en cuanto al manejo de la infraestructura. “Yo creo que hay pocos gobiernos en cualquier parte del mundo que tengan los recursos para hacer todas las inversiones necesarias. El papel de los gobiernos va más por la vía de cómo hacer la estrategia, el plan y mantener los incentivos para que la inversión privada se encargue del desarrollo de la infraestructura”, concluyó.

Sostenibilidad ambiental

Luego de la COP 21, la industria energética ha comenzado a reflexionar sobre las implicaciones que el Acuerdo de París tendrá sobre las compañías del sector. **Carlos Pascual** recordaba que hace 15 años se hablaba del pico de la oferta y que los temores eran que en algún momento los hidrocarburos se agotarían por completo, mientras que ahora se habla de pico de la demanda. “Hoy surgen aspectos como ¿cuántos vehículos eléctricos habrá? ¿Cómo cambiará el mercado? ¿Cómo impactará en la producción de hidrocarburos?, porque este es un tema crucial para la sostenibilidad del planeta”, expresó.

Con esa introducción, la pregunta dirigida a Marcelo Tokman fue ¿Las empresas toman en serio el tema de sostenibilidad? ¿Qué más se debería hacer?

En respuesta **Tokman** afirmó que la sostenibilidad ambiental es un tema “del cual no hay escapatoria” e indicó que, en el caso de Chile, el país asumió un compromiso de reducir en un 30% la intensidad de carbono (emisiones de dióxido de carbono por Producto Interno Bruto), respecto al nivel de 2007. Por otra parte, se tomaron medidas que tienen impacto directo en el sector, como las normas que limitan las emisiones de las centrales térmicas, así como los impuestos verdes con un costo de US\$ 5 por tonelada de CO₂. “Eso sin duda implica un esfuerzo para introducir tecnologías más limpias dentro de nuestros procesos productivos”, explicó el ejecutivo. En relación a si la industria está amenazada si se llegara a un pico de la demanda de hidrocarburos, Tokman vislumbró una demanda creciente

del gas natural, lo que ayudaría a balancear el escenario futuro entre hidrocarburos y energías renovables. Pero, adicionalmente, el ejecutivo dijo que, en el caso de ENAP, están comenzando a explorar tecnologías limpias como la eólica “Es la forma de mantenernos abiertos y ver qué es lo que pasa con distintas tecnologías que irán siendo cada vez más importantes en la matriz energética”, sostuvo. Sobre la demanda pico, Carlos Sarmiento consideró que “hay hidrocarburos para rato y esa es una realidad”. Sin embargo, indicó que es necesario un cambio de mentalidad que implica un nuevo enfoque sobre el uso de tecnologías en la industria petrolera, dejando de lado el énfasis financiero para concentrarse en el aporte de esas tecnologías a la descarbonización del medio ambiente. “Ahí surgen temas como el efecto de las operaciones remotas, o el efecto que implica el uso de tecnologías que afectan menos el espacio físico, o el efecto de tomar la decisión de no perforar más pozos y, en lugar de ello, mejorar el factor de recobro en los ya existentes. Son aspectos que pueden ayudar mucho a la descarbonización”, puntualizó. A la interrogante ¿Cómo ve la integración de gas natural con los renovables y cómo puede eso ayudar al cumplimiento del objetivo de descarbonización? Carlos Ormachea respondió que “era un matrimonio necesario”, porque el gas natural resulta ser el socio natural de proyectos que tienen limitaciones de provisión continua en el suministro. “Todavía y por un buen tiempo habrá espacio para las dos cosas”, acotó.

En conclusión

Carlos Pascual, Vicepresidente Senior de IHS Markit

La industria está trabajando en un mercado muy dinámico, en el que los ciclos se han hecho aún más cortos, sobre todo con los cambios en el tipo de producción y con el ingreso de los no convencionales.

Adicionalmente, los precios bajos han forzado una reducción de costos y la búsqueda de más eficiencia, lo que también forzará a una mayor competitividad. Y para poder sobrevivir, esa competitividad no puede ser ignorada y debe ser respetada no sólo por las compañías sino también por los países, porque los términos fiscales serán fundamentales en ese proceso.

Por otra parte, la producción de gas natural otorga una enorme oportunidad global para utilizar un combustible con menor contenido de CO₂, pero para llegar a eso se debe prestar atención a las cuestiones de infraestructura necesarias para desarrollarlo, además de una asociación entre gobiernos y empresas.

Finalmente, para sobrevivir tenemos que mantener un planeta que sea sostenible y todos tenemos que hacer nuestra parte. En el futuro habrá una demanda de hidrocarburos, pero consistente con esa demanda tenemos que entender cómo integrarnos con tecnologías e innovación para bajar los niveles de dióxido de carbono que se emite en los sistemas de producción.

Transparencia y combate a la corrupción

La Conferencia ARPEL contó con la presencia del Ministro de Transparencia, Fiscalización y Contraloría General de Brasil, **Torquato Jardim**, quien brindó una conferencia titulada “Transparencia y combate a la corrupción”.

Jardim fue precedido en el uso de la palabra por el Consultor y miembro del Comité Brasileño del World Energy Council, **Izeusse Braga**, quien a manera de introducción recordaba que, en 2004, durante una cumbre realizada en Nueva York, se aprobó la inclusión de un décimo principio al Pacto Global promovido por Naciones Unidas y que explícitamente reza: “ Las empresas deberán trabajar contra la corrupción en todas sus formas, incluyendo la



Torquato Jardim
Ministro de Transparencia, Fiscalización y Contraloría General de Brasil

extorsión y el soborno”. “La primera intención era desafiar a las empresas y unir a los gobiernos, a las agencias de la ONU y a la sociedad civil para crear una economía global más transparente y libre de corrupción”, dijo Braga, quien estuvo presente en ese momento histórico.

Hoy, que el caso Lava Jato ha impactado duramente a Brasil, en particular a la industria petrolera, Braga valoró el trabajo efectuado por Jardim desde el Ministerio a su cargo para recuperar los valores reputacionales del sector. “Principalmente en relación a los más de 99.9% de profesionales de nuestra industria que no tienen nada que ver con los enormes problemas causados por tan pocos”, puntualizó. A su turno, Jardim dijo que Lava Jato es una investigación en proceso y que puede continuar por varios años más. Según la autoridad brasileña, el caso ha desnudado la alta concentración de poder, que incluso está constitucionalizada, y que se expresa, por ejemplo, a nivel tributario, con dos tercios de captación de tributos que van directamente a las arcas federales, y a nivel administrativo, con una fuerte concentración de poder en el Presidente de la República, los gobernadores de Estados y los alcaldes de municipios. Jardim indicó que hoy en Brasil existe una necesaria “desconstrucción creativa de todo el aparato de operación del Estado brasileño”, con el propósito de generar una nueva correlación de fuerzas en la sociedad. Para ello, se apunta a transparentar la administración pública con el fin de que la sociedad civil y los actores privados, que tengan relación con negocios públicos, conozcan con claridad el proceso de toma de decisiones. De esta forma, lo que se busca es restituir la confianza y la reputación entre el Estado y la sociedad civil, el mercado

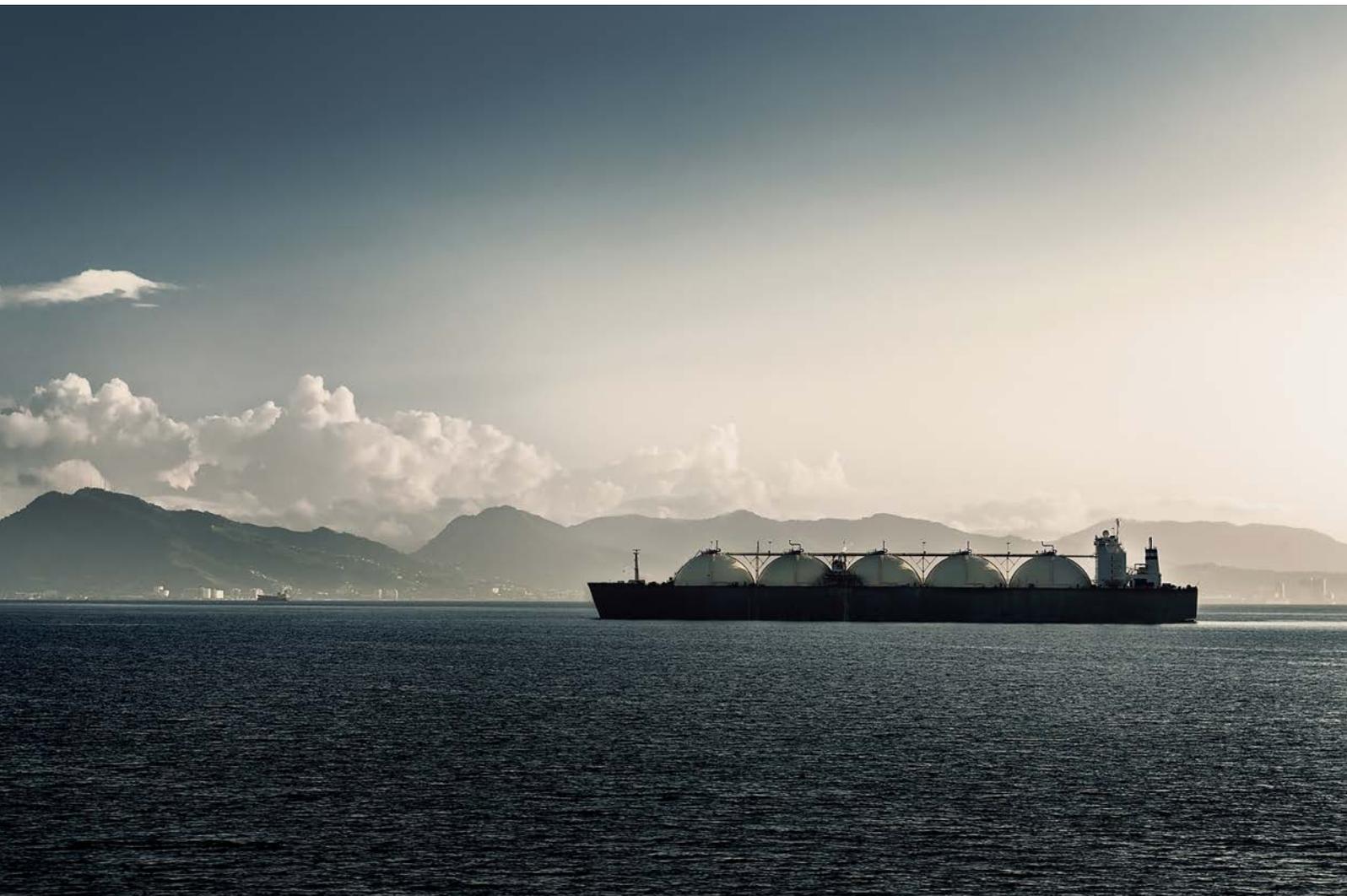
de trabajo y los inversores.

“El Estado debe aprender, de forma transparente, a rendir cuentas a la sociedad civil. Asimismo, debemos tener un nuevo sistema electoral con mayor representatividad y que defina con claridad el sistema de financiación de las campañas electorales”, expresó Jardim.

Por otra parte, el Ministro dijo que a futuro el gran debate constitucional, empresarial y social para Brasil girará en torno al rol del gobierno empresario y si ese es el mejor modelo para la actuación del Estado en la economía. Ya que la visión nacionalista del país, sumada a la percepción de que, en Brasil, todo puede ser hecho por los propios brasileños, genera “una confrontación grande entre lo nacional y lo internacional. Este es una vez más el gran debate”, agregó.

Uno de los resultados concretos de Lava Jato tiene que ver con la creación de Pro Ética, un programa llevado adelante por el Ministerio de Transparencia y que se define como un esfuerzo entre los sectores público y privado para promover un ambiente corporativo más íntegro, ético y transparente.

Con el programa, las empresas efectúan, en coordinación con funcionarios del gobierno federal, auditorías sobre obligaciones tributarias, laborales y programas internos de integridad. De esta forma, 195 empresas pasaron este proceso en 2016, mientras que en 2017 ya suman cerca de 500 compañías.





04 //

El gas natural y su creciente protagonismo

Por los próximos veinte años la composición de la matriz energética global no experimentará grandes cambios. Los hidrocarburos seguirán liderando el consumo en aproximadamente un 80%, mientras que las renovables se mantendrán con el 20% restante. La razón para que esto ocurra obedece al gran crecimiento que registrará el consumo de gas natural en el mundo. En ese sentido, América Latina tiene un potencial importante de reservas del energético, por lo que la pregunta es pertinente. ¿Qué perspectivas para el desarrollo de reservas de gas tiene la región? ¿Cómo monetizar dichas reservas?

El Director Ejecutivo para Latinoamérica y el Caribe de Repsol, **Evandro Correa**, presentó un completo panorama sobre el tema, enfocando su análisis en las oportunidades y desafíos que países

como Trinidad y Tobago, Venezuela, Colombia, Perú, Bolivia, Chile, Brasil y Argentina tienen por delante.

Con datos del BP Statistical Review of World Energy, a 2015, el 4.1% de las reservas, el 5% de la producción y el 5% del consumo global de gas natural estaba localizado en el continente latinoamericano. En ese marco, Correa destacó que el comportamiento de la región ha sido constante, aunque la distribución en cuanto a las reservas, la producción y el consumo resulta ser muy desigual. “En América Latina la principal demanda de gas está concentrada en México, Argentina y Brasil, que consumen el 80% del total”, explicó. Sumado a ello, dentro de la matriz energética continental el consumo se reparte básicamente entre dos sectores: la generación eléctrica y las industrias, quedando muy relegados el consumo residencial y el vehicular.



6,599 TCFs

Las reservas mundiales de gas natural a finales de 2015, según el BP Statistical Review of World Energy 2016. Dicho volumen alcanzaría para abastecer al planeta durante 52.8 años

”

“En América Latina la principal demanda de gas está concentrada en México, Argentina y Brasil, que consumen el 80% del total”.

Evandro Correa

Director Ejecutivo para Latinoamérica y el Caribe de Repsol

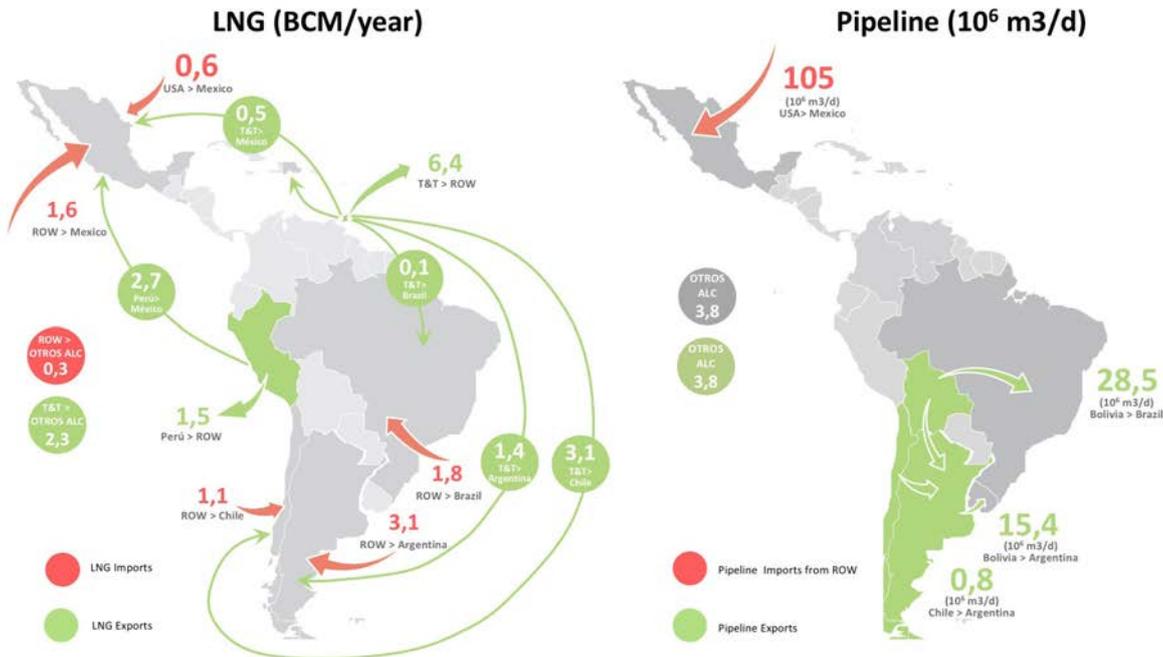
LNG Terminals



Source: ARPEL - Trends of the Natural Gas Sector in Latin America and the Caribbean – April 2016

LNG terminals
Evandro Correa

Natural Gas Trade 2016



Source: ARPEL

Natural gas trade 2016
Evandro Correa

País por país

Trinidad y Tobago

De acuerdo con lo expuesto por Correa, Trinidad y Tobago es uno de los grandes productores y exportadores de gas de la región, con 11,5 TCFs de reservas, 3,3 billones de pies cúbicos diarios (Bcfd) de producción y 4,2 Bcfd de consumo. En la actualidad se encuentra negociando con Venezuela la posibilidad de importar gas del campo Dragón, así como el desarrollo conjunto de dos yacimientos: Manatee-Loran y Manakin-Cocuina.

Según el ejecutivo de Repsol, los mayores desafíos de la isla, al presente, pasan por la fuerte declinación de su producción, lo que conlleva un déficit para la provisión al mercado interno y las exportaciones, así como la necesidad de incentivar más la exploración.

Colombia

Es un mercado que demanda mucho gas y que precisa de inversiones en el sector, ya que sólo suma 4.8 TCFs de reservas y tiene un consumo y una producción de 1,05 Bcfd respectivamente.

Correa dijo que su estabilidad política y su economía abierta y amigable con la inversión extranjera permiten vislumbrar oportunidades para la colocación de capitales en el upstream. Sin embargo, el país tiene tareas pendientes para mejorar los tiempos de entrega de permisos ambientales y los referidos a las comunidades.

Entre otros desafíos, los colombianos deben incrementar su infraestructura para el transporte de gas así como aumentar la capacidad de Gas Natural Licuado (GNL) con un segundo terminal de regasificación.

Venezuela

Con 198,4 TCFs es uno de los más importantes países en el mundo en términos de reservas y recursos de gas, de hecho, posee las mayores reservas de gas de la región. “Tiene todas las oportunidades que se quiera en términos de recursos bajo suelo”, asegura Correa, “pero sus desafíos son proporcionales a la cantidad de sus reservas”, agregó.

Correa se refería a la compleja crisis política que atraviesa dicho país y los riesgos económicos que inciden directamente en la inversión extranjera. “Hoy el principal desafío de Venezuela es atraer inversión para desarrollar sus recursos”, acotó.

Perú

“Es uno de los países con más recursos disponibles para ser descubiertos”, afirma Correa. Cuenta en la actualidad con casi 15 TCFs de gas y su gran oportunidad es desarrollar el gran potencial de la cuenca de Ucayali.

Entre sus mayores retos se encuentra incrementar su capacidad de transporte, para lo cual tiene avanzado el proyecto del Gasoducto Sur Peruano, a lo que se agrega, al igual que Colombia, eliminar las trabas para la otorgación de licencias ambientales.

Un aspecto importante en el caso peruano tiene que ver con la necesidad de renegociar el contrato de exportación de GNL a México, el que está basado en el Henry Hub y, por consiguiente, tiene un valor muy bajo. “Lo que hace que el gobierno peruano cobre bajas regalías, mientras que el upstream cobra un precio irrisorio por el gas y Perú LNG tampoco consiga cubrir sus costos”, dijo Correa.

La opción peruana en ese sentido sería desviar los embarques para comercializarlos en mercados como Asia o Europa.

Chile

Aunque su producción de gas es pequeña (0,1 Bcfd) y su consumo es moderado (0,4 Bcfd), Chile tiene la oportunidad de importar GNL y reexportarlo como gas con destino al mercado argentino. La experiencia del año pasado ha abierto la posibilidad. Su desafío es aumentar la producción y optimizar su matriz eléctrica. Un acuerdo con sus vecinos, Perú y Bolivia que tienen excedentes de gas, le permitiría obtener un gas más barato.

Bolivia

Bolivia es un país netamente exportador con grandes reservas (10 TFCs) de gas y buena producción (2,2 Bcfd). A nivel interno su consumo es bajo y la mayoría de la producción se destina a Brasil y Argentina. Según Correa, el país tiene la oportunidad de aumentar su exportación al mercado argentino debido a que el precio de su gas es muy competitivo en relación al GNL. En el caso boliviano, los desafíos que vienen están referidos a la renegociación del contrato de gas con Brasil, que fenece en 2019, además de la necesidad de evaluar el posible escenario en el que tanto Brasil y Argentina logren su autosuficiencia en gas y dejen de ser sus clientes. “Si eso llega a ocurrir, Bolivia tendrá problemas en dónde colocar su gas”, puntualizó el ejecutivo de Repsol.

Brasil

El país está camino a aumentar mucho sus reservas de gas, pero a la par también aumentará su demanda. En la actualidad sus reservas suman 15 TFCs, su producción asciende a 2,2 Bcfd y el consumo está en 4 Bcfd. En marcha tiene el desarrollo de importantes proyectos en el Presal además de una actividad exploratoria en curso. Su principal desafío es desarrollar la gran cantidad de proyectos y descubrimientos efectuados en años recientes, para lo cual requerirá de millonarias inversiones, así como alcanzar el balance entre su creciente demanda, la producción local y las importaciones.

Argentina

Argentina es un país con buena producción (3,5 Bcfd) y es un gran consumidor de gas (4,6 Bcfd). Su mayor problema es la demanda estacional, la que le obliga a incrementar importaciones en la época invernal. Correa considera que una solución a esta situación sería instalar plantas de regasificación para luego emplearlo cuando existan picos de demanda. Indudablemente, el gran desafío y a la vez oportunidad de Argentina está en el desarrollo de Vaca Muerta. Correa considera que allí hay muchos recursos, que para convertirse en reservas demandarán de una muy alta inversión. “Si siguen los incentivos se podrá avanzar en el desarrollo, pero también se deben bajar los costos de perforación y el precio del gas tiene que subir”, concluyó.

Monetización del gas y opciones de integración

En su informe sobre Perspectivas Energéticas Globales de 2015, la Agencia Internacional de Energía anunció que la “Era de Oro” del gas natural había llegado. Su consumo creciente y su rol de energía de transición, entre los combustibles fósiles y las energías renovables, la posicionaban con un alto perfil para los años por venir.

“El gas natural es una energía que facilitará la descarbonización. Y además de ser una energía de transición, vemos que también está del otro lado de ese puente de transición”, dijo el Secretario General de la International Gas Union (IGU), **Luis Bertran**. El expositor, quien presidió la Conferencia Notable sobre

Monetización del gas en América Latina y el Caribe, agregó que para este año se prevé una segunda gran ola de crecimiento del gas a través del GNL. En el caso específico de América Latina, Bertran dijo que la región tiene una ventaja competitiva referida al precio, ya que, en promedio, los valores están en un nivel intermedio en relación a otros continentes como Asia y Europa que, además, son importantes demandantes del energético.

A su turno, el Socio de Bain & Company Brasil, **José de Sá**, explicó que el potencial latinoamericano en gas es innegable, más aún cuando por delante se vislumbra el desarrollo



“El gas natural es una energía que facilitará la descarbonización. Y además de ser una energía de transición, vemos que también está del otro lado de ese puente de transición”.

Luis Bertran

Secretario General de la International Gas Union-IGU



“Si analizamos nuestra posición como región, nos damos cuenta que nos falta avanzar mucho. Hay un primer paso con los contratos, pero todavía falta construir el equilibrio entre oferta y demanda”

José de Sá

Socio de Bain & Company Brasil

del Presal en Brasil y de Vaca Muerta en Argentina. “Y cuando miramos lo que hay en la región en cuanto a reservas, y comparamos con países que suministran gas en abundancia, se genera tranquilidad en las regiones consumidoras”, explicó.

Sin embargo, José de Sá considera que la imagen que proyecta la región no es precisamente la de un bloque que sea gran proveedor de gas a otros continentes. Incluso internamente, el experto dice que no es lo mismo hablar de contratos de compra-venta de gas, como el que existe entre Bolivia y Brasil, que hablar de una verdadera integración energética. “Si analizamos nuestra posición como región, nos damos cuenta que nos falta avanzar mucho. Hay un primer paso con los contratos, pero todavía falta construir el equilibrio entre oferta y demanda”, explicó.

En ese sentido, el consultor sostiene que lograr dicho equilibrio implicaría que el gas natural penetre con mayor fuerza en la matriz energética continental y que coadyuve en la consolidación de un mercado robusto, homogéneo y conectado. “Hay que avanzar mucho, pero esa sería una verdadera integración”, puntualizó. En línea con lo expuesto por el ejecutivo de Bain & Company Brasil, a su turno, Luis Bertran agregó que es necesario que el continente integre sus propios mercados desarrollando infraestructura. En cuanto a oportunidades, dijo que la región puede reducir los costos de producción mediante el uso de gas no convencional y llegar a mercados premium, como Asia o Europa, exportando GNL.





05 //
El futuro de la refinación

El Gerente de Planificación y Desarrollo Técnico de YPF, **Mauricio Martin**, indicó que para 2030, tanto el gas como el petróleo seguirán siendo mayoritarios en la provisión de la matriz energética global, alcanzando equilibrio entre ambos, de un 28 a 30% de participación cada uno.

En ese sentido, la demanda de combustibles a escala mundial estará impulsada por el transporte, básicamente en destilados medios. Por ejemplo México, un tradicional importador de gasolina, para 2020 se proyecta que continuará siéndolo.

En Sudamérica, Brasil, Argentina y Chile son los principales importadores de diésel. En la proyección de los analistas, a finales de 2020 serán aproximadamente 2 millones de barriles diarios y habrá una capacidad de refinación de 5 a 6 millones de barriles por día.

En lo que refiere a la capacidad instalada, Latinoamérica tiene una capacidad primaria instalada de 296 millones de toneladas 7% de la capacidad mundial de refinación. En Sudamérica, alrededor del 94 % de la propiedad del parque refinador corresponde a compañías nacionales o con una participación mayoritaria del Estado.



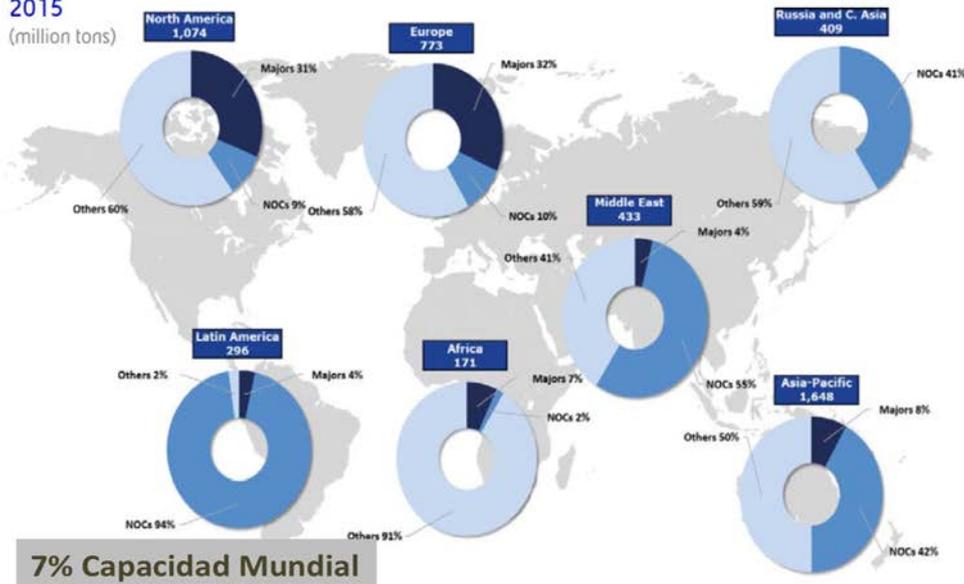
Mauricio Martin
Gerente de Planificación y Desarrollo Técnico de YPF

CAPACIDAD PRIMARIA DE REFINACIÓN EN EL MUNDO

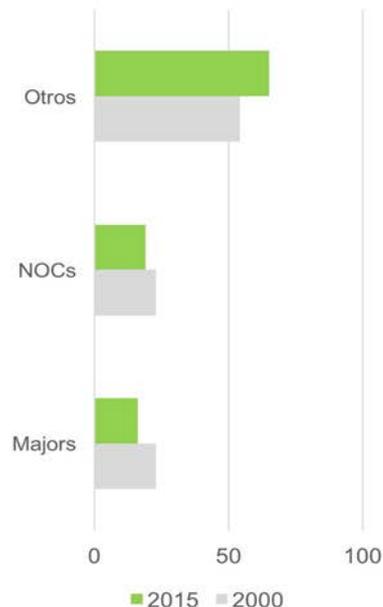
Fuerte presencia de NOCs en Latinoamérica

2015

(million tons)



PARTICIPACIÓN % EN LA CAPACIDAD PRIMARIA



⁽¹⁾ Majors: ExxonMobil, BP, Shell, Chevron, Total, Eni, Repsol NOCs: CNOOC, Gazprom, Indian Oil Corporation, KNOC, Kuwait Petroleum Corp, Lukoil, Mitsui, NIORDC, ONGC, PDVSA, Pemex, Pertamina, Petrobras, PetroChina, Petronas, PTT, Reliance, Rosneft, Saudi Aramco, Sinopec, Statoil

Fuente: ENI World Oil & Gas Review 2016

Capacidad primaria de refinación en el mundo
Mauricio Martin

Menos azufre

El ejecutivo de YPF resaltó que Chile encabeza los avances en la desulfurización en parques refinadores, gracias a sus normativas y legislación. Actualmente las normas han rebajado a menos de 15 partes por millón de azufre en los combustibles y, para llegar a eso, Latinoamérica debe realizar inversiones del orden de los US\$ 18.000 millones.

“A partir de 2020 todo el transporte marítimo a nivel mundial tiene que adecuar su carga de combustible en el nivel de azufre a 0,5%. Esto pone en estrés a todo el parque que exporta fuel oil, fundamentalmente Brasil y Venezuela, que van a tener que adecuar el tema de refinación y realizar inversiones de conversión para poder incorporar el gasoil dentro del combustible marino para los próximos años”, puso como ejemplo Martin. En resumen, se observa un requerimiento en el crecimiento, hasta el 2030, en capacidad de destilación, conversión y desulfurización. “Lo cierto es que incrementar la capacidad de destilación en Latinoamérica es complejo. El sistema refinador latinoamericano tiene 75 refineras, de las cuales más del 50% tiene una capacidad inferior a los 50 mil barriles diarios. Eso no genera economía de escala”, admitió Martin.

El valor de la petroquímica

El Presidente de la Asociación Petroquímica de América Latina (APLA), **Marcos Sabelli**, destacó el papel que tiene la petroquímica en la vida moderna y en el ahorro energético. Según la Asociación Química de Estados Unidos, el 96% de todos los productos manufacturados tienen, de alguna forma, relación con industria química y petroquímica.

El ejecutivo de APLA hizo énfasis en el papel de la petroquímica en la sustentabilidad relacionada con la producción de alimentos, que contribuye a la salud de los cultivos y de los suelos a través de la producción de fertilizantes.

Según Sabelli, en eficiencia energética la petroquímica resulta fundamental porque ayuda al aislamiento térmico en casas y edificios, así como la



“Tenemos que monetizar los líquidos del gas en Latinoamérica, sino vamos a quedarnos esperando que todo nos llueva desde arriba, y arriba significa importar”.

Marcos Sabelli

Presidente de la Asociación Petroquímica de América Latina

producción de pinturas que reflejan el calor. “Eso genera reducción del consumo (de energía), vamos a tener más gente viviendo en el mundo, pero no necesariamente vamos a necesitar más energía para calentar esas casas, las podemos hacer mucho más eficientes desde el punto de vista térmico”, señaló.

En materia tecnológica, el experto destacó la aparición de “tecnologías disruptivas”, como la deshidrogenación del propano para producir propileno. “Antes dependíamos de productos que venían de las refinerías como materia prima. Ahora hacemos gas de síntesis, tenemos muchas tecnologías”, agregó. En ese marco, la industria petroquímica latinoamericana es grande y también es importadora. Importa unos US\$ 100 billones de productos básicos, productos medios y productos terminados, y exporta US\$ 35

billones, con lo cual la balanza comercial convierte en importadora a la región. “Es un negocio de aproximadamente 300 billones de toneladas que llega a ser un dígito relevante en el PIB de los países de Latinoamérica”, calificó.

Y ¿dónde está la oportunidad? En los recursos no convencionales, dijo Sabelli, al citar a Vaca Muerta con una gran capacidad en cuanto a recursos. “Los dos dígitos en la producción total de la cuenca neuquina, implican solo el 1% de la superficie de Vaca Muerta, es decir, solo el 1% de la superficie está desarrollado, con lo cual el potencial es gigante. Mi mensaje es que tenemos que monetizar los líquidos del gas en Latinoamérica, sino vamos a quedarnos esperando que todo nos llueva desde arriba, y arriba significa importar”, concluyó.

¿Qué ha sucedido en nuestra industria en los últimos 10 años?

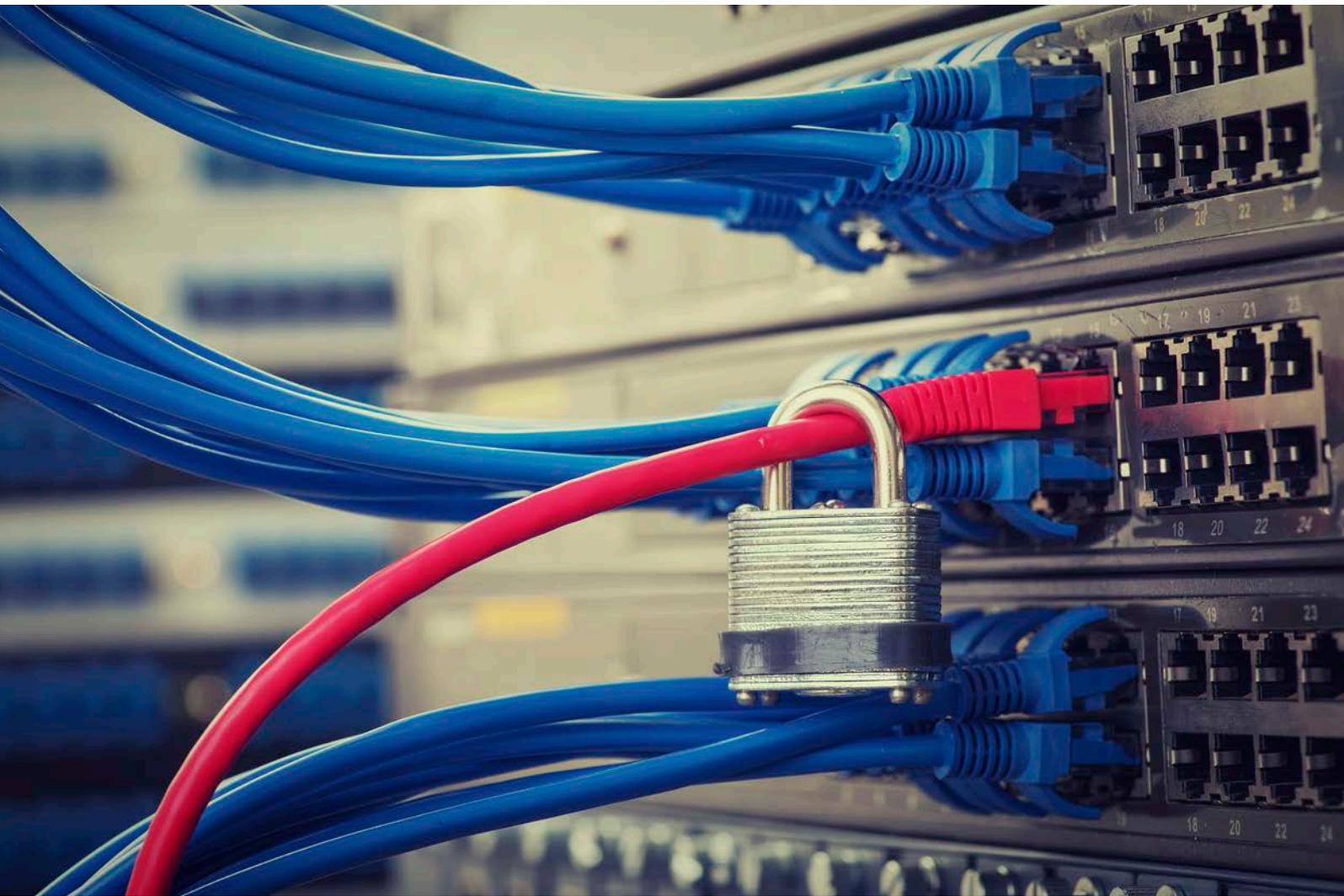


¿Qué ha sucedido en nuestra industria en los últimos 10 años?
Marcos Sabelli

Industria Petroquímica Latinoamericana



Industria Petroquímica Latinoamericana
Marcos Sabelli





06 //
Gestión de contratos y
ciberseguridad industrial

Gestión de contratos y su impacto en el negocio

“En 2016, Oliver Hart y Bengt Holmstrom ganaron el Premio Nobel de Economía por la denominada Teoría de los Contratos”, recordaba el Asesor del Directorio de ANCAP, **Benito Piñeiro**, al iniciar la Conferencia Notable basada en dicha teoría y sus aplicaciones en la industria de petróleo y gas.

Fue el Economista Jefe de la Fundación de Investigaciones Económicas Latinoamericanas (FIEL), **Fernando Navajas**, quien se encargó, luego, de desgranar el tema explicando que la nota introductoria al Premio Nobel 2016 establece que “la Teoría de los contratos provee un medio general de comprensión del diseño contractual, pero no provee respuestas únicas o definitivas, debido a que el mejor contrato va a depender de la situación y el contexto específicos”.

Según una encuesta de Norton-Rose-Fulbright, mencionada por Navajas, y que se efectuó en 2015 bajo el rótulo de “Tendencias de Litigios”, los contratos se ubican como una de las principales preocupaciones a futuro de las empresas del sector (45%); incluso por encima del promedio de la consulta (34%).

En ese sentido, entre los principales beneficios que la Teoría de los Contratos aplicada al sector podría generar, el economista considera que, en primera instancia, viabiliza el estudio de casos. De igual modo, permitiría optimizar los cuantiosos recursos que la industria destina a la gestión contractual y la litigación, así como ayudar a acotar los costos

de transacción gracias a un diseño contractual perfectible. “ARPEL podría ser el ámbito adecuado para dimensionar y clasificar estos costos de transacción y cómo los mismos pueden acotarse en la región a través de mejores contratos”, finalizó.



Benito Piñeiro
Asesor del Directorio de ANCAP



Fernando Navajas
Economista Jefe de la Fundación de Investigaciones Económicas Latinoamericanas (FIEL)

Tiempo de ciberseguridad industrial

Hoy en día conceptos como ciberataque o ciberamenaza comienzan a ser de uso más frecuente tanto en el ámbito corporativo como en el industrial. De hecho, el World Economic Forum cataloga los riesgos cibernéticos como uno de los más significativos de la actualidad. En esa línea, Alliance Group los ubica en el top 10 de los mayores riesgos de este tiempo y su ascenso parece ser inevitable: puesto 13 en 2013 y puesto 3 en 2017.

Debido a este panorama, la Conferencia ARPEL 2017 contó con una sesión plenaria que abordó la “Importancia estratégica de contar con un programa de ciberseguridad industrial efectivo”. El Gerente de Seguridad de la Información de YPF, **Brian O’Durnin**, fue el encargado de presidir el panel, mientras que las disertaciones estuvieron a cargo del Director de Protección de Infraestructuras Críticas y Desarrollo de Negocios de Kaspersky Lab, **Andrey Suvorov**, y del Director Gerente de WisePlant, **Maximilian Kon**.

En la introducción, O’Durnin dijo que quedaba claro que la robótica avanza dentro de los procesos de la industria de petróleo y gas cada vez con mayor fuerza, razón por la cual el desafío es la incorporación de la temática de la ciberseguridad industrial en la agenda de la alta dirección de las compañías. “Hoy ya es una realidad el yacimiento digital y tantos otros proyectos industriales que se benefician de la tecnología. Las ciberamenazas pasan a ser un factor relevante en la matriz de riesgo empresarial”, manifestó. Para Suvorov, un error común es pensar que con un perímetro de seguridad y un antivirus es suficiente



“Hoy ya es una realidad el yacimiento digital y tantos otros proyectos industriales que se benefician de la tecnología. Las ciberamenazas pasan a ser un factor relevante en la matriz de riesgo empresarial”.

Brian O’Durnin

Gerente de Seguridad de la Información de YPF



“La realidad es que la responsabilidad de la seguridad no es de la unidad de compras, sino de la alta dirección”.

Maximilian Kon

Director Gerente de WisePlant

para proteger los sistemas. “Debemos entender lo que significan las ciberamenazas en este negocio. Cada nueva tecnología significa mayor integración”, dijo, mientras que Kon recordó que la ciberseguridad no es sólo una cuestión de infraestructuras críticas y que puede costar millones de dólares en pérdidas si es que no se la tiene presente.

De manera concreta, Kon anotó más de 15 consecuencias que pueden resultar por incidentes tecnológicos dentro de las infraestructuras críticas de Tecnologías de la Información o en las infraestructuras críticas industriales. Entre las principales se encuentra la pérdida de producción, pérdida de control de los equipos, de tiempo del personal, daños medioambientales o pérdida de vidas humanas, además de la pérdida de confidencialidad y datos.

Sobre este punto Suvorov remarcó que hay que tomar en cuenta el factor humano, que para una empresa también puede implicar pérdidas económicas significativas. Kon, por su parte, graficó los efectos del factor humano con base en un estudio efectuado por Homeland Security en 2015, el cual establece que más del 95% de los ciberincidentes que

ocurren dentro de las infraestructuras críticas de las compañías son de origen interno; un 30% de ese total es atribuible a personal propio de la empresa que en un 50% de los casos realizó acciones no intencionales, pero que finalmente tuvieron consecuencias en los sistemas.



“Debemos entender lo que significan las ciberamenazas en este negocio. Cada nueva tecnología significa mayor integración”

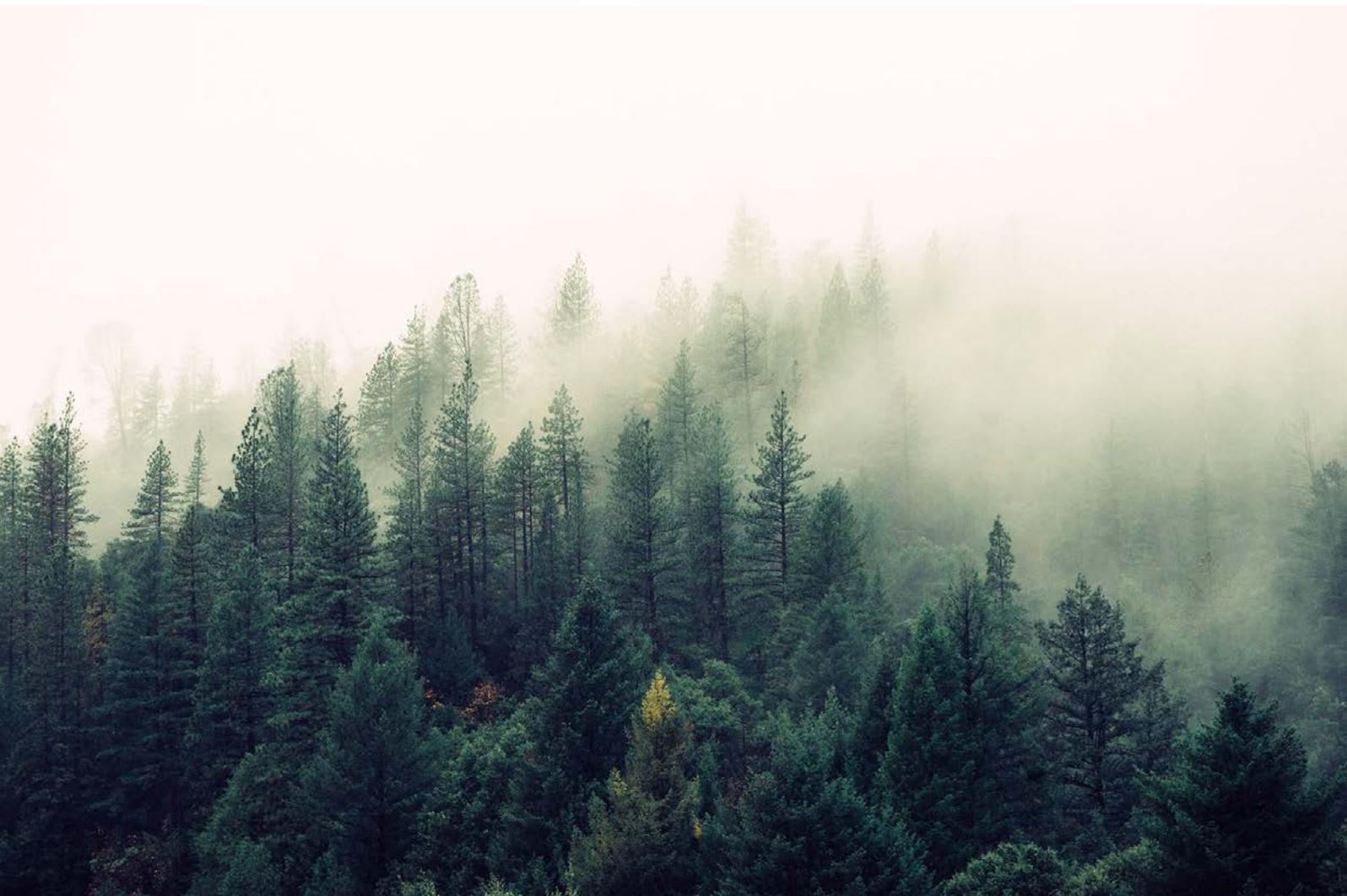
Andrey Suvorov

Director de Protección de Infraestructuras Críticas y Desarrollo de Negocios de Kaspersky Lab

¿Qué se puede hacer?

En términos de manejo de riesgos, Suvorov habló de un esquema en el cual entran en juego la aceptación de la situación, la transferencia y la mitigación. El experto indicó que muchas empresas se quedan en el primer y segundo aspecto y, por lo general, se limitan a transferir el riesgo a una compañía de seguros. Sin embargo, recomendó a las empresas del sector que revisen los contratos con las aseguradoras, ya que hoy en día no están dispuestas a cubrir daños por incidentes cibernéticos si es que no existe un adecuado programa de ciberseguridad. Adicionalmente, Suvorov recomienda entrenar al personal a cargo, generar un programa de concientización, crear un equipo de respuesta de emergencia en caso de ciberataques, monitorear periódicamente la infraestructura y sistemas y, lo más importante, que el tema de seguridad sea un asunto del directorio de la empresa.

“Muchos piensan que la tecnología resuelve la mayoría de los problemas. La realidad es que la responsabilidad de la seguridad no es de la unidad de compras, sino de la alta dirección”, asegura Maximilian Kon, para cerrar diciendo que “una buena seguridad es un buen negocio”.





07 //

Eficiencia energética y medio ambiente

El mundo, y particularmente la región, están frente a un proceso de cambio de formas de concebir la producción y el consumo, donde se introduce la noción de una restricción a las emisiones de gases de efecto invernadero. Esta realidad debe tomarse en cuenta dentro de las decisiones de largo plazo de la industria. “La transición hacia un mundo restringido en carbono ya empezó, y esto se está manifestando en ámbitos múltiples y diversos, desde la ciencia, pasando por la política internacional, las decisiones de los inversores, el comercio internacional y el propio sector energético”, sostuvo la Investigadora de la Fundación Torcuato di Tella, **Verónica Gutman**.

La disertante indicó cuáles son las tendencias fuertes que están definiendo un nuevo mundo para la industria energética. Tecnologías radicalmente nuevas, cambios en el balance económico y geopolítico, mayores exigencias ambientales e, incluso, reformas en el sistema financiero orientadas a reducir sus riesgos de largo plazo.

En materia de emisiones de gases de efecto invernadero, alrededor del 35% de las emisiones globales las explica la producción de energía, a lo cual se suma el 14% que representa el transporte, el 21% que constituye la industria y más del 6% que representa el sector residencial. Las emisiones por producción y uso de combustibles fósiles explican más del 75% de las emisiones globales, siendo China el principal emisor mundial, por encima de Estados Unidos. En América Latina y el Caribe, Brasil y México ya están dentro del top ten de los principales países emisores, mientras que Argentina forma parte del top 20. A decir de la experta, esto genera nuevos desafíos, como liderar la transición hacia sistemas descarbonizados, pero manteniendo la actual habilidad de los sistemas energéticos globales, lo cual implica



“La transición hacia un mundo restringido en carbono ya empezó, y esto se está manifestando en ámbitos múltiples y diversos”.

Verónica Gutman

Investigadora de la Fundación Torcuato di Tella

nuevas políticas, estrategias, prácticas e inversiones, además de un cambio cultural a nivel de las organizaciones y del propio sector.

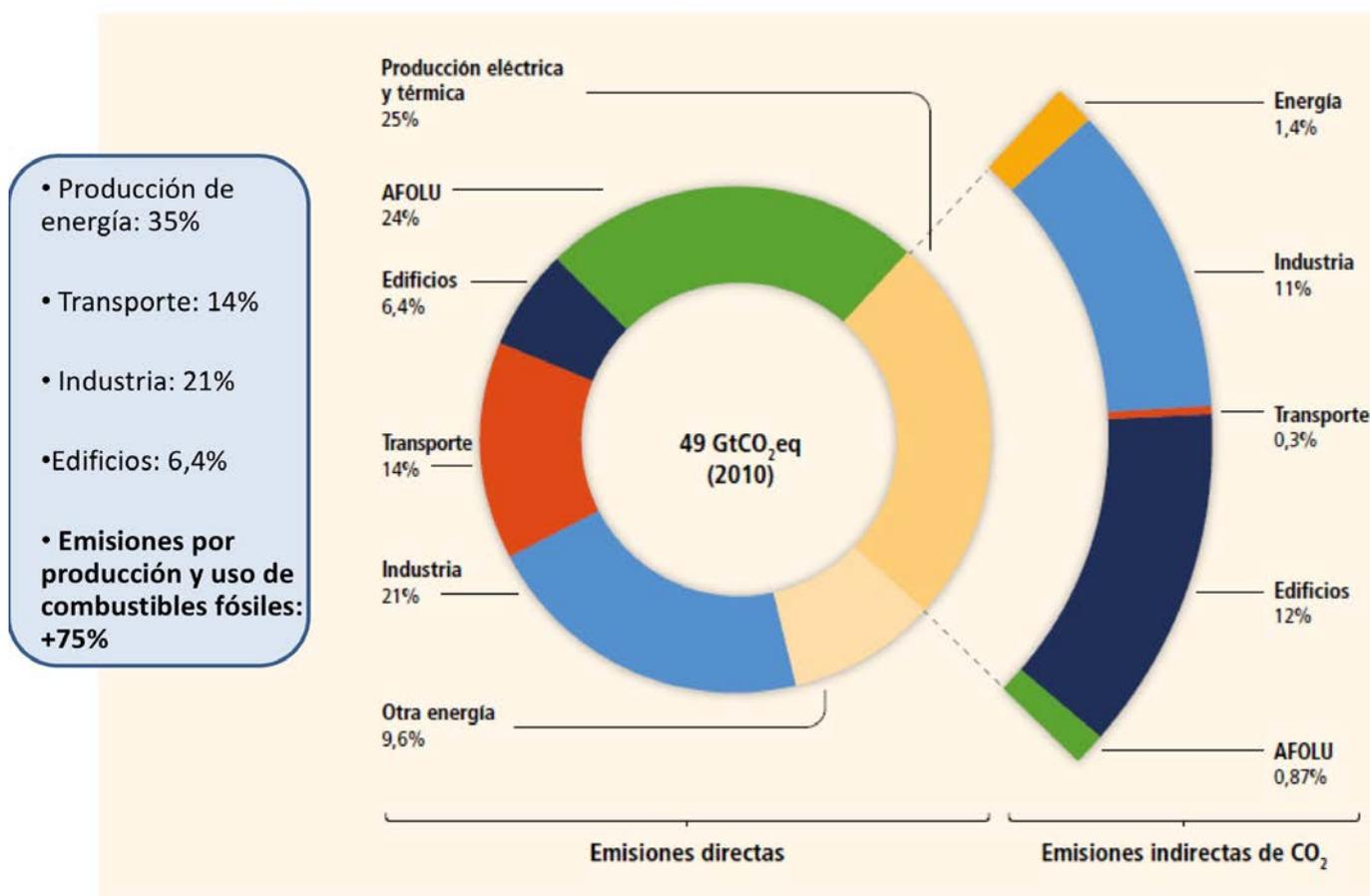
Para la Directora de Downstream de ARPEL, **Irene Alfaro**, en los últimos años el cambio climático se ha convertido en uno de los grandes temas de la agenda política mundial. En ese contexto, la región tiene tres particularidades que serán determinantes a la hora de definir el camino que la lleve al cumplimiento de



“En América Latina emitimos tan solo el 7% del total mundial de gases de efecto invernadero y nuestras emisiones de dióxido de carbono, relacionadas con la energía, son muy inferiores al promedio mundial per cápita”.

Irene Alfaro
Directora de Downstream de ARPEL

Emisiones de gases de efecto invernadero por sectores económicos

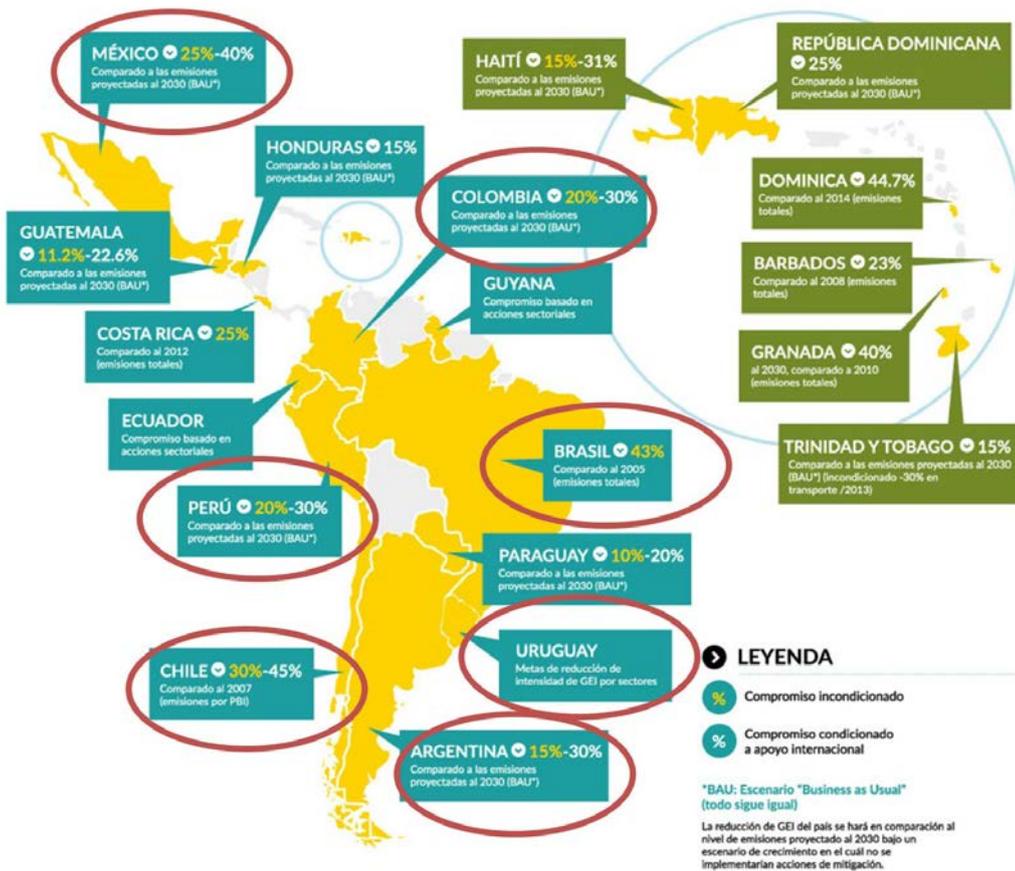


Fuente: IPCC (2014)



Emisiones de gases de efecto invernadero por sectores económicos
Verónica Gutman

COMPROMISOS DE REDUCCIÓN DE EMISIONES DE GEI AL 2030



Incluye las INDCs presentadas hasta el 1ero de octubre del 2015 (fecha límite oficial)

FUNDACION TORCUATO DI TELLA

Compromisos de reducción de emisiones de GEI al 2030 Verónica Gutman

los compromisos asumidos en el marco del acuerdo de París.

El primero es que América Latina tiene una matriz energética con mayor preponderancia de renovables que el promedio mundial. "Emitimos tan solo el 7% del total mundial de gases de efecto invernadero y nuestras emisiones de dióxido de carbono, relacionadas con la energía, son muy inferiores al promedio mundial per cápita y por unidad económica productiva", explicó Alfaro.

El segundo aspecto es que la región tiene necesidades energéticas aún

insatisfechas, así como un largo camino de desarrollo económico y social por recorrer. La tercera y última es que los ecosistemas son particularmente vulnerables al cambio climático, con altos costos asociados a sus impactos.

En síntesis, la perspectiva de la industria regional en el mediano plazo, como proveedora de energía en un escenario restringido de carbono y alineado con los objetivos del Acuerdo de París, redundará en importantes desafíos que surgen como oportunidades para las empresas.

Ciudades inteligentes y movilidad

Actualmente, la mayoría de los habitantes de Latinoamérica se concentran en las ciudades, factor que genera una problemática referida a la calidad de vida y la movilidad urbana. En este sentido, el Director Ejecutivo del CIER, **Juan José Carrasco**, señaló que en la región existe la necesidad de diseñar sistemas inteligentes de transporte urbanos que vayan en línea con la reducción de emisiones de CO2 y que avancen sobre la eficiencia energética.

Por su parte, el Oficial Senior de UN Habitat, **Alain Grimard**, dijo que una ciudad inteligente es sostenible y que lo ideal es que tenga un 30% del espacio urbano dedicado a calles y un 15% a espacios verdes, lo cual requiere de la participación de las autoridades locales en colaboración con las autoridades nacionales y el sector privado. Debido a que la expansión de las urbes es inevitable, Grimard considera que se requiere de una planeación adecuada para maximizar sus ventajas y minimizar los efectos de una mala urbanización. De acuerdo con el enfoque de UN Habitat, la estrategia de ciudades inteligentes y sostenibles se basa en principios que apoyan tres elementos clave: ciudad compacta, integrada y conectada.

A su vez, el gerente de Regulación Vehicular de Toyota Brasil, **Edson Oriakassa**, señaló que para el 2020 la cuarta parte de todos los vehículos estarán conectados y que la tecnología de los motorizados permitirá a los conductores llegar a sus oficinas de manera más eficiente, evitando



Juan José Carrasco
Director Ejecutivo del CIER



Alain Grimard
Oficial Senior de UN Habitat

congestionamientos de tráfico y accidentes, posibilitando así que la circulación sea más limpia y segura. Según Orikassa, al funcionar con tecnología híbrida, los vehículos de Toyota fomentan el desempeño de todos los sistemas de energía, reduciendo el uso de los combustibles fósiles y, por ende, las emisiones de CO2. En ese sentido, el principal desafío de Toyota es reducir las emisiones en un 90% hasta el año 2050.

“El primer gran desafío de Latinoamérica es transformar el transporte colectivo en transporte

eléctrico... Y si analizamos cuánto representa en energía eléctrica esa cantidad de autos, para el 2040 eso será un 5% de la energía eléctrica del mundo”, dijo el Presidente de Administración de Usinas y Transmisiones Eléctricas de Uruguay (UTE), **Gonzalo Casaravilla**. Por tanto, debido al crecimiento de la demanda eléctrica, los países de la región deberán optar por seguir el camino de la autosuficiencia, buscando alternativas para desarrollar sus matrices de abastecimiento con un fuerte componente de renovables.



Edson Orikassa
Gerente de Regulación Vehicular de Toyota Brasil



“El primer gran desafío de Latinoamérica es transformar el transporte colectivo en transporte eléctrico... Y si analizamos cuánto representa en energía eléctrica esa cantidad de autos, para el 2040 eso será un 5% de la energía eléctrica del mundo”

Gonzalo Casaravilla
Presidente de Administración de Usinas y Transmisiones Eléctricas de Uruguay-UTE





08 //

Una mirada vanguardista a la gestión del talento humano

Un líder surfer es el concepto más vanguardista y sexy para el management actual, se trata de las personas que entienden que el nuevo contexto no va a cambiar, y no se enojan ni se enfrentan a esto, sino que van corriendo a buscar una tabla y, cuando viene la ola, tratan de que sea la mejor ola que tomen en su vida, expresó el Director de AHÁ!, **Gastón Morales**. El experto en gestión de recursos humanos hacía referencia a lo peligroso que puede resultar para un líder llevar a su empresa en velocidad crucero, es decir, repitiendo formulas antiguas cuando la Generación Z está entrando en competencia.

“Cuando las compañías desensillan en el bosque hasta que amanece, hay otras compañías que a la misma hora cabalgan a toda velocidad. Lo que pasará es que cuando se despierten tendrán que seguir las huellas de otra compañía que se transformó en líder dejándola como seguidora”, dijo Morales, al resaltar que vivimos en épocas donde la audacia es la verdadera prudencia.

Esto lo entiende muy bien la empresa GE, creada por Thomas Edison, cuya

historia es de constante transformación en términos de innovación y valor agregado, y que ahora enfrenta el desafío de la transformación digital bajo un modelo que ha sido denominado “Organización Adaptativa”, señaló el Gerente de Recursos Humanos de GE, **Christian Cetera**.

En este contexto se forman los Equipos Orientados o Adaptativos, que trabajan de manera interconectada con el cliente para darle una solución a través de la co-creación, donde el rol de líder es totalmente diferente al modelo tradicional vertical.

Cetera explicó que los Equipos Adaptativos de GE están basados en la identidad para un propósito en el que la inteligencia que se destaca no es la de una persona, sino la colectiva del equipo autorregulado y con identidad social; mientras que el rol del líder es de organizador de contexto, de control y de despertar en los individuos la capacidad que el equipo y el cliente necesitan.

Según Morales, para que las organizaciones pasen a un próximo nivel y aumente su capacidad de acción efectiva hay que aprender nuevas formas de hacer las cosas,



“Cuando las compañías desensillan en el bosque hasta que amanece, hay otras compañías que a la misma hora cabalgan a toda velocidad”.

Gastón Morales
Director de AHÁ!



Christian Cetera
Gerente de Recursos Humanos de GE

ir de una zona de confort a una de incomodidad bastante pesada. “Hoy sabemos que el aprendizaje se basa en el sistema de memoria y tiene como piedra angular la estancia inicial de la atención”, explicó el experto al precisar que es en la atención donde más se debe trabajar en los equipos. Comparó la atención con una linterna, porque cuando se pone el campo de atención en algo, apaga todo lo que está alrededor. De acuerdo a la neurociencia, de su entorno, una persona capta cognitivamente sólo el 1% de los estímulos que recibe su organismo. Para Cetera, hay cinco nuevas creencias en las cuales la compañía impulsa su sistema de conexión con personas. La primera es entender que son los clientes los que determinan el éxito de la compañía, por lo que se busca relaciones de largo plazo. La segunda es aprender a soltar lo que se tenga que soltar en términos de tradición, de ego o cualquier aspecto que no permita adaptarse rápidamente. La tercera creencia es construir una organización de aprendizaje continuo y constante, de lo contrario, no se podrá

sobrevivir. La cuarta es aprender que ya no existen zonas seguras ni mercados maduros, las oportunidades aparecerán con desafíos en varios campos, y finalmente, la más importante, que la conexión de liderazgo viene a través de empoderar e inspirar a los otros. ¿Inspirar en qué? la imagen desafiante del futuro, lo que Morales llama el imán. En ese sentido, trabajar muy enfocado sería lo único que generaría un impacto y un cambio. “Un líder tiene que entender que con un colaborador debe gestar una relación de intercambio de valor”, agregó. Finalmente, el experto cuestionó el hecho de que en muchos casos exista una distancia enorme entre la misión y visión de las compañías y la misión y visión de cada una de las personas que van en ese barco llamado organización. En ese sentido, el líder debe acercarse a sus colaboradores y darle más herramientas para que ellos se acerquen más a su imán, a su desarrollo vital, “quizás la chica o el chico no quiere un aumento a fin de año, sino estar libre un día a las 5 de la tarde para tomar una clase de teatro”, concluyó.

MEDIOS ASOCIADOS



PATROCINADOR PLATINO NACIONAL



PATROCINADOR PLATINO



PATROCINADORES PLATA



PATROCINADORES BRONCE



Declarado de Interés Nacional:



Declarado de Interés por:



APOYO:

