



LA INFRAESTRUCTURA EN EL DESARROLLO **INTEGRAL** DE AMÉRICA LATINA

TENDENCIAS Y NOVEDADES EN LA INFRAESTRUCTURA DE LA REGIÓN

Título: La Infraestructura en el Desarrollo Integral de América Latina.
IDeAL 2013

Depósito legal: Ifi74320133003252
ISBN: 978-980-6810-98-3

Este documento fue elaborado por CAF a solicitud de la Secretaría General Iberoamericana (SEGIB) para su presentación en la XXIII Cumbre Iberoamericana de Jefes de Estado y de Gobierno celebrada en Ciudad de Panamá, Panamá. La presente publicación forma parte de la serie La Infraestructura en el Desarrollo Integral de América Latina (IDeAL).

Editor: CAF
Vicepresidencia de Infraestructura
Antonio Juan Sosa, vicepresidente corporativo
Jorge Kogan, asesor

Este documento se ha beneficiado con las contribuciones de: Germán Lleras (transporte), Abel Mejía (recursos hídricos), Carlos Skerk (energía eléctrica), Raúl Katz (telecomunicaciones), Raúl García (transporte de gas), Jorge H. Forteza (Capítulo 3, logística), Reyes Juárez (productividad de las inversiones), Ricardo Sánchez, equipo de CEPAL y Diego Bondorevsky (estimaciones de inversión), Eduardo Lugo (navegación y puertos), Osvaldo Robles (logística), Arturo Ramírez y Vladimir Ramírez (financiamiento) y Juan Manuel Campana (gestión de activos).

Diseño gráfico:
Gatos Gemelos Comunicación
Bogotá, Colombia–Octubre 2013

La versión digital de este libro se encuentra en: publicaciones.caf.com

©2013 Corporación Andina de Fomento
Todos los derechos reservados

Contenido

Capítulo 1. Sector eléctrico **14**

Un nuevo escenario	15
Volatilidad de los precios internacionales de combustibles.....	17
El desarrollo sustentable	18
Nuevas tecnologías de generación.....	20
Las restricciones medioambientales	21
Las redes inteligentes	22
Otros factores	23
Capacidades institucionales y esquemas regulatorios	23
Desarrollo de infraestructura o infraestructura para el desarrollo	25
Conclusiones.....	26

Capítulo 2. Transporte de gas natural **26**

Novedades relevantes del sector de gas natural en la región y el mundo.....	30
Novedades en los países de América Latina y el Caribe.....	30
Algunas novedades relevantes en el mundo	48
<i>Impacto económico de las exportaciones de GNL de Estados Unidos</i>	48
<i>Proyectos de licuefacción de gas natural en Australia</i>	50
<i>Comercio mundial del carbón y perspectiva de la energía nuclear</i>	51
<i>Dificultades y obstáculos en el sector de gas natural en América Latina y el Caribe</i>	52
<i>Indicadores claves del desempeño del sector de gas natural en América Latina y el Caribe</i>	69

Capítulo 3. Agua y saneamiento **86**

Tendencias recientes sobre infraestructura, aprovechamiento y conservación del agua	88
Para aprovechar mejor la infraestructura hídrica	91
<i>Estimados de inversión en infraestructura hídrica</i>	91
<i>Para optimizar el ciclo de los proyectos de infraestructura hídrica</i>	94

Infraestructura de agua y competitividad	106
Conclusiones.....	108
<i>Actualización de datos</i>	108
Referencias bibliográficas	109

Capítulo 4. Telecomunicaciones **112**

Avances en el desarrollo del sector	113
<i>Crecimiento en la adopción de telefonía móvil</i>	114
<i>Desarrollo de la banda ancha fija</i>	118
<i>Crecimiento de la banda ancha móvil</i>	123
<i>Aceleramiento de las velocidades de descarga en la banda ancha fija y móvil</i>	126
<i>Cobertura en telefonía móvil y banda ancha móvil</i>	128
<i>Nivel de inversión en telecomunicaciones</i>	130
<i>Avances en el índice de digitalización de América Latina</i>	131
Nuevos proyectos de infraestructura.....	133
<i>Desarrollo de redes troncales nacionales, interregionales y cables submarinos</i>	133
<i>Satélites</i>	138
<i>Despliegue de redes de banda ancha móvil</i>	138
<i>Despliegue de fibra óptica en las redes de acceso</i>	141
Cambios en la estructura del sector	141
<i>Tendencias de intensidad competitiva en el mercado de telecomunicaciones</i>	143
<i>Ingreso y salida de participantes en el mercado</i>	145
Principales obstáculos en el desarrollo del sector	147
<i>Planificación y preparación de proyectos</i>	147
<i>Gestión de proyectos</i>	150
<i>Disponibilidad de espectro y recursos públicos</i>	150
Conclusiones.....	151
Referencias bibliográficas	153

Capítulo 5. Rutas del comercio y puertos **152**

Panorama macroeconómico mundial y de la región	155
Tendencias en el comercio marítimo mundial.....	158
Tendencias en el comercio de América Latina	160
Análisis histórico origen/destino.....	166
Tendencias en la construcción de buques y patrones de comercio marítimo.....	175
<i>Contenedores</i>	175
<i>Graneleros</i>	177
<i>Tanqueros</i>	179
<i>Otros</i>	180

Principales proyectos regionales de infraestructura	182
<i>Ampliación del Canal de Panamá</i>	182
<i>Impacto de la ampliación del Canal de Panamá en los puertos</i>	
<i>Iberoamericanos y del Caribe</i>	183
<i>Transporte marítimo a corta distancia</i>	184
<i>Proyectos de conexión terrestre en el istmo centroamericano</i>	184
<i>Canal interoceánico por Nicaragua</i>	185
Caracterización de los puertos de la región	186
Desafíos a los puertos de la región.....	189
<i>Conectividad y valor agregado</i>	190
<i>Eficiencia y productividad portuaria</i>	190
<i>Inversión e infraestructura y el desarrollo sostenible</i>	191
<i>Políticas públicas y marco regulatorio</i>	191
Conclusiones.....	192
Referencias bibliográficas.....	194

Capítulo 6. Cadenas logísticas globales **196**

Principales actores de las cadenas logísticas globales	197
<i>Operadores de terminales portuarias</i>	197
<i>Operadores de terminales portuarias en América Latina</i>	199
<i>Navieras</i>	199
Presencia de las navieras principales en América Latina	202
<i>Intermediarios</i>	203
<i>Transporte aéreo</i>	206
<i>Transporte terrestre</i>	208
Modalidades corrientes de contratación de los servicios, tendencias.....	209
Actores como cadena de valor	212
<i>Cadenas minoristas, mayoristas o distribuidoras</i>	213
<i>Líneas navieras, aerolíneas o transportistas terrestres</i>	213
Referencias bibliográficas.....	214

Capítulo 7. Anexos **216**

Índice de gráficos

Gráfico 1.1: Evolución de los precios del crudo (WTI), en USD/barril	18
Gráfico 2.1: Distribución de los recursos recuperables de <i>shale gas</i> y <i>shale oil</i>	31
Gráfico 2.2: Distribución del consumo de gas natural en América Latina y el Caribe (2012)	72
Gráfico 2.3: Distribución de las reservas de gas natural en América Latina y el Caribe (2012)	73
Gráfico 2.4: Importaciones regionales y extrarregionales vía gasoducto y GNL.....	78
Gráfico 2.5: Flujos de comercio intrarregional de gas en América Latina y el Caribe.....	79
Gráfico 2.6: Precio del GLP relativo a la tarifa residencial de gas natural.....	85
Gráfico 4.1: Brasil: adopción de banda ancha por segmento socio-demográfico	122
Gráfico 4.2: América Latina: penetración de banda ancha móvil y fija (4T10-4T12).....	125
Gráfico 4.3: Velocidad promedio de descarga para banda ancha fija en América Latina (2009-2013)	126
Gráfico 4.4: Velocidad máxima de descarga disponible para banda ancha fija (2010-2013)	127
Gráfico 4.5: América Latina: índice HHI en el mercado de banda móvil (2010-2013)	143
Gráfico 4.6: América Latina: índice HHI en el mercado de banda fija (2010-2012)	144
Gráfico 5.1: Crecimiento porcentual del PIB de América Latina y el Caribe (2012 vs 2013)	157

Gráfico 5.2: Volumen de comercio marítimo mundial y tasas de crecimiento del PIB	159
Gráfico 5.3: Composición del comercio marítimo mundial en millones de toneladas métricas.....	160
Gráfico 5.4: Total de importaciones y exportaciones de América Latina y el Caribe (millones de dólares FOB).....	161
Gráfico 5.5: Exportaciones marítimas de América Central (toneladas, 2012).....	164
Gráfico 5.6: Exportaciones marítimas del Caribe (toneladas, 2012)	165
Gráfico 5.7: Exportaciones marítimas de la Costa este de América del Sur (toneladas, 2012).....	165
Gráfico 5.8: Exportaciones marítimas de la Costa oeste de América del Sur (toneladas, 2012).....	166
Gráfico 5.9: Comparación de principales destinos de exportaciones 2002-2012.....	167
Gráfico 5.10: Comparación de principales destinos de exportaciones marítimas en valor nominal	168
Gráfico 5.11: Comparación de principales orígenes de importaciones 2002-2012.....	169
Gráfico 5.12: Comparación de principales orígenes de importaciones en valor nominal.....	172
Gráfico 5.13: Rutas principales de comercio de carga contenerizada (2002-2012) (en millones de TEU).....	171
Gráfico 5.14: Principales rubros de mercancía contenerizada (en miles de TEU).....	172
Gráfico 5.15: Comparación del crecimiento de la flota de portacontenedores y del comercio de carga contenerizada	176
Gráfico 5.16: Evolución en la alquileres diarios de buques portacontenedores.....	177
Gráfico 5.17: Comparación de la evolución de la flota de buques graneleros y el comercio de carga a granel	178

Gráfico 5.18: Comparación de la evolución de la flota tanqueros y el comercio de carga líquida	179
Gráfico 6.1: Principales operadores globales de terminales portuarias	199
Gráfico 6.2: Principales navieras en el mercado de transporte de contenedores	201
Gráfico 6.3: 20 Mayores líneas aéreas por volumen de carga (2010).....	205
Gráfico 6.4: 10 Mayores transitarios globales por ingresos (2011)	207

Índice de figuras

Figura 1.1: Los factores que determinan el nuevo escenario sectorial	17
Figura 1.2: La cadena de decisión en infraestructura emergente: infraestructura para el desarrollo.....	26
Figura 1.3: Hacia un cambio de paradigma	27
Figura 3.1: Tres métodos para estimar las necesidades de inversiones en infraestructura (2013-2030) (en USD constantes de 2010).....	93
Figura 3.2: Ciclo de proyecto	102

Índice de cuadros

Cuadro 2.1: Recursos técnicamente recuperables (RTR) por Cuenca, en Argentina	33
Cuadro 2.2: Comparación de RTR de <i>shale gas</i> y <i>shale oil</i> de Argentina con el pre sal de Brasil	35
Cuadro 2.3: Requerimiento de esfuerzos físicos y de capital para la E&P de gas no convencional	37
Cuadro 2.4: Evolución del consumo primario de energía per cápita y del PBI per cápita	69
Cuadro 2.5: Evolución del consumo de gas natural per cápita y penetración en la matriz.....	70
Cuadro 2.6: Evolución de las emisiones de dióxido de carbono.....	71
Cuadro 2.7: Recursos estimados de <i>shale gas</i> (en TCF)	74
Cuadro 2.8: Consumo total de gas natural, importaciones vía gasoductos y GNL	76
Cuadro 2.9: Clasificación de los países de América Latina y el Caribe según madurez del mercado de gas natural.....	80
Cuadro 3.1: Inversión en infraestructura de agua para América Latina (2010-2030)	91
Cuadro 4.1: América Latina: penetración nacional de la telefonía móvil	114
Cuadro 4.2: Tasa de crecimiento de penetración de telefonía móvil año a año (2010-2013)	116
Cuadro 4.3: Telefonía Móvil: penetración regional comparada (2011-2013).....	117
Cuadro 4.4: Adopción de la telefonía móvil en la base de la pirámide.....	118

Cuadro 4.5: América Latina: penetración nacional de la banda ancha fija (2010-2012)	119
Cuadro 4.6: Número de accesos de banda ancha fija: metas para el 2016 vs instalados hasta 2012.....	120
Cuadro 4.7: Banda ancha fija: penetración regional comparada (%)	121
Cuadro 4.8: Adopción de la telefonía móvil en la base de la pirámide (Tres deciles inferiores) (2010-2012) (%)	123
Cuadro 4.9: América Latina: penetración nacional de la banda ancha móvil	124
Cuadro 4.10: América Latina: brechas de cobertura de la telefonía móvil (%) ...	129
Cuadro 4.11: América Latina: brechas de cobertura de la banda ancha móvil	130
Cuadro 4.12: América Latina: inversión en telecomunicaciones por habitante (USD)	131
Cuadro 4.13: América Latina: índice de digitalización (2009-2012).....	132
Cuadro 4.14: América Latina: proyección del tráfico de Internet (en Petabytes).....	136
Cuadro 4.15: América Latina: despliegue de tecnología 3,5G	139
Cuadro 4.16: América Latina: despliegue de redes de 4G	140
Cuadro 4.17: América Latina: despliegue de fibra óptica en las redes de acceso	142
Cuadro 4.18: Entrada de operadores móviles virtuales por país.....	146
Cuadro 4.19: Número de terminales de Internet móvil (en millones).....	148
Cuadro 4.20: Tráfico mensual por terminal de Internet móvil (en megabytes).....	148
Cuadro 4.21: Tráfico mensual de Internet móvil (en petabytes=1 millón de gigabytes)	149
Cuadro 4.22: Colombia: restricciones municipales al despliegue de torres de radio base.....	151

Cuadro 5.1: Crecimiento real del PIB: pronóstico preliminar de junio.....	156
Cuadro 5.2: Exportaciones marítimas de América Latina y el Caribe (miles de USD) (2012).....	162
Cuadro 5.3: Movimiento de TEU en puertos de América Latina y el Caribe (2012)	174
Cuadro 6.1: Mayores rutas de comercio (TEU x 1000 transportados en 2012).....	202

Índice de recuadros

Recuadro 3.1: Evolución del mercado global de agua potable y saneamiento Global Water Intelligence 2013	90
Recuadro 3.2: La planificación de los recursos hídricos en España.....	97
Recuadro 3.3: Gestión del riesgo ambiental y social. Principios de Ecuador	104
Recuadro 3.4: Un programa del Gobierno de Brasil para reducir las descargas de contaminantes en el medio ambiente.....	106
Recuadro 3.5: La escasez de agua en 2030. Un desafío para la competitividad global.....	108

Índice de anexos

Anexo 7.1: América Latina: despliegue de fibra óptica en las redes de acceso.....	219
Anexo 7.2: PIB de los países que componen América Latina y el Caribe	220
Anexo 7.3: Desempeño de puertos de América Latina en TEU	221

Índice de mapas

Mapa 4.1: Brasil: Red Telebras	136
Mapa 4.2: Red Dorsal Peruana	137
Mapa 5.1: Posibles rutas del gran Canal de Nicaragua	188
Mapa 5.2: Concesiones portuarias en América Latina y el Caribe	190





1

Sector eléctrico

Los mecanismos de desarrollo de infraestructura eléctrica implementados en los distintos países de la región responden a distintas realidades representativas de diferentes momentos de la historia; mecanismos que ahora estarían perdiendo representatividad de la actualidad a la luz de la irrupción de distintos factores que, sumados, parecen requerir, para su adecuada consideración, ajustes más profundos de esos mecanismos, con vistas a mejorar su efectividad y eficiencia.

En particular, los procesos de planificación, que tanto a nivel de redes (distribución, transmisión) como de generación) se han vuelto a fortalecer en la región, particularmente en aquellos países que previamente habían practicado reformas de mercado, como Argentina, Chile, Perú, Panamá, Guatemala o El Salvador entre otros, requieren ser actualizados para tener en cuenta los nuevos escenarios.

En este análisis se identifican y caracterizan los factores más relevantes que dan forma a los nuevos escenarios en los que se desenvolverán los sectores eléctricos de los distintos países, así como su relación con los mecanismos de desarrollo de infraestructura eléctrica implementados en América Latina, para finalmente obtener conclusiones sobre ajustes que se podrían realizar a los mismos con vistas a mejorar su *performance* en términos de eficacia y eficiencia.

UN NUEVO ESCENARIO

El desarrollo de la infraestructura del sector eléctrico en cada país e incluso a niveles regionales está íntimamente ligado a la disponibilidad de los recursos energéticos, a las condiciones en que se puede acceder a los mismos (precios, costos, cantidades), y a la evolución esperada de la demanda.

Tradicionalmente se ha recurrido a la planificación centralizada para determinar el conjunto de inversiones en infraestructura necesario para atender la demanda futura a mínimo costo. En las últimas décadas se han implementado, en numerosos países de la región, reformas sectoriales, mediante las cuales se segmentó a la industria

eléctrica en forma vertical, escindiendo de ella las actividades de generación, transmisión y distribución, reemplazando, en el segmento de generación, a la tradicional planificación centralizada por las decisiones del mercado en base a señales económicas, e implementando para las redes (transmisión, distribución) esquemas tarifarios que, en distintos grados, proveen señales económicas a los participantes del mercado acerca de su uso en función de su localización geográfica, de la escasez del recurso (congestión) y de las pérdidas técnicas producidas.

Tanto en los criterios tarifarios aplicados en el esquema de mercado como en la planificación centralizada tradicional subyacen, entre otros, supuestos acerca de cómo se comporta la demanda, y sobre dónde, y a qué costos y/o precios, se encuentran disponibles los recursos energéticos.

En particular, los modelos de mercado aplicados a los sectores eléctricos han resultado relativamente exitosos cuando se han aplicado en contextos de estabilidad en los mercados energéticos, tanto domésticos como regionales y/o globales. Conocidos los precios de los combustibles y su disponibilidad, y estimada la demanda esperada, los inversores privados compiten en esos modelos por desarrollar la infraestructura de generación en forma más eficiente, y el desarrollo de las redes acompaña la evolución esperada de la generación y la demanda.

En los últimos años se han dado una serie de circunstancias que han afectado la dinámica de los esquemas de mercado aplicados a los sectores eléctricos, entre ellos:

- La volatilidad en los mercados internacionales de combustibles.
- La introducción del concepto de desarrollo sustentable.
- El desarrollo alcanzado por tecnologías de generación en base a fuentes de energía renovables, y de pequeños medios de generación, tanto basados en el uso de fuentes convencionales como renovables.
- Las cada vez más significativas restricciones medioambientales.
- El cambio, si bien incipiente, en la forma en que evoluciona la demanda eléctrica, especialmente debido al progresivo reemplazo en el uso de combustibles líquidos en el área del transporte.
- Todo lo anterior en el contexto de avances tecnológicos significativos, especialmente en las áreas de control y comunicaciones, que permiten la implementación de “redes inteligentes”, con capacidades de interacción con los consumidores impensables hace solo una década.

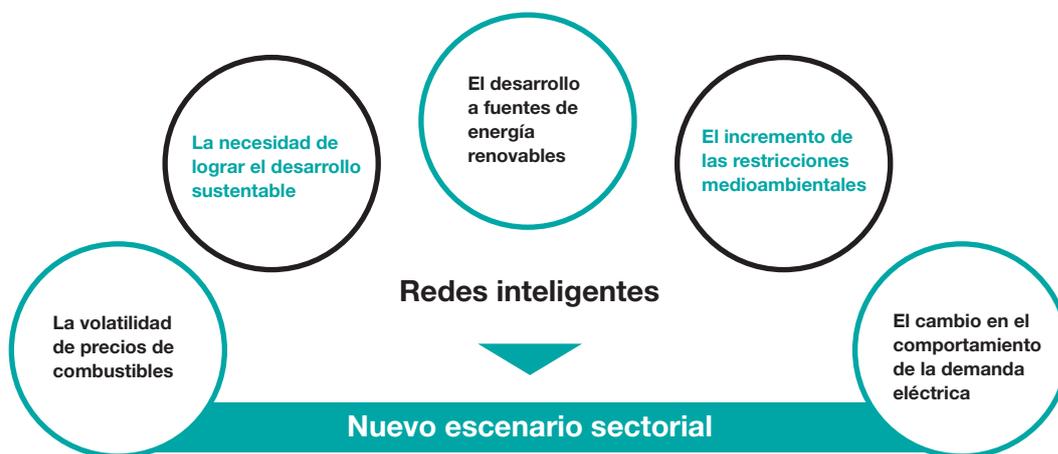
Los distintos países de la región han ido progresivamente adaptando sus marcos regulatorios y capacidades institucionales a los sucesivos nuevos escenarios que se fueron plantando.

Sin embargo, un balance del estado de evolución de las regulaciones adoptadas en los países de la región, muestra que las decisiones adoptadas parecen ser respuestas puntuales a algunos de los factores mencionados, que se agregan a marcos regulatorios desarrollados en una realidad diferente.

Es decir, los nuevos factores aparecidos en los últimos años no parecen, hasta el presente, haber sido tratados plenamente como parte integral de las regulaciones eléctricas, sino simplemente como elementos adicionales a las mismas para dar cuenta de ellos.

Analizamos a continuación cada uno de estos factores, y su relación con los mecanismos de desarrollo de infraestructura implementados en la región.

Figura 1.1: Los factores que determinan el nuevo escenario sectorial



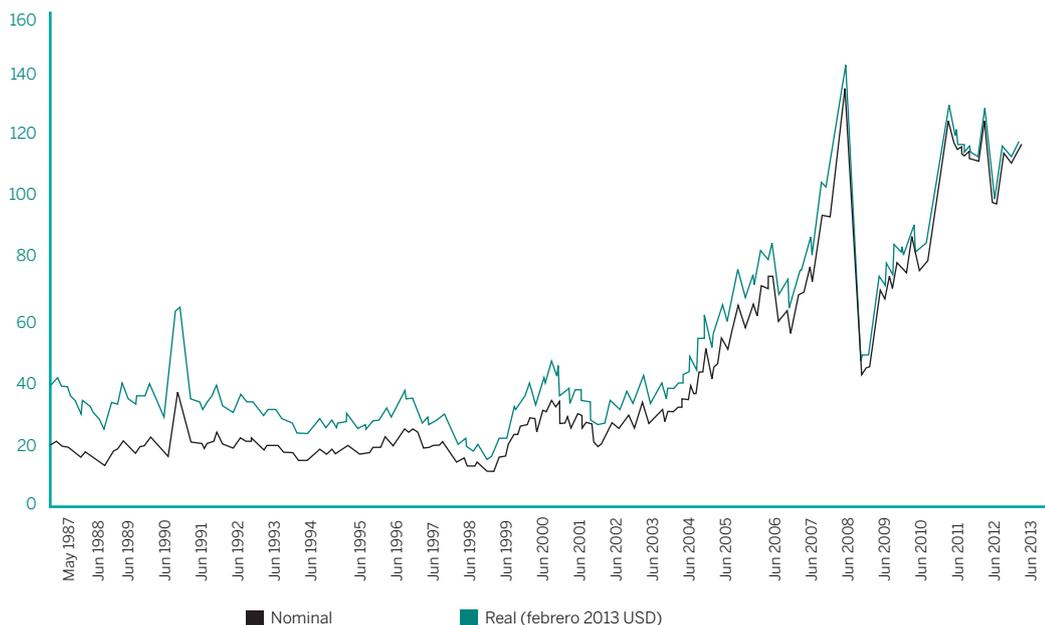
Fuente: Elaboración propia.

VOLATILIDAD DE LOS PRECIOS INTERNACIONALES DE COMBUSTIBLES

La primera circunstancia se manifestó fuertemente hacia los años 2007 - 2008, cuando se incrementaron fuertemente los precios internacionales del petróleo (Gráfico 1.1 ver p. 18).

Este factor tuvo especial incidencia en varios países de la región, especialmente aquellos en los cuales se habían implementado esquemas de mercado eléctrico con un sistema de precios mayorista marginalista, y requerían el uso de combustibles líquidos para lograr el pleno suministro de la demanda. Entre estos países encontramos los casos de Chile, Perú y varios en América Central. En otros países este factor tuvo un efecto más amortiguado, tanto por no tener sistemas de precios marginalistas puros o tener otros sistemas de precios (Argentina, Ecuador, Uruguay, Venezuela), como por tener una incidencia menor en términos relativos del uso de combustibles líquidos (Colombia, Brasil, Costa Rica).

El impacto en las tarifas eléctricas de la volatilidad en los mercados internacionales de combustibles fue uno de los factores determinantes que llevó a los distintos países de la región a implementar subastas y/o licitaciones para la contratación de nueva generación a largo plazo como una vía para obtener precios de electricidad más estables e introducir a la vez cambios en la matriz energética tendientes a reducir la dependencia de los hidrocarburos importados, tema que hemos tratado en el IDEAL 2012. Y asociado

Gráfico 1.1: Evolución de los precios del crudo (WTI), en USD/barril

Fuente: Elaboración propia en base a datos de EIA.

a la introducción de las licitaciones se reintrodujo el concepto de planificación de la generación, en mayor o menor grado abandonado con las reformas de mercado.

En consecuencia, la introducción de mecanismos competitivos para la contratación de generación a largo plazo no debe considerarse una profundización de los modelos de mercado, sino un cambio de paradigmas: de la competencia “en” el mercado como vía para lograr el desarrollo sectorial eficiente, se pasó la competencia “por” el mercado en las subastas como forma de acceder al mismo, eliminando con los contratos de largo plazo la competencia en el mercado.

EL DESARROLLO SUSTENTABLE

La sustentabilidad y la disponibilidad a nivel doméstico se han convertido a nivel mundial en algunos de los atributos más preciados de las fuentes energéticas primarias. La afectación que producen al medioambiente algunas tecnologías convencionales ha incentivado progresivamente el desarrollo de las llamadas tecnologías limpias, ya sea porque éstas evitan los efectos nocivos de las convencionales o porque reutilizan o capturan elementos generados por otras actividades con efectos ambientales negativos (biomasa, biogás).

Es así que el concepto de desarrollo sostenible se ha convertido en el principal promotor del empleo de fuentes renovables de energía. Desde la subscripción, en el marco de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (UNFCCC), del Protocolo de Kyoto a finales de 1997 –que entrara en vigor en 2005–,

han sido numerosas las acciones que han ido desarrollando los diferentes países para propiciar el desarrollo de fuentes renovables de energía, en particular las naciones industrializadas con objetivos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero comprometidos mediante este protocolo.

Más recientemente, los elevados precios que se han alcanzado en los mercados internacionales de hidrocarburos y la percepción de que estos son de naturaleza volátil, se ha sumado como factor relevante para el desarrollo a nivel global del desarrollo de fuentes renovables, lo que puede significar el despegue definitivo de las mismas a escalas mayores en países en vías de desarrollo, efecto por ahora solo registrado en pocos casos y restringido a ciertas tecnologías.

Uno de los campos de acción más relevantes para el desarrollo de fuentes renovables ha sido y es el sector eléctrico, habida cuenta de las múltiples opciones tecnológicas para generar electricidad en base a recursos renovables que se han ido desarrollando en este contexto.

Las acciones de los países para el desarrollo de las energías renovables no convencionales (ERNC) han ido convergiendo a la fijación de políticas específicas, que en forma general se pueden clasificar en dos: aquellas que fijan objetivos de participación de fuentes renovables en forma obligatoria, complementadas con algún mecanismo de comercialización de excedentes y faltantes respecto de la obligación, y aquellas que, si bien establecen objetivos como el anterior, implementan incentivos prefijados para su desarrollo tales como tarifas especiales para remunerar la energía producida.

Este proceso de desarrollo de las diferentes tecnologías de producción de energía en alguna forma utilizable por el hombre en base a algún tipo de recurso que se puede emplear o regenerar indefinidamente sin degradar el medio ambiente no ha sido lineal, y tampoco reconoce motivaciones únicas, sino que ha sido y continúa siendo un proceso complejo, que incluye desde cuestiones profundas como la evolución del propio pensamiento de la humanidad acerca de la relación con su hábitat, hasta cuestiones más concretas como la seguridad de abastecimiento de energía o los efectos económicos de la creación de nuevas industrias.

Existe indudablemente una relación de compromiso entre el uso de fuentes de energía agotables y las renovables. El origen de esa relación de compromiso reconoce más de una componente: por un lado el mantenimiento de una industria desarrollada de la que dependen muchas economías como la de la producción y el consumo de hidrocarburos, y por otro el mayor costo de las renovables. En la medida que la percepción del costo asociado a la agotabilidad y a los daños ambientales asociados al uso de recursos fósiles va en aumento, la disponibilidad a pagar por el desarrollo de tecnologías se incrementa.

Esta disponibilidad no se manifiesta en forma directa, pues los costos aludidos no son tangibles en el presente –al menos en toda su magnitud–, sino que representan esencialmente una visión del futuro. Es en este punto donde se vuelve relevante la percepción de los gobiernos en la materia, movilizándolos en mayor o menor grado a promover el desarrollo de fuentes renovables, incorporando en tales decisiones, y con distinto peso según el caso, los factores de seguridad de suministro y desarrollo económico.

Es decir, los mayores costos que la sociedad puede estar dispuesta a asumir en pos del desarrollo sustentable representan una externalidad a las regulaciones sectoriales eléctricas y, por ende, a los mecanismos implementados dentro de ellas para el desarrollo de la infraestructura. Y por consiguiente, hasta el presente, se han adicionado elementos adicionales a la regulación para reflejar esas externalidades, pero no se ha evolucionado hacia modelos que las incorporen como parte integral de los mismos.

NUEVAS TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN

El avance tecnológico registrado durante la última década ha incrementado significativamente la competitividad de nuevas tecnologías de generación eléctrica, particularmente aquellas que emplean recursos renovables, tales como la generación eólica y solar, como la de pequeños medios de generación que se integran a procesos industriales o de servicios mejorando la eficiencia del conjunto (cogeneración), empleando para ello recursos energéticos renovables o no renovables.

Las primeras (eólica, solar) tienen ciertas características que las diferencian de otras tecnologías de generación:

- El recurso energético primario se encuentra distribuido en grandes porciones de territorio, dentro del cual pueden existir numerosas localizaciones específicas que dispongan de un potencial adecuado para instalar una central.
- En general, debe producirse en cada momento lo que la naturaleza pone a disposición como energía primaria, lo que lleva a regímenes de producción que, si bien pueden presentar patrones más o menos definidos según los casos, son esencialmente variables (aleatorios e intermitentes en algunos casos).
- Sus costos son esencialmente fijos (inversión, operación y mantenimiento), por lo cual el esquema de financiamiento al que puedan acceder es crítico para su desarrollo.

Los primeros dos aspectos introducen nuevos aspectos que, en líneas generales, no se consideran ni en la planificación tradicional de la generación eléctrica y las redes de transmisión, ni en los criterios regulatorios para definir tarifas por uso de redes. Tanto la planificación como la regulación tarifaria asume ex-ante que la generación se desarrollará en determinados lugares, y la demanda crecerá en otros, ambos factibles de estimar con cierta precisión. La introducción de una fuente que puede desarrollarse en varios puntos no conocidos de grandes áreas con potencial para ello, sumado a la variabilidad inherente al régimen de producción, introducen incertidumbre en la ubicación óptima de nuevas líneas de transmisión, y también sobre su uso real en el futuro, lo que hace más complejo establecer regímenes tarifarios adecuados.

En cuanto a los pequeños medios de generación, los mismos compiten contra la tarifa integral a la que acceden los usuarios al servicio eléctrico: si los costos de desarrollar estos medios, disminuidos en una cantidad equivalente a los beneficios que eventualmente se obtengan por incremento de la eficiencia en el proceso productivo o de servicios del consumidor, son menores que los costos de abastecer la demanda energética del usuario desde la red, los mismos en efecto se desarrollarán. La planificación tradi-

cional de la expansión de las redes de distribución y transmisión parte de la premisa de proyectar la demanda a atender, cuantitativa y geográficamente. La aparición de los pequeños medios de generación distribuidos, asociada con la dificultad de poder prever con precisión dónde y cuándo surgirán los mismos, puede llevar a redes subutilizadas, o incluso a evitar tener que construir parte de las mismas por ser innecesarias, aspectos que no son considerados en las tarifas o peajes que se deben pagar por el uso de las redes, que surgen de la aplicación de criterios de planificación tradicional.

LAS RESTRICCIONES MEDIOAMBIENTALES

La introducción del concepto de desarrollo sostenible ha tenido como una de sus consecuencias una mayor concientización social sobre la problemática asociada a la afectación del medioambiente.

En este sentido, el desarrollo de la infraestructura eléctrica ha ido enfrentando en forma creciente, mayores restricciones para obtener los permisos ambientales requeridos, no solo en lo referente a nuevas centrales de generación, sino también para la construcción de nuevas líneas de transmisión.

Temas tales como la afectación de ecosistemas locales y/o de recursos naturales circundantes, o el cambio climático global, han tomado cada vez mayor relevancia, promoviendo el desarrollo de mayor regulación de los países en la materia, y un mayor nivel de judicialización de proyectos de infraestructura como consecuencia de reclamos por parte de afectados.

En los esquemas de mercado aplicados a los sectores eléctricos, son los actores privados los que realizan las inversiones en infraestructura, y como parte de tal desarrollo son ellos los que deben gestionar, y por consiguiente asumir el riesgo asociado a no lograrlo, todos los permisos necesarios para ejecutar los proyectos, incluyendo las licencias ambientales.

En este sentido, la creciente dificultad para obtener las licencias ambientales ha incrementado significativamente el riesgo que el sector privado debe asumir, en particular en aquellos países en los que se ha judicializado en mayor grado la resolución de los conflictos que se han planteado.

En el caso de Brasil, la intervención desde el Estado en forma parcial en el proceso del licenciamiento ambiental ha contribuido a disminuir el riesgo privado, que había inviabilizado proyectos de generación, particularmente hidroeléctricos.

En Chile, la creciente judicialización por temas ambientales de proyectos de generación, particularmente en proyectos de generación y transmisión, se ha constituido en un serio obstáculo para el desarrollo de la infraestructura eléctrica, lo que ha conducido a la elaboración de iniciativas para superar el problema que aún se encuentran en discusión, tales como la introducción del concepto de Carretera Eléctrica.

Situaciones de conflictividad originada en la problemática ambiental también se han registrado en otros países, tales como Perú, Colombia, Panamá y Costa Rica. En los últimos casos se ha afectado el desarrollo de líneas de interconexión internacional, tales como la actualmente suspendida interconexión Colombia-Panamá, o los significativos retrasos sufridos en la construcción de la línea SIEPAC (interconexión centroamericana), en particular en territorio de Costa Rica.

LAS REDES INTELIGENTES

La concepción de “redes inteligentes” o *smart grids* agrupa en realidad a un conjunto de funcionalidades posibles de implementar sobre las redes eléctricas convencionales como consecuencia de avances tecnológicos en los campos de las comunicaciones, el control y la informática.

Los primeros pasos en el terreno de la regulación de Smart Grid aparecen en el año 2005 en Estados Unidos por medio de la Energy Policy Act (EPACT 2005)¹. Ésta manifiesta las primeras intenciones en el uso de medidores inteligentes, en la aplicación de un sistema de tarifas variables, en la instalación de tecnologías inteligentes sobre la etapa de transmisión y en otros mecanismos que acrecientan la estabilidad del sistema, todas funcionalidades incluidas en el concepto Smart Grid.

Hacia 2008, el Departamento de Energía (DOE) de Estados Unidos define campos de actuación de las redes inteligentes, los cuales se vinculan directamente con varios de los aspectos señalados en las secciones precedentes:

- Activar participación de consumidores, incrementando la respuesta de la demanda a condiciones críticas en el sistema y/o señales económicas implementadas a nivel mayorista.
- Albergar un conjunto de opciones de generación y almacenamiento, particularmente en emprendimientos de pequeña escala (generación distribuida).
- Activar nuevos productos, servicios y mercados, incrementando la participación en la dinámica de la compra-venta de energía eléctrica y características asociadas a la calidad de la misma.
- Proveer calidad energética en función de rangos de necesidades, en vez de fijar estándares únicos de calidad que pueden ser excesivos para algunos consumidores e insuficientes para otros.
- Optimizar activos y eficiencia operacional, gestionando capacidades óptimas de cargas eléctricas, disminuyendo en consecuencia los gastos de mantenimiento de redes y permitiendo reparar desperfectos de manera rápida.
- Elasticidad de respuesta a interrupciones, ataques y/o desastres naturales, introduciendo el concepto de “cura automática” (*self-healing actions*) para lograr una disminución en las interrupciones en el servicio y en los gastos por el manejo de la red, asegurando la integridad del sistema.

Es decir, la posibilidad técnica cada vez mayor de actuar en los campos listados como funcionalidades del concepto que genéricamente denominamos como redes inteligentes representa una herramienta que viabiliza una mayor participación del consumidor a la vez que se incrementa significativa la posibilidad de usar en forma más eficiente la infraestructura, particularmente ante el desafío de incorporar la generación basada en recursos renovables.

1. Energy Policy Act del 2005, (2005), US Congress - Public Law 109-58, (Agosto 8, 2005). http://www.epa.gov/oust/fedlaws/publ_109-058.pdf

Las redes inteligentes, en consecuencia, son un elemento adicional que en la actualidad hacen viables una serie de acciones que en el pasado no eran posibles de ser realizadas, conforman por lo tanto un elemento central en el desarrollo de nueva infraestructura eléctrica, y que debe ser necesariamente incorporado a los procesos de planificación.

OTROS FACTORES

La tendencia tecnológica de desarrollar automotores eléctricos para sustituir en forma gradual el uso de hidrocarburos en el ámbito del transporte no guiado va a tener en el mediano largo plazo una consecuencia sobre las redes eléctricas: en el futuro, las mismas deberán estar preparadas para suministrar cargas variables no solo en módulo si no en ubicación geográfica. Una sustitución gradual de estaciones de gasolina por “puntos de conexión” a la red eléctrica que permita recargar automóviles en cualquier lugar donde exista el servicio eléctrico implica necesariamente que las redes no solamente deberían diseñarse para permitir la conexión de recursos de generación renovable y pequeños medios de generación, sino también para suministrar en condiciones de calidad cargas intermitentes.

Esto plantea un desafío significativo a las metodologías históricamente empleadas para la planificación de redes, que, como hemos mencionado, proyectaban las demandas en base a correlaciones históricas con otras variables tales como demográficas y macroeconómicas, asumiendo que las mismas se localizarían en los lugares donde históricamente lo han hecho.

Si bien la demanda eléctrica en la actualidad está lejos de tomar las características descritas, en la medida en que la planificación debe considerar la evolución esperada de la misma en el largo plazo, tales características deben comenzar a ser incorporadas con la debida antelación.

Adicionalmente, los mecanismos actualmente empleados para la determinación de las tarifas por uso de las redes no reflejan factores como el descrito, sino que por acción u omisión representan diseños concebidos para situaciones en las que la demanda se desarrolla en lugares previamente identificados, tal como ha ocurrido históricamente.

CAPACIDADES INSTITUCIONALES Y ESQUEMAS REGULATORIOS

Resulta cada vez más evidente que, en el nuevo escenario determinado por los factores descritos, la regulación eléctrica sectorial responde cada vez menos con elementos propios a las nuevas realidades, debiéndose incorporar a las mismas elementos adicionales que las consideren de alguna manera, pero no siendo ellas parte integral del diseño regulatorio.

Las regulaciones sectoriales adoptadas en la región y las consecuentes capacidades institucionales responden a los escenarios clásicos de evolución de oferta y la demanda eléctricas, y a las limitaciones del comportamiento que ellas históricamente presentaron, en particular la demanda.

En forma concreta, las energías renovables representan externalidades a los modelos sectoriales adoptados para la energía eléctrica, pues sus costos y beneficios asociados no se encuentran representados en los sistemas de precios y tarifas en forma intrínseca, debiéndose implementar para su consideración una serie de elementos especiales tales como: tarifas específicas para su remuneración de manera tal de viabilizar su desarrollo, cargos de transmisión diferenciales, objetivos de cumplimiento mandatorio con mercados de certificados verdes para dar flexibilidad, u otros mecanismos de promoción.

América Latina ha avanzado en los últimos años, en mayor o menor grado, en la introducción de estos elementos adicionales para promoción de renovables. Asimismo, acompañando las licitaciones para nueva generación de largo plazo ha incrementado sus capacidades de planificación, en general en su concepción clásica excepto casos puntuales como la planificación de la transmisión en Perú que ha incorporado algunos elementos novedosos, y ha comenzado a desarrollar institucionalidad para la generación eléctrica distribuida (por ejemplo, desarrollo de regulación para pequeños medios de generación en Chile, institucionalización del *net metering* en Uruguay), así como los análisis para la implementación de funcionalidades de *smart grids*.

Sin embargo, no se ha abordado aun la problemática del desarrollo sectorial en el nuevo escenario considerando los nuevos elementos como intrínsecos al mismo.

Por ejemplo, los esquemas de pago por el uso de las redes tanto de transmisión como de distribución son los que conceptualmente se han desarrollado en los escenarios clásicos de proyección de oferta y demanda, y por consiguiente presentan inconsistencias cuando se introducen fuentes renovables intermitentes, generación distribuida o gestión de demanda.

Una transformación de los procesos de planificación que incorpore los nuevos elementos deberá necesariamente introducir una componente de planificación estratégica.

En efecto, a los factores mencionados relativos a la oferta y demanda futura se suma un elemento adicional: el desarrollo de proyectos de energía renovable, de pequeños medios de generación, de acciones para mejorar la eficiencia energética, por su escala y su propia dinámica de desarrollo, requieren tiempos para su materialización que son significativamente menores que los necesarios para desarrollar la infraestructura requerida (líneas de transmisión, redes de distribución, capacidades de redes inteligentes)

Es decir, los proyectos de esta naturaleza se materializarán si previamente existe la infraestructura que necesitan. Los proyectos pueden afrontar el pago de tal infraestructura si por ello obtienen beneficios, pero lo que no pueden hacer es asumir su desarrollo, sea por una cuestión de escala, experiencia y/o tiempos de desarrollo.

Si a esto se agrega la incertidumbre que caracteriza a los proyectos tanto sobre su cantidad, ubicación como escala, resulta evidente que para viabilizarlos se requiere el desarrollo previo de infraestructura, el cual debe ser decidido en función de que se considere que produce beneficios.

Es justamente este tipo de planificación a la que llamamos planificación estratégica, introduciendo el concepto de infraestructura para el desarrollo.

DESARROLLO DE INFRAESTRUCTURA O INFRAESTRUCTURA PARA EL DESARROLLO

La planificación clásica debe definir el desarrollo de infraestructura óptima necesaria para atender una determinada demanda esperada, bajo el supuesto de una oferta de generación que se seleccionará dentro de un conjunto acotado de opciones posibles definido ex ante, con el objetivo de lograr el mínimo costo total de abastecimiento futuro.

La planificación estratégica, en cambio, incorpora el concepto de que la infraestructura debe existir primero para lograr que un determinado potencial se desarrolle. Es decir, lograr disponer de infraestructura para el desarrollo, en vez de desarrollar infraestructura sobre supuestos clásicos de proyección de demanda y oferta.

En forma implícita, algunos países de la región han comenzado a tomar ciertas decisiones de planificación estratégica al implementar licitaciones de largo plazo de generación eléctrica y definir, ex ante, ciertas condiciones sobre la tecnología y cantidades a contratar, tal el caso de las experiencias de Brasil, Uruguay, Argentina, Perú, Guatemala, Panamá, México, a los que se suma algunas acciones incipientes en República Dominicana, y en Colombia (en este caso sobre el sector gas natural).

Sin embargo, se han tomado escasas decisiones de esta naturaleza sobre las redes: por ejemplo, desarrollar sobre la base de una planificación estratégica líneas de transmisión por zonas donde existe un significativo potencial de fuentes de energía renovables, dejando en libertad, en el marco de una regulación adecuada, que los inversores seleccionen y desarrollen luego los proyectos de generación renovable haciendo uso de la infraestructura disponible pagando por ello una tarifa acorde, tal el caso de algunas experiencias realizadas en Estados Unidos.

Este tipo de planificación requiere incorporar al proceso una “clusterización” de las zonas con potencial energético renovable, y considerar que los proyectos se desarrollarán con posterioridad a la puesta en servicio de la línea.

Existen asimismo riesgos asociados a la planificación estratégica, esencialmente asociados a la carencia de señales concretas que actúen en el corto plazo en caso de tomarse decisiones que se aparten del óptimo, en particular en caso de sobredimensionar el volumen de generación requerida.

En efecto, cuando el Estado planificaba y ejecutaba la expansión de generación, empleando para ello sus propios recursos, la disponibilidad de esos recursos, particularmente los económicos y financieros, establecía restricciones que, en la práctica, limitaban la expansión si esta comenzaba a ser sobredimensionada.

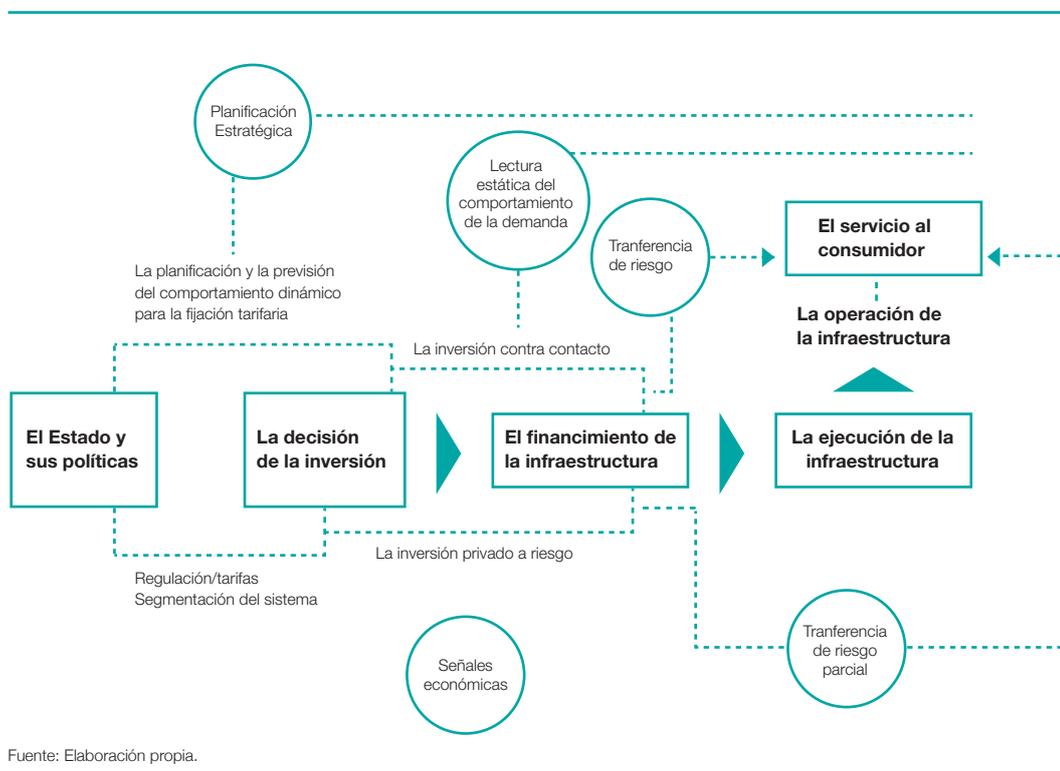
En los esquemas de mercado puro los riesgos de sobreoferta se asignan a la oferta, pues ésta verá sus precios reducidos.

En cambio, en un esquema de planificación por parte del Estado que determina compromisos de largo plazo entre consumidores e inversores (por ejemplo, contratos de más de 10 años), el riesgo de las decisiones equivocadas que pueda tomar el planificador queda asignado al consumidor, con el agravante de que las consecuencias de eventuales malas decisiones se manifestarán temporalmente mucho después, posiblemente varios años, desde momento en que se tomó la decisión.

En consecuencia, es de vital relevancia que la planificación se realice de modo transparente, con procedimientos preestablecidos que maximicen la objetividad del

proceso, de manera tal de garantizar la eficiencia de las decisiones en materia de desarrollo de infraestructura que se tomen. Este aspecto se vuelve más crítico cuando se migra a un esquema de Planificación Estratégica, pues el incremento de las condiciones de incertidumbre en las que se desarrollará el proceso implica un mayor riesgo de adoptar decisiones apartadas del óptimo.

Figura 1.2: La cadena de decisión en infraestructura emergente: infraestructura para el desarrollo



CONCLUSIONES

América Latina ha avanzado recientemente en la incorporación de nuevos factores que han aparecido en la escena del desarrollo energético, tales como mercados internacionales de combustibles más volátiles, incorporación de generación eléctrica en base a recursos renovables, articulación con el concepto de desarrollo sustentable, desarrollo de la generación distribuida, y mejora de las capacidades técnicas de las redes.

Sin embargo, tales avances se han realizado de forma parcial, considerando en algunos casos estos factores como externalidades a modelos sectoriales diseñados en una realidad que no los tenía presentes.

El mayor involucramiento del Estado a nivel regional, particularmente en su rol de planificador de la expansión de la infraestructura eléctrica, se ha cristalizado en la

implementación de esquemas de planificación en transmisión y generación que, en términos generales, siguen los esquemas tradicionales.

La migración progresiva a un esquema en el que los nuevos factores clave a considerar para el desarrollo de la infraestructura eléctrica sean considerados en forma intrínseca al procedimiento y no como condiciones externas a los mismos, con los correspondientes ajustes regulatorios necesarios para reflejar esta nueva situación, emerge cada vez con más fuerza en un contexto mundial que resulta radicalmente distinto de aquél vigente cuando los mecanismos de planificación y esquemas regulatorios actualmente vigentes en América Latina fueron diseñados.

En esta nueva realidad, la planificación estratégica de la infraestructura eléctrica tendrá, cada vez más, una importancia central en el desarrollo de la región.

Figura 1.3: Hacia un cambio de paradigma

Modelo de la última década



Modelo en desarrollo



Fuente: Elaboración propia.



2

Transporte de gas natural

El presente documento consta de tres componentes en los que se trata diversos aspectos de la situación actual del sector de gas natural en América Latina y el Caribe (ALC), ampliando y actualizando los dos informes anteriores y referidos a esta temática en el IDeAL 2011 y 2012.

El primer componente trata el tema de las novedades relevantes en la región y en el mundo con impacto en los mercados de gas natural en ALC. Se identifican tendencias, novedades de proyectos en países de ALC y discusiones relativas al potencial de algunas naciones y a los cambios tecnológicos que están aconteciendo.

La segunda sección presenta casos de estudio sobre obstáculos que aparecen en algunos mercados de gas natural de ALC –los cuales resultan limitantes para su crecimiento– como así también algunas lecciones aprendidas para mejorar la productividad de las inversiones y promover una política energética y regulatoria eficiente. Se discuten los casos recientes de Colombia, donde una nueva regulación busca adaptar las necesidades del sector de gas natural en cuanto a importación y exportación; también se presentan los problemas que han enfrentado los países centroamericanos y del Caribe para proveerse de infraestructura de gas natural, y finalmente el caso argentino, donde se vislumbra cómo la crisis energética afectó la macroeconomía y como ésta actúa hoy en día como uno de los elementos que limitan la explotación de los recursos no convencionales (y por ende una salida de su crisis).

Finalmente, en el tercer componente se actualizan los indicadores utilizados en los estudios anteriores, con énfasis en el mercado del gas natural licuado (GNL) y los recursos no convencionales con que cuenta la región, así como también se efectúa una discusión sobre el estado de situación del abastecimiento de gas natural para el corto y mediano plazo y un análisis cualitativo de hacia dónde se dirigen los distintos grupos identificados en ALC en materia de inversiones en *upstream* y ampliación de infraestructura.

NOVEDADES RELEVANTES DEL SECTOR DE GAS NATURAL EN LA REGIÓN Y EL MUNDO

En esta sección se presentan las novedades más relevantes ocurridas desde la realización del documento IDeAL 2012. Dichos eventos se presentan en los países de ALC y algunas novedades interesantes del mundo (perspectivas del *shale gas* en Estados Unidos, expectativas del mercado mundial de GNL, desempeño de la energía nuclear y dinámica reciente del mercado de carbón, por su relevancia para el desempeño futuro del mercado del gas en el ALC).

Novedades en los países de América Latina y el Caribe Informe 2013 sobre prospectiva del *shale oil* y *shale gas* en el mundo

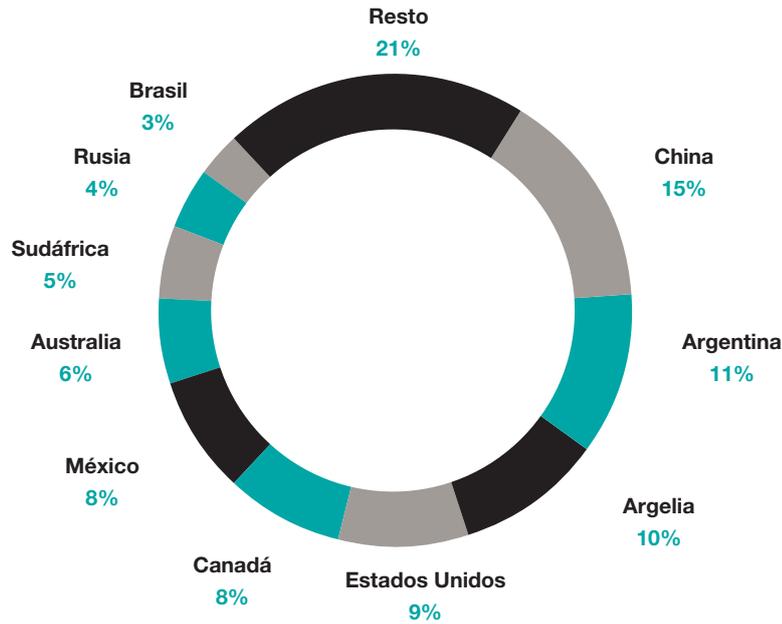
Durante el 2013 la Energy Information Administration de Estados Unidos (EIA) actualizó el informe publicado en 2011 mediante el cual se exponían los resultados de diversos estudios geológicos para evaluar el volumen de hidrocarburos no convencionales en diversos países. Este informe es de crucial importancia para los países de ALC, ya que como bien se muestra en el Cuadro 2.7 (ver pág. 74), los recursos estimados se incrementaron notablemente con esta nueva actualización. El análisis de dicho informe incluye 137 formaciones de 95 cuencas, en 41 países. El informe solo incluye los recursos de formaciones *shale*, no de formaciones *tight*. La distribución de los recursos recuperables de *shale gas* y *shale oil* se pueden observar en el Gráfico 2.1, en los que se destaca que China y Argentina tienen importantes recursos de *shale gas* mientras que Rusia y Estados Unidos son los principales países con recursos *shale oil*. Los valores totales de ambos recursos muestran que la explotación exitosa de no convencionales elevaría de manera muy marcada la disponibilidad de recursos energéticos mundiales.

Es importante recalcar que la explotación de hidrocarburos no convencionales fue posible gracias a la disponibilidad, desarrollo y posterior mejoras de nuevas tecnologías que progresivamente fueron permitiendo, conjuntamente con la competencia y difusión, disminuir los costos de explotación. Con Barnett Shale en 2005, Estados Unidos inició la explotación comercial de esta tecnología para producir *shale gas*, y desde entonces hizo grandes progresos. Fuera de Estados Unidos, se identifica a Argentina como el próximo gran beneficiario de esta tecnología en las próximas décadas.

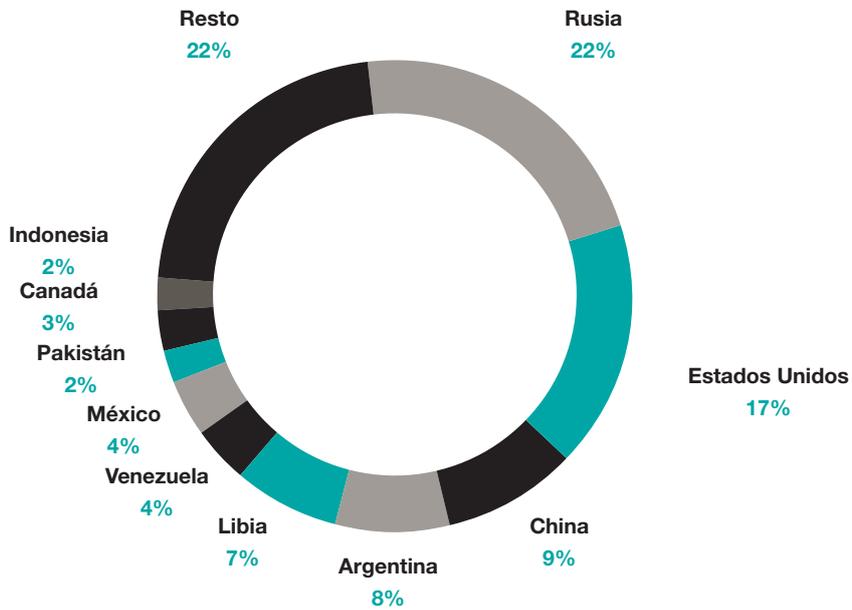
El *boom* en Estados Unidos produjo un fuerte *shock* de oferta que repercutió en todo el mundo, moderó las tensiones del mercado y desplazó las inversiones a Occidente. Además incrementó la producción de crudo y se espera que en 2017 dicho país supere a Arabia Saudita como principal productor de crudo del mundo con el *shale oil*, representando el 30% de su producción, todo lo que permitirá abastecer dos tercios de su demanda.

En lo que respecta al *shale gas*, gracias a su desarrollo Estados Unidos se convirtió en 2009 en el principal productor de gas natural del mundo; en la actualidad produce 24 TCF de los cuales casi un 35% corresponde a *shale gas*. Según la EIA, las proyecciones indican que en 2040 su producción alcanzará los 33 TCF y el *shale gas* representará el 50% de la producción.

Gráfico 2.1: Distribución de los recursos recuperables de *shale gas* y *shale oil*



RTR Shale gas: 7.299 TCF



RTR Shale oil : 345.000 MM barriles

Fuente: EIA (2013).

La revolución del *shale gas* ha sido el motor del cambio, con la promoción de la inversión y el empleo, la reindustrialización del país, la independización de los precios del gas del petróleo y sus derivados, y el reimpulso a la petroquímica con inversiones comprometidas de USD 217.000 millones. Esto ha dado como resultado que los precios del gas y petróleo en Estados Unidos sean inferiores lo que supone una gran ventaja competitiva, y un incentivo a sus compañías para explorar y producir petróleo no convencional fuera de sus fronteras.

El sector energético de Estados Unidos cambió tan rápidamente que el país tiene límites de capacidad para procesar la nueva producción y enfrenta problemas de infraestructura. Exporta gas a 4 USD/MMBTU (millones de BTU-British *Thermal Unit*) a México y espera que su precio se eleve a entre 6 y 7 USD/MMBTU con el inicio de las exportaciones de LNG, pautadas para 2016 o 2017 (ya se aprobaron los dos primeros proyectos). Así, en el Bloque del Atlántico el precio del gas se independiza del *fuel oil* y se espera una fuerte disminución del precio del GNL, del que ALC puede beneficiarse.

El gas no convencional crecerá el doble en 2035 que el convencional; en particular en China. Según el informe “Developments in Global Gas Markets”, publicado en 2013 por la EIA, la producción mundial de gas natural entre 2010 y 2035 podría verse incrementada de los 112 TCF de 2010 a 176 TCF en 2035 (56% de aumento) en el Escenario de *Golden Rule Case*. De los 63 TCF adicionales aproximadamente un tercio se explicará por producción adicional en pozos tradicionales mientras que los dos tercios restantes provendrán de yacimientos no convencionales, donde el *shale gas* de China y Estados Unidos explicará el 50% de este último incremento. El informe confirma al gas como protagonista de la economía de “bajo carbono y baja intensidad energética”: gas, hidroelectricidad y tecnología sustentarán el desarrollo del mundo a 2050.

Por su parte, las reservas de petróleo del mundo siguen en aumento y en 2013 eran suficientes como para 55 años (en 2010 lo eran para 45 años; en 2000 para 35 y en 1980 para 27 años), y esto sin incluir los recursos de *shale oil*. Esto confirma que la disponibilidad de petróleo dejó de ser un problema sino que el verdadero factor limitante es el calentamiento global.

Argentina

El informe mencionado de la EIA publicado en junio de 2013 muestra que el potencial de Argentina en *shale gas* es el más prospectivo fuera de Estados Unidos; poniendo especial énfasis en la provincia de Neuquén. Dicho informe, no analiza para el caso argentino la Cuenca Cuyana ni la del NOA, de buen potencial según geólogos. Lo más relevante de este segundo reporte para Argentina es que tiene más y mejores recursos que los informados en el primero, destacándose los siguientes aspectos:

- sus recursos de gas sin incluir a la Cuenca Chaco-Paranaense son un 4% mayores (802 vs 774 TCF), y los segundos en importancia del mundo, después de China;
- nueva información geológica permitió efectuar un update de los recursos técnicos recuperables (RTR) de la provincia de Neuquén, los más prospectivos, son los que más aumentan (de 407 a 583 TCF);

- si el 50% de dichos recursos se convierten en reservas, Argentina tendría gas para casi 200 años de consumo, hecho que se destaca frente a la situación actual donde las reservas actuales alcanzan para casi 6 años; y
- el informe incorpora 27.000 millones de barriles de RTR de *shale oil*, de los cuales 19.700 están en Neuquén. Para dimensionar este valor notar que las reservas probadas de petróleo en Argentina son 2.500 millones de barriles.

Cuadro 2.1: Recursos técnicamente recuperables (RTR) por Cuenca, en Argentina

Cuenca	Formación	EIA – 2011	EIA - 2013	
		RTR Gas (TCF)	RTR Gas (TCF)	Bill bls oil
Neuquina	Los Molles	167	275	3.7
	Vaca Muerta	240	308	16.2
	Sub Total	407	583	19.9
San Jorge	Agua Bandera	50	51	
	Pozo D-129	45	35	0.5
	Sub Total	95	86	0.5
Austral	L. Inoceramus	84	129	6.6
	Magnas Verdes	88	3	0.01
	Su Total	172	132	6.6
Chaco – Paran.	San Alfredo	100		
TOTAL		774	801	27.0

Fuente: EIA (2011 Y 2013).

El informe de abril de 2011 ya había revelado que Argentina y el mundo tenían abundantes recursos recuperables de *shale gas*. Los recursos recuperables son aquellos que pueden producirse con la actual tecnología, y que para ser reservas solo deben ser rentables, es decir, económicamente explotables. Para recuperar la producción se requieren fuertes inversiones, aunque inferiores a los USD 237.000 millones que se destinaron por ejemplo para el pre sal de Brasil en el período 2013-2017, condiciones predecibles, y un entorno que haga atractivo afrontar el “riesgo minero” y económico.

Estados Unidos ha probado que se pueden producir grandes volúmenes a un costo relativamente bajo, lo que ha revolucionado la producción de petróleo y gas. Y la multiplicó en pocos años, prácticamente por 10, desde 1 TCF de *shale gas* en 2005 a 9,6 TCF en 2012, mientras que el *shale oil* pasó de 200 millones de barriles por día en 2000 a 1.900 millones de barriles por día en 2012.

Además de los factores geológicos, en la conveniencia económica para su explotación (convertir Recursos en Reservas), incide fuertemente la existencia de infraestructura, contratistas y compañías de servicio con experiencia, disponibilidad de

equipos, agua, entre otros elementos. Por las variaciones de geología y condiciones sobre superficie hay que verificar la condición económicamente explotable. En el caso de Argentina, resultan ambas favorables.

Es importante reparar en los Factores de Éxito y Recuperación (respuesta al *fracking*) por cuenca y formación. Según expertos, los Factores de Éxito y Recuperación de Vaca Muerta y Los Molles son excelentes. Los Recursos Técnicamente Recuperables (RTR) son los que pueden producirse con la tecnología disponible y para convertirse en reservas solo deben ser económicamente explotables. El tipo de recursos esperable (*shale oil*, gas húmedo y condensado, o gas seco) son de los tres tipos para Vaca Muerta.

Los recursos *shale* de Argentina ofrecen tanta o más expectativa que el pre sal brasileño, y con 70% más de recursos. Del Cuadro 2.2 (ver pág. 35) se destaca que comparando los RTR de *shale gas/shale oil* de Argentina en relación con el pre-sal de Brasil:

- Sus recursos son más vastos, su tecnología menos costosa y cuenta con infraestructura construida durante 80 años.
- La diferencia de CAPEX con el pre sal es grande, y también los OPEX. En el pre sal hay que llevar todo 300 Km mar afuera y armar toda una infraestructura de barcos y cañerías para evacuar la producción y transportar todo en helicóptero (personal incluido).
- Ambos presentan controversias ambientales. Los que ven la estimulación hidráulica peligrosa por el uso de agua con aditivos, no tienen soportes de investigación. Los centros poblados están alejados, y en el eventual pico máximo de desarrollo de Vaca Muerta, el agua a utilizar sería del 1% del caudal de los ríos Colorado, Limay y Neuquén en temporada seca. Lo que no entraña riesgos.
- En Argentina el costo del *fracking* seguirá bajando cuando se asegure continuidad de trabajo tal como demuestra la experiencia en el *play* Eagle Ford.
- Se logró una más eficiente recuperación de estos reservorios de muy baja permeabilidad, modificando las técnicas de perforación y terminación, con tramos horizontales de 1.000 metros (antes 500), y una estimulación más intensiva para crear un reservorio permeable al romper la matriz *shale*.
- Mayores recursos y producción, con menor costo (también por *fracking*) hacen la diferencia, y pueden determinar el grado de comercialidad.

Cuadro 2.2: Comparación de RTR de *shale gas* y *shale oil* de Argentina con el pre sal de Brasil

	Presal Brasil	Argentina No Convencional
Reservas estimadas, MM barriles	100.000	170.000 (27 bill oil + 143 bill gas)*
Costo pozo terminado, MM USD	80 - 120	Inicial: 10-11; Actual: 7 - 8; Futuro: 5 - 6
Inversión realizada (2008-12), MM USD	112.500	¿?
Plan (2013-17), USD	237.000 financiados	35.000 sin Financiar
Profundidad, metros	5.000 a 8.000 en el mar	
Costo infraestructura, MM USD	Muy elevado (300 km costa adentro)	Ya existente y en operación
Espesor formación, metros		200 - 600 (EE.UU. < 200 metros)

* Sin Cuyo y NOA
Fuente: Raúl Parisi (2013).

Todas las miradas apuntan al gas de Vaca Muerta, pero la mayoría de los pozos de Apache, Exxon, EOG, Total, YPF y otras compañías de menor tamaño hasta ahora son verticales, con buenos resultados y apuntan a extraer petróleo, y desarrollar conocimientos de la formación, en espera de mejor precio para el gas. La inversión estimada para extraer toda esta riqueza de Vaca Muerta era de USD 250.000 millones antes del segundo informe del EIA. En suma, la exploración es escasa para el tamaño del desafío planteado, y pone en evidencia la falta de confianza e incentivos. Aún cuando los espesores son de 180-600 metros frente a menos de 200 metros en Estados Unidos, nadie está dispuesto a arriesgar.

Fuentes del sector plantean que el obstáculo es el escenario macro de Argentina: trabas a la importación (incluida tecnología, insumos químicos para el *fracking*, otros), dificultades para acceder a divisas, brecha entre dólar oficial y aquel con que se afrontan los costos, imposibilidad de girar dividendos, entre los aspectos más relevantes.

Los no convencionales son la única oportunidad para revertir la declinación de la industria. Pero los inversores no regresarán a corto plazo si no existe un ambiente claro y estable para hacer esos desembolsos. La coyuntura argentina complica el desarrollo de esos yacimientos, porque existen riesgos regulatorios por los cambios en las reglas durante la vigencia de las concesiones petroleras.

En enero de 2013, la Resolución 1 de la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas creó el “Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural” el cual busca dar mayores incentivos económicos a la producción de gas natural, mediante la cual el gobierno

subsidia a las empresas del sector toda aquella producción adicional a la producción base en un monto de 7,5 USD/MMBTU. Este valor representa casi el triple del precio medio que venían recibiendo hasta 2012 las compañías, y engrosa los subsidios que el presupuesto otorga al sector energético para mantener los precios de la energía bajos. El reconocimiento de este mayor precio se da una vez que las empresas presentan ante dicha comisión los planes de inversión y producción respectivos para su aprobación.

Durante julio de 2013 se emitió un Régimen de Promoción de Inversión en Exploración y Producción mediante el Decreto 929 para generar inversiones en el sector de hidrocarburos. Esto se origina en las dificultades de Argentina e YPF para generar una capacidad de financiación. Por el monto de las inversiones, capacidad tecnología y experiencia necesarias no hay posibilidad de desarrollar estos recursos sin el aporte de grandes empresas internacionales. Se convoca al capital privado y crea un Régimen de Promoción para quienes inviertan como mínimo USD 1.000 millones en 5 años. Los derechos que obtienen: a) exportar dentro de 5 años el 20% de la producción con 0% de retención; b) disponer libremente de esas divisas; c) compensación con igual precio y acceso a divisas, si no le permiten exportar; y d) no elimina la discrecionalidad.

En simultáneo al Decreto anterior, se llega a un Memorándum de Entendimiento (MOU) entre las compañías YPF y Chevron para impulsar la explotación de no convencionales en la formación Vaca Muerta. El MOU es sobre una superficie que representa el 1,2% de la formación de Vaca Muerta y es un acuerdo de *farm-in* al 50%, para desarrollar un piloto de 100 pozos en Vaca Muerta, más 25 exploratorios en Cacheuta, Mendoza. La inversión es de USD 600 millones el primer año y USD 640 millones el segundo. Y luego, si el plan resulta exitoso se desembolsarían conjuntamente USD 15.000 millones para desarrollar el área.

Si el contrato estuviese operativo a fin de año, el desarrollo se haría a partir de 2016. Por lo que difícilmente resuelva el problema estratégico actual, de reducir importaciones de gas natural, principalmente. El MOU firmado con Chevron se suma a los celebrados con la filial local de Dow Chemical y su posible asociación con Bricas, ambos previos al Decreto 929.

La nueva conducción de YPF había lanzado en el mes de junio de 2012 los lineamientos de su Plan Estratégico 2012-2017 para aumentar la producción de petróleo y gas, apostando a la exploración y explotación de recursos no convencionales¹ que han sido certificados por consultoras especialistas². De concretarse el plan de YPF³ más el acompañamiento del resto de los agentes del sector aportando nueva producción de *shale gas* a la oferta total del país, se puede estimar un crecimiento total de la producción nacional del 24% al año 2020.

Para estimar ese aumento, los volúmenes proyectados consideran los supuestos y referencias contenidas en el Plan de YPF (esfuerzo de inversión, número de pozos y

1. *Shale oil* y *Shale gas*.

2. Ryder Scott, 2011.

3. El Plan Estratégico de YPF (2012-2017) responde al desarrollo masivo del *shale gas* de la formación de Vaca Muerta en la provincia del Neuquén, en la cual tiene una participación del aproximadamente 40%. Los Recursos de esa formación se proyectan en 87,5 TCF, según la consultora Ryder Scott (un 36% del guarismo incluido en el Informe de la EIA para Vaca Muerta: 240 TCF).

producción por pozo) y se extrapolan para el total de formación de Vaca Muerta en Neuquén con la inclusión y participación de otros productores activos en esa formación. Nótese que para ello se requiere aumentar radicalmente el esfuerzo de explotación respecto de la actualidad con la ejecución de un total de 140 pozos por año para el período 2013-2017 y 280 pozos anuales en el período 2018-2020.

El monto de inversión acumulado en el período 2013-2020 se estima en, como mínimo, USD 17.600 millones. Vale aclarar asimismo, como incentivo al desarrollo del *shale gas*, que su costo se presume en el rango entre 8-10 USD/MMBTU, y que aunque supera al del gas obtenido de *Tight gas* (entre 4-6 USD/MMBTU), está bien

Cuadro 2.3: Requerimiento de esfuerzos físicos y de capital para la E&P de gas no convencional

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2013 - 2020
Número de nuevos pozos no convencionales por año		140	140	140	140	140	280	280	280	1.540
CAPEX		1.600	1.600	1.600	1.600	1.600	3.200	3.200	3.200	11.007 VA CAPEX
17.600 SUMA CAPEX										
Producción de gas no convencional – MM m ³ -día	10.0	15.0	22.4	33.6	37.2	41.2	45.7	50.0	56.0	
Producción de gas convencional – MM m ³ -día	80.8	77.2	73.8	70.5	67.4	64.4	61.6	58.9	56.3	
Var (%) 2012-2020										
Prod. nacional – sin desarrollo gas no convencional 2013 - 2020	90.8	87.2	83.8	80.5	77.4	74.4	71.6	68.9	66.3	-27%
Prod. nacional – con 1º desarrollo gas no convencional 2013 - 2020	90.8	92.2	96.2	104.1	104.6	105.6	107.2	109.4	112.3	24%

Fuente: Elaboración propia en base a estimaciones propias.

por debajo del costo de importación de GNL o Bolivia (17 y 13 USD/MMBTU, respectivamente).

Un hecho no menor, es que dada la capacidad ociosa actual de los gasoductos desde la cuenca Neuquina (70%) y la declinación del gas convencional en dicha cuenca, no se requerirán a futuro expansiones para transportar el *shale gas* pronosticado para el período (de aproximadamente 56 MM m³/día al 2020).

México

En febrero de 2012 la Secretaría de Energía del Gobierno Nacional de México, dio a conocer el documento Estrategia Nacional de Energía 2012-2026 (ENE 2012-26) que delinea el rumbo del sector energético de dicho país con un horizonte de 15 años. En el año 2013 se publicó el documento Estrategia Nacional de Energía 2013-2027 (ENE 2013-27) que identifica diversos objetivos y temas estratégicos. A diferencia del documento anterior, éste último no efectúa proyecciones de las variables energéticas fundamentales sino que se limita a identificar aspectos a tener en cuenta para la gestión de la política energética.

El ENE 2012-26 había identificado las siguientes proyecciones para las variables fundamentales del sector de gas natural:

- Plantea que esta fuente de energía aumentará su participación en la producción de energía primaria, desde el 25% actual al 31% al 2026, para lo cual prevé un fuerte impulso y crecimiento de la explotación del gas no convencional (*shale gas*) que se estima representará en 2025 el 28% de la oferta de gas nacional (aproximadamente 87 millones m³/día sobre un total de 305,3 millones m³-día).
- Dado que bajo este escenario la oferta doméstica crecerá a mayor tasa que la demanda (3,4% vs 2,8%), se estima que los volúmenes de importación caerán en el período. El escenario ENE considera que el *shale gas* pasa de 5,7 millones m³/día en 2016 hasta 87 millones m³/día en 2025 mediante el aporte de la producción en el *play* de Eagle Ford y de un *play* adicional, La Casita.
- La mayor disponibilidad de oferta de gas plantea la necesidad de ampliar la infraestructura de gas, lo que implicará un incremento de 38% en la red de transporte actual con inversiones asociadas que ascienden a USD 8.067 millones. La capacidad de transporte se incrementará en 77 MM m³/día alcanzando los 221,8 millones m³/día al 2026. Por su parte se espera que la red de distribución se incremente 125% totalizando 101.960 Km en 2026. Con ello se logrará una cobertura del 81% de las entidades del país (lograr que más de 4 millones de usuarios tengan acceso a este combustible)⁴.

4. La estrategia integral para el desarrollo de los gasoductos está sustentada en dos ejes: 1) desarrollo de nueva infraestructura con apoyo de recursos públicos y privados, 2) apertura de nuevos mercados alejados de la red actual de gasoductos.

Nuevamente el *shale gas* es un tema de agenda en la política energética de México. El informe del EIA de 2013 actualizó los recursos potenciales de *shale gas* para México y los situó en 545 TCF, siendo el sexto país en importancia a nivel mundial, en particular se revisó a la baja la estimación de recursos para el *play* Eagle Ford Shale en la cuenca Burgos gracias a nueva información geológica sobre el *play*, reduciéndose de 454 TCF a 343 TCF lo que explica en buena parte la caída desde los 681 TCF del informe del EIA del año 2011.

En octubre de 2012 la SENER generó nueva información en relación a la producción de *shale gas* y sus proyecciones. En su visión el *shale gas* podría generar un superávit en la balanza comercial de gas a partir de 2019 y llegando a los 156 millones m³/día de producción en 2025 (prácticamente 40% de la producción total del país). No obstante, las autoridades son conscientes de la incertidumbre que existe al respecto de las posibilidades de desarrollo.

A la evaluación de la EIA de 2011 y 2013 se debe agregar los estudios efectuados por PEMEX plasmados en los informes de ENE 2012 y ENE 2013. En ENE 2012 se presenta un potencial de entre 150–459 TCF, mientras que en ENE 2013 se efectúan hipótesis sobre la base de un potencial de 300 TCF. En este último se explicita la idea de que el *shale gas* solo puede ser una realidad en el largo plazo y se puntualizan las dudas sobre los impactos ambientales del método de explotación.

Para dimensionar el estado incipiente de la producción no convencional, en febrero de 2011 PEMEX obtuvo la primera producción de *shale gas* en el *play* Eagle Ford, pero solamente en la actualidad se encuentran produciendo dos pozos. Diversos consultores hacen explícita la idea que para que sea una realidad la producción de *shale gas* se requiere un cambio en el funcionamiento del mercado de hidrocarburos que de paso al sector privado para que pueda tener participación. A su vez, la referencia en México para el precio interno es tomando la cotización del Henry Hub el cual se ha presentado muy volátil en los últimos tiempos y particularmente en niveles muy bajos que no generan los incentivos suficientes para la mayor exploración de no convencionales en México.

Colombia

Las reservas probadas de gas natural acompañaron el crecimiento del consumo y producción y en 2012, se situaron en un ratio de 12,9 años, nivel superior al de dos grandes consumidores de gas natural de la región: Argentina y México (8,5 y 6,2 años, respectivamente). De las reservas probadas, que alcanzan los 5,5 TCF, en Colombia la mayor parte están concentradas en los campos de Guajira (38%) y Cusiana (34%) y una porción menor en Creciente (9%) y Gibraltar (2%).

Según información de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) en las próximas dos décadas se esperan adiciones del orden de 6,2 TCF de reservas, de las cuales 2 TCF corresponderán a gas no convencional (1 TCF de *shale gas*, 1 TCF de CBM) mientras que buena parte provendrá de yacimientos convencionales (3 TCF); se proyecta 1,2 TCF adicionales de nuevos desarrollos (sin definir). Un hecho a destacar es que hacia fines de esta década se esperaría que comiencen en producción pozos *offshore* en la Costa Atlántica que revertirán la caída en la curva de producción.

Con la demanda de gas natural proyectada creciendo fuertemente en los sectores industriales y refinería, mientras que el sector de generación permanece con consumo de gas relativamente estable, el gas residencial continúa creciendo a su tasa vegetativa y si bien se producen conversiones a GNV en el consumo total el gas vehicular no gana mucha participación, y las exportaciones a Venezuela finalizando en 2014, se espera que a partir de 2018 exista un déficit de abastecimiento si no se efectúan nuevas incorporaciones de oferta de gas natural.

Con ello, las autoridades energéticas manejan, a fin de cubrir la brecha, diversas alternativas entre las que se encuentran incorporar recursos no convencionales (objetivo de mediano plazo), importaciones desde Venezuela (mediano plazo) y establecer plantas de regasificación para la importación de GNL en la Costa Atlántica (corto plazo).

El país avanzó en el último año en la regulación para organizar un mercado de gas natural importado, permitiendo específicamente que, bajo ciertas condiciones, los generadores térmicos se agrupen y adquieran y generen en conjunto la infraestructura de provisión, regasificación y comercialización de GNL.

Con el Plan Nacional de Desarrollo 2010-2014 y el Decreto 2100 de 2011 del Ministerio de Minas y Energía de Colombia se deja establecido que el Gobierno Nacional deberá establecer políticas para asegurar el abastecimiento en el mediano plazo y la confiabilidad del servicio de gas natural. Es así que se implementan como estrategias: 1) promover la exploración y la explotación de gas natural, mediante la liberación de las exportaciones, 2) promover la importación de gas natural para garantizar el abastecimiento interno para el período 2014-2017.

En este marco comienzan a analizarse alternativas para la importación de gas natural y, en particular, el ingreso de GNL al país, aparecieron diversos proyectos promocionados desde diversos organismos del Gobierno. A junio de 2013 no se ha aprobado ningún proyecto de este tipo.

La UPME considera en su estudio “Plan de Abastecimiento Para el Suministro y Transporte de Gas Natural” dos escenarios de importación de GNL a partir de instalaciones de regasificación en la Costa Atlántica y en la Costa Pacífica. Más recientemente, no obstante, se ha avanzado también en la posibilidad de exportar gas natural de cuencas marítimas.

Es así que uno de los proyectos actualmente en construcción plantea un concepto innovador no solo a nivel regional sino también en el mundo, y se relaciona con la ubicación de una terminal flotante de licuefacción y regasificación –*Floating, Liquefaction, Regasification and Storage Unit* (FLRSU)– en la costa atlántica de Colombia, a 100 Km de Cartagena.

Este proyecto está gestionado por Pacific Rubiales que encargó el diseño del buque a la compañía EXMAR, y cuenta con las siguientes características: a) posibilidad de licuar gas natural producido por Pacific Rubiales a bordo con capacidad aproximada de 2 millones m³/día (alrededor de 500.000 toneladas de GNL anuales), para lo cual se construirá un gasoducto de 88 Km para transportar el gas natural desde la cuenca La Creciente hacia la FLRSU; b) el proyecto tendrá un tanque a bordo para almacenar 14.000 m³ de GNL y otro tanque flotante de 140.000 m³; c) podrá regasificar hasta 14 MM m³/día de sus tanques y/o por trasvase; d) contará con la posibilidad de exportar GNL mediante dos barcazas hacia países del Caribe

o América Central, y fundamentalmente e) en época de sequía y/o meteoros como El Niño, puede amarrar un metanero y regasificar para el mercado colombiano. El proyecto estará operativo a fines de 2014.

Brasil

El Ministerio de Minas y Energía, responsable de la coordinación del planeamiento energético nacional y de la implementación de las políticas energéticas, presentó en Enero de 2013 el Plano Decenal de Expansión de Energía –PDE 2021, el cual incorpora una visión integrada de la expansión de la demanda y de la oferta de recursos energéticos para un horizonte de 10 años.

En dicho plan el gas natural como consumo final energético pasa de representar el 7,5% en 2012 hasta el 8,1% en 2021, lo que significa un crecimiento anual del 5,7% en el consumo primario de gas natural frente al 4,7% anual del consumo energético primario total. En relación a las cifras exhibidas en los informes PDE 2020 se observa una caída en la evolución de la demanda de energía primera, mientras que el gas natural mantiene su dinámica.

En volúmenes, el estudio observa que, excluyendo el consumo de gas como materia prima, por ejemplo generación térmica, unidades de refinería, gas para producción de fertilizantes, entre otros, el consumo pasa de 40,9 millones m³/día en 2012 a 65,4 millones m³/día en 2021, con un fuerte incremento en las regiones más postergadas en el consumo del fluido como la región Norte y Centro-Oeste. Estas proyecciones de consumo doméstico (excluyendo consumo de generación térmica) significan una importante caída en relación a informes anteriores: por ejemplo para 2020 el PDE 2020 pronosticaba un consumo de 69,6 millones m³/día mientras que el PDE 2021 lo ubica en torno a 62,8 millones m³/día. Las diferencias se explican por aspectos metodológicos pero también por la perspectiva de menor crecimiento económico.

Si se agrega el consumo de gas natural como materia prima el consumo promedio actual de 71,9 millones m³/día verificado en 2012 asciende a 138,6 millones m³/día en 2021, con picos de consumo de 107,3 millones m³/día y 186,3 millones m³/día, respectivamente. Se espera un fuerte crecimiento del consumo de gas natural como materia prima en refinerías, producción de fertilizantes y para la producción de energía eléctrica, mientras que la penetración en los consumos residenciales aún será muy baja.

El escenario de oferta muestra que la producción doméstica de gas natural continuará creciendo, no obstante se continuará requiriendo de suministros externos de gas natural vía importación de gasoducto desde Bolivia y también vía GNL. En relación a este último punto se espera que a partir de 2014 sean tres los terminales de regasificación de GNL en funcionamiento en Brasil, una vez que en la región Sudeste se habilite la terminal de Bahía con capacidad de 14 millones m³/día.

De esta manera en el actual escenario de oferta se mantiene la oferta del gas Bolivia en 31,5 millones m³/día al menos hasta 2021 e incluye hasta un pico de 40 millones m³/día de gas natural proveniente de GNL regasificado aproximadamente.

Otro tema relevante, en el cual que ha habido avances, tiene que ver con el desarrollo del emprendimiento Floating Liquefied Natural Gas (FLNG)⁵, proyecto que tiene como objetivo poner a disposición del mercado gas natural del pre-sal de Santos. La capacidad de procesamiento de la FLNG se proyecta en 14 millones m³/día de gas asociado. En diciembre de 2011 Petrobras invitó a tres consorcios para evaluar propuestas de EPC (Engineering, procurement and Construction Contracts) para el proyecto de FLNG. La mejor propuesta presentada correspondió al Joint Venture conformado por Technip, Modec International y JGC, con una inversión de USD 3.800 millones. La decisión final para contratar la ejecución del proyecto y tomar la decisión final de inversión (FID –Final Investment Decision) aún no ha sido tomada por Petrobras y sus socios (BG Group, Repsol y Galp Energy), pero se descuenta la ejecución del proyecto. El inicio de la operación del FLNG se prevé para el año 2016.

Respecto al desarrollo de infraestructura de transporte, vale notar que entre 2005 y 2011 se incrementó en más del 70% la capacidad de transporte, finalizando las obras para integrar todo el territorio nacional por un total de USD 15.000 millones. En el PDE 2021, se prevé una planificación de la infraestructura a partir de los requerimientos en el pico, totalizando inversiones en gasoductos por USD 820 millones, más terminal de regasificación de Bahía por USD 480 millones, y unidades de procesamiento de gas natural por USD 2.800 (no incluye unidad de licuefacción de gas natural en el pre sal) para los próximos 10 años.

Perú

El Ministerio de Energía y Minas tiene como objetivo de política de estado elaborar los lineamientos para la elaboración de una Nueva Matriz Energética Sostenible y Evaluación Ambiental Estratégica, como instrumentos de Planificación para el período 2011-2040. En ese sentido en el mes de enero de 2012 se publicaron los resultados de un estudio de consultoría que sirve de base para la propuesta a realizar por el Gobierno. En dicho estudio se planteó que el Gas en la oferta interna bruta de energía secundaria pasará del 9,5% de 2010 a 25,7% en 2040. El denominado plan de acceso al gas natural supone la ampliación del gasoducto existente de Camisea a Lima y la construcción de nuevos gasoductos (al Norte y Sur del país) con una inversión total de USD 6.600 millones, lo que supone ampliar la capacidad de transporte actual en 43 millones m³-día en los puntos de inyección en los campos de producción de Camisea. Hasta que los gasoductos se construyan y puedan abastecer a los nuevos mercados, se desarrollarán sistemas de distribución de gas en varias ciudades a ser abastecidas mediante gasoductos virtuales que llevarán GNL o gas natural comprimido (GNC) mediante transporte por camión.

Para ello el Gobierno, a través de Proinversión, lanzó en junio de 2012, la licitación para el diseño, financiación, construcción, operación y mantenimiento de varios proyectos de distribución (zona norte, sur medio y sur costa). Los adjudic

5. El concepto del FLNG consiste en tratar y licuar el gas en una estructura flotante off shore, en lugar de instalar gasoductos conectados desde la producción a una planta de procesamiento en tierra.

catarios se comprometerán a realizar el transporte del GNL o GNC hasta el límite de las ciudades establecidas, para la regasificación y distribución por ductos de gas natural. En julio de 2013 el Gobierno adjudicó concesiones al sector privado en las siguientes regiones:

- Concesión Norte, otorgada al consorcio Promigas – Surtigas de Colombia: abarca las regiones Áncash, La Libertad, Lambayeque y Cajamarca, y el compromiso del concesionario es instalar redes de ductos para atender el sector doméstico en las ciudades de Chimbote, Huaraz, Trujillo, Pacasmayo, Cajamarca, Chiclayo y Lambayeque.
- Concesión Suroeste, otorgada a la empresa Gas Natural Internacional de España: comprende las ciudades de Arequipa, Moquegua, Ilo y Tacna.
- Concesión Sur, otorgada a Graña y Montero hacia diez ciudades altoandinas: Abancay, Andahuaylas, Huamanga, Huanta, Huancavelica, Huancayo, Jauja, Cusco, Puno y Juliaca.

Finalmente, el Gobierno anunció en agosto de 2013 que entre fines de 2013 y el primer trimestre de 2014 se lanzará el concurso del Gasoducto Sur Peruano. El proyecto que abastecerá las regiones sur y suroeste vendrá acompañado del complejo petroquímico en el sur del país.

Venezuela

Actualmente las inversiones proyectadas en el sector gas del país están centradas en proyectos de exportación de GNL y en la gasificación nacional mediante el Plan Especial de Construcción de Gasoductos.

El objetivo del proyecto GNL se encuentra inmerso dentro del Desarrollo Gasífero Delta Oriental (GDCO). Durante 2011 y por resolución de la Junta Directiva de Petróleos de Venezuela (PDVSA), se consideró solo la implantación de un tren de licuefacción para la exportación de 4,7 millones Ton/año, en lugar del proyecto original de tres trenes que totalizaban 14,1 millones Ton/año. El proyecto que se prevé ahora estará operativo a partir de 2015 y obtiene GNL a partir del gas natural (800 MMPCD) proveniente de las áreas de producción Costa Afuera de la Región Oriental (Plataforma Deltana bloque 2 –Mejillones – Río Caribe)

Adicionalmente, el Plan Especial de Construcción de Gasoductos para la Gasificación del país implica una inversión de USD 6.525 millones, a través de la implementación de los siguientes proyectos:

- Gas Anaco: tiene como objetivo la construcción de cinco centros operativos con capacidad para recolectar, comprimir y transferir una producción de 2.559 MMPCD de gas de los campos San Joaquín, Santa Rosa y Zapato Mata R, Santa Ana y Aguasay. La inversión estimada es de USD 2.741 millones.
- Gas Santo Tomás: consiste en la construcción de la infraestructura de superficie para un potencial máximo de 600 MMPCD de gas. El costo aproximado es de USD 1.400 millones.

- Interconexión Centro Oriente-Occidente: tiene como objetivo conectar los sistemas de transmisión de la región este y central del país (Anzoátegui y Lara) con el sistema oeste (Zulia y Falcón). La inversión es de USD 891 millones.
- Sistema Nor Oriental de Gas (SINORGAS): tiene previsto la construcción de ductos para transportar volúmenes costa afuera en la región nororiental del país desde Gúiria hasta los centros de consumo en los estados de Sucre, Nueva Esparta y Norte de los estados de Anzoátegui y Monagas. El costo estimado del proyecto es de USD 2.162 millones.

Bolivia

La operación de la planta de amoníaco y urea que forma del proyecto nacional de industrialización del gas entrará en operación en 2015. La empresa coreana Samsung Engineering se adjudicó en agosto de 2012 la construcción de las dos plantas licitadas por YPFB que estarán ubicadas en Bulo Bulo, en el departamento de Cochabamba. Se estima que las plantas tendrán una capacidad de producción de 650.000 toneladas anuales de urea y 400.000 toneladas anuales de amoníaco.

El proyecto de industrialización del gas también incluye otros proyectos: Licuables (Madrejones y Río Grande), una Planta de Polietileno (Gran Chaco) y una Planta de GTL. En ese sentido, se prevé industrializar el gas que exporta a Brasil y Argentina desde el primer semestre de 2013, en las dos plantas de separación (Santa Cruz y Yacuiba, ya se encuentran operativas) que permitirán separar diferentes tipos derivados del gas⁶. También existe otro proyecto de YPFB de licuables en el Gran Chaco⁷, ubicada en Yacuiba-Tarija y que se prevé esté en funcionamiento en el segundo semestre de 2014. A partir de construcción de esta planta separadora se obtendrá una materia prima importante que es el etanol, para otro proyecto que es el etileno-polietileno.

Todos estos proyectos de industrialización totalizan 16 millones m³/día al 2025, lo cual impulsará el consumo interno del gas en el país que alcanzará en 2025, 37 millones m³/día según las estimaciones oficiales de YPFB.

Por otra parte, es de notar que los volúmenes exportados hacia Argentina han crecido en 2012 producto de la incorporación de gas adicional producido en los campos de Margarita y Huacaya en el bloque Caipipendi, el cual triplicó su producción desde mayo de 2012 de 3 a 9 millones m³/día. Además ese volumen seguirá aumentando hasta los 14 millones m³/día desde el año 2014. Dado los excedentes de producción que se vienen produciendo desde mediados de este año, como consecuencia de la caída de la demanda desde Brasil y el aumento de la capacidad de producción de Bolivia antes citada, las empresas estatales de Bolivia (YPFB) y Argentina (Enarsa) firmaron en julio de 2012 un acuerdo de

6. La Planta de Separación de Líquidos de Río Grande procesará un caudal de gas rico de 5,6 millones m³/día y producirá 361 Ton-día de GLP, 350 BPD de gasolina estabilizada y 195 BPD de gasolina rica en pentanos.

7. La Planta Gran Chaco procesará un caudal máximo de 32 millones m³-día de gas rico y producirá 2.247 TMD de GLP, 1.656 BPD de gasolina estabilizada, 1.044 BPD de isopentano y 3.144 TMD de etano.

compra-venta que permite a Bolivia vender el excedente al mercado argentino, siempre que tenga disponibilidad y exista capacidad de transporte. El volumen de este contrato puede ir hasta 2,7 millones m³/día en 2012 y hasta 3,3 millones m³/día en 2013.

Con relación al volumen exportado hacia Brasil, ya se mencionó que es intención de las autoridades brasileras continuar comprando el gas boliviano más allá del plazo de término del contrato actual (2019). Por lo que en las proyecciones de este documento hasta 2025 se asume que éste es el escenario más probable.

Durante 2013 cobró fuerza la idea que el gobierno otorgue nuevos incentivos dirigidos a incrementar el nivel de reservas de hidrocarburos, en consonancia con la necesidad de cumplir los compromisos detallados más arriba. El conjunto de medidas tendrá carácter de ley de manera que se garantice estabilidad jurídica, siendo un incentivo tanto a la producción de gas como a la producción de condensado, y por otro lado al descubrimiento de nuevas reservas. Dichos incentivos se destinarán solo para los nuevos contratos.

Una primera señal se otorgó en abril de 2012 cuando el Gobierno aprobó un decreto para establecer “Incentivos a la Producción de Hidrocarburos” a través de la emisión de un instrumento de crédito fiscal emitido por el Tesoro General de la Nación. En líneas generales, la disposición establece incentivos a la producción de gas natural en campos marginales y/o pequeños, y a la producción de petróleo para promover la exploración y reducir las importaciones de derivados de este producto, fundamentalmente de diesel y gasolina.

Finalmente, es importante mencionar que del Plan de Inversiones de YPF se desprende que de los USD 2.243 millones que la petrolera estatal invertirá durante 2013, un monto de USD 286 millones se destinará a labores de exploración.

Trinidad y Tobago

Se mantiene el proyecto que construye y pone en operación en 2016 otro tren de GNL de 3,2 millones de toneladas anuales y que se agrega a la capacidad actual de licuefacción de 15,2 millones de toneladas anuales.

Trinidad y Tobago es el proveedor más grande de GNL de Estados Unidos y el único proveedor de GNL de Puerto Rico y República Dominicana. El gobierno de Trinidad y Tobago se encuentra evaluando diversos proyectos para incrementar la capacidad de licuefacción, no obstante mantienen ciertos niveles de incertidumbre en torno a la disponibilidad de las reservas de gas natural que viabilicen los proyectos.

Chile

En enero de 2013 se produjo una fuerte baja en los precios del GNL que llega a la terminal de regasificación de Quintero. En dicho mes la generadora Endesa pagó aproximadamente 4 USD/MMBTU frente a los 14 USD/MMBTU que abonaba hasta diciembre de 2012. Esto fue producto de la entrada en vigencia de una cláusula del contrato de suministro que Endesa tiene con British Gas (BG), en donde los precios de importación del GNL se indexan a Henry Hub, previamente fijados por el índice del crudo Brent. Esto condujo a la renegociación del contrato entre ambas partes

y en junio de 2013 ambas compañías llegaron a un acuerdo. Fuentes del mercado sostienen que en el acuerdo se establece que la firma eléctrica adquiera el GNL a un valor cercano a los 8 USD/MMBTU. A su vez, el convenio contempla una mayor flexibilidad en la llegada de los barcos y la adquisición del GNL que trae BG a la planta de regasificación de Quintero. Esto último posibilitará a Endesa prescindir del gas, si lo requiere, en caso de aumentar la generación hidroeléctrica o elevar las compras del hidrocarburo si debe aumentar su producción de energía. Es importante destacar el menor precio de compra de gas que ahora posee Endesa en relación con sus socios en el terminal de Quintero: la distribuidora de gas Metrogas y la petrolera ENAP llegaron a un acuerdo con BG a fines de 2012, estableciendo un precio cercano a los 10 USD/MMBTU.

Por otro lado, desde inicios del año se están produciendo cambios accionarios y operativos en la terminal de regasificación de GNL en Mejillones. La propiedad del terminal es en un 63% propiedad de GDF SUEZ y en un 37% de CODELCO que conforman GNL Mejillones (GNLM). El modelo de negocio implementado hasta el año 2012 por GNLM era la venta integral de gas natural, en tanto que para el año 2013 en adelante, el modelo de negocio cambia a ser un prestador de servicios de regasificación, almacenamiento, uso de instalaciones y servicios asociados del terminal.

Adicionalmente existen varias iniciativas privadas, todas a nivel de estudio, con proyectos de desarrollo de FSRU. Para citar algunos casos: 1) Gas Atacama está estudiando instalar una FSRU (Floating Storage Gasification Unit en la bahía de Mejillones, 2) la empresa eléctrica Colbún tiene un proyecto para desarrollar una terminal de LNG en Laguna Verde, V Región, 3) Methanex en conjunto con ENAP también ha estado estudiando la posibilidad de una FSRU en Cabo Negro, XII Región, para manejar los procesos más críticos de suministro a su planta de Metanol.

Países importadores de gas

Un importante grupo de países de ALC tiene, en diverso grado de avance, planes de incorporación del gas natural a su matriz mediante la importación y regasificación de GNL. A continuación se hará referencia al estado de los proyectos de regasificación en Uruguay, Panamá, El Salvador y Costa Rica, y también una breve referencia a países que cuentan desde hace varios años con infraestructura para la importación de GNL, pero son importadores pequeños como Puerto Rico y República Dominicana.

En mayo de 2013 el directorio de Gas Sayago, empresa integrada por las estatales UTE y ANCAP, adjudicó a GDF Suez la construcción y operación de la terminal de regasificación a instalarse mar adentro en la zona de Punta Sayago, al oeste de Montevideo que se denominará GNL del Plata. La propuesta presentada por GDF Suez se compromete a producir hasta 10 millones m³/día en una unidad de regasificación flotante, realizar las obras de una escollera de piedra y hormigón de 1.500 metros de largo, y contar con una unidad de almacenamiento flotante de 263.000 m³. La oferta estipula que la terminal deberá comenzar a operar en marzo de 2015. La totalidad de las obras se completará en abril de 2016. Los costos del proyecto según los distintos componentes son los siguientes:

- Escollera y muelles de atraque de barcos (almacenamiento, remolcador, servicios), incluidos los trabajos de dragado necesarios para su implantación. El canon correspondiente a este rubro es de USD 7 millones por mes. Estos activos se pagan en 15 años y son transferidos al Estado uruguayo al finalizar el contrato.
- Alquiler de un buque tanque regasificador, durante 20 años, que origina un canon mensual de aproximadamente USD 5 millones.
- Servicios de regasificación, operación y mantenimiento de las instalaciones, durante 20 años. Este canon asciende a USD 2 millones mensuales y es el único elemento que se indexa anualmente.

Los costos acumulados para el total de los elementos que conforman el proyecto GNL del Plata, hasta el 2026, se estiman en USD 1.125 millones, lo que se define como la inversión.

En Centroamérica, países como Panamá, Costa Rica y El Salvador han estado evaluando diversos proyectos para la instalación de plantas de regasificación de GNL con destino a las centrales de generación térmica. El hecho que Colombia se posicione como un potencial exportador de GNL y un proveedor estratégico, podría acelerar la instauración de estos proyectos en esta región. Los países centroamericanos, aunque con diversa intensidad, enfrentan serias restricciones por el elevado precio de la electricidad y por la necesidad de diversificar sus matrices de generación eléctrica. De allí que han llevado adelante un proyecto de integración eléctrica (Sistema Eléctrico para América Central -SIEPAC-) a fin de garantizar la seguridad energética y explorar la posibilidad de intercambios que permitan reducir los costos de generación eléctrica.

En 2011, el Gobierno de Panamá formalizó las negociaciones con las firmas Repsol y la nacional CNG Clean Energy para llevar adelante el proyecto de introducción del gas natural a Panamá. Según dicho acuerdo, la primera fase consiste en la construcción de instalaciones de regasificación de GNL, su almacenamiento en un buque especial a ser fondeado en la zona de Bahía de las Minas, en la costa caribeña, y en un área muy próxima a la ubicación del complejo de centrales de generación que operan en esa zona con derivados de petróleo y con carbón.

El costo estimado del proyecto es de USD 250 millones y se espera que pueda entrar en servicio en el primer trimestre de 2014 aportando un volumen inicial de gas natural de 1,1 millones m³/día. Este volumen de gas inicial es suficiente para alimentar una capacidad de generación eléctrica de 500 MW, es decir un 40% de la demanda máxima del país y contribuir con un 30 a 35 % del consumo eléctrico promedio anual del país, y poder así alcanzar a mediano plazo ahorros anuales para el país del orden de USD 400 a 500 millones. A su vez, su cercanía a Trinidad y Tobago también constituye un activo estratégico, por cuanto recientemente ambos países celebraron un acuerdo energético que permite a Panamá comprar gas natural desde la nación caribeña sin intermediarios.

A pedido de la Refinadora Costarricense de Petróleo (RECOPE), se publicó en 2012 un estudio⁸ que evaluó de una manera integral la posibilidad de inserción del

8. "Perspectiva sobre el potencial de uso del gas natural en Costa Rica", SNC Lavalin y EnerChemTek Inc. Marzo 2012.

GNL en Costa Rica, destacando aspectos técnicos, económicos y ambientales del proyecto, como también así un detalle del desarrollo en el tiempo de los diversos segmentos de la cadena de valor, en un horizonte de largo. Este estudio constituye una parte de las actividades llevadas a cabo para evaluar la prefactibilidad del proyecto, y no se tienen mayores precisiones de avances al respecto.

En El Salvador, por su parte, recientemente y luego de un período de seis años en el que se evaluó la posibilidad de generar un proyecto de regasificación de GNL similar al de Puerto Rico (es decir terminal de regasificación más una planta de ciclo combinado para abastecer con el gas regasificado), el gobierno decidió finalmente suspenderlo. Años atrás, el país ya había generado un marco regulatorio para anticipar la llegada del gas natural.

Puerto Rico y República Dominicana tienen una larga tradición como importadores de GNL y su regasificación para su uso en centrales de generación térmica. Desde 2000 el primero y 2003 el segundo, ambos países han modificado su matriz energética a partir de la inserción del gas natural. Ambos países importan el GNL exclusivamente de Trinidad y Tobago, y mantienen contratos de largo plazo para la provisión del fluido.

La expansión del GNL y consecuentemente del gas natural en Puerto Rico se encuentra supeditada a las autorizaciones que emanen de la *Federal Energy Regulatory Commission* de Estados Unidos (FERC). Actualmente se está avanzando sobre un proyecto de instalación de una central de ciclo combinado anexa a una nueva terminal flotante para la importación y regasificación de GNL (FSRU) en el Puerto de Aguirre.

República Dominicana continúa con los proyectos vinculados a la expansión de sus gasoductos virtuales mediante un rol preponderante del sector privado y también introduciendo cambios tecnológicos en su sector generador: a fines de 2012 inauguró una central flotante de ciclo combinado sobre la costa marítima de 110 MW de potencia abastecida con gas, entre otros combustibles, siendo una de las primeras usinas flotantes en el continente. Está localizada sobre el mar en un predio lindero al buque regasificador de GNL y fue montada por la firma Wärstila.

ALGUNAS NOVEDADES RELEVANTES EN EL MUNDO

Impacto económico de las exportaciones de GNL de Estados Unidos

En mayo de 2013 se publicó el informe “U.S. LNG Exports: Impacts on Energy Markets and the Economy” efectuado por la consultora ICF International, el cual pretende realizar una evaluación de los impactos económicos esperados de largo plazo cuando Estados Unidos dé comienzo a la exportación de LNG. La posibilidad que ello suceda se debe a la abundancia del gas natural en dicho país debido a la irrupción del *shale gas* en la economía. Este hecho es muy esperado por los productores de gas natural en Estados Unidos pues se espera que permitirá incrementar el precio que reciben por el gas natural el cual en los últimos tiempos se vio deprimido por la abundancia del recurso. No solo en Estados Unidos hay un gran interés de que ello suceda, previéndose para 2016 la primera exportación de GNL, sino que también varios países importadores de GNL en ALC con la expectativa que ello deprima los precios del GNL.

El informe referido muestra distintos escenarios para una serie de impactos esperados de largo plazo de la iniciativa, que se pueden agrupar de la siguiente manera:

- Escenarios de exportación de GNL: el estudio presenta tres escenarios, uno de exportaciones de hasta 4.000 millones PCD (base case o escenario base), otro hasta 8.000 millones PCD (*middle exports case* o escenario de media) y uno de máxima en el que se exporta hasta 16.000 millones PCD (high exports case o escenario de máxima). El escenario base representa el 13% de las exportaciones actuales de GNL en el mundo, el escenario de media un 25% y el de máxima un 50%. Si se compara con las importaciones actuales de GNL de ALC, solo el escenario base es el doble de lo que importa la región actualmente. Los volúmenes de exportación de GNL representarán entre un 12% a 28% de los nuevos contratos de GNL que se efectuarán hasta 2025 y de entre 8% a 25% hasta 2035.
- Impactos en la economía de Estados Unidos: solo en el escenario base se espera el aumento de entre 73.100 a 145.100 en el número de empleos (directos e indirectos) entre 2016 y 2035, concentrados principalmente en el sector químico, petroquímico y refinerías. A su vez el cambio que generaría en el PBI de Estados Unidos sería de entre USD 15.600 millones a USD 22.800 millones en el escenario base. Esto incluye la producción adicional de líquidos del gas natural, la mayor producción petroquímica, y todos los efectos multiplicadores de la mayor actividad.
- Finalmente, los impactos esperados en el precio del gas natural son moderados en cualquiera de los tres escenarios. Si se toma un horizonte de largo plazo, el análisis ve que la cotización del Henry Hub, a precios de 2010, se encontraría en el orden de los 5,03 USD/MMBTU en el escenario base hasta 5,73 USD/MMBTU en el escenario de máxima, lo que significa cambios absolutos de 0,32 USD/MMBTU y 1,02 USD/MMBTU en relación al precio del año 2010. Los mayores precios reducirán el consumo doméstico (21%-27%), aumentarán la producción (79-88%) y disminuirán la importación vía gasoductos desde Canadá y México (7%-8%).

Estados Unidos enfrentará considerable competencia en los mercados mundiales, ya que actualmente existen al menos 63 proyectos de exportación de GNL a nivel mundial que suman una capacidad de exportación del orden de los 50.500 PCD. Buena parte de estos proyectos tienen precios FOB del orden de los 9 USD/MMBTU; el precio FOB incluye el costo del gas en boca de pozo, licuefacción y costos asociados a la carga del GNL a los buques para su transporte (es decir el precio FOB no incluye el costo del flete internacional).

El informe puntualiza la alta incertidumbre que existe sobre la evolución esperada del comercio mundial de GNL. Prueba de ello es que espera un aumento en el comercio mundial de GNL en un rango de entre 27.000 a 36.000 MM PCD a 2025 y de 39.000 a 57.000 MM PCD para 2035. Si se contemplan los actuales 37.000 MM PCD a 2035 el volumen total se encontraría entre 76.000-94.000 MM PCD, de manera que Estados Unidos podría representar, entre un 4% o hasta un 21%.

A su vez también se identifican incertidumbres en relación al precio del GNL, y no existe, de hecho, claridad suficiente entre los analistas para prever qué ocurrirá con su precio. Dichas incertidumbres se relacionan con, por ejemplo, lo siguiente:

- Qué porción de los nuevos contratos de largo plazo serán valorizados tomando como base el precio del crudo o de algún combustible derivado vs índices de precios según el área de mercado (por ejemplo, precios de *hub* en Europa) vs precios según área de oferta (por ejemplo, Henry Hub de Estados Unidos). Tradicionalmente, los precios de exportación de GNL están indexados al crudo o productos derivados del crudo (gasoil, *fuel oil*, lo más comunes).
- El nivel de precios: por ejemplo la expectativa es que puede variar entre 70%-85% del valor en MMBTU del *Japanese Crude Cocktail* (JCC). Aún si el GNL continúa indexado a precios de crudo o combustibles la relación puede variar mucho debido a la competencia.
- Cómo los precios variarán en los distintos mercados geográficos: un grupo lo constituye Japón, Corea del Sur y Taiwán vs otros mercados asiáticos vs Europa, por ejemplo.

Los precios recientes de contratos de largo plazo en Asia se han fijado en aproximadamente el 85% del valor del crudo sobre la base del precio expresado en BTU. Debido a la competencia, el estudio sitúa dicha proporción en el largo plazo en alrededor de 76-79%, tomando como referencia el precio en Asia. A un precio del barril de petróleo de USD 95 y asumiendo costos de transporte de Estados Unidos a los centros consumidores de Asia en 2,64 USDs/MMBTU, luego se esperan precios FOB para Estados Unidos del orden de los 9,85-10,32 USD/MMBTU.

Proyectos de licuefacción de gas natural en Australia

Hoy en día la mayor parte de los proyectos de licuefacción de gas natural se encuentran en Medio Oriente, Norte y Oeste de África y en la región comprendida por el Sudeste Asiático y Australia. En particular, en relación a este último país se destaca que tiene una gran cantidad de campos con reservas de gas natural en el offshore y un mercado doméstico de muy bajo consumo, todo lo que se combina para que estos proyectos sean de exportación de gas natural como GNL.

Como en Estados Unidos y Canadá, en Australia existen grandes volúmenes de gas no convencional con proyectos identificados para desarrollar y explotar estos recursos. Australia carece de un mercado doméstico amplio para monetizar sus cuantiosas reservas de CBM y *shale gas*. La baja demanda doméstica se contrapone con un mercado de GNL en expansión en Asia, lo que motiva a los productores a monetizar el gas mediante exportaciones de GNL.

Según la consultora Poten & Partners en el año 2025 la demanda de GNL del mercado de Asia Pacífico será de 280 millones de toneladas anuales de los cuales los nuevos proyectos en Australia serán los que principalmente aportarán, con prácticamente el 30% de la cuota de mercado, mientras que Estados Unidos y Canadá de forma conjunta aportarán casi el 7%, los países del este de África un 4%, y el 59% restante atomizado. En la actualidad Australia aportó en 2012 un total de 17 millones de toneladas de GNL a Japón, Corea del Sur y Taiwán, es decir 23.000 millones

de m³ de gas natural. Esos tres países, sumados a Tailandia, representaron en 2012 el 57% del comercio mundial de GNL.

Frente a países del bloque africano o del Mediterráneo oriental, Australia –al igual que Estados Unidos y Canadá– se presenta como un país atractivo para invertir por cuanto está considerado como un país de bajo riesgo para el inversor.

Un número record de proyectos de GNL se anticipan en Australia para los próximos cinco años, que ubicarán al país como el principal exportador de GNL en el mundo con posterioridad a 2020, superando a Qatar. Se estima que otros 12 proyectos de importante envergadura obtendrán la Financial Investment Decisions (FID).

Esto confirma el crecimiento y consolidación de la industria del GNL con posicionamiento a nivel mundial, permitiendo que países como Australia puedan monetizar sus recursos, aprovechando el alto precio mundial del crudo y sus derivados, para así poner en el mercado una alternativa más económica que por ejemplo el fuel oil o el gasoil tal como lo representa el GNL. A su vez, hay que notar que este potencial energético ha permitido diversificar las regiones proveedoras de energía y actores como Australia, América del Norte y la región del Este Africano pueden ser importantes productores.

Recientemente la compañía petrolera Exxon y la minera australiana BHP Billiton anunciaron la construcción de la mayor planta flotante de GNL del mundo – que controlan ambas de manera asociada– en el campo Scarborough, ubicado mar adentro, a 220 kilómetros de la costa occidental de Australia, en el noroeste del país. El proyecto duplicará la capacidad del ya proyecto de Shell bajo construcción.

El emprendimiento tendrá capacidad suficiente para abastecer la demanda total de GNL de Japón, por ejemplo, que es el máximo consumidor de GNL en el mundo. La capacidad de procesamiento se situará entre 6 y 7 millones de toneladas anuales de GNL, es decir aproximadamente entre 8.200 y 9.500 millones m³ anuales. La plataforma de licuefacción y almacenamiento comenzaría a operar alrededor del período 2020/2021. Este proyecto duplica en capacidad al Prelude, proyecto anunciado por Shell, también localizado en el noroeste australiano que está prevista para ingresar en operaciones en 2017. Dicha planta producirá 3,6 millones de toneladas anuales de GNL.

Comercio mundial del carbón y perspectiva de la energía nuclear

El accidente nuclear de Fukushima en Japón durante 2011 generó un importante impacto en los mercados energéticos mundiales y se espera que tenga un efecto duradero. Entre 2010 y 2012 la producción nuclear en Japón descendió 94% y solo en el último año tuvo una caída de 89%, la mayor verificada a nivel mundial. La decisión del cierre masivo de centrales nucleares en Japón arrastró a la caída en la producción nuclear de otros países como Alemania, Francia, Bélgica, Suecia, Holanda, México y Estados Unidos, entre otros. Como resultado, la producción mundial de energía nuclear cayó 11% entre 2010-2012 luego de haberse expandido en 7% en la década de 2000. La producción de energía nuclear representó en 2012 el 4% del consumo mundial de energía, la menor cuota desde 1984.

Las importaciones japonesas de combustibles fósiles aumentaron como una alternativa para la generación de electricidad, incluyendo un aumento del 27% de las impor-

taciones de GNL en el período 2010-2012. Esto puso presión sobre los precios del gas natural en muchas partes del mundo, incluida Europa, donde los precios aumentaron y provocaron una reducción del consumo de gas natural. Es así que los generadores de energía europeos buscaron combustibles alternativos y algunos países incrementaron el consumo de carbón, como por ejemplo Alemania, Italia, España y Reino Unido. En total, el mundo aumentó el consumo de carbón en 8% entre 2010-2012.

Estados Unidos produce carbón de buena calidad y sus precios fueron afectados por la abundancia de gas natural proveniente de las formaciones de esquisto. Esto hizo que las exportaciones de carbón crecieran en más de un 50% en 2011, por ejemplo. Una parte del carbón se destinó a Europa, desplazando el gas natural por precio, liberando gas natural que se destinó a la generación eléctrica en Japón para reemplazo de la energía nuclear.

El consumo de carbón creció un 2,5% en 2012, muy por debajo de la media del 4,4% de la última década, pero sigue siendo el combustible fósil cuyo consumo más rápido crece. Este menor dinamismo en el último año se encuentra afectado por el aumento del gas natural en Estados Unidos del 4,7%. Por su parte, la producción mundial de carbón creció un 2%, siendo compensada la caída en Estados Unidos (-7,5%) por el crecimiento en China (3,5%) e Indonesia (9%). De esta manera, el carbón alcanzó la mayor cuota de consumo mundial de energía primaria (30%) desde 1970, y a su vez por primera vez en la historia China consume la mayor parte del carbón del mundo (50%).

La matriz energética mundial reflejó en buena medida los hechos anteriores. Si se analiza la participación de las diversas fuentes de energía una década atrás se podrá observar que el crudo representaba el 37% del consumo primario de energía, el carbón el 25%, gas natural 24%, energía nuclear 6% e hidro 6%; mientras que en la actualidad el crudo representa el 33%, el carbón el 30%, el gas natural el 24%, hidro 7%, nuclear 4% y los renovables un 2%.

Dificultades y obstáculos en el sector de gas natural en América Latina y el Caribe

En el presente componente se presentan una serie de análisis de casos de países de ALC en los que queda de manifiesto la diversidad de obstáculos que se presentan para fomentar el mercado de gas natural. En algunos casos, específicamente para Colombia, se presenta la experiencia de cómo ha podido subsanar respetando las políticas de Estado, el marco regulatorio vigente y con mayor participación del sector privado.

La lista de casos presentados no es una lista exhaustiva pero representa un panorama adecuado acerca de cómo los países de la región están tratando el tema de la incorporación o consolidación del gas natural en sus matrices. Esto bajo la premisa que el gas natural es, con el estado tecnológico y de disponibilidad de recursos naturales actual, uno de los energéticos más económicos y limpios y con tecnologías para su aprovechamiento en generación eléctrica (por ejemplo los ciclos combinados), que resultan eficientes y permiten disminuir el costo de producción de energía eléctrica.

A su vez, el gran avance que ha tenido el comercio mundial de GNL hace que el gas natural pueda estar disponible en cualquier latitud, con inversiones relativamente bajas para su regasificación e incorporación a la matriz, y en un lapso reducido.

- La participación privada en Colombia para solución de los problemas de abastecimiento en los sectores eléctricos y de gas natural. Flexibilidad de la regulación del mercado de gas natural para incorporar mecanismos de mercado, gestión y planificación de la oferta y demanda en un marco de precios y tarifas económicas de los servicios.

Colombia, desde hace 20 años, aproximadamente, lleva a cabo la planificación de todo su sector energético, e incluye dentro de la evaluación de las políticas al sector privado. Vale decir, cualquier cambio regulatorio sobre todo en lo vinculado con normas y reglas de juego de los sectores de gas natural y electricidad se encuentra precedido por un período en que el sector privado es consultado sobre dichos cambios previo a que se sea sancionado modificaciones regulatorias.

Esto puede observarse en las recientes modificaciones que impulsó el Gobierno mediante sus órganos regulatorios para permitir el acceso al sector privado como importador de GNL, y así paliar los problemas de abastecimiento que presenta el país en la generación eléctrica durante, por ejemplo, el fenómeno El Niño, que causa restricciones por lo cual se necesita de tener una generación de respaldo. De la misma manera, para promover la incorporación de reservas de gas natural, el Gobierno dio impulso a normas que autorizan a la exportación de gas natural, sujeto al cumplimiento de condiciones de abastecimiento globales del mercado doméstico.

Como un subproducto de todo lo anterior, el proyecto en marcha que puede licuar y regasificar gas natural en alta mar, constituye una verdadera innovación a nivel mundial, atrae capitales extranjeros –gracias también a su buena posición crediticia– y apunta a desarrollar un nicho de mercado en los países centroamericanos y del Caribe que exhiben bajas demandas potenciales de gas natural, pero que les sería muy útil contar con este abastecimiento.

Colombia, como se puntualizó, tiene una larga tradición en la regulación de su mercado de gas natural, como así también en la planificación del abastecimiento de este sector, para lo cual las instituciones de gobierno ponen a disposición de la sociedad civil los diversos pronósticos de oferta y demanda en diversos horizontes de mediano y largo plazo. Ante los problemas de abastecimiento derivados de los fenómenos climáticos que ocasiona El Niño, el país avanzó en generar una regulación específica a fin de organizar un mercado de gas natural importado, permitiendo que bajo ciertas condiciones los generadores térmicos se agrupen y adquieran y generen en conjunto la infraestructura de provisión, regasificación y comercialización de GNL.

El Decreto 2100 de 2011 busca corregir algunos de los problemas identificados en estudios previos sobre el mercado del gas natural en Colombia. Sus principales objetivos son: proveer de manera confiable el gas suficiente para los usuarios, generar recursos para el desarrollo social y generar excedentes para la exportación. Para ello, se establece que los productores y los transportadores tienen la obligación de atender de manera prioritaria la demanda de gas para consumo interno.

Por otra parte, para promover la exploración y explotación de yacimientos, se promoverá la libertad de exportaciones, sin sujeción al procedimiento de comercialización. El Ministerio de Minas y Energía (MME) limitará la libre disposición del gas

para efectos de exportación a los productores, los productores-comercializadores y a exportadores cuando se pueda ver comprometido el abastecimiento de la demanda nacional de gas para consumo interno. Para este efecto, diseñará un indicador que considere, entre otros aspectos, las reservas de gas natural, el comportamiento de la demanda, las exportaciones y las importaciones de gas. En el caso de corresponder y sujeto a la atención prioritaria de la demanda interna, el precio de las exportaciones se determinará libremente entre las partes.

Por último, en cuanto a la comercialización del gas natural, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) debe promover la competencia por el mercado, la formación de precios eficientes mediante procesos que reflejen el costo de oportunidad del recurso, mitigar los efectos de la concentración del mercado, y generar información oportuna y suficiente para los agentes.

Por otra parte, de manera más reciente el gobierno colombiano definió el esquema para la importación de GNL como fuente de generación térmica que sirve de respaldo principalmente en épocas de verano o de sequía intensa, como el fenómeno de El Niño. La reglamentación de la importación de GNL forma parte de una de las actividades contempladas en el Decreto 2100 de 2011, por la cual la CREG viene adelantando los análisis para definir el marco regulatorio para la comercialización de gas natural, el cual debe estar vigente a partir del año 2014.

El artículo 11 del Decreto 2100 dispone que la CREG establecerá mecanismos y procedimientos de comercialización de la producción total disponible para la venta de gas natural como así también las cantidades importadas disponibles para la venta. A su vez, en su artículo 13 se dispone que la CREG debe promover la competencia, propiciar la formación de precios eficientes a través de procesos que reflejen el costo de oportunidad del recurso.

En el artículo 22 se estipula que la comercialización del gas importado con destino al servicio público domiciliario deberá someterse a las mismas disposiciones expedidas por la CREG para la actividad de comercialización del gas de producción nacional. A su vez, dicha resolución considera a los generadores térmicos de electricidad como usuarios no regulados del servicio público domiciliario de gas natural.

En el artículo 23, en relación a la libertad de precios, expresa que el precio del gas natural destinado a la importación o exportación será pactado libremente entre las partes; no obstante, si para realizar los respectivos suministros se utilizan tramos de gasoductos que formen parte del Sistema Nacional de Transporte (SNT), este servicio se remunerará de acuerdo con los cargos aprobados por la CREG.

Según lo dispuesto por el artículo 30 del Decreto 2100 mencionado, la CREG tiene la facultad de implementar los mecanismos para incentivar la importación de gas natural con el fin de promover el abastecimiento de este energético.

La CREG, conforme a las Resoluciones 106, 139 y 182 de 2011, creó los incentivos para que los generadores térmicos a gas natural, respalden sus obligaciones en firme con gas natural importado. En particular, la CREG mediante Resolución 106 define una opción con gas natural importado para respaldar obligaciones de energía firme del cargo por confiabilidad.

Mediante la Resolución 54 de 2012, la CREG hizo público un proyecto de resolución de carácter general por la cual se establecen los criterios de confiabilidad, se

fijan las reglas para la evaluación y la remuneración de los proyectos de inversión en confiabilidad del servicio público de gas natural.

Según los análisis efectuados y contenidos en la Resolución 54 de 2012 de la CREG, se evidenció que es necesario dar incentivos económicos para la prestación del servicio de gas natural importado para el sector de generación térmica, con el objeto de proveer generaciones de seguridad con este combustible. Para facilitar la importación y comercialización del GNL en el mercado nacional, la CREG establecerá a través de un mecanismo de procedimiento de competencia a la entrada, el cual garantice dentro del principio de eficiencia del mercado, un ingreso regulado que asegure a los generadores térmicos contar con los servicios de infraestructura portuaria, para la importación del GNL, su almacenamiento y regasificación para colocarlo en un punto de entrada al SNT a fin de poder proveer las generaciones de seguridad con gas natural importado.

En mayo de 2013 la CREG expidió las Resoluciones 61 y 62, mediante las cuales crea la estructura bajo la cual operarán el modelo y el funcionamiento para el suministro del combustible comprado en el exterior. Este suministro se utilizará para cubrir lo que se denomina “demandas contingentes” del sector de generación térmica. Dice la Resolución 62 que debe entenderse por demandas contingentes de gas del sector térmico a todos aquellos requerimientos de suministro de gas natural, por cualquiera de las siguientes dos causales: i) para ofertar en el Mercado de Energía Mayorista; y ii) por generaciones de seguridad conforme lo establezca el operador del mercado.

El sistema está conformado por tres agentes independientes, que se relacionan entre sí para que el recurso llegue de forma efectiva.

El eje es el grupo de generadores térmicos, que deberán estar legalmente organizados bajo la figura jurídica que consideren pertinente, y respalden sus obligaciones de energía firme con gas natural importado.

Este grupo de generadores, a través de convocatoria pública, contratarán los servicios de un agente de infraestructura (contratos de servicio de la infraestructura de importación), el segundo componente, que será el encargado de facilitar todas las instalaciones físicas, así como de realizar el almacenamiento y regasificación para colocar el gas en un punto de entrada del SNT. Este agente de infraestructura deberá cumplir con los requerimientos de la Agencia Nacional de Infraestructura (órgano dependiente del Ministerio de Transporte), las normas portuarias, y dar cumplimiento a la normativa referente al Reglamento Único de Transporte (RUT). La Resolución 62 es la que regula el ingreso a obtener por el agente de infraestructura en concepto de retribución por el gasto operativo y de capital requerido para llevar a cabo la función de importación de gas natural (en generaciones de seguridad).

El modelo se complementa con el agente comercializador del gas importado mediante un contrato de suministro de gas natural importado, que será una empresa de servicios públicos, creada por los generadores o contratada por estos, y que estará a cargo de hacer las compras de GNL en los mercados internacionales con destino a la atención de la demanda a través del agente de infraestructura. Este comercializador deberá suscribir contratos de suministro con mínimo un agregador reconocido (proveedor), que cuente con amplia experiencia y que registre transacciones por encima de los máximos requerimientos anuales de los generadores térmicos para respaldar

sus obligaciones de energía firme. Este agente deberá cumplir con los mismos requerimientos que se establecen para los comercializadores al momento de su entrada al mercado.

En el Anexo 1 de la Resolución 62 se expone la metodología para definir el ingreso regulado⁹ por la provisión del servicio de gas natural importado para la generación térmica, comentado anteriormente, como así también otros aspectos claves de la operatoria. Se destacan los siguientes puntos:

- Las generaciones de seguridad se proyectarán año por año.
- La UPME debe demostrar la conveniencia de contar con generaciones de seguridad con gas natural importado frente a otros combustibles sustitutos. La UPME establecerá las probables generaciones de seguridad diarias a ser suministradas por cualquiera de las plantas térmicas a gas.
- El ingreso regulado calculado de manera económica y eficiente, se asignará posteriormente a cada uno de los generadores térmicos (véase fórmula en punto 5 del Anexo 1 de la Resolución 62).
- Este ingreso regulado se le pasará posteriormente a la demanda eléctrica.
- Se estipula que el agente comercializador también pueda comercializar libremente contratos firmes de gas natural importado para atención de productores nacionales que lo requieran, como así también a otras centrales térmicas, siempre de conformidad a la regulación establecida por la CREG.
- Obstáculos para acceder a la tecnología de importación de GNL en los países más pequeños. El problema en el caso de países centroamericanos y del Caribe. El caso de Uruguay.

Las importaciones o exportaciones de GNL se efectúan, hoy en día, en todos los continentes, siendo posible la generación eléctrica con base en gas natural en cualquier país del mundo que de otra manera debe efectuarse con carbón o derivados de petróleo. No obstante, el GNL no ha penetrado en todas aquellas economías donde tendría el mayor impacto, es decir, en aquellos países en desarrollo que no poseen hidrocarburos o economías con baja calificación crediticia que no pueden cumplir con los requerimientos para celebrar contratos de largo plazo.

El alto costo de los combustibles derivados del crudo requeridos por las centrales térmicas ha estado llevando a nuevas estructuras y soluciones para que estos pequeños mercados puedan acceder al GNL. El uso principal que se le da al GNL a nivel mundial y en aquellos países que lo importan es para la generación eléctrica. El gas natural puede emplearse en turbinas a gas de mayor eficiencia que el carbón

9. Definición de ingreso regulado según Resolución 62 de la CREG del año 2013: ingreso fijo anual que remunera parte de los costos de inversión, gastos de administración, operación, mantenimiento y los demás relacionados con la infraestructura de importación, almacenamiento, regasificación y conexión al SNT para el suministro de gas natural importado al grupo de generadores térmicos que lo contrató. Infraestructura que debe contar con la capacidad de almacenamiento y regasificación que permitan la disponibilidad del suministro de gas natural importado en las cantidades y oportunidades requeridas en el momento en que se presenten generaciones de seguridad.

o *fuel oil*, con costos de mantenimiento más bajos. Además, comparado con la generación con otros combustibles, el empleo de gas natural genera relativamente menos emisiones contaminantes. Todo esto continuará guiando la expansión del GNL en el futuro, a medida que los países se vuelvan más sensibles a cuestiones ambientales, siempre que persista el *gap* entre los precios en unidades equivalentes del gas en relación a sus competidores derivados del crudo (*fuel oil* y gasoil)

Buena parte de los volúmenes de GNL demandados provienen de países que ya utilizaban gas natural, básicamente en países con economías maduras y algunos también con producción doméstica. Desde mediados de los años 2000 China e India se han convertido en la excepción. México, Argentina, Brasil y Chile, en ALC, han empleado gas natural para generación eléctrica desde hace varios años, de manera que el GNL es un suplemento a la oferta doméstica. En Europa proliferó la construcción de nuevas terminales de regasificación de GNL para respaldar el abastecimiento desde Rusia y del Mar del Norte.

Los países que más necesitan gas natural para generación eléctrica debido al gran impacto negativo que tiene el alto costo de la electricidad proveniente de otros combustibles, son pequeños países sin producción doméstica de hidrocarburos o carbón. Salvo grandes importadores de GNL como Japón, Corea del Sur y Taiwán, que tampoco cuentan con recursos hidrocarbúricos, estas pequeñas economías no tienen el consumo requerido o *rating* crediticio para garantizar la atención de los oferentes de GNL.

Un caso destacado para el presente análisis lo constituye Puerto Rico, país que debe importar todo su combustible. Hace dos décadas, Puerto Rico autorizó al sector privado a proveer buena parte de sus necesidades de generación eléctrica. Con este nuevo marco un ente privado desarrolló un proyecto que constó de una central de ciclo combinado de 530 MW y una terminal para la importación, almacenamiento y regasificación de GNL, que empezó a operar en 2000. Esta planta, llamada EcoEléctrica, fue la primera en el mundo en simultáneamente financiar y construir un complejo de generación eléctrica y una terminal de GNL colindante. EcoEléctrica tiene un contrato de largo plazo de provisión de energía eléctrica y otro de provisión de GNL, ambos con indexadores. Permanece como el único complejo en el mundo que incluye planta de regasificación de GNL y central térmica en ser exitosamente financiado y completado con este mecanismo.

Unos años después, una terminal de regasificación de GNL cercana a una central de ciclo combinado fue construida en República Dominicana, cuyos dueños son AES Dominicana. El proyecto nunca pudo recibir el *Project financing* que esperaban los dueños, debido, en parte, a la pobre historia de pagos que el gobierno de República Dominicana efectuaba a los generadores privados por la electricidad –y también en parte por no tener indexadores. Por ende, el proyecto ha tenido que ser llevado a cabo con los beneficios obtenidos una vez completado y puesto en operación, hecho que fue tomado para otros interesados en desarrollar un proyecto por el estilo.

Ningún otro país pequeño ha logrado atraer capital para desarrollar un proyecto de estas características. A pesar del gran incremento en el precio del petróleo de los últimos tiempos y del beneficio que un proyecto como el de República Dominicana o Puerto Rico podría ofrecer. Dentro de este grupo se excluye a Chile, que si bien es pequeño, tiene tradición en el consumo de gas natural y con una calificación crediticia

de *investment grade*. En lo que refiere a ALC ha habido proyectos similares que han quedado inconclusos en Honduras, El Salvador, Panamá, Jamaica, Guatemala y Bahamas. Algunas fuentes estiman que las pérdidas que arrojaron todas las actividades de prefactibilidad y factibilidad en El Salvador en dos proyectos distintos alcanzaron los USD 20 millones.

Es posible efectuar algunas conjeturas acerca de los motivos por los cuales estos mercados emergentes no han podido convertirse en importadores de GNL:

- No existen grandes clientes de GNL. A pesar que la macroeconomía en algunos casos de países pequeños es buena, persisten dificultades globales para adicionar estos mercados al comercio de GNL. Existen básicamente unos pocos y grandes proveedores de GNL, controlados por compañías petroleras multinacionales o grandes empresas petroleras de capitales públicos, que tienen una visión compartida acerca de cómo y dónde vender el GNL. Los clientes buscados por éstas han estado históricamente vinculados con aquellos que tienen una buena calificación crediticia, poco sensibles a los precios, y que están dispuestos a firmar contratos de largo plazo indexados a precios del crudo y/o derivados. Muchos tiene una gran demanda de gas natural y compran GNL de diversos proveedores. Los ejemplos claros son Japón, Corea del Sur, Taiwán y países europeos. Estos clientes no se basan en el costo del GNL ya que pasan el costo del mismo a los consumidores, y de hecho el uso del GNL, si bien es significativo, no es la mayor parte de la energía que usan. Es decir, el costo que implica la producción de electricidad con GNL tiene un impacto parcial sobre el costo mayorista de la electricidad, que es producida con otras fuentes.

Los países pequeños tienen baja actividad industrial y comercial por lo que están muy expuestos a los altos precios de importación de la energía, lo que se ve acentuado por el hecho que básicamente carecen de recursos naturales propios y, por lo general, tienen de pocas a nulas fuentes de energía menos costosa como la energía nuclear, hidroelectricidad o plantas a carbón, de manera que el precio mayorista de la electricidad puede ser hasta cuatro veces superior a los de Estados Unidos, por tener una referencia. Esto no solo es explicado por los altos precios del crudo y derivados sino también por el alto costo de capital para reemplazar las viejas e ineficientes centrales de generación que tienen los países en desarrollo. De manera que para justificar el costo de la infraestructura de importación de GNL y de reemplazo de la tecnología existente por turbinas a gas, los países en desarrollo necesitan el combustible a un descuento en relación a la paridad con el petróleo y derivados. No pueden darse el lujo simplemente de absorber el mayor costo del combustible por el solo hecho de reducir emisiones contaminantes.

- No existen instalaciones de recepción o un mercado relevante. Aún con el GNL siendo ofrecido con un descuento en relación a la paridad del crudo y una buena calificación crediticia, algunos países pequeños se han encontrado con la dificultad de mostrar a sus proveedores de GNL o a las instituciones que podrían financiar la infraestructura que tienen una masa crítica de demanda, o lo que se llama el clásico problema del “huevo o la gallina”, en el que es difícil esta-

blecer qué debiera estar listo primero, si la oferta de GNL o las instalaciones para su consumo. Los proveedores de GNL pretenden discutir un contrato de provisión de largo plazo siempre que el país tenga garantizada la demanda del fluido. Puerto Rico y República Dominicana fueron exitosos en atraer el GNL porque un solo desarrollador trajo todo al mismo tiempo.

De esta manera, para que países pequeños de ALC quieran conseguir financiamiento de instituciones financieras para conducir un proyecto de terminal de regasificación y central de generación térmica, deben presentar planes que muestren un flujo de ingresos de largo plazo y predecible, y preferentemente que la electricidad sea vendida a uno o dos tipos de usuarios. Lo que generalmente prefieren los proveedores de GNL son *utilities* de gran tamaño, con grandes ingresos provenientes de tarifas estables y predecibles. Otra modalidad que prefieren para un proyecto bien estructurado es que la venta de gas o electricidad sea a grandes usuarios y bajo una modalidad contractual en la que haya pagos fijos para amortizar deuda y *equity* invertido, y pagos variables por la energía generada que esté indexada al costo del GNL (u otro sustituto).

Todo lo anterior se ha observado en diversos proyectos de países de ALC para la introducción del GNL en la matriz. Existen algunas prácticas que pueden ayudar a superar todos estos obstáculos anteriormente mencionados en relación a los proyectos de provisión de GNL en pequeños países, por ejemplo:

- Tecnologías duales en la generación térmica. En países pequeños la generación térmica emplea básicamente turbinas que queman *fuel oil*, que en la actualidad cotiza al mismo precio que el GNL en el mercado *spot*. Nuevos desarrollos tecnológicos han mostrado a turbinas que de manera alternada funcionan quemando gas o *fuel oil* (esquema dual). Dos plantas que totalizan 460 MW están en proceso de construcción en tierra en República Dominicana, con GNL a ser suministrado por la terminal existente o por una nueva FSRU que se encuentra en estudio. A su vez, las turbinas a gas, que es la manera más eficiente de generar electricidad con GNL, pueden también quemar diesel o propano si no hay disponibilidad de GNL.
- Empleo de infraestructura de regasificación flotante (FSRU). Empresas como Excelerate o Golar han desarrollado esta tecnología que está en amplia difusión y que permite una gran flexibilidad de suministro. Esta tecnología ha facilitado que inversores arriesguen capital en GNL en mercados emergentes ya que de no pagar el buque puede ser reasignado a otros mercados, interrumpiendo el suministro. Esto ha impulsado la firma de contratos de provisión de GNL a menor plazo. De alguna manera lo que se ha visto en los países de ALC que se encuentran proyectando la construcción de instalaciones para la importación de GNL es el empleo de esta tecnología FSRU.
- Problemas de crédito. Debido a que los proveedores de GNL prefieren contratos de largo plazo, requieren de sus clientes que tengan una demanda predecible y clara y un flujo de caja adecuado. La demanda está sujeta al problema comentado más arriba del “*huevo o la gallina*”. A su vez, la mayor parte de los países pequeños fallan a la hora de la evaluación crediticia porque sus

economías son débiles o porque tiene un historial negativo en cuanto al pago de la energía eléctrica a generadores privados, tal como ha sido el caso de República Dominicana.

No obstante, es una realidad que a medida que se incorporen nuevos oferentes de GNL, especialmente Estados Unidos, debiera existir mayor flexibilidad tanto en los aspectos crediticios como en los años requeridos en los contratos de GNL. Por ejemplo en una licitación reciente de electricidad en Guatemala se le permitió a un proyecto de GNL ganador firmar primero un contrato *Power Purchase Agreement* (PPA) y luego contactar los mercados de GNL con una agencia gubernamental. Una vez establecidos los términos de provisión del GNL, la oferta contempla que los términos del contrato PPA puedan ser modificados de manera transparente a fin de ajustarlos a los términos del contrato de provisión de GNL, y luego efectuar un *pass through* a los consumidores de electricidad por medio de la tarifa.

- Ventajas posibles de los pequeños consumidores de GNL. Existen algunos indicadores de que la tradición por parte de los proveedores de GNL de evitar los mercados consumidores pequeños puede estar cambiando. En la última década el número de rutas de abastecimiento de GNL se cuadruplicó de 40 en 2001 a 160 en 2011. Otros nuevos oferentes, fuera de las terminales de Estados Unidos, ven a los pequeños países como buenos consumidores particularmente en provisiones de pequeña escala. Por ejemplo el proyecto de exportación de Colombia que tiene como foco los países de América Central y del Caribe. Gasfin, una empresa británica, ha anunciado la intención de desarrollar un proyecto de pequeña escala en Trinidad con foco a proveer de GNL a las islas del Caribe.
- Otros aspectos relevantes para los proveedores de GNL. A lo anterior puede agregársele: transparencia en el proceso de decisión; asegurar el acceso a procesos legales y/o de arbitraje internacional en casos de conflicto; una memoria de los proyectos de importación de energía del país importador de GNL y una historia de cómo se desarrollaron; un buen clima para la inversión en infraestructura, mostrar consenso alrededor de los diferentes grupos de interés acerca de que el gas proveniente de un proyecto de importación de GNL es clave para la oferta de energía, entre otros.

En ALC se han tenido diversas experiencias relacionadas con la problemática anterior:

- En Panamá desde hace 15 años diversos gobiernos pretendieron traer el gas natural, inicialmente desde Colombia y mediante un gasoducto, y más recientemente por la vía del GNL. El país ya inició un proceso de licitación para instalar una planta de generación térmica a base de GNL. El país tiene diversos elementos que ayudarían al éxito de un proyecto de esta envergadura: economía dolarizada, gran inversión extranjera en infraestructura, y los mayores precios *spot* de la electricidad de Centroamérica. A su vez la corta distancia que lo separa de Colombia permitiría, eventualmente, contar con GNL de ese país. Panamá se convertirá en poco tiempo más en el primer país centroamericano en importar GNL.

- Como fuera comentado, en El Salvador un esfuerzo de seis años para desarrollar un complejo similar al de Puerto Rico fue suspendido recientemente. El país ya tenía listo el marco regulatorio para el arribo del gas natural y gasoductos. Un problema importante no advertido es que las tarifas eléctricas no contemplan cargos que remuneren la capacidad, algo que es fundamental para la estructura de repago de una obra eléctrica.
- En Guatemala, una reciente licitación eléctrica bien estructurada captó la atención de muchos inversores. La misma contemplaba expresamente proyectos de generación térmica a base de GNL, establecía estructuras especiales de precios de manera que los costos de generación con GNL podían ser bien evaluados en relación a los costos con otros combustibles. Diversos proyectos propuestos a base de GNL fueron aprobados pero ninguno fue realizado finalmente, por problemas vinculados a los términos comerciales de la licitación.
- En Jamaica, fracasó un proyecto llevado a cabo en 2011 por el Gobierno a través del cual realizó un proceso de licitación de ofertas para la provisión de GNL por un lado, y por otro la de una terminal de regasificación. Sin embargo los beneficios del GNL en disminuir los precios mayoristas de la electricidad fueron inicialmente sobreestimados y el proyecto no continuó. Ahora las autoridades gubernamentales están impulsando nuevamente la introducción del gas pero inicialmente están desarrollando un Marco Legal-Regulatorio que promueva la participación privada en un nuevo proyecto. Para que el GNL pueda instalarse en la matriz de Jamaica, es requisito que los grandes usuarios eléctricos como así también los intereses sociales y políticos se puedan alinear bajo la idea de una estructura en la cual un único desarrollador es el encargado de traer el GNL, construir la FSRU y la planta de generación térmica, todo ello bajo un proceso abierto y transparente de selección.

Un caso positivo desde el punto de vista de las dificultades financieras y de mercado que un país pequeño debe enfrentar para establecer un proyecto de importación de GNL lo representa Uruguay. Desde mediados de la década pasada aproximadamente, el país se encuentra involucrado en diversos proyectos para incorporar GNL a su matriz por la vía de una planta de regasificación. Inicialmente, los gobiernos de Uruguay y Argentina planeaban un proyecto binacional a ser instalado en aquél por el cual se creó una comisión mixta que trabajó en el análisis de diversas alternativas, siempre con la idea que la planta de regasificación de GNL se instalase en Uruguay.

De alguna manera, la instalación de un proyecto de este tipo en tierras uruguayas permitiría, en el caso de ser requerido, acceder a mejores fuentes de financiamiento dado que Argentina exhibía un riesgo país más elevado, que se traduciría en mayor costo de capital del proyecto. A su vez, el proyecto aprovecharía infraestructura de transporte de gas natural existente, el gasoducto Cruz del Sur, que había quedado con capacidad ociosa luego de las interrupciones generalizadas de gas natural que Argentina había comenzado en 2006 a Chile, Uruguay y Brasil, debido a su crisis energética.

La comisión de trabajo binacional había avanzado de manera considerable en la ingeniería conceptual, ubicación para emplazar la terminal, análisis de factibilidad

económica del proyecto, el modelo de gestión, entre otros aspectos, pero al momento de lanzar la licitación internacional para efectuar las obras vinculadas con el proyecto, Argentina decide abandonar el proyecto. No obstante, las autoridades de Uruguay decidieron que el proyecto debería continuar dado que el gas natural tiene un carácter estratégico para un país importador de energía que se enfrenta con altos costos del mercado y el gas permitiría importantes ahorros económicos.

Para este proyecto, las empresas públicas UTE y ANCAP conformaron la empresa Gas Sayago S.A, cuyo cometido es llevar adelante el proyecto “Gas Natural Licuado del Plata Terminal de Recepción y Regasificación” (GNL del Plata). Esta empresa es la encargada de contratar al proveedor de servicios que construya, opere y mantenga la terminal de regasificación de GNL y que preste los servicios de recepción, almacenamiento, entrega y regasificación.

Como se mencionó, el directorio de Gas Sayago aprobó durante mayo de 2013 la adjudicación de la contratación de la empresa GDF Suez, inversor privado líder mundial en producción de energía, para la construcción y operación de la terminal de regasificación a instalarse mar adentro en la zona de Punta Sayago, al oeste de Montevideo. Esta propuesta fue considerada la más conveniente y ajustada a los requisitos solicitados en materia de servicios y plazos. El contrato para las obras de la planta es del tipo BOOT (*Build, Operate, Own and Transfer*), donde los activos que componen la inversión son recuperados por las empresas adjudicatarias en un período de 15 años luego de los cuales se transfieren al Estado uruguayo al finalizar el contrato. Otras inversiones necesarias para la implementación del proyecto refieren al gasoducto de conexión con el gasoducto Cruz del Sur. El dragado del área de operaciones a cargo de Gas Sayago fue adjudicado a la empresa china Shanghai Dredging Company (SDC). Las obras abarcan la apertura del canal de acceso y círculo de maniobras en Punta Sayago.

El proyecto uruguayo optó por una planta *off-shore* por lo que el proceso de regasificación y de almacenamiento de GNL se realiza en el mar, opción que se identificó como más beneficiosa que una instalación en tierra, en cuanto a tiempo de construcción, costos de inversión y seguridad. La instalación se ubicará a 2,5 Km alejada de la costa, frente a Punta Sayago, en la zona oeste de Montevideo. El GNL transformado en gas natural se introduce en el gasoducto a construirse (tramos subacuático y terrestre) que se unirá con el gasoducto existente, donde será distribuido y empleado de acuerdo a las necesidades del mercado.

Finalmente, al ser Gas Sayago una empresa de propiedad pública, por el carácter del emprendimiento debe atender a los beneficios sociales del proyecto, y enmarcarlo dentro de principios de gestión ambiental sustentable, desarrollo productivo local, desarrollo de cadena de valor, y responsabilidad social. El proyecto prevé diferentes instancias de comunicación y diálogo con las comunidades involucradas.

- Obstáculos que se presentan en la ejecución de los proyectos al no diseñar el crecimiento de la infraestructura de transporte dentro de planes de Gobierno enmarcados en la planificación del sector. El caso del Perú.

La lenta ejecución del Proyecto del Gasoducto del Sur Peruano desde 2008 es un ejemplo de que es relevante que la elección por parte de los estados de los proyectos

prioritarios de expansión de infraestructura de transporte debería analizarse en función de los objetivos para el sector y enmarcarse en la planificación energética a largo plazo.

El proyecto del Gasoducto del Sur Peruano fue concebido para transportar gas natural desde la zona denominada Malvinas, en la provincia de la Concepción en Cusco, para abastecer a las ciudades de Quillabamba, Cusco, Juliaca (Puno), Matarami (Arequipa) e Ilo (Moquegua)¹⁰. El proyecto data del año 2008 cuando la empresa “Kuntur Transportadora de Gas S.A.C” suscribió con el Gobierno peruano el Contrato de Concesión del Gasoducto Andino del Sur, con un plazo de 30 años. A diferencia de la concesión de transporte de gas natural de Camisea a Lima (a cargo de Transportadora de Gas del Perú-TGP), que fue producto de un concurso público, la concesión de transporte de gas al sur fue originariamente producto de una solicitud de parte iniciada por la empresa. De todas maneras, luego de casi cinco años con pocos adelantos por parte del Concesionario¹¹, el Gobierno decidió en enero de 2013 convocar a un proceso de licitación para el proyecto, a cargo de ProInversión, organismo dependiente del Ministerio de Energía y Minas.

Vale resaltar que desde su concepción original, el proyecto experimentó varios ajustes, en traza, configuración y adición de nuevos negocios (como la Petroquímica del Metano y del Etano) y en montos de inversión, lo cual demuestra las dificultades que enfrentó la firma privada para la ejecución de las obras y el inicio de su puesta comercial. En ese lapso, también se modificó el rol del Estado en la conducción del proceso para implementar este proyecto. A continuación un relato de los acontecimientos.

La construcción del gasoducto estimada en el Contrato de Concesión firmado en 2008 era de USD 1.350 millones y se preveía su puesta en operación comercial en 2012. Se estimaba una demanda de capacidad del ducto de 400 MMPCD (millones de pies cúbicos por día).

Luego del otorgamiento de la concesión, OSINERGMIN (órgano regulador del sector energético) consideró en los cálculos de la tarifa de transporte una demanda de capacidad del ducto de 850 MMPCD con una inversión estimada de USD 1.567 millones¹².

Posteriormente en 2011, cuando la empresa Odebrecht adquiere el 51% de acciones del proyecto de Kuntur Transportadora de Gas, ésta propone a las autoridades un nuevo proyecto integral de transporte y otros negocios que comprenden el diseño, la construcción y operación de dos ductos, el primero un gasoducto de 30 pulgadas de diámetro y el segundo un ducto de 18 pulgadas de diámetro, que posteriormente transportará LGN¹³ incluyendo el etano para la petroquímica.

10. El gasoducto tendría una longitud de 1.076 Km, y constituiría el eje del desarrollo socio-económico de las regiones Cusco, Arequipa, Tacna, Moquegua y Puno. Al mismo tiempo incrementaría la confiabilidad del sistema nacional de suministro de gas natural por tratarse de un ducto independiente del existente de Transportadora de Gas del Perú (TGP).

11. A fines de 2011, Kuntur había presentado al MEM su listado de servidumbres (06.05.09), el Estudio de Impacto Ambiental (18.08.10) y a Osinergmin su Manual de Diseño y el Estudio de Riesgos.

12. Ducto de 24”.

13. Mediante Resolución Ministerial N° 493-2011-MEM/DM del 19 de noviembre de 2011 se constituyó una Comisión Especial para evaluar la modificación al Contrato de Concesión del Sistema de Transporte de gas natural por ductos de Camisea al sur del país.

Este plan formaba parte de un proyecto integrado que, en adición del sistema de transporte de gas natural y líquidos por ductos desde Malvinas hasta la Costa Sur del País, incluía la construcción de un complejo industrial y exportación de gas natural (GNL) y de condensados; y la construcción de un Complejo Petroquímico. El monto de inversión superaba los USD 10.300 millones (gasoducto de 1160 MMPCD y poliducto de 140 M bbl/día ambos por una total de USD 3.200 millones), el polo petroquímico por USD 3.350 millones y la planta de GNL (4,5 MM tpa) por 3.800.

Finalmente, el Gobierno, en enero de 2013 decide cambiar radicalmente el proceso en la ejecución del proyecto y convoca a una licitación del gasoducto. Para ello se determina que, tras la evaluación que realice el banco de inversión que encargará el Estado peruano, la licitación del gasoducto se realizará por dos o tres tramos. Además se trabaja en la idea de que cada tramo tenga un adjudicatario distinto. Asimismo, se determinó que serán el banco de inversión y ProInversión quienes definirán los montos que se invertirán y se estima que en setiembre de 2013 saldría la licitación del proyecto. El estimado de inversiones del Gasoducto Sur Peruano es ahora de USD 1.800 millones.

- Problemas que emergen en mercados maduros ante la ausencia de planificación, diseño de incentivos y coordinación de estrategias con el sector privado: el caso de la Argentina.

El caso de Argentina y las posibilidades de continuar expandiendo tanto la infraestructura energética como así también el aprovechamiento de sus recursos no convencionales ha encontrado un fuerte freno en la coyuntura macroeconómica que impacta en el clima de inversión y en las posibilidades de financiamiento. La crisis energética argentina, derivada fundamentalmente del desbalance entre la oferta y demanda de gas natural, ha impactado en la situación macroeconómica del país, generando un déficit comercial por las importaciones de energía (gas natural y combustibles líquidos para suplir en la generación térmica) que han presionado sobre la disponibilidad de divisas en el mercado de cambios, aumentando su escasez y generando un impacto negativo sobre otros sectores productivos.

A su vez, los subsidios crecientes son aportados directamente por el Tesoro Nacional y se destinan básicamente a la operación de los sistemas eléctricos y de gas natural, restando recursos para inversión en infraestructura. En 2003 las importaciones de energía representaban el 4% de las importaciones totales, en 2013 representarán el 15% de las mismas, multiplicándose por 20 (en valor). Los subsidios energéticos representarán, en 2013, aproximadamente el 3,3% del PBI según estimaciones propias. Esto resulta insostenible en un panorama actual de estancamiento de la actividad, inflación y déficit fiscal creciente.

En este marco, Argentina es un caso modelo en ALC en el que las restricciones macroeconómicas tienen un papel muy fuerte en el grado de cumplimiento por parte del Estado nacional de las obras de infraestructura comprometidas. A esto se suma precios y tarifas congeladas de gas natural y electricidad, en las que prácticamente no se contemplan ítems destinados a la ampliación de la infraestructura, en los niveles que requiere el país.

En ediciones anteriores de este informe se puntualizó el caso del gasoducto del Gasoducto del Noreste Argentino (GNEA), emprendimiento propuesto inicialmente por un grupo privado en el año 2004, con varios intentos de licitación posteriores por parte del Gobierno, pero que aún no se sabe a ciencia cierta su fecha probable de inicio. Los obstáculos que se presentaron en la ejecución de este proyecto tuvieron que ver con un inadecuado diseño original del proyecto (mercado potencial a abastecer, traza) y estructuración de la licitación. El objetivo de este proyecto era la de integrar una región del país que nunca tuvo gas natural y robustecer la situación de abastecimiento del mercado doméstico. Este proyecto, como se ha reiterado en otras oportunidades, ha carecido, desde su concepción de elementos básicos de un proyecto de esta naturaleza: una evaluación económica integral, un estudio de base que analice y sirva para evaluar los impactos del proyecto *ex post*, información tendiente al seguimiento de las obras y estudios sobre potencial y riesgos de la oferta de Bolivia con el cual se abastecería el GNEA.

A continuación se presenta una cronología de los acontecimientos que se fueron presentando en el proyecto desde su concepción que muestran los obstáculos señalados hasta aquí en la ejecución fallida de este gasoducto.

El convenio para la construcción del Gasoducto Noreste Argentino se firmó el 24 de noviembre de 2003. Fue una iniciativa de una empresa privada, Techint, que luego fue promovida por el Estado argentino. De hecho, el acuerdo lo rubricaron inicialmente el Ministerio de Planificación, siete provincias y la propia Techint. Se preveía en ese momento que la obra se completaría en 28 meses. El proyecto de la empresa privada suponía una inversión de USD 1.650-2.115 millones para dos módulos de capacidad, 20 a 28 millones m³-día con una longitud total de 1.465 Km. Finalmente, el proyecto no fue ejecutado por la empresa y el Gobierno Argentino lo modificó en 2007, previendo un proyecto de menor magnitud con una capacidad de 16 millones m³-día y una inversión de USD 1.385 millones. Pero recién a principios de 2011 la empresa Enarsa aprueba un llamado a licitación para la contratación de la ingeniería, provisión de materiales y construcción. Luego de varias prórrogas, en junio de 2012 se realiza la apertura de sobres y una de las cuatro ofertas era de Techint. Fue así como la Comisión Nacional de Defensa de la Competencia (CNDC) emitió un dictamen donde recomendó realizar un nuevo llamado para la construcción del gasoducto, considerando la posibilidad de separar la compra de caños de la obra civil para evitar así prácticas anticompetitivas. Enarsa tomó en cuenta el dictamen: anuló el concurso y convocó a una nueva licitación. En marzo de 2013 se presentaron seis ofertas y en estos momentos están siendo analizadas para pasar a la instancia de la adjudicación, de la cual no se tiene información. Según los últimos datos oficiales, la obra ahora se estima demandará una inversión total de USD 3.120 millones, un valor bastante superior respecto de los montos de los anteriores proyectos.

Las ampliaciones de infraestructura de transporte de gas natural se han efectuado en los últimos 10 años desde una óptica *ad hoc* en los cuales se crearon fondos fiduciarios con aportadores determinados por el gobierno y en el cual se impuso la recuperación rápida de las nuevas inversiones en ampliación de capacidad de gasoductos: mientras la práctica habitual de recuperar las inversiones de este tipo era de 35 años, con este nuevo fondo se impuso la recuperación en siete años. Además, las obras de

ampliación se efectuaron sobre gasoductos que traen gas natural de la Cuenca Neuquina, cuya producción y reservas probadas de hidrocarburos han declinado tanto en los últimos tiempos que, sumado a que se ampliaron los gasoductos mediante *loops*, generaron una importante capacidad ociosa de los gasoductos. Estas inversiones resultan aún más ineficientes en el contexto actual de restricciones financieras y caída (comparada) de la inversión extranjera directa del país.

Otro claro ejemplo de desinteligencias está relacionado con que en diversos proyectos energéticos de gran envergadura no se han tenido en cuenta los aspectos ambientales. Por ejemplo, en la planta de regasificación de GNL de Puerto Cuatros (Bahía Blanca, y cercano al existente en el muelle de MEGA), proyecto liderado por YPF y que se diseñó con capacidad para regasificar hasta 22 millones de m³/día de gas natural, los conflictos ambientales han generado un paro en las obras. La ubicación de la planta exige importantes obras de dragado del río y por las cuales grupos medioambientales han presentado diversos recursos de amparo, en buena medida también para preservar las condiciones de flora y fauna del lugar. No obstante, y a partir del menor ritmo de actividad económica y al hecho que se incrementaron las importaciones de Bolivia, este proyecto no subyace como prioritario ante la situación actual del mercado.

En posteriores párrafos se amplía al caso del reciente acuerdo entre YPF y Chevron, donde el mal tratamiento de esta situación puede afectar el potencial de éxito del proyecto.

También es importante efectuar algún comentario en esta línea sobre el potencial del *shale gas* en Argentina y por qué no ha existido un programa agresivo. Se destacó más arriba la gran potencialidad del país en las áreas no convencionales, hecho ampliamente difundido entre los geólogos especialistas en el tema. Es claro que la situación estructural de importaciones crecientes de hidrocarburos es ineficiente para una economía como la Argentina, que cuenta con el recurso pero es incapaz de monetizarlo.

Desde la estatización del 51% del paquete accionario de YPF, ésta se ha financiado con obligaciones negociables, emitidas y comercializadas en pesos y en el mercado local. Los montos han sido insuficientes para el desafío que representa, por ejemplo, la explotación y desarrollo de Vaca Muerta. Esto se debe a que el país no ha impulsado un arreglo con Repsol, anterior controlante de YPF, que demandó al país ante el CIADI. Esto, sumado a un marco regulatorio de la actividad de hidrocarburos que no respalda a los potenciales inversores, generan esta escasez de inversiones. Todo lo que conduce a acuerdos de tipo *ad hoc* con los diversos interesados, es decir acuerdos que no se basan en un marco general de la actividad sino que se negocian caso a caso con las autoridades.

El reciente acuerdo entre YPF y Chevron para llevar adelante la explotación de hidrocarburos no convencionales en un área de Vaca Muerta, ubicada en los límites de la provincia de Neuquén, muestra algunas inconsistencias propias de la urgencia con la cual es requerido revertir la tendencia productiva actual de Argentina.

Se pueden identificar alguna serie de obstáculos para que el proyecto salga a la luz y tenga la aprobación de los diversos grupos de interés involucrados en la explotación, producto de que dicho acuerdo no contempló la comunicación de aspectos económicos y ambientales.

Por un lado el proyecto fue anunciado aún sin tener un tratamiento y aprobación en comisiones en la legislatura de la provincia de Neuquén, siendo que si por Ley de Hidrocarburos de Argentina los recursos hidrocarburíferos pertenecen a las provincias la negociación entre YPF y Chevron debiera desde un principio haber incluido en las discusiones a la provincia.

Por otra parte, el convenio no tiene efectuado un estudio de impacto ambiental, que es clave en este tipo de explotaciones (ver punto siguiente sobre Gestión Ambiental de las explotaciones no convencionales). Según se pudo saber el material de apoyo con el que cuentan los diputados provinciales de Neuquén para tratar el tema no incluye estudio de impacto ambiental que imprescindible en estos casos, lo que ha generado también controversias en organizaciones ambientalistas de Neuquén.

Es más, el proyecto ha saltado la discusión en la Comisión Ambiental y será tratado por las comisiones de Asuntos Constitucionales y Hacienda. El tema clave en este caso continúa siendo la contaminación y el uso del agua. Por ejemplo, no está determinado el impacto sobre el río Colorado ni las cantidades de agua que van a emplear para el proceso productivo.

El estudio de impacto ambiental, en lugar de ser previo como todas las actividades que se desarrollan en Neuquén, será presentado luego de finalizado el proyecto piloto, que se estima sería una vez perforados los primeros 115 pozos. Asimismo, a la finalización del programa piloto y previo al inicio de la segunda etapa, YPF se compromete a presentar a la autoridad de aplicación un estudio integral de impacto ambiental.

Finalmente, por tener YPF un carácter público, ha estado bajo permanente crítica y reclamos judiciales el hecho que el contrato con Chevron tenga entre sus puntos más relevantes un importante número de cláusulas secretas.

- Gestión ambiental de la explotación no convencional. Un desafío para la implementación del fracking en ALC.

Argentina, Venezuela y Estados Unidos se encuentran dentro del grupo de países impulsores o defensores de la producción no convencional de hidrocarburos, mientras que otro bloque de países como por ejemplo Francia y Rusia son detractores de esta tecnología de producción.

La Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos (EPA, por sus siglas) es la encargada de analizar impactos ambientales del *fracking* en dicho país. Algunos estados han declarado una moratoria, es decir la suspensión de actividades y permisos, hasta tanto se conozcan mayores resultados por parte de la EPA.

Francia ha apostado fuertemente a la producción de energía nuclear y en 2011 dictó la ley 835 prohibiendo el *fracking*; y Rusia busca no perder su protagonismo como proveedor de gas natural. Argentina, por su parte, está a favor de la producción de *shale gas* y *shale oil* ya que necesita imperiosamente revertir su situación importadora de energía.

En Europa, el Parlamento Europeo encargó al Instituto Wuppertal un informe sobre impactos ambientales y se muestra cauteloso respecto a los beneficios de estas explotaciones en países que no registren reservas importantes. El informe pone especial foco de atención en los riesgos de contaminación y disponibilidad de aguas. En Inglaterra, el Tyndall Center (organización integrada por científicos que investigan el

cambio climático) sugirió en un informe de enero 2011, aplicar el principio precautorio suspendiendo explotaciones hasta conocer mayores precisiones por parte de la EPA. Otros países como Bulgaria, Rumania y República Checa también suspendieron expresamente la fracturación hidráulica.

La explotación de hidrocarburos no convencionales tiene a la fracturación hidráulica (*fracking*) como técnica extractiva. Esta tecnología consiste en fracturar la roca mediante la inyección de diversos componentes, entre los que se destacan: grandes cantidades de agua a presión, arena (para evitar que las fracturas se cierren) y aditivos químicos que cumplen diferentes funciones. Las fracturas así producidas en las rocas facilitan el tránsito de los hidrocarburos hacia los pozos.

Se pueden identificar a grandes rasgos los impactos y riesgos ambientales que conlleva la fracturación hidráulica. Dentro de los impactos originados en actividades rutinarias se produce la afectación de hábitats por implantación y operación de equipos e instalaciones y por operaciones de transporte. Este tipo de impactos son superiores respecto a explotaciones convencionales. Por el lado de riesgos e impactos probables, vinculados por ejemplo a accidentes, se destacan la afectación en la disponibilidad del agua para otros usos, contaminación de suelos, agua y aire, y probable riesgo sísmico. Al igual que los impactos, todos estos riesgos son agravados en relación a los identificados en la producción convencional.

El riesgo de la explotación de no convencionales está asociado con la probabilidad de daños, y los factores determinantes del riesgo están asociados a la peligrosidad (es decir los agentes que pueden causar el daño) y la vulnerabilidad (bienes que pueden ser dañados). Evaluar los riesgos implica determinar la probabilidad de ocurrencia y la gravedad de las consecuencias. La gestión del riesgo y la gestión sustentable de explotaciones de hidrocarburos no convencionales buscan anular o reducir la peligrosidad y vulnerabilidad como así también la probabilidad y gravedad de los hechos.

Por ejemplo, el factor peligrosidad se puede identificar, por ejemplo, en los siguientes casos: el agua empleada en la fracturación (y su cantidad), los aditivos químicos inyectados y el agua de retorno (residual) que está contaminada con químicos inyectados y contaminantes y elementos radiactivos que pueda traer de arrastre. Un plan de mitigación de riesgos y de gestión sustentable de la explotación implicaría: reducción al máximo posible de la cantidad de agua de fracturación, de la cantidad y peligrosidad de químicos a inyectar, y poseer instalaciones para el almacenamiento y transporte seguro del agua y químicos de inyección e instalaciones para almacenamiento, transporte y tratamiento seguro del agua de retorno.

Por su parte el factor vulnerabilidad es observado en, por ejemplo, la situación de aguas y suelos donde existen riesgos de afectación cuanti y cualitativa (contaminación), el aire por el riesgo de afectación cuantitativa (contaminación), flora y fauna en el riesgo por destrucción de hábitats y en la situación de la población por el riesgo de afectación en la salud y calidad de vida. Una gestión sustentable de los riesgos tiene en cuenta lo anterior y busca desarrollar las actividades en lugares seguros, alejados tanto de la población, de cursos de agua, espejos acuáticos y de recursos de flora y fauna relevantes.

En definitiva la explotación de hidrocarburos no convencionales mediante el *fracking*, genera críticas desde el ambientalismo a partir de experiencias negativas. Las experiencias no son extrapolables. En general, el desarrollo de una gestión ambientalmente satisfactoria es posible en este tipo de yacimientos.

Indicadores claves del desempeño del sector de gas natural en América Latina y el Caribe

En el Cuadro 2.4 se presenta la evolución del consumo primario de energía y del PBI per cápita, incluida una muestra de países comparables. Tal como se puede observar, el consumo de energía primaria por habitante ha aumentado de forma permanente en ALC conforme lo han hecho los niveles de ingresos per cápita; entre 1990-2000 el crecimiento en el consumo puede caracterizarse como elevado en función de lo observado en otras regiones del mundo y en países que comienzan reformas estructurales en sus mercados energéticos domésticos (como Turquía, por ejemplo) y a las economías más desarrolladas, y coincide con una época en la que comienzan a materializarse políticas destinadas a favorecer la integración de los mercados energéticos regionales en el ámbito de los hidrocarburos y electricidad. Durante el bienio 2010-2012 el crecimiento de consumo primario de energía per cápita de los países del ALC alcanzó un promedio de 2,3% anual superando los guarismos promedios de las dos últimas décadas, 1,8% y 1,4% respectivamente.

Cuadro 2.4: Evolución del consumo primario de energía per cápita y del PBI per cápita¹⁴

	Consumo per cápita				PBI per cápita			
	1990-2000	2000-2010	1990-2010	2010-2012	1990-2000	2000-2010	1990-2010	2010-2012
América Latina y el Caribe	1,8%	1,4%	1,6%	2,3%	3,8%	3,5%	3,7%	4,6%
Canadá	1,2%	0,9%	1,1%	1,3%	3,9%	3,1%	3,5%	3,1%
Australia	0,9%	0,3%	0,6%	0,0%	4,3%	3,8%	4,1%	3,7%
Polonia	-1,8%	1,3%	-0,3%	-0,7%	5,8%	6,3%	6,1%	4,2%
Turquía	2,8%	2,9%	2,8%	2,8%	3,7%	5,2%	4,5%	6,2%
Corea del Sur	6,7%	2,6%	4,6%	3,0%	7,7%	6,1%	6,9%	4,2%
OECD	0,8%	-0,3%	0,3%	-1,4%	4,1%	3,4%	3,7%	3,4%
Unión Europea - 27	0,2%	-0,2%	0,0	-2,2%	3,8%	3,4%	3,6%	2,3%
Mundo	0,0%	1,3%	0,6%	1,1%	1,8%	2,4%	2,1%	2,4%

Fuente: Elaboración en base a Fondo Monetario Internacional, OECD y BP.

Entre los años 2000-2012 el consumo energético de fuentes primarias desciende su ritmo de crecimiento en ALC, aspecto que se verifica en varios bloques y economías, como Canadá, Australia, Corea del Sur, OECD e incluso en la Unión Europea; no así

¹⁴ Se tomó el PBI en dólares expresado en Paridad de Poder de Compra (PPP, por sus siglas en inglés).

en el mundo donde las tasas de crecimiento del consumo primario de energía por habitante se aceleran en la última década frente a una perspectiva de 20 años. En suma, durante el lapso de los años 1990-2012 el consumo per cápita de energía en ALC se incrementó un 44%, mientras que el mundo lo hizo en un 15%; país de rápida industrialización como Corea del Sur incrementó en 163% su consumo energético por habitante en relación a 20 años atrás.

Por su parte, en el período 2010-2012 el consumo per cápita de gas natural en ALC aceleró la dinámica de crecimiento en relación a la década del 2000 creciendo a una tasa promedio anual del 4% frente a 3,5% de la década pasada. Esta evolución permitió que, a 2012, la presencia del gas natural en la matriz energética del continente sea idéntica a la de la OECD e inclusive superando a la de la Unión Europea, representando el 26% del consumo energético primario. Ya en el año 2010 el gas natural tenía mayor presencia relativa en ALC que en el mundo.

Cuadro 2.5: Evolución del consumo de gas natural per cápita y penetración en la matriz¹⁵

	Consumo de gas natural per cápita				Penetración Matriz			
	1990-2000	2000-2010	1990-2010	2010-2012	1990	2000	2010	2012
América Latina y el Caribe	3,1%	3,8%	3,5%	4,0%	18%	20%	25%	26%
Canadá	1,0%	2,4%	1,7%	2,0%	23%	23%	26%	27%
Australia	0,8%	1,1%	1,0%	-1,6%	17%	17%	19%	18%
Polonia	1,0%	3,6%	2,3%	3,6%	8%	11%	14%	15%
Turquía	13,7%	9,0%	11,3%	7,8%	7%	18%	32%	35%
Corea del Sur	19,0%	8,1%	13,5%	7,6%	3%	9%	15%	17%
OECD	2,3%	0,8%	1,5%	0,5%	20%	23%	25%	26%
Unión Europea - 27	2,8%	1,0%	1,9	-6,2%	18%	23%	26%	24%
Mundo	0,6%	1,6%	1,1%	1,0%	22%	23%	24%	24%

Fuente: Elaboración en base a OECD y BP.

De modo general, la mayor penetración del gas se verificó en el todo el planeta a partir del aumento en el comercio regional de gas, en una primera instancia vía integración por gasoductos, y más recientemente con la introducción del GNL. El gas natural ha sido fundamental en las centrales térmicas, que han reconsiderado su uso

¹⁵ Porcentaje de consumo de gas sobre el total de energía primaria consumida.

a partir de la difusión a escala global de tecnologías de generación eléctrica más limpias y eficientes, que han sustituido combustibles más contaminantes como el carbón y derivados del crudo a favor del gas natural.

En este marco de expansión del nivel de actividad, ingresos y por ende del consumo de energía, las emisiones de dióxido de carbono (CO₂) en ALC se han venido incrementando. El Cuadro 2.6 muestra que los niveles de emisiones de CO₂ en ALC son sustancialmente menores a los que exhiben regiones y economías más industrializadas, que llegan a ser entre tres y cinco veces las correspondientes a ALC (véase Corea del Sur, OECD y Unión Europea) y hasta seis veces como es en relación a Australia, por ejemplo. Al interior de ALC, las emisiones se encuentran concentradas en un 73% en México, Brasil, Argentina y Venezuela. Durante el período 2010-2012 se observa una aceleración en ALC de la emisiones en relación a la década del 2000, hecho también verificado a nivel mundial. Bloques como OECD y la Unión Europea muestran caídas gracias no solo a políticas de mitigación sino también a la menor dinámica de consumo de energía.

Cuadro 2.6: Evolución de las emisiones de dióxido de carbono

	Millones Toneladas per cápita				Evolución			
	1990	2000	2012	2012	1990-2000	2000-2010	1990-2010	2010-2012
América Latina y el Caribe	2,3	2,6	3,0	3,1	1,4%	1,3%	1,4%	2,3%
Canadá	14,9	14,6	15,6	16,4	-0,2%	0,7%	0,2%	2,4%
Australia	16,4	18,0	18,3	17,9	1,0%	0,1%	0,6%	-1,1%
Polonia	10,2	8,2	8,9	8,7	-2,2%	0,9%	-0,6%	-1,6%
Turquía	2,5	3,2	4,0	4,1	2,6%	2,2%	2,4%	1,6%
Corea del Sur	5,9	11,3	14,6	15,6	6,6%	2,6%	4,6%	3,2%
OECD	11,9	12,6	11,9	11,5	0,5%	-0,6%	0,0%	-1,6%
Unión Europea - 27	9,5	9,0	8,4	8,0	-0,6%	-0,7%	-0,6%	-2,5%
Mundo	4,3	4,1	4,8	4,9	-0,3%	1,4%	0,5%	1,3%

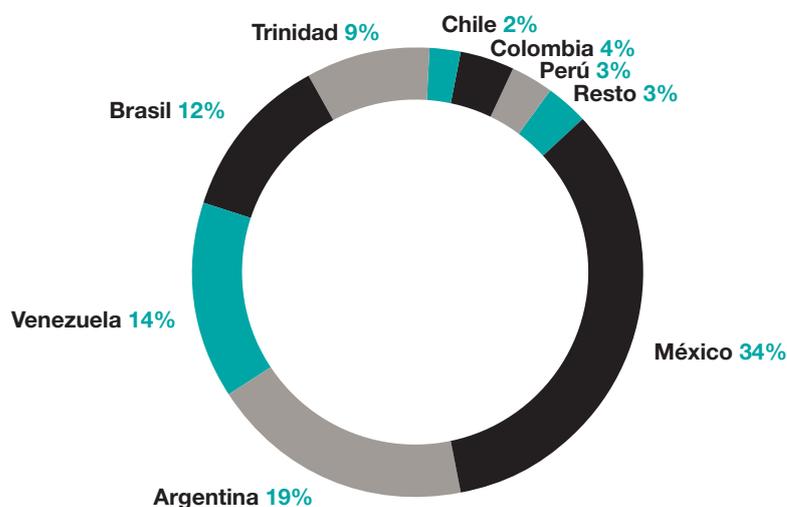
Fuente: Elaboración en base a OECD y BP.

En relación al consumo de gas natural, tal como se muestra en el Gráfico 2.2, el mayor consumidor es México, con 34% del consumo de gas de toda la región, seguido de Argentina, Venezuela y Brasil (45% los tres países). Existen otros consumidores importantes, cuya demanda ha crecido continuamente en los últimos años, como Trinidad y Tobago y Perú¹⁶ que son países exportadores de GNL; Bolivia que exporta

16. Si bien existe una importante diferencia entre ambos, ya que el gas natural es el 92% del consumo primario de energía en el caso de Trinidad y Tobago, mientras que en Perú alcanzó el 30% en el 2012.

gas natural a Brasil y Argentina por medio de gasoductos; y Colombia, que presenta un mercado con importante infraestructura de transporte y distribución debido a que el gas tiene una alta penetración en la matriz de energía. En total, el consumo de gas natural en ALC alcanzó los 8,8 TCF durante 2012, es decir 7,5% del consumo mundial.

Gráfico 2.2: Distribución del consumo de gas natural en América Latina y el Caribe (2012)



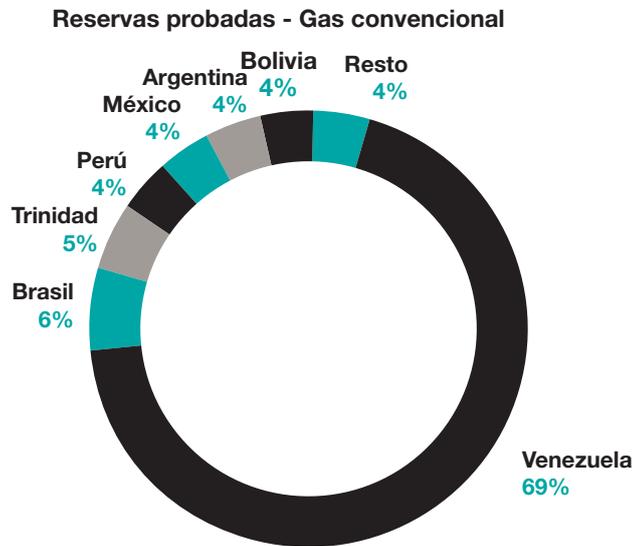
Fuente: Elaboración propia en base a BP.

En el Gráfico 2.3 se presentan dos paneles en relación a las reservas y recursos de gas natural en ALC. En el primer panel, se exhiben las reservas probadas de gas natural que durante 2012 totalizan 284 TCF y que se encuentran fundamentalmente en Venezuela (69%), mientras el restante 31% se reparte básicamente en seis países con proporciones bastante similares. Comparando el ratio entre las reservas probadas y el consumo de gas natural, se observa que en ALC las reservas probadas representan 41 veces el consumo actual de la región.

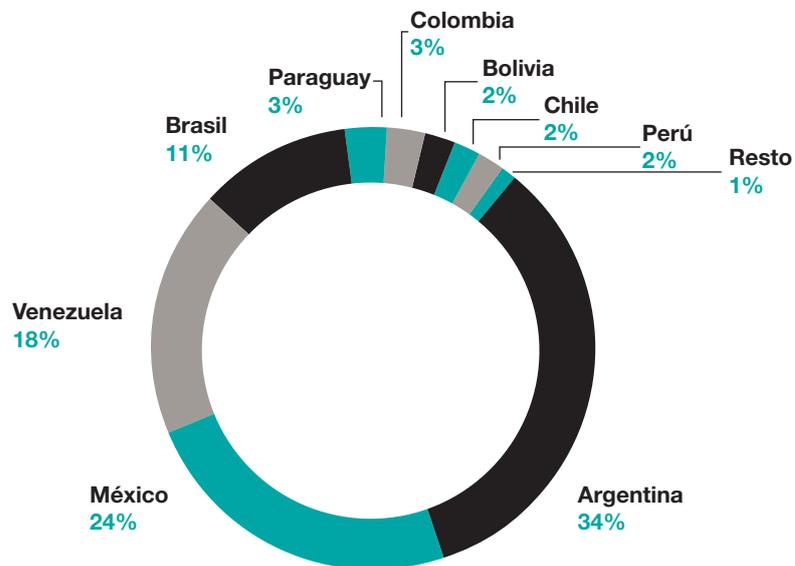
Nótese, sin embargo, que las reservas de gas mostradas se refieren a gas convencional. Durante 2013 el EIA emitió un nuevo documento actualizando el informe del año 2011 que incluye una estimación para 41 países (en el informe anterior eran 32 los países analizados) de recursos en gas no convencional del tipo *shale gas*. En el segundo panel del Gráfico 2.3 se puede observar que, considerando todas las reservas y los recursos *shale*, el mapa energético de ALC cambia radicalmente. Se puede observar que en Argentina, donde las reservas probadas representaban el 4% de ALC,

si se consideran las reservas más recursos no convencionales de gas natural, estas alcanzarían el 34% del total de ALC, México (4% y 24%) y Brasil (6% y 11%). En este sentido, los recursos no convencionales para ALC se estiman en 1.975 TCF, es decir siete veces las reservas probadas o cuatro veces más que las reservas totales (probadas, posibles y probables).

Gráfico 2.3: Distribución de las reservas de gas natural en América Latina y el Caribe (2012)



Reservas de gas natural convencional más recursos no convencionales (*shale gas*)



Fuente: Elaboración en base a BP, EIA y organismos oficiales.

Los recursos provenientes del *shale gas* serán fundamentales en el escenario energético mundial. Estos recursos se encuentran disponibles gracias a los avances tecnológicos que permiten poner a disposición grandes volúmenes de gas natural al mercado, tal como lo muestra la experiencia en Estados Unidos. En el Cuadro 2.7 se muestra que el total de recursos de *shale gas* estimados recientemente por la EIA alcanza los 7.201 TCF. Los principales países con ese recurso son, en orden de magnitud, China, Argentina, Canadá, Estados Unidos y México, y concentran el 50% del total estimado. A su vez los países de ALC, concentran el 27% del *shale gas* a nivel mundial.

Cuadro 2.7: Recursos estimados de *shale gas* (en TCF)

Europa	470	7%	África	1.393	19%
Polonia	148		Argelia	707	
Francia	137		Sudáfrica	390	
Rumania	51		Libia	122	
Dinamarca	32		Egipto	100	
Reino Unido	26		Turquía	24	
Holanda	26		Túnez	23	
Resto	50		Resto	27	
Ex URSS	415	6%	América Latina y el Caribe	1.975	27%
Rusia	287		Argentina	802	
Ucrania	128		México	545	
América del Norte	1.140	16%	Brasil	245	
Estados Unidos	567		Venezuela	167	
Canadá	573		Paraguay	75	
Asia y Oceanía	1.808	25%	Colombia	55	
China	1.115		Chile	48	
Australia	437		Bolivia	36	
Pakistán	105		Uruguay	2	
India	96		Total	7.201	100%
Indonesia	46				
Resto	9				

Fuente: Elaboración en base a EIA 2013.

En el Cuadro 2.8 (ver p. 76) se muestra la evolución del consumo total de gas en ALC como así también las importaciones por medio de gasoducto y GNL. Se observa que en el período 2000-2012 la región ha incrementado el consumo de gas en 4 TCF, de los cuales 1,6 TCF se explican por las mayores importaciones de la región (gasoducto y GNL). A nivel países, se observa también que un 79% de esos 4 TCF de incremento es explicado por el mayor consumo de México, Argentina, Brasil y Trinidad y Tobago.

Entre 2005 y 2010 se verifica un menor intercambio de gas por medio de gasoductos, consecuencia de diversos planes de integración energética regional que quedaron trunco en un contexto de alto crecimiento y demanda de gas en la región. No obstante, en 2012 se observa un nuevo crecimiento a partir básicamente de los mayores envíos de Estados Unidos a México y de Bolivia hacia Argentina. Por su parte, las importaciones de GNL han crecido fuertemente en poco más de un lustro y representan el 36% de las importaciones totales. En la actualidad, las importaciones representan el 22% del consumo de ALC, es decir 5 puntos porcentuales por encima de lo observado en 2010.

La situación en el mundo muestra una tendencia a la mayor participación del GNL en las importaciones totales del fluido, en detrimento del gas transportado mediante gasoductos. En el año 2000, las importaciones mediante GNL eran el 6% del consumo global de gas, mientras que en la actualidad han aumentado al 10%; por su parte el comercio vía gasoductos descendió del 22% al 21% en dicho lapso. Fuentes del sector privado auguran la continuidad de la expansión tanto de la capacidad de licuefacción como de regasificación; Chevron observa que la demanda mundial de GNL trepará de las actuales 240 millones de toneladas anuales a 450 millones de toneladas en 2025, mientras que Shell estima que la demanda global por gas natural en 2050 será el doble de la existente en 2010 y será abastecida principalmente por GNL antes que gasoductos.

Cuadro 2.8: Consumo total de gas natural, importaciones vía gasoductos y GNL

(en 1.000 MM m ³)	2000			2005		
	Consumo total	Impo gasoducto	Impo GNL	Consumo total	Impo gasoducto	Impo GNL
América Latina y el Caribe	122,5	9,1	0,4	166,4	27,3	0,9
México	40,9	2,9	-	61,0	10,1	-
Argentina	33,2	-	-	40,4	1,7	-
Brasil	9,4	2,2	-	19,6	8,8	-
Chile	6,5	4,1	-	8,4	6,5	-
Colombia	5,9	-	-	6,7	-	-
Ecuador	0,3	-	-	0,3	-	-
Perú	0,3	-	-	1,5	-	-
Trinidad y Tobago	9,7	-	-	16,3	-	-
Venezuela	27,9	-	-	27,4	-	-
Resto	1,8	0,04	0,4	3,3	0,1	0,9
Impo Gasod./Cons. total		7%			16%	
Impo GNL/Cons. total		0,3%			1%	
Impo totales/Cons. total		8%			17%	
Mundo	2.409,1	534,8	132,8	2.766,7	532,7	188,8
Impo Gasod./Cons. total		22%			19%	
Impo GNL/Cons. total		6%			7%	
Impo totales/Cons. total		28%			26%	

Fuente: Elaboración en base a BP, EIA y fuentes estadísticas oficiales.

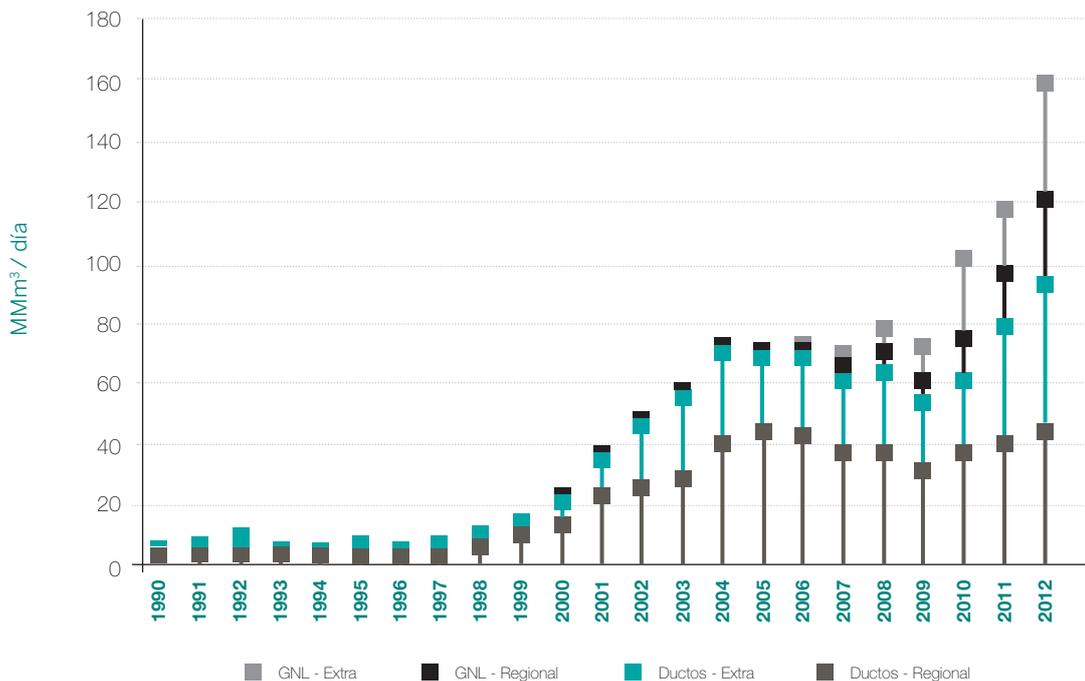
Puede observarse que este gran desarrollo del mercado de gas en ALC tuvo una primera etapa que finalizó aproximadamente en 2007 cuando el comercio del fluido se efectuaba mediante interconexiones vía gasoductos. Las interrupciones de suministro, básicamente a partir de la situación de crisis energética en Argentina y déficit de abastecimiento en su mercado de gas natural, elevaron el riesgo político y aceleraron desarrollos energéticos autónomos en cada país.

Los siguientes Gráficos 2.2 y 2.3 permiten observar la evolución del comercio de gas natural en la región y cómo ha evolucionado el comercio bilateral durante el período 1990-2012. Se observa que hasta 2005 dos tercios del comercio de gas en ALC era interregional, mientras que el tercio restante correspondía a las importaciones por gasoducto de México desde Estados Unidos. A partir de dicho año comienza a

2010			2012		
Consumo total	Impo gasoducto	Impo GNL	Consumo total	Impo gasoducto	Impo GNL
202,2	23,7	14,9	248,7	34,9	20,0
72,5	9,4	5,7	83,7	17,6	4,8
43,3	1,8	1,8	47,3	4,5	5,2
26,8	9,8	2,8	29,2	10,1	3,2
5,3	0,3	3,1	6,0	0,1	4,1
9,1	-	-	9,8	-	-
0,6	-	-	0,7	-	-
5,4	-	-	7,5	-	-
23,2	-	-	21,7	-	-
33,2	2,2	-	34,9	2,6	-
5,4	0,1	1,6	7,9	0,0	2,8
	12%			14%	
	7%			8%	
	19			22%	
3.153,1	677,6	297,6	3.314,4	705,5	327,9
	21%			21%	
	9%			10%	
	31%			21%	

caer la participación del comercio intrarregional de gas por gasoductos (menores exportaciones de gas hacia Chile que tienen como contrapartida priorizar el abastecimiento interno en Argentina) y comienza a observarse una mayor presencia del suministro vía GNL, básicamente extrarregional.

Durante 2012 el 47% del comercio es intrarregional, con un peso del GNL de la región del 18% sobre el comercio total, mientras que el GNL extrarregional representa el 23% del mismo. Es importante destacar un hecho importante del comercio de 2012 que alteró las tendencias que se observaban en el mercado y relacionadas con el hecho que las importaciones de México vía gasoducto desde Estados Unidos cobraron fuerte impulso, en un contexto de sensible aumento del consumo y producción estancada de gas natural en México y mayor disponibilidad del fluido por parte de Estados Unidos.

Gráfico 2.4: Importaciones regionales y extrarregionales vía gasoducto y GNL¹⁷


Fuente: Elaboración en base a BP y EIA.

Los flujos de comercio de gas en la región se multiplicaron por 11 desde 1990 a 2012, alcanzando en este último año los 77 millones de m³/día, contemplando el comercio por gasoductos y de GNL. Durante la década de los 90 existió exclusivamente el comercio mediante gasoductos, teniendo al Cono Sur como principal actor (Argentina y Bolivia al inicio, y Chile y Brasil con posterioridad). En esos años, el gas se constituyó en la fuente de producción que lideraba las expansiones nacionales y la integración energética.

El posterior desarrollo de Trinidad y Tobago como un importante productor y exportador de GNL permitió que se incrementen los flujos de comercio de gas en la región, aspecto que se consolida en los últimos años. La cercanía geográfica con Trinidad y Tobago permitió a su vez el desarrollo de proyectos de generación eléctrica en República Dominicana y Puerto Rico, y, en el caso puntual de República Dominicana, desarrollar un incipiente mercado doméstico mediante el desarrollo de los llamados “gasoductos virtuales”¹⁸. Posteriormente, surgieron otros mercados regionales para

17. No incluye reexportaciones de GNL de Brasil a Argentina, que en 2012 totalizaron 1 millón de m³/día.

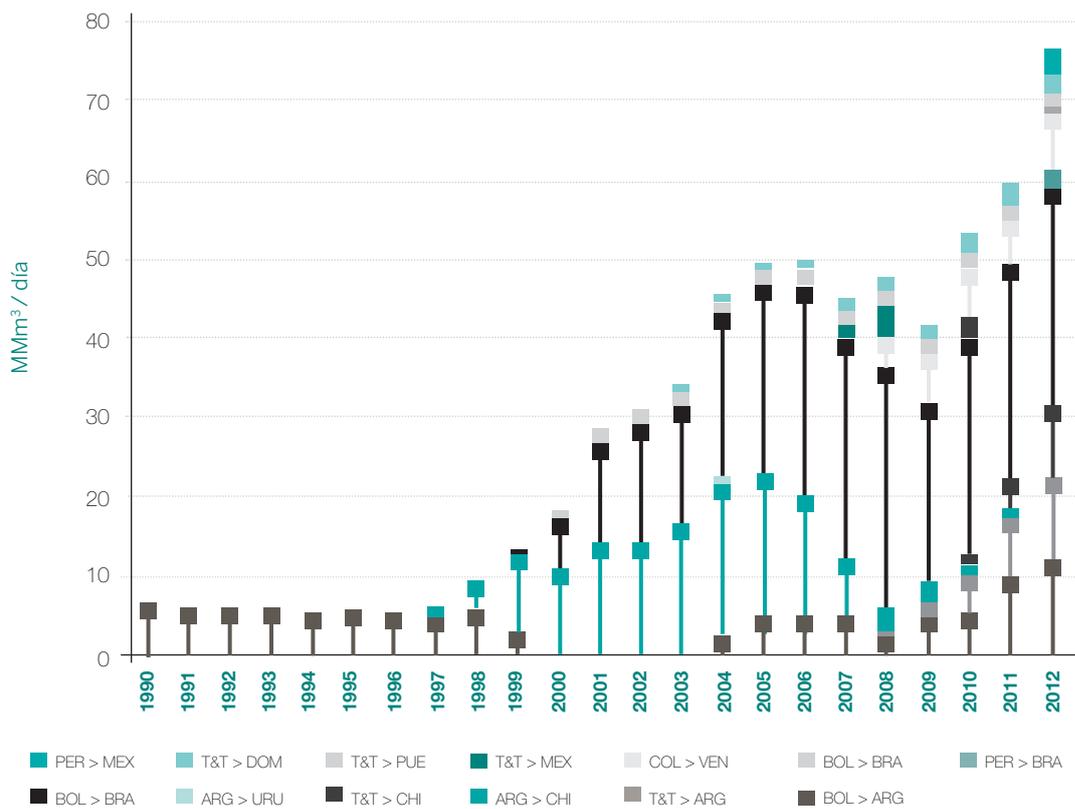
18. Se denomina de esta manera al mercado que se desarrolla mediante el transporte desde los centros de regasificación del gas natural hasta los centros de consumo en camiones que transportan pequeños módulos de gas natural comprimido o gas natural licuado.

Trinidad, como los de Argentina, Brasil y Chile, y un nuevo *player* se incorporó recientemente en escena como productor y exportador de GNL: Perú. A mediano plazo se espera que, con certeza, Colombia y Brasil, probablemente, se incorporen a la oferta regional de GNL.

El comercio regional se encuentra concentrado en cuanto a quiénes son sus proveedores. Durante 2012, Bolivia representó el 84% de las exportaciones de gas que se efectúan dentro de ALC por gasoductos mientras que Trinidad exportando GNL representó el 89%.

No obstante la foto anterior, el mercado regional es muy dinámico y cambiante, y se esperan cambios en la estructura actual a medida que se incorporen nuevos exportadores de GNL y otros países consoliden su posición importadora de GNL (Chile, Uruguay, Argentina, Brasil, expansión del GNL en Centroamérica y mayor consumo en República Dominicana y Puerto Rico), vista la reciente multiplicidad de proyectos de regasificación. En cuanto al comercio intrarregional por ductos no cabe esperar cambios significativos en cuanto a las interconexiones existentes, aunque sí hay mayor probabilidad en que incrementen los volúmenes, sobre todo se esperan mayores envíos de Bolivia a Argentina, vía el nuevo Gasoducto GNEA.

Gráfico 2.5: Flujos de comercio intrarregional de gas en América Latina y el Caribe



Fuente: Elaboración en base a BP y EIA.

En el Cuadro 2.9 se presentan los países de ALC clasificados en cinco grupos, según la madurez de su mercado de gas natural. La categorización realizada responde a parámetros relativos a si el grupo de países tiene un consumo significativo del recurso, si existen reservas de gas y si se encuentra desarrollada la infraestructura de transporte. Esta clasificación permitirá analizar las tendencias del bloque y estimar las necesidades según las diversas realidades existentes.

Cuadro 2.9: Clasificación de los países de América Latina y el Caribe según madurez del mercado de gas natural¹⁹

Descripción del grupo	Países	Carácter infraestructura	Recursos de gas	Penetración del gas en la matriz	Proyección abastecimiento corto-mediano plazo	Foco de inversiones
#1 “Infraestructura de transporte y mercado doméstico maduros”	México Argentina Brasil Colombia	Mediano/ Alto Desarrollo. Déficit de inversiones en Argentina y México; en Brasil y Colombia la expansión se da a partir del aumento de la penetración del gas en la matriz.	Significativa Producción doméstica en relación al consumo. Pozos maduros, exploración en pozos no convencionales. Alto potencial de <i>shale gas</i> en Argentina y México, fundamentalmente.	Alta participación y estable en Argentina y México. De baja a mediana la participación en Brasil y Colombia, aunque con planes de expansión en todos los horizontes.	Menor dinámica de crecimiento del consumo para el mediano plazo fundamentalmente. No se espera que la producción doméstica no convencional sea de tal magnitud que elimine importaciones de gas (gasoducto/GNL), es más se espera que empeore en Argentina. Colombia se encamina a ser simultáneamente exportador e importador.	Altos requerimientos de inversión en gasoductos y <i>upstream</i> en Argentina (GNEA, desarrollo <i>shale gas</i>) y México (<i>shale gas</i> , consumos anclas de generación térmica). Alto requerimiento en <i>upstream</i> en Brasil (presal). En Colombia fuerte requerimiento para proyecto de importación y exportación de GNL e importante también en <i>upstream</i> para incorporación de reservas.

Continúa

¹⁹ Consumo de gas / consumo primario de energía.

Continuación

Descripción del grupo	Países	Carácter infraestructura	Recursos de gas	Penetración del gas en la matriz	Proyección abastecimiento corto-mediano plazo	Foco de inversiones
#2 “Parcial desarrollo de infraestructura de transporte, con potencial gasífero”	Perú Venezuela	<i>Greenfield</i> en el caso de Perú, con desarrollo reciente a medida que se producen nuevos En Venezuela se destacan los proyectos trancos de integración regional y del mercado doméstico. descubrimientos.	En Venezuela el uso esencial del gas es para reinyección en pozos petroleros.	Medio a alto. Gran crecimiento en el caso de Perú, y estancada en Venezuela.	Aumento del consumo doméstico en el caso de Perú gracias a la ampliación de la infraestructura (<i>Greenfield</i>). En Venezuela la producción es una incógnita y depende de la situación del crudo, ya que es gas asociado fundamentalmente y su reinyección es importante para mantener la producción de crudo. No se esperan cambios importantes en el mercado doméstico de Venezuela.	En Perú: alto requerimiento de inversión para gasoductos y redes de distribución en un contexto de alto crecimiento de producción de gas. Inversiones menores para desarrollo de gasoductos virtuales. Venezuela: poca factibilidad en la concreción de proyectos de masificación del uso residencial/comercial.
#3 “Infraestructura de transporte destinada principalmente a la exportación de gas”	Bolivia Trinidad y Tobago	Escaso desarrollo para el mercado interno. Trinidad y Tobago tiene baja extensión de gasoductos por sus dimensiones aunque importantes inversiones en licuefacción.	Potencial de recursos gas, aunque bajo ratio reservas probadas/producción. En el caso de Trinidad y Tobago la proximidad con Venezuela amplía su base de recursos.	Alta para Trinidad y Tobago (92% del consumo de energía primaria), menor al promedio de la región en Bolivia (20%).	Se espera menor crecimiento del sector exportador. El desempeño de este grupo de países está sujeto a una importante incertidumbre debido al nivel de reservas vigentes. Ambos países contemplan expandir sus exportaciones en el tiempo y que las inversiones en el <i>upstream</i> y el desempeño exploratorio permitan cumplir con los planes.	Se esperan significativas inversiones en el <i>upstream</i> para incrementar reservas y cumplir con contratos. Esquema de incentivos al sector privado en Bolivia.

Continúa

Continuación

Descripción del grupo	Países	Carácter infraestructura	Recursos de gas	Penetración del gas en la matriz	Proyección abastecimiento corto-mediano plazo	Foco de inversiones
#4 “Bajo desarrollo del mercado con autoabastecimiento”	Cuba Ecuador	Escasa; poca tradición en producir gas en cantidades significativas. Desarrollo del mercado interno mediante gasoductos virtuales en Ecuador.	Bajo nivel de producción en relación a las reservas (1% de las reservas de ALC).	Muy bajo. En ambos casos, la matriz está concentrada en derivados del crudo (70% en promedio).	Consumo de gas relativamente estable. En el caso de Ecuador irá penetrando lentamente en consumos residenciales e industriales, gracias a los gasoductos virtuales en expansión.	Ecuador: <i>upstream</i> , licuefacción y gasoductos virtuales.
#5 “Parcial desarrollo de la infraestructura de transporte doméstico, con dependencia del gas importado”	Operativos: Chile Uruguay Puerto Rico República Dominicana Proyectados: Panamá Jamaica El Salvador Costa Rica Guatemala Paraguay	Realizada en función de las necesidades de importación, y básicamente solo la necesaria para interconectar unidades de regasificación con centrales térmicas. Desarrollo de esquemas de gasoductos virtuales (Chile y República Dominicana) para consumos industriales, comerciales y transporte.	Nulos a escasos. Solo reservas probadas en Chile (1% de las reservas de la ALC) que es el único que tiene producción (20% del consumo en promedio última década)	Baja, aunque con potencial. El gas natural se erige como un energético con posibilidad de desplazar uso de <i>fuel oil</i> y diesel en generación térmica y producir importantes ahorros económicos (caída precio mayorista de la electricidad, moderar balanza comercial energética, etc.).	Consumo relativamente bajo en relación al total, pero dinámico a partir del mayor consumo previsto en Chile y los proyectos de regasificación a operar en Uruguay, Jamaica y Panamá. Aumento del consumo de gas natural en República Dominicana por nuevas centrales de ciclo combinado y expansión de gasoductos virtuales (igual en Chile).	Uruguay y Chile: requerimiento de ampliación de la red de gasoductos, refuerzo de capacidad existente. En Chile están en cursos ampliaciones en terminal de GNL de Mejillones, a cargo de privados. En Uruguay está en construcción la terminal de regasificación de GNL que implica un alto requerimiento de inversión extranjera a devolver en 15 años. Panamá en el mismo camino de Uruguay, con una planta de importación y regasificación de GNL. En Centroamérica existe gran incertidumbre y se desconocen planes de inversiones para incorporar gas natural. Proyecto de gasoducto virtual en Puerto Rico, ampliación del existente en Dominicana.

Fuente: Elaboración propia.

Los diversos pronósticos existentes acerca de la evolución de largo plazo de la demanda de gas natural en ALC auguran un importante crecimiento a partir de diversas fuerzas y tendencias que harán que dicho combustible tenga un mayor peso en la matriz energética regional. Tal como se vio anteriormente, la región cuenta con importantes volúmenes de reservas comprobadas de gas natural, y recursos estimados de *shale gas* que aún deben ser desarrollados pero que dan una enorme potencialidad.

En un escenario tendencial y a partir de información de diversos planes energéticos, es esperable que la demanda de gas natural en ALC se expanda en el corto y median plazo al menos en un 3% anual luego de haber crecido al 5% anual en la última década, con un consumo acumulado aproximado de 80 TCF entre 2013-2020. La dinámica del consumo y la producción mostrará que la región se encamina a consolidar su posición importadora, y fundamentalmente lo hará por medio de mayores volúmenes importados de GNL.

La incertidumbre acerca de la producción y de los recursos que pueden convertirse en reservas probadas con que puede contar la región en el mediano plazo, es un elemento a destacar en la dinámica futura de los mercados consumidores. Debe subrayarse el potencial de Venezuela de convertirse en líder regional mediante sus proyectos de exportación de GNL que se encontrarían operativos a partir de la segunda mitad de 2015 y, para los cuales, consorcios multinacionales están explorando en la región. Tanto Brasil como Argentina tienen el potencial de expandir fuertemente su oferta interna del fluido a partir de los nuevos descubrimientos en el área del pre-sal y del gas no convencional, respectivamente.

Brasil plantea adicionar significativos volúmenes de gas provenientes de campos *offshore* los cuales, una vez licuefaccionados, serían ingresados al mercado; si bien aún no está magnificado de manera precisa el volumen de gas proveniente del pre-sal algunos especialistas auguran que Brasil podría lograr el autoabastecimiento en el largo plazo. En el caso de Argentina, la producción y reservas de los yacimientos tradicionales ha venido cayendo en forma sostenida; no obstante ello el país cuenta con una aparente cantidad de reservas de gas no convencional (gas de arenas compactas y gas de esquistos) que permitiría ampliar fuertemente su horizonte de producción, pero este es un proceso que necesita todavía consolidarse. México iniciará la exploración en aguas profundas en el Caribe y también cuenta con significativos recursos de *shale gas*. Trinidad y Tobago y Venezuela firmaron un acuerdo de unificación de los yacimientos de gas que comparten ambos países para llevar a cabo su explotación conjunta²⁰.

En términos generales el ALC mostró recientemente un importante ciclo de crecimiento que se estabiliza en los últimos años, pero puede reiniciarse con el incremento de la exploración.

El gas natural es la mejor respuesta al cambio climático en el entorno de los combustibles fósiles, y mantendrá su posición en la matriz energética. Así, México espera que prácticamente el 60% del incremento de la demanda de gas natural entre 2011 y 2025 sea absorbido por nuevas centrales de ciclo combinado. Esta tecnología para la producción de electricidad implica un menor costo unitario para la generación en relación a otras tecnologías, y dentro del grupo de tecnologías que generan con combustibles, es la de menor generación de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI). Esto último representa un importante potencial para

20. Campo Lorán-Manatee, que se ubica a los largo de la frontera marítima entre ambos países.

el desarrollo del gas en el sector en tanto los países de ALC adopten políticas que preserven el medio ambiente.

Colombia no incrementará considerablemente el consumo del gas en la generación eléctrica, dado que nuevos proyectos hidroeléctricos generarán una menor dependencia del gas en la generación térmica, no obstante se espera que comience en 2014 la importación de GNL para hacer frente a la demanda eléctrica en momentos que no hay buen aporte de la hidroeléctrica. En el caso de Argentina, la escasez interna del fluido ha generado el uso de combustibles alternativos (diesel, fuel y carbón) y el GNL en la generación. El escenario de mediano plazo para la energía eléctrica incremental en el país será mayoritariamente a partir de nuevos proyectos eólicos y potencia nuclear a incorporarse próximamente. El país requiere obras hidroeléctricas de envergadura para reducir la dependencia de la generación térmica.

En países como México y Perú la radicación en determinadas zonas de centrales térmicas con base gas ha respondido a múltiples objetivos como servir de “ancla” para la construcción de un gasoducto que a la postre facilitó la construcción de las obras requeridas para llevar gas natural a consumos residenciales, comerciales y pequeños industriales. Este camino, seguramente continuará para el desarrollo de los gasoductos Sur (hacia Cuzco y el puerto de Ilho) y Norte (Chimbote-Trujillo) en Perú que necesitan de consumos “anclas” importantes, como la generación eléctrica, para viabilizar económica y financieramente los emprendimientos.

En la región también ha sido muy importante la provisión de GNL con destino a la generación eléctrica. A principios de la década pasada con las plantas de regasificación de República Dominicana y Puerto Rico, se inaugura una etapa de uso de este combustible en el sector eléctrico. Posteriormente, los proyectos se han multiplicado en el Cono Sur. La posibilidad de acceder al GNL por parte de la generación eléctrica permite cumplir con los objetivos de seguridad energética, en tanto la provisión mediante GNL es flexible y permite su uso fundamentalmente en los picos de generación. En el norte de Chile la generación térmica con base a GNL, importado desde la terminal de Mejillones, permitió consolidar la actividad minera.

El importante crecimiento experimentado por la región en los últimos años ha sido fuente para el mayor crecimiento de los sectores industriales, potenciados por los procesos de reindustrialización de los que la mayoría de los países de ALC han gozado. Las nuevas señales provistas por el comercio internacional (aumento de precio de los *commodities* agrícolas, minerales y energéticos, como así también el aumento del comercio intra y extra regional) han permitido una importante expansión de estos sectores. Este escenario generó nuevas oportunidades en torno de las actividades mineras, petroquímicas, ramas más pesadas como la siderurgia y automotriz, y sectores no transables como la construcción, han elevado considerablemente la demanda de gas natural.

El mayor consumo de gas que realizarán sectores como la petroquímica y la refinería son en parte planeados por las grandes empresas energéticas nacionales. Por ejemplo, en Brasil, la mayor parte de la demanda incremental de gas será explicada por el mayor consumo de gas en el sector refinería²¹ y el sector industrial (incluye petroquímica). En México, se repite este patrón para el incremental de gas natural,

21. Además de su uso en actividades de E&P y en compresión en gasoductos.

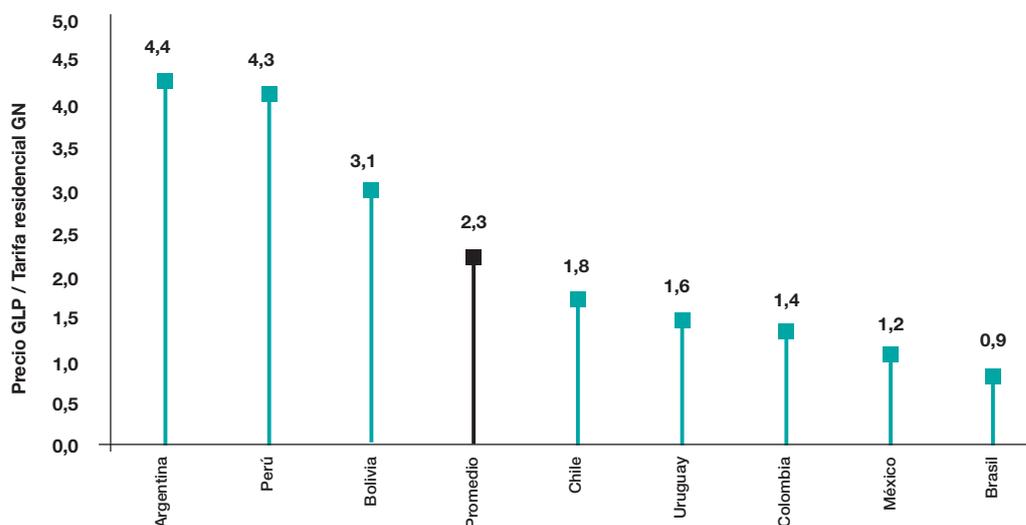
lo que deja traslucir que aún en estos países el consumo residencial de gas natural seguirá siendo una fracción ínfima del consumo de gas.

También en Perú, la gran disponibilidad de gas natural para el mercado interno, sumado a la nueva infraestructura de transporte proyectada, permitirán que nuevas actividades industriales diversifiquen su consumo energético; de esta forma se espera que el sector industrial y el petroquímico representen conjuntamente la mitad del incremento en la demanda de gas en 15 años. El sector petroquímico peruano se esperaba que comenzara a consumir gas natural a partir de 2016. Finalmente en el caso de Bolivia, más del 60% del incremento de la demanda doméstica estará representado en la materialización de los proyectos de industrialización del gas (Licuables, Amoníaco y Urea, Etileno y Polietileno, GTL, entre otros).

El consumo de gas natural en el sector residencial es relativamente bajo en ALC. Solo Argentina y Colombia exhiben un importante mercado de consumo residencial, a partir de políticas para la masificación del consumo de gas por red. El consumo de gas natural por redes depende en la mayoría de los países de ALC de la competencia con el gas licuado de petróleo (GLP). En el caso de México, la penetración del gas de red en este sector es aún baja: en el consumo energético residencial el gas representa el 6% del consumo, mientras que el GLP es el 50%. En este país el consumo residencial de GLP está subsidiado, mientras que ello no ocurre con el gas de redes.

En otros países como Venezuela, Bolivia, Ecuador e inclusive Argentina, el GLP para uso residencial ha gozado también de subsidios. En el Gráfico 2.6 se presentan para algunos países de ALC el costo del GLP relativo a la de la tarifa de gas natural para el sector residencial, en términos equivalentes. Nótese la gran dispersión que se presentan en los costos de provisión de ambos energéticos a lo largo de los países; en particular, gran parte de los países subsidian el consumo de GLP, estableciendo su precio y/o exenciones impositivas, entre otras medidas.

Gráfico 2.6: Precio del GLP relativo a la tarifa residencial de gas natural



Fuente: Elaboración propia en base a fuentes oficiales.



3

Agua y
saneamiento

En esta nota se presenta una discusión sobre los desafíos del agua en América Latina, con un énfasis especial en temas prioritarios y de mayor actualidad que vinculan la infraestructura hídrica con el desarrollo sustentable. El documento se divide en cinco secciones, comenzando por esta introducción. La segunda registra tendencias globales y regionales relativas al agua y pretende contribuir a la discusión actual sobre políticas públicas sobre conservación y utilización de los recursos hídricos y la prestación de los múltiples servicios del agua en América Latina.

La tercera sección es el corazón del documento, y por ello presenta una reflexión sobre las características únicas de los proyectos de infraestructura hídrica tomando en cuenta varias perspectivas: la lógica del ciclo hidrológico y la condición probabilística de las variables meteorológicas y climáticas que determinan el diseño de los proyectos. La seguridad hídrica como un factor esencial para la prestación de los servicios vinculados al agua. Seguidamente revisita la discusión actual sobre las necesidades de inversión en infraestructura hídrica para alcanzar la universalización de los servicios de agua potable y saneamiento, y también para acompañar el esperado crecimiento del PIB; ambos con el horizonte temporal del 2030. Finalmente, con estos elementos revisa los componentes del ciclo de los proyectos de infraestructura hídrica con especial atención a los aspectos de información, planificación, evaluación ambiental y factibilidad de los proyectos de agua. La cuarta sección revisa trabajos recientes sobre infraestructura hídrica donde se resalta su importancia en la competitividad de las economías, la integración territorial y las implicaciones en mercados globales. En la quinta sección se actualizan y amplían los indicadores más significativos del agua que se han reseñado en las dos entregas previas de la serie de documentos IDEAL.

TENDENCIAS RECIENTES SOBRE INFRAESTRUCTURA, APROVECHAMIENTO Y CONSERVACIÓN DEL AGUA

El informe IDeAL 2012 (CAF, 2012) resume algunas de las tendencias globales de mayor significación para América Latina con relación al aprovechamiento de recursos hídricos y sobre la prestación de servicios de infraestructura relacionados con el agua. Los mensajes centrales siguen siendo relevantes. A partir de estas referencias se subrayan los *drivers* de mayor importancia para la discusión y formulación de estrategias sobre infraestructura, desarrollo sustentable y políticas públicas para los países de Iberoamérica en materia de agua.

Iberoamérica dispone de abundantes recursos hídricos pero se encuentran desigualmente distribuidos. A pesar de que a nivel global América Latina dispone de aproximadamente 30% de los recursos hídricos del planeta (World Water Council, 2012), 8,1% de la población y 15,2% de la tierra; esta disponibilidad de agua se encuentra desigualmente distribuida tanto en el espacio como a lo largo de los meses del año. Aproximadamente 25% del territorio es árido-semiárido con lluvias anuales inferiores a 500 milímetros; además, un porcentaje superior al 70% de la lluvia se concentra en menos de cuatro meses del año. Esta asimetría se manifiesta con mayor intensidad cuando se contrasta la disponibilidad del recurso hídrico con la localización y características de la demanda de agua de las ciudades y de la producción en prácticamente todos los países de la región —en los cuales una gran parte de la población y de la actividad económica se localiza donde se encuentran una fracción muy pequeña del agua disponible.

La variabilidad climática compromete la seguridad hídrica del abastecimiento de agua para las ciudades y la producción. La disparidad entre la oferta y la demanda de agua en la región puede acentuarse sensiblemente como consecuencia de las variaciones climáticas de acuerdo con las proyecciones de modelos y escenarios sobre los cuales existen consensos a nivel de la comunidad científica internacional. Las implicaciones de estas características y los condicionantes físicos propios del agua sobre la planificación hídrica y la política pública son múltiples; entre ellas, se destacan: la necesidad estratégica de garantizar la seguridad de los abastecimientos de agua para satisfacer la demanda de la población y de la producción, con obras de regulación y acumulación; y también con obras de transporte troncal de grandes caudales mediante tuberías y canales; y redes de distribución para atender demandas instantáneas con niveles de calidad preestablecidos. Para que estas obras cumplan sus objetivos de desarrollo en forma óptima deben estar acompañadas de mejoras sustanciales de eficiencia y productividad en el uso del agua.

La región reporta altas coberturas en las redes de agua potable y en menor grado de alcantarillado, pero el 25% más pobre y vulnerable aún carece o recibe servicios precarios. A pesar de los altos niveles de cobertura de acceso a las redes de agua potable y alcantarillado, la calidad de los servicios a nivel de los domicilios es baja en cuanto a la condición sanitaria del agua, y a la continuidad de los servicios siete días a la semana y 24 horas al día. Además, el tratamiento de las aguas residuales es deficitario puesto que menos del 30% de las mismas reciben algún tipo de tratamiento. A este cuadro, se agregan défi-

cits muy significativos de infraestructura de drenaje urbano. Estas deficiencias se agravan cuando se observa que una proporción mayoritaria de la infraestructura (especialmente los sistemas de almacenamiento y conducciones troncales) fueron construidos hace 30 o más años, y en el caso de las conducciones la vida útil se estima en unos 50 años. Estas características agregan necesidades de inversión en infraestructura hídrica para nuevos proyectos de expansión (*greenfield*); y para proyectos dedicados a la rehabilitación y renovación de activos (*brownfield*) los cuales deben ser cuidadosamente priorizados para asegurar el mayor retorno social y económico.

Para mejorar los servicios de agua en red se necesitan intervenciones que integren la infraestructura de agua en la planificación urbana y la gestión sustentable del medio ambiente. La infraestructura de agua en las ciudades tiende a visualizarse de forma segmentada siguiendo una lógica que separa tres grandes componentes: agua potable, saneamiento y drenaje pluvial. La realidad es bastante más compleja, porque el manejo del agua está relacionado íntimamente con los bosques, montañas y acuíferos que suministran agua; con la gestión del suelo donde el agua escurre y se infiltra; y con los residuos urbanos que genera la actividad humana y son arrastrados a los drenajes naturales. Además, como una característica muy particular de los servicios públicos en redes que se extienden hasta los puntos de consumo en el interior de los domicilios. Por ello, los proyectos de infraestructura de agua no pueden diseñarse con una óptica sectorial única, porque las soluciones debe integrarse íntimamente con políticas y proyectos para la regularización y formalización de la ocupación de la tierra urbana que solucionen los problemas de la vivienda informal y resuelvan la precariedad de servicios que reciben las mismas; y al mismo tiempo con intervenciones que reviertan la degradación del medio ambiente urbano, especialmente la contaminación de los cuerpos de aguas, y la deficiente gestión de los residuos sólidos.

Estas tendencias están bien alineadas con la evolución esperada de los mercados globales de agua para el período 2013-2018 tal cual se reportan en las estadísticas y análisis más recientes de la publicación *Global Water Intelligence* (GWI, 2013) resumidos en el Recuadro 3.1. (ver p. 90).

Recuadro 3.1: Evolución del mercado global de agua potable y saneamiento
Global Water Intelligence 2013

El mercado global de agua potable, alcantarillado sanitario, tratamiento de aguas servidas y usos industriales tiene un valor de USD 556.800 millones, correspondientes a inversiones de capital y operación (CAPEX y OPEX) en una proporción de 39% y 61% respectivamente. Se estima que este mercado crecerá anualmente a una tasa de 3,9% hasta el 2018. Los principales *drivers* de este crecimiento son los siguientes:

- **Creciente escasez de agua.** Como la demanda por agua aumenta en áreas con limitada disponibilidad de recursos hídricos, el costo para desarrollar nuevos recursos puede ser exponencialmente mayor que las fuentes existentes. Las inversiones de capital para el desarrollo (sin incluir transferencias) se espera que crecerán al 4,4% y la desalación al 19,8%.
- **Necesidad de un mejor saneamiento en las ciudades.** Alcantarillado, tratamiento de aguas servidas y disposición de lodos se encuentran largamente rezagadas en las ciudades y se espera que las inversiones crecerán al 5,0% anual.
- **Presiones para mejorar el desempeño de los prestadores de servicios.** Las empresas de agua potable se encuentran bajo una presión grande para hacer más con menos y las tecnologías para alcanzar este objetivo se encuentran en continua expansión. Por ejemplo, el mercado para redes inteligentes, incluyendo automatización, control y medición se espera que crezca anualmente al 9,8%.
- **Gestionar los efluentes industriales como una alternativa para aumentar la oferta de agua.** La búsqueda de energía y recursos minerales conlleva nuevos desafíos relacionados con el tratamiento de agua para su reutilización. El mercado de equipos para las industrias petroleras, gas, y minería se espera que crezca al 13%.
- **Conciencia creciente sobre los riesgos económicos del agua.** Especialmente por parte de las corporaciones y sus inversionistas que evalúan el impacto de los riesgos asociados al agua en las marcas, producción y cadenas de valor. Esta percepción del riesgo obligan a los negocios a incrementar sus inversiones en tecnologías y equipos de agua y tratamiento con un crecimiento esperado de 7,2% por año.

PARA APROVECHAR MEJOR LA INFRAESTRUCTURA HÍDRICA

Estimados de inversión en infraestructura hídrica

El documento IDeAL 2011 presentó una estimación de las inversiones necesarias para universalizar el servicio de agua potable y saneamiento en América Latina en el año 2030 (CAF, 2011). Para lograr este cometido las inversiones en el período 2010-2030 alcanzan USD 250.000 millones, equivalentes a USD 12.500 millones anuales utilizando como referencia el 2010. En este ejercicio se incluyeron objetivos de renovación y rehabilitación de infraestructura, ampliación de fuentes de agua para el abastecimiento conmensurado con el crecimiento de la población y un uso racional del agua¹, la depuración y disposición final de aguas residuales en el medio ambiente, y el drenaje de aguas pluviales y de lluvia. Siguiendo la lógica de la integralidad de las inversiones en infraestructura hídrica en las ciudades, mencionada previamente, se incluyen las inversiones para la formalización de conexiones de agua potable y alcantarillado, a nivel de los domicilios, para aproximadamente 50% la población informal urbana —unos 10 millones de hogares de bajos ingresos² (Cuadro 3.1).

Cuadro 3.1: Inversión en infraestructura de agua para América Latina (2010-2030)

Infraestructura	USD Billones (2010-2030)	USD Billones Promedio Anual	Meta para 2030
Agua Potable (AP)	45.4	2.27	100% cobertura
Saneamiento (S)	79.4	3.97	94% cobertura
Depuración	33.2	1.66	64% depuración
Drenaje	33.6	1.68	85% área urbana
Fuentes de Agua	27.1	1.35	100% demanda incremental
Formalización de conexiones APyS	30.5	1.52	50% reducción brecha
Total	249.2	12.45	

Este ejercicio también incluyó un análisis agregado de los costos eficientes para la prestación de estos servicios de infraestructura en América Latina y sugiere un modelo de financiamiento que busca optimizar la generación de recursos vía tarifas,

1. Se estimó un consumo de 200 litros por persona por día y un incremento de la población urbana de 100 millones.

2. Se asumió que el 10% restante de los hogares se incluyen en nuevos programas de urbanización y vivienda en zonas de bajos ingresos.

principalmente para los servicios a nivel domiciliario (private goods), y recursos fiscales para financiar inversiones consideradas public goods (como son algunas relacionadas con la protección del medio ambiente³); y otras inversiones y costos operacionales que podrían ser objeto de subsidios por razones de pobreza de los beneficiarios. Los costos de operación se estimaron deduciendo el llamado costo escondido de la ineficiencia que se obtiene cuando se compara el desempeño de las empresas operadoras promedio con indicadores de eficiencia de las mejores empresas tales como el porcentaje de pérdidas de agua en las redes, productividad laboral y gestión comercial⁴. Este cálculo mostró que el costo anual de la ineficiencia podría estimarse en 5.000 millones de dólares.

Este tipo de análisis agregado del costo y eficiencia de las inversiones en infraestructura han sido objeto de un informe reciente del McKinsey Global Institute (McKinsey, 2013). En el cual se revisan las necesidades y desafíos globales para ejecutar proyectos de infraestructura en el periodo 2013-2030. Los mensajes principales de este informe son los siguientes:

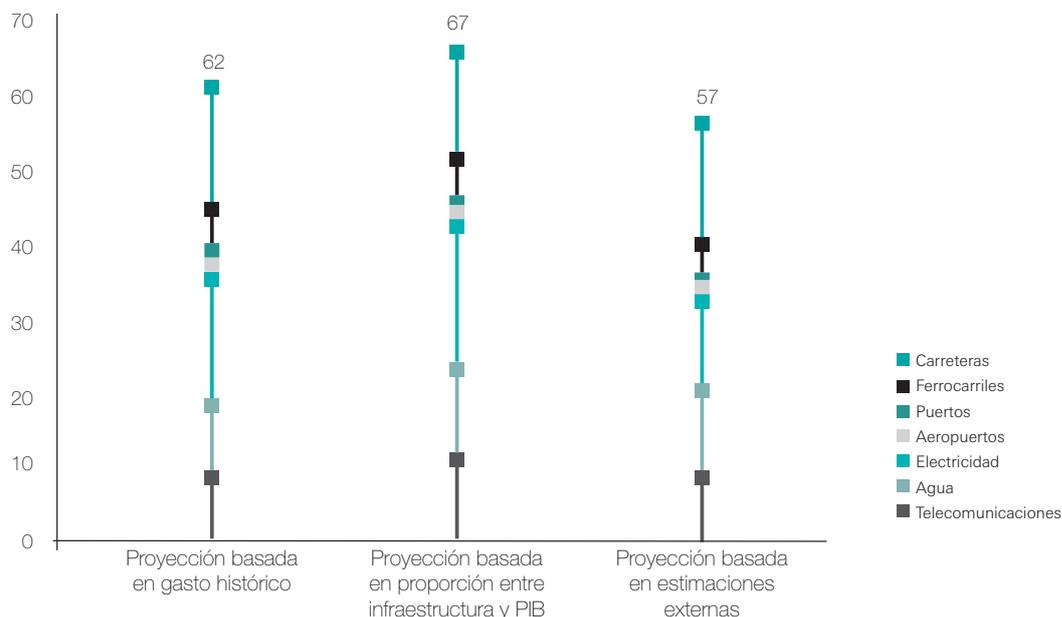
- El mundo necesita aumentar en 60% las inversiones en infraestructura en los próximos 18 años, incrementando el valor actual de USD 2 a USD 3 trillones por año, para poder acompañar un crecimiento proyectado de 3,5% del PIB global.
- Utilizando las mejores prácticas sobre inversión en infraestructura se puede ahorrar un 40% del costo, o sea USD 1 trillón por año.
- Existe un enorme potencial para ganar productividad reduciendo las ineficiencias crónicas de los sectores de infraestructura (tanto en operación como inversión).
- La productividad laboral en la construcción tiene que mejorarse porque la misma está estancada desde hace más de 20 años.
- El estatus-quo se mantiene por falta de planeamiento, mala estimación de las demandas y pobre selección de los proyectos.
- Hay una fuerte tendencia hacia la ampliación de capacidad en lugar de utilizar mejor activos existentes.

Aplicando estos conceptos se realizaron tres tipos de proyecciones. Una basada en los costos históricos, otra tomando una proporción entre los activos de infraestructura y el PIB, y una tercera utilizando estimaciones independientes, como las realizadas por el GWI ya mencionado, para el caso del agua. Con estos enfoques metodológicos se estimaron las necesidades globales de inversión en infraestructura (incluyendo agua) para el período 2013-2030. Para la infraestructura hídrica, estas proyecciones alcanzan un valor de USD 10 trillones en ese período, o sea un valor promedio a dólares constantes de USD 550.000 millones por año. Debe aclararse que en estas inversiones se incluyen toda la infraestructura de agua, no solamente aquella vinculada a los servicios urbanos del agua, como fue el ámbito del estimado presentado en IDEAL 2011 (Figura 3.1).

3. Principalmente inversiones en tratamiento y disposición final de agua residuales y la protección y recuperación de ecosistemas acuáticos, especialmente humedales.

4. Para el cálculo se asumió 20% de pérdidas, 100% de las facturas se pagan en 12 meses, y una productividad laboral de 1 empleado por 500 conexiones.

Figura 3.1: Tres métodos para estimar las necesidades de inversiones en infraestructura (2013-2030) (en USD constantes de 2010)



Fuente: Organización de Cooperación para el Desarrollo Económico (OCDE), Agencia Internacional de Energía (AIE), Foro Internacional de Transportes (FIT), Global Water Intelligence (GWI), McKensy Global Institute (MGI).

Este análisis concluye que se podría ahorrar USD 1 trillón por año en las inversiones de todos los sectores de infraestructura si se siguieran lineamientos de políticas públicas e incentivos privados como los siguientes:

- **Mejorando la selección de proyectos y optimizando los portafolios de inversión, se podrían ahorrar unos USD 200.000 millones por año.** Esto implica mejoras en la evaluación económica y priorización de los proyectos y en la toma de decisiones sobre los mismos en forma transparente.
- **Acelerando la ejecución de proyectos se podrían ahorrar USD 400.000 millones por año.** Para ello debe trabajarse en los diferentes componentes del ciclo de los proyectos, desde un buen planeamiento y buena ingeniería, la obtención de permisos ambientales, mecanismos para la adquisición tierras, modernizar la contratación y generar incentivos para mejorar la tecnología constructiva.
- **Optimizando la capacidad de servicio de los activos existentes podrían ahorrarse (o diferirse) inversiones equivalentes a USD 400.000 millones por año.** Para ello debe asignarse prioridad a asuntos como el mantenimiento, la rehabilitación y la gestión de la demanda.
- **Para capturar estos ahorros debe mejorarse sustancialmente la gobernabilidad de los sectores de la infraestructura,** incluyendo la separación de funciones de decisiones sobre políticas y financiamiento de la operación, estimular la regulación económica, utilizar incentivos mercado, asegurar la

transparencia en las decisiones, los procesos de rendición de cuentas y la información.

Las conclusiones del análisis realizado por el McKinsey Global Institute son particularmente oportunas para revisar algunos asuntos básicos de los proyectos de infraestructura hídrica. Entre ellos, la planeación y la ingeniería de los proyectos, los procesos de licenciamiento ambiental, los mecanismos de contratación, y los incentivos para nuevas tecnologías. Asuntos que además no son enteramente obvios para los agentes responsables por la formulación de políticas públicas y las decisiones sobre inversiones en infraestructura. En resumen el informe redescubre una precondition crucial para identificar y reducir las ineficiencias —mejorar la gobernabilidad de los sectores de la infraestructura.

Para optimizar el ciclo de los proyectos de infraestructura hídrica

Para iniciar esta discusión es conveniente resaltar algunas características especiales de las inversiones en infraestructura de agua, las cuales marcan una diferencia notable con otros sectores de infraestructura. En primer lugar el ciclo de vida de los proyectos de infraestructura hídrica es por lo general muy largo; frecuentemente 100 años. Además deben considerarse las necesidades de series históricas de datos de niveles y caudales en los ríos, registros de lluvia y otras variables meteorológicas. Al mismo tiempo, hay que tener presente los considerables plazos de los contratos o licencias para la operación que caracterizan a los servicios de infraestructura; frecuentemente 30 o más años. Ambos componentes —series históricas de datos y plazos de operación— son singularmente largos cuando se comparan con el alcance temporal de análisis que enmarca a otros sectores de infraestructura. Las inversiones son frecuentemente muy voluminosas y tienen períodos de amortización de 50 años para obras civiles, conductos y tuberías; y 25 años para instalaciones electromecánicas. A título comparativo, en otros sectores de infraestructura las inversiones se amortizan en períodos mucho más breves: cinco años o menos en telecomunicaciones, y unos 10 años en electricidad. Estas características hacen que, por ejemplo, las inversiones en obras de embalse, conducción y distribución de agua potable, recolección y tratamiento de aguas servidas tengan grandes economías de escala. Adicionalmente los servicios que se prestan en red hasta los domicilios, como son la distribución de agua potable y el alcantarillado sanitario, son monopolios naturales típicos porque no es económicamente viable tener más de una red para atender a los consumidores finales de estos servicios.

La Figura 3.2 (ver p. 102) presenta una visión estilizada del ciclo de los proyectos de infraestructura de agua. En ella podemos observar que se necesitan por lo menos 10 años de información básica. En el caso de la información hidrológica, 25 años no es un plazo particularmente largo; generalmente se aspira a tener series históricas de datos de 50 años. La información socioeconómica para realizar proyecciones y diseñar escenarios futuros también necesita de varias décadas de datos, especialmente para entender tendencias seculares que condicionan el consumo, como es el caso de las variables demográficas. La extensión del período de registro de datos hidrológicos y la confiabilidad de los mismos es un componente esencial para las inversiones en materia de agua. Además, las evidencias sobre variaciones climáticas en los últimos

50 años indican con claridad que aun los datos históricos no son suficientes para predecir el futuro hidrológico, porque el mismo está estrechamente asociado a los procesos de calentamiento global inducidos por la actividad humana.

La evidencia científica sobre el impacto de emisiones de gases y el efecto invernadero que ocasionan en la atmósfera está universalmente reconocida. Los modelos coinciden en lo fundamental, es decir, que concentraciones de CO₂ en la atmósfera superiores a 400 ppm, y el calentamiento global que conllevan, se expresan inexorablemente en las variables del ciclo hidrológico. En consecuencia, tiene efectos irreversibles en la sobre elevación del nivel medio del mar como consecuencia del deshielo en los polos, y también llevan a una intensificación del ciclo hidrológico con extremos de inundación y sequía cada vez más pronunciados, los cuales ya son observables en distintas partes del mundo. Esta discusión pretende poner al descubierto la complejidad e incertidumbres que acompaña a los proyectos de inversión en agua, tanto por su relación con el ciclo hidrológico (por el lado de la oferta), como con variables sociales y económicas que condicionan la demanda de los servicios.

Por lo general los países de América Latina cuentan con servicios especializados para relevar información hidrometeorológica pero las densidades de estaciones de medición y obtención de datos es baja y se observan extensos territorios sin prácticamente ningún dato. Estas instituciones especializadas en la hidrometeorología de los países reciben recursos limitados para garantizar un adecuado mantenimiento y operación de estaciones y equipos para recabar datos, y mucho menos para la expansión de las redes existentes. A pesar del avance extraordinario de la tecnología para obtener datos hidroclimáticos a través de satélites de observación y sensores remotos, las mismas son poco útiles en la práctica sino no se cuenta con datos en tierra confiables que permitan validar las señales registradas por los equipos y también para calibrar los modelos de simulación. La falta de recursos e incentivos también afecta la capacidad para realizar pronósticos en tiempo real sobre eventos extremos o condiciones hídricas para la agricultura y la generación eléctrica. Los pronósticos existentes, por lo general utilizan escalas muy grandes con datos e informaciones extraídas de análisis globales y por ello tienen limitadas aplicaciones a nivel local.

Las consecuencias de estas falencias son aún más graves ante los escenarios de cambio climático, por lo que se necesita un esfuerzo aun mayor de recopilación de datos y mediciones. Los estudios más recientes sobre mudanzas climáticas y la adaptación de los sistemas hídricos en muchos países del mundo muestran que la inversión en información hidrometeorológica es la que tiene el mayor retorno porque no solamente mejoran los pronósticos que salvan vidas ante inundaciones y otros eventos extremos, sino también contribuyen a la planificación productiva, y al diseño de proyectos de mejor calidad. Con relación a las redes de estaciones hidroclimáticas que necesitan los países puede utilizarse como referencia los países de la Unión Europea donde la densidad promedio de estaciones de medición de aguas superficiales es de 1/267 kilómetros cuadrados, en el caso de España es superior 1/600. España además cuenta con unas 5.000 estaciones de lluvia, una cada 100 Km², y 3.000 puntos de observación de aguas subterráneas en las zonas permeables del país (Ministerio de Medio Ambiente de España, 2000).

La planificación de los recursos hídricos como de los servicios del agua debe ser una actividad continua (UN Water, 2006). La misma se realiza a nivel de las cuencas hidrográficas por ser esta la unidad lógica de análisis para comparar la oferta y la demanda de agua. También para determinar las eventuales necesidades de transferencias de agua desde cuencas vecinas, o incrementar los volúmenes disponibles de agua dentro de las cuencas mediante el reúso de aguas servidas en actividades agrícolas e industriales, y con proyectos de desalación de agua de mar o salobre en zonas costeras. Igualmente, para determinar las medidas tecnológicas, como las decisiones económicas (incentivos y penalizaciones) para controlar la demanda. Por ejemplo, estas medidas son particularmente relevantes en zonas turísticas cuando hay que atender picos muy elevados de la demanda de agua en las épocas estivales, que superan varias veces las demandas promedio de agua en otras épocas del año.

La planificación de los recursos hídricos como la conocemos hoy día tiene sus orígenes en Francia, Alemania y España; países que desde hace más de 150 años se ocupan de la planificación de las cuencas de los ríos Ródano, Rin y Ebro, entre otros. En Estados Unidos, desde principios del siglo pasado, se realizan esfuerzos de planificación sistemáticos y muy emblemáticos en la cuenca del río Colorado y en el valle del río Tennessee. En este último, con el objetivo de promover el desarrollo de una región muy pobre del país, se creó el Tennessee Valley Authority (TVA) como una autoridad de cuenca para ejecutar inversiones hídricas para el control de inundaciones y aprovechamiento hidroeléctrico. El éxito relativo del TVA ha sido utilizado como modelo de desarrollo regional en muchos países que han creado corporaciones públicas para ejecutar inversiones en infraestructura hídrica e integración territorial.

En el caso de España la experiencia de planificación por cuencas hidrográficas es extraordinariamente rica y de una especial relevancia para América Latina considerando las semejanzas jurídicas e institucionales. El Recuadro 3.2 da una idea de los plazos de la planificación mostrando los hitos principales en la evolución de la planificación hidrológica en España. También resume los lineamientos que sigue España para la compatibilización de sus planes con la directiva marco de la Unión Europea para el agua. Como una referencia aún más actualizada se hace mención al muy reciente llamado a consulta pública del plan hidrológico de la cuenca del río Júcar, que representa un 8,4% territorio español (Demarcación Hidrográfica del Júcar, 2013). Los documentos completos del plan propuesto pueden descargarse gratuitamente de la página en internet de la DHJ.

Recuadro 3.2: La planificación de los recursos hídricos en España

La planificación de los recursos hídricos en España se inició a principios del siglo pasado y la gestión por cuencas hidrográficas en 1926, con la constitución de la Confederación Hidrológica del Ebro. En 1985 se aprobó una nueva ley de aguas y para finales de 1990, las diferentes confederaciones hidrográficas ya contaban con sus correspondientes planes; los cuales fueron compatibilizados en un Plan Hidrológico Nacional aprobado en el 2001 (Ministerio de Medio Ambiente, 2000).

Posteriormente, la aprobación en 2004 de la Directiva Marco del Agua (DMA) de la Unión Europea ha requerido cambios sustanciales a la legislación de los países europeos sobre aguas. Los objetivos de la DMA son prevenir el deterioro y mejorar el estado de los ecosistemas acuáticos y promover el uso sostenible del agua. La DMA establece tareas con un calendario para su cumplimiento, que afecta todos los aspectos de la gestión de las aguas. Para cumplir con la DMA, la legislación española ha modificado y adaptado los objetivos de la planificación hidrológica para compatibilizar el buen estado de las aguas superficiales y subterráneas con la atención de las demandas, mediante una gestión racional y sostenible. Además la planificación debe tratar de mitigar los efectos de las sequías e inundaciones.

El eje de la DMA lo constituyen los planes hidrológicos de cuenca que deben armonizarse con las necesidades de los diferentes sectores usuarios, respetando el medio ambiente y en estrecha coordinación con otras planificaciones sectoriales, y deben seguir los siguientes lineamientos:

Integrar las aguas continentales, de transición y costeras en cuanto a su protección.

Lograr la coordinación y cooperación entre las jurisdicciones administrativas en la cuenca.

Promover la participación pública en el proceso de toma de decisiones.

Establecer criterios para los caudales ecológicos, la recuperación y restauración de cauces y riberas.

Fomentar la concientización a los usuarios sobre la necesidad del aprovechamiento óptimo del agua y las necesidades ambientales.

Proponer programas y medidas con base en análisis económicos de eficiencia y en beneficios y costos.

Establecer una política de precios para los servicios del agua que incentive la gestión racional y sostenibilidad de los recursos.

Un ejemplo actualizado sobre cómo se lleva adelante este proceso lo constituye la planificación hidrológica de la cuenca del río Júcar. En Agosto de 2013, la Demarcación Hidrográfica del Júcar (DHJ) dio inicio al proceso de consulta pública del plan hidrológico. La DHJ abarca un territorio de 42.735 Km², que se extiende en cinco Comunidades Autónomas (Aragón, Castilla-La

Mancha, Cataluña, Comunidad Valenciana y Región de Murcia) y siete provincias: la totalidad de Valencia, gran parte de Albacete, Alicante, Castellón, Cuenca y Teruel, una pequeña área de Tarragona y otra en Murcia. Las provincias de la Comunidad Valenciana suponen la mayor parte del territorio de la cuenca sumando cerca del 50% de su extensión total.

En otros ámbitos y especialmente en América, la planificación del agua se asocia con la preparación de planes maestros (PM) para ciudades o proyectos específicos. Este enfoque contrasta notablemente con el modelo de planificación hidrográfico español y europeo, que se estructura desde lo nacional hasta lo local, y se compatibiliza tanto con directivas regionales (Unión Europea), como con otros planes sectoriales. Los planes maestros (también llamados planos directores) se actualizan con periodicidades variables, frecuentemente cada 10 años. Por lo general, estos planes maestros resumen y analizan los datos existentes sobre la condición y disponibilidad de agua, realizan proyecciones tendenciales para estimar la demanda para diversos usos, y presentan propuestas técnicas sobre proyectos de inversión que permitan satisfacer la demanda de agua de diferentes sectores de usuarios en plazos de varias décadas. En la mayoría de los casos, los planes maestros se definen con un alcance casi exclusivamente técnico y por lo tanto carecen de un enfoque estratégico que internalice las relaciones dinámicas con otros sectores de la infraestructura, con el medio ambiente y la conservación de ecosistemas acuáticos, y aún menos con objetivos superiores de política pública. Por ejemplo, es frecuente que planes maestros presentados en gruesos volúmenes con miles de páginas, solo tengan unas pocas páginas con referencias superficiales y generales sobre asuntos estratégicos y de política.

La planificación sectorial del agua puede reducir las necesidades de inversión con medidas de gestión de la demanda. Medidas de control de la demanda pueden reducir considerablemente las necesidades de inversión en infraestructura hídrica para los servicios de agua potable y saneamiento. Para ello es imperativo reducir las dotaciones que se utilizan a nivel de los proyectos de ingeniería para satisfacer la demanda de agua potable. En algunas ciudades, como Buenos Aires, estas dotaciones superan los 500 litros por persona por día. En otras ciudades de la región, como es el caso de Bogotá, los consumos promedio diarios a nivel individual no superan los 100 litros diarios. Este consumo reducido es la norma en numerosas ciudades europeas y se considera eficiente porque el mismo es suficiente para satisfacer la demanda individual para consumo, higiene personal, preparación de alimentos y lavado. Las dotaciones de agua a nivel de proyecto necesitan sobre todo de decisiones de política pública sobre medición de consumos, tarifas, desconexión por falta de pago, y también intervenciones técnicas para controlar, rehabilitar y renovar los activos existentes.

La aplicación de estándares de ingeniería con altas dotaciones de agua potable tiene enormes repercusiones en las inversiones a realizar a lo largo del ciclo del agua en las ciudades. Estas inversiones incluyen ampliaciones de fuentes de abastecimiento y plantas de potabilización, sistemas de bombeo y conducción de caudales —la inversión en todos estos componentes podrían ser sensiblemente menores con dotaciones eficientes a nivel de proyectos. Estas altas dotaciones también incrementan sensiblemente el tamaño de las inversiones en los sistemas de recolección de aguas servidas, porque se estima que un 80% del agua potable se vierte en los sistemas de alcantarillado (cloacas). A su vez, el agua servida requiere grandes conductos que desaguan por gravedad y que también necesitan estaciones de bombeo y líneas de impulsión a presión para alimentar las plantas de depuración.

La medida más efectiva para reducir la demanda de agua en las ciudades es mediante la medición del consumo de los usuarios y la aplicación de un precio al servicio de agua y saneamiento que refleje costos eficientes de operación y recuperación de la inversión. Otra medida muy importante es la reducción de pérdidas físicas en las redes de agua potable y en general en las conducciones y estaciones de bombeo. Las pérdidas físicas se controlan y reducen con inversiones relativamente pequeñas en macromedición y sectorización de redes, que permiten intervenciones de rehabilitación y renovación con impacto en la demanda. En muchas ciudades de América Latina, las pérdidas por falta o defectuosa medición de consumos, y pérdidas en las redes supera 40%, cuando las ciudades más avanzadas del mundo no superan 10%. Una meta de 20% se considera alcanzable y tendría un impacto muy significativo en inversiones de expansión de capacidad; pero necesitarían, como mencionado, esfuerzos importantes de rehabilitación y renovación de activos que han alcanzado su vida útil.

La productividad agrícola del agua es esencial para racionalizar las demandas y optimizar las inversiones a nivel de cuencas hidrográficas. La demanda para riego en América Latina es 70% del total de agua extraída de fuentes superficiales y acuíferos. También se conoce que el uso efectivo de agua en las plantas no supera el 30% del agua entregada al sector riego. Por lo tanto, cualquier mejora de eficiencia en el uso del agua en este sector se traduce en una ganancia para los otros sectores usuarios. Se estima, por ejemplo, que un incremento de productividad en la producción de alimentos de 10% es equivalente al consumo total del sector doméstico. Como consecuencia de la revolución verde, la productividad del agua por unidad de producto ha aumentado considerablemente, pero este incremento no se debe a una mejor gestión del agua sino mejores rendimientos de las cosechas por innovaciones genéticas de las semillas. Para mejorar el uso del agua en la agricultura se necesitan otras medidas que lleven a una reducción neta del agua entregada, una mejor utilización de la lluvia y el aprovechamiento de aguas de calidad marginal; también medidas que den una señal económica a los usuarios y que permitan la recuperación de los costos de operación mediante tarifas calculadas volumétricamente.

La factibilidad es la bisagra que articula la planificación del agua con la selección de los proyectos de ingeniería. La importancia del análisis de factibilidad de los proyectos tiende a soslayarse argumentando razones de costos y tiempos,

y frecuentemente se toman decisiones sobre inversión con base en listados generales de proyectos identificados a nivel de la planificación con informaciones preliminares e imprecisas. El objetivo de la etapa de factibilidad es obtener soluciones eficientes, socialmente viables y ambientalmente sustentables, a problemas de desarrollo identificados a nivel de la planificación. Generalmente estas soluciones (alternativas) no se consiguen sin un esfuerzo razonable de investigación y estudio. Lamentablemente, las consecuencias de una mala selección de proyectos son innumerables. No solamente en los sobrecostos y plazos de ejecución, sino que los mismos, frecuentemente, fallan en alcanzar sus objetivos de desarrollo. Estas son falencias harto conocidas para los profesionales del agua, y que bien recoge el MGI como una de las ineficiencias que deben corregirse para que las inversiones en infraestructura puedan apoyar el crecimiento económico proyectado para el periodo 2013-2030 — 3,5% del PIB anual (McKinsey, 2013).

El corazón de la etapa de factibilidad de los proyectos es el análisis de alternativas para obtener el objetivo propuesto. La investigación de una sola propuesta no es suficiente, sino es un proceso iterativo donde diferentes puntos de vista deben ser tomados en cuenta. Generalmente es posible eliminar muchas alternativas consideradas inicialmente con un mínimo de análisis formales. Por ejemplo, un cálculo rápido del costo de algunos proyectos considerando no solo el costo de la inversión y financiamiento, sino además el costo de operación a lo largo del ciclo de vida de la infraestructura; es suficiente para descartar alternativas que pueden parecer atractivas a nivel de planificación. Así, después de un proceso relativamente rápido se puede llegar a un número limitado de las alternativas más prometedoras para resolver los problemas identificados. Este proceso es particularmente importante para acotar las expectativas que puedan surgir a nivel de los tomadores de las decisiones, en la población a ser beneficiada (o afectada), y en otros grupos de interés como son las comunidades y propietarios de las tierras que son intervenidas como consecuencia de los proyectos, y también, los intereses propios de las firmas de ingeniería y construcción.

El éxito de un proyecto descansa en la identificación inicial de los méritos del proyecto mismo, especialmente de sus riesgos y la demanda por los servicios que debe prestar. Un aspecto esencial que explica el éxito de un proyecto es la experiencia y compromiso de los que lo proponen, sean estos agentes e instituciones en el sector público, o emprendimientos del sector privado. Todos los proyectos atraviesan múltiples dificultades, pero en la experiencia de organizaciones internacionales de desarrollo, las debilidades más frecuentes incluyen carencias generalizadas en la gestión del proyecto y en su construcción, e inadecuada estimación de la demanda de los servicios para el momento que entran en operación (IFC, 1999). La evaluación (appraisal) de un proyecto es el paso crítico donde se identifican los riesgos del mismo y debe realizarse independientemente de que se encuentre en la esfera pública o privada. Entre los riesgos se encuentran los relacionados con la construcción y operación del proyecto, el mantenimiento de los activos, y la demanda.

También se analizan riesgos más generales relacionados con la economía, como son la tasa de inflación, el valor la moneda, las tasas de interés, los precios internacionales de materias primas y equipos, el costo de la energía, modificaciones en

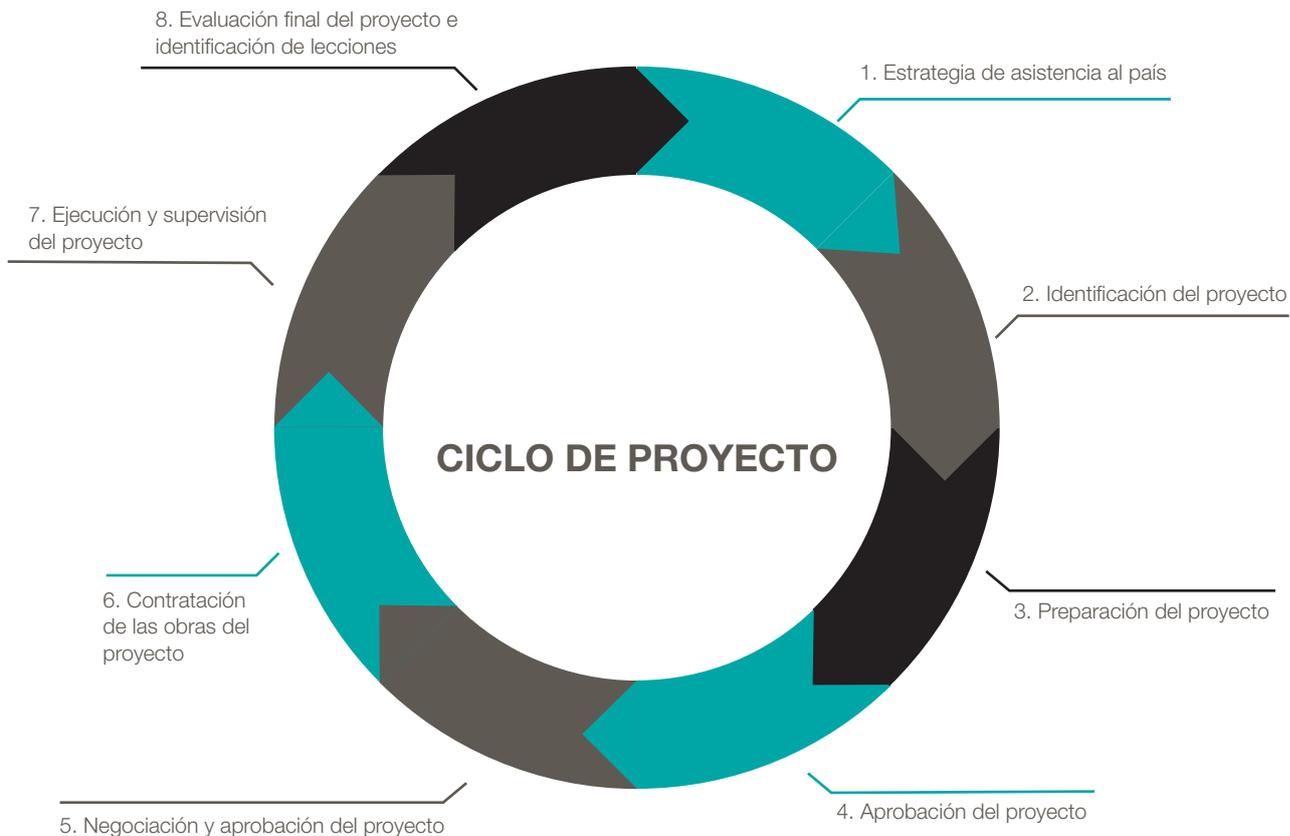
el mercado laboral, etc. Además, se evalúan riesgos asociados con cambios de los sistemas legales y regulatorios que rigen el sector donde se desenvuelve el proyecto, dificultades de los gobiernos para cumplir sus obligaciones financieras y contractuales, y riesgos políticos y de fuerza mayor. La severidad de cada riesgo debe evaluarse y también las medidas de mitigación de los mismos; lo cual se incluye en una matriz de riesgo para la información y posterior consideración por parte de los tomadores de decisión.

En esta etapa, el análisis técnico de los aspectos de ingeniería es esencial, pero por lo general no son necesariamente los factores cruciales para la toma de decisiones sobre las bondades y conveniencia de un proyecto en particular. Las decisiones a este nivel se apoyan e informan con análisis de los beneficios y costos del proyecto, en proyecciones sobre la sostenibilidad financiera de los servicios que prestará el proyecto de infraestructura, en la viabilidad social, incluyendo la aceptación de los posibles afectados; y los impactos positivos y negativos del proyecto sobre el medio ambiente. Estos análisis deben matizarse con análisis del entorno legal y regulatorio que gobierna las inversiones y la operación de infraestructura, en el análisis de las debilidades y fortalezas de las instituciones público y privadas intervinientes, y en la valoración de los diferentes riesgos asociados con las diferentes alternativas. Estos elementos son aspectos centrales en la evaluación de proyectos que quieren calificar para el financiamiento internacional de infraestructura. El ciclo típico que siguen estas instituciones para los proyectos que financian se presenta en la Figura 4, en el cual las etapas dos, tres y cuatro (identificación, preparación y evaluación) corresponden con la discusión de los párrafos previos.

Los impactos ambientales y sociales de las inversiones en infraestructura hídrica son sin duda cuantiosos. Por ejemplo, la construcción de presas modifica irreversiblemente el régimen natural de los ríos y por ende afecta los ecosistemas que de ellos dependen. Al mismo tiempo, las presas de acumulación y regulación tienen beneficios considerables para satisfacer las demandas de diversos usos en épocas secas, para las poblaciones, industrias y el regadío —también para el control de inundaciones y la generación hidroeléctrica. La dotación de agua potable y el alcantarillado sanitario tienen impactos positivos en la salud, la calidad de vida de la población, y en la economía. Sin embargo, la generación de aguas servidas municipales e industriales afecta la salud humana y el medio ambiente. La evaluación del impacto ambiental y social de los proyectos tiene como objetivo último balancear los aspectos positivos y negativos de los proyectos, y proponer las medidas de mitigación que corresponda.

Por su misma característica, el proceso de licenciamiento ambiental se enmarca en una amplia participación de la sociedad a través de consultas públicas donde se expresan los intereses afectados que informan y condicionan las decisiones que corresponden, en última instancia, a las autoridades ambientales de los países. De hecho, la discusión pública sobre los temas ambientales de los proyectos es quizás uno de los poquísimos instrumentos e instancias disponibles, donde el poder público consulta directamente al ciudadano antes de tomar una decisión. Por ello, frecuentemente estos procesos se convierten en el foro de discusión de un sin número de temas de política pública que generalmente sobrepasan los alcances funcionales de los sectores de la infraestructura donde se ubican los proyectos específicos.

Figura 3.2: Ciclo de proyecto



1. Estrategia de asistencia al país: El banco prepara los préstamos y servicios de asesoramiento basados en la selectividad del marco de trabajo y en las áreas con ventajas comparativas enfocadas los esfuerzos de reducción de pobreza de los países.

2. Identificación del proyecto: Los proyectos identificados apoyan estrategias de desarrollo que sean financiera, económica, social y ambientalmente sostenibles.

3. Preparación del proyecto: El banco provee políticas y recomendaciones para el proyecto, además de la colaboración financiera. Los clientes realizan los estudios y preparan la documentación final del proyecto.

4. Aprobación del proyecto: El banco respalda económica, técnica, institucional, financiera, ambiental y socialmente los aspectos del proyecto. En esta etapa se preparan el documento de aprobación.

5. Negociación y aprobación del proyecto: El banco y el prestamista acuerdan el préstamo o el acuerdo de crédito, los cuales deberán ser presentados a la Junta Directiva para su aprobación.

6. Contratación de las obras del proyecto: El prestamista ejecuta el proyecto, mientras que el banco se asegura que el préstamo proceda y sea utilizado para los propósitos acordados y bajo las consideraciones económicas, de eficiencia y eficacia aprobadas.

7. Ejecución y supervisión del proyecto: Se prepara un resumen del proyecto que recopila todos los documentos de la ejecución para evaluar el desempeño, tanto del banco como del prestamista.

8. Evaluación final del proyecto e identificación de lecciones: El departamento independiente de evaluación de operaciones prepara un reporte de auditoría y evalúa el proyecto. Este análisis es utilizado para futuros proyectos.

Fuente: Elaboración propia.

Desde la década de 1970, y especialmente desde la publicación del Informe Brundtland en 1987 (Naciones Unidas, 1987) sobre ambiente y desarrollo, América Latina muestra un avance notable en la legislación e institucionalidad ambiental. Este avance también se manifiesta en la formación de profesionales ambientales, la proliferación de empresas especializadas y la aparición de una amplia gama de organizaciones nacionales e internacionales de la sociedad civil con intereses variados sobre una amplia gama de asuntos relacionados con el medio ambiente. Al mismo tiempo, existe una percepción que los procesos de licenciamiento ambiental para los proyectos de infraestructura entran considerablemente el desarrollo de los mismos. En particular, se observa que la obtención de permisos y licencias ambientales se ha convertido en un proceso enrevesado que en muchos casos genera poco valor en términos de mejorías tangibles en el medio ambiente y no satisface las expectativas sobre las compensaciones a las comunidades y personas afectadas por los proyectos. Lamentablemente, este frecuentemente se percibe como un proceso burocrático gestionado con poca transparencia y con un alto grado de discrecionalidad que puede fomentar la corrupción.

La percepción sobre la falta de eficacia de los procesos de evaluación de impacto ambiental (EIA) podría cambiarse positivamente si se incluye una evaluación ambiental estratégica (EAE) a nivel de la planificación de los proyectos. Este es un instrumento de evaluación ambiental relativamente novedoso que viene siendo utilizado con éxito en diversos países de la Unión Europea (European Commission, 2001). Una EAE es realizada con anterioridad a la EIA que entonces se focaliza en los aspectos de mitigación específicos a nivel de la construcción y operación de los proyectos de infraestructura. La EAE debe permitir mejorar la evaluación de los impactos ambientales indirectos, acumulativos y sinérgicos que puedan derivarse de las políticas, planes y programas. Igualmente, debe servir para reducir el número de proyectos que deberían someterse a una evaluación de impacto ambiental, simplificando el proceso y definiendo medidas correctoras genéricas para un conjunto de proyectos con características similares. Esto significa que la información sobre el impacto ambiental de un plan puede ir descendiendo “en cascada” a través de los distintos niveles de toma de decisiones y ser usada en una EIA en una etapa posterior, lo que debería reducir la cantidad de trabajo necesaria a emprender. Por todo ello, ambos instrumentos EIA y EAE tienen un carácter complementario y, por lo tanto, no se excluyen mutuamente.

Este tipo de preocupaciones son objeto de análisis permanente por parte de las organizaciones internacionales de desarrollo. Por ejemplo, desde inicios del 2013 el Banco Mundial evalúa las salvaguardas ambientales y sociales que son de obligatorio cumplimiento para los proyectos que financia. Específicamente, se ha propuesto simplificar en gran medida el costo y tiempos dedicados a las funciones de vigilancia del cumplimiento de salvaguardas, utilizando los sistemas de licenciamiento ambiental de los países y los principios de gestión del riesgo ambiental conocidos como los Principios de Ecuador que son utilizados por muchas organizaciones internacionales de financiamiento y que originalmente fueron formulados por el brazo privado del Banco Mundial, la Corporación Financiera Internacional (CFI). Estos principios son los *benchmarks* que utiliza muchos integrantes de la comunidad financiera internacional para determinar, evaluar y

gestionar los riesgos sociales y ambientales en los proyectos con financiamiento privado. Se aplican globalmente a todos los sectores industriales y de la infraestructura para servicios de asesoría, financiamiento de proyectos, financiamiento corporativo, y en préstamos puente (IFC, 2013). Debido a la importancia creciente de los Principios de Ecuador en el debate internacional sobre consideraciones ambientales en proyectos de infraestructura, se incluye un resumen de los mismos en el Recuadro 3.3.

Recuadro 3.3: Gestión del riesgo ambiental y social
Principios de Ecuador

Los Principios de Ecuador son una serie de directrices elaboradas y asumidas de manera voluntaria por los bancos para la gestión de temas sociales y ambientales en relación con el financiamiento de proyectos de desarrollo. Los bancos aplican los principios de manera global al financiamiento de proyectos en todos los sectores industriales y de infraestructura, incluidos la minería, el petróleo y el gas y la explotación forestal.

Los Principios de Ecuador se fundamentan en las políticas y directrices de la Corporación Financiera Internacional, que es la rama del Banco Mundial dedicada a la inversión del sector privado. Para implementar los Principios de Ecuador, los bancos han establecido o establecerán políticas y procesos internos consecuentes con los principios. Para adoptarlos, un banco debe comprometerse a otorgar préstamos solo a aquellos proyectos cuyos patrocinadores puedan demostrar, a satisfacción del banco, su capacidad y disposición de cumplir con la totalidad de los procesos que buscan asegurar que los proyectos se desarrollen con responsabilidad social y de acuerdo con prácticas de gestión, ambientalmente aceptables.

Los bancos aplican los Principios de Ecuador a todos los préstamos destinados a proyectos con un costo de capital de USD 50 millones o superior. El financiamiento de proyectos, un método importante en el desarrollo del sector privado, se refiere al financiamiento de proyectos en los que el reembolso del préstamo depende de los ingresos que genere el proyecto una vez establecido y en funcionamiento.

En el marco de los Principios de Ecuador, los prestatarios se seleccionan sobre la base del proceso de selección ambiental y social de la CFI. Los bancos clasifican los proyectos con la ayuda de una terminología común. Para los proyectos con riesgo social o ambiental alto y mediano, debe realizar una evaluación ambiental que aborde los temas ambientales y sociales identificados durante el proceso de clasificación. Luego de la consulta pertinente con las partes interesadas afectadas por el proyecto a nivel local, los proyectos deben preparar Planes de Gestión Ambiental (PGA) que encaren la mitigación y mo-

nitoreo de los riesgos ambientales y sociales. Además, los receptores de los créditos deben demostrar que el proyecto cumple con las leyes del país y con las directrices de mitigación y prevención de la contaminación del Banco Mundial y la CFI para el sector industrial pertinente.

Para innovar y reducir los costos de los proyectos de infraestructura hídrica deben eliminarse los compartimientos de la secuencia ingeniería, licitación y construcción. Esta secuencia ha sido la lógica tradicional para gestionar la ejecución de proyectos de infraestructura hídrica. En el sistema tradicional, un grupo solicita propuestas mediante una licitación, generalmente sin contacto alguno con los participantes en las otras etapas. La ingeniería es contratada mediante un proceso formal y los diseños también se preparan aisladamente de la construcción y de la posterior operación. Después que la ingeniería se termina, incluyendo las especificaciones técnicas y los cálculos métricos sobre las cantidades de obra; se procede a la licitación, generalmente en forma competitiva. Durante la construcción, los compartimientos generalmente se mantienen con una mínima colaboración entre los responsables, quienes generalmente tienen incentivos diferentes, y a menudo, contrapuestos (Grigg, 2012).

Los métodos modernos de contratación toman en consideración la estructura de incentivos y la mejor asignación de los riesgos del proyecto entre los agentes responsables. Con este objetivo han surgido nuevas formas y modalidades para combinar estas etapas, como por ejemplo: ingeniería-construcción; construir, operar y después transferir (BOT en sus siglas en inglés); y también otra variante ingeniería, licitación y construcción (EPC por sus siglas en inglés). Estas modalidades intentan asignar los diferentes riesgos de los proyectos en forma tal que puedan ser gestionados por quienes tienen la mejor información para hacerlo, y también los incentivos para hacerlo al menor costo. Un ejemplo interesante de este tipo de modalidades lo constituye el programa PRODES del Gobierno de Brasil. En este programa se combinan las tres etapas mencionadas con el objetivo de diseñar, construir y operar sistemas de tratamiento de aguas residuales que reduzcan las descargas de contaminantes que generan los sistemas de saneamiento municipal. El programa utiliza una concepción integrada de la ingeniería, construcción y operación basada en incentivos y resultados, los cuales se describen en el Recuadro 3.4.

Recuadro 3.4: Un programa del Gobierno de Brasil para reducir las descargas de contaminantes en el medio ambiente

El programa de descontaminación de cuencas hidrográficas (PRODES utilizando las siglas en portugués) es un programa pionero del Gobierno de Brasil para financiar plantas de tratamiento de efluentes municipales, con incentivos para la operación y el mantenimiento de las plantas. Para ello se ha utilizado el principio de ayuda basada en resultados (mejor conocida como *output-based aid*, en inglés). Con este enfoque se cambia el modelo tradicional dirigido exclusivamente hacia la ingeniería y construcción de plantas de tratamiento (como un objetivo); plantas que generalmente tienen serias deficiencias operativas, reciben un mantenimiento precario, y no consiguen reducir los vertidos de cargas contaminantes en el medio ambiente natural. En el período 2001-2007, PRODES apalancó inversiones por un montante de USD290 millones en 41 plantas de tratamiento en 32 ciudades con un población combinada de aproximadamente dos millones.

El programa no preestablece la ingeniería de las plantas como es la práctica tradicional, sino licita con base al menor precio para alcanzar determinados resultados definidos por la disminución de carga contaminante. Los documentos establecen los parámetros de calidad para los diseños, equipos y para la construcción de las obras civiles. El pago se efectúa contra la emisión de certificados basados en los resultados operativos de las plantas auditadas por consultores independientes. El pago de los certificados se garantiza mediante el depósito del 50% del financiamiento correspondiente a la obra en una cuenta fiduciaria independiente en un banco. El monto se desembolsa contra los resultados obtenidos cada tres meses en un período de tres a siete años, y el flujo pagos pueden ser utilizarse como garantía por los promotores del proyecto, bajo ciertas condiciones establecidas desde el inicio. El financiamiento del 50% restante proviene del ingreso tarifario que obtiene el municipio por concepto de los servicios de agua potable y saneamiento. El programa incluye incentivos y penalidades en los casos de incumplimiento, llegando al caso de perder certificados si no se consiguen los resultados esperados en forma reiterada.

INFRAESTRUCTURA DE AGUA Y COMPETITIVIDAD

Para cerrar la brecha entre la oferta y la demanda de agua en los países, deben identificarse las soluciones financieramente asequibles, eliminar las barreras institucionales, para mejorar la eficacia, elevar el grado de conciencia colectiva sobre el uso racional del agua y la contaminación. Pero sobre todo alinear los incentivos que impiden la implementación de soluciones tanto a nivel público como privado. Para sobrepasar las barreras institucionales en los países se necesitan

acciones continuas y persistentes de política pública que se configuren alrededor de una agenda integrada de transformaciones a través del agua y de otros sectores de la infraestructura y de la economía.

Mantener el estatus quo en el desarrollo de infraestructura y servicios del agua no es una opción. Así los reconocen los países, las organizaciones internacionales de desarrollo y también el Consejo Mundial de Empresas para el Desarrollo Sostenible (WBCSD por sus siglas en inglés). El WBCSD es la organización cúpula que agrupa a las corporaciones más importantes del mundo interesadas en el desarrollo sustentable. Su interés no es únicamente altruista o de responsabilidad social corporativa; sino que perciben claramente las amenazas a sus negocios como consecuencia del uso insostenible de los recursos naturales y la degradación del medio ambiente. También se reconoce la importancia de los flujos financieros globales vinculados con bienes y servicios asociados al agua. Con esta premisa el WBCSD ha desarrollado herramientas para evaluar los riesgos para la sustentabilidad de las empresas que dependen críticamente del agua como un insumo para sus negocios.

En 2012, el WBCSD desarrolló herramientas que permiten evaluar los impactos externos, los riesgos de negocio, las oportunidades y las prácticas de gestión para el uso y descarga de agua en los sitios específicos de operación empresarial de las empresas y organizaciones. Estas herramientas permiten analizar y comparar información sobre agua potable, saneamiento, población y biodiversidad en los sitios donde se localizan las empresas; tanto en el país como en las cuencas hidrográficas con el objetivo de responder preguntas como las siguientes (WBCSD, 2011):

- ¿Cuántas de mis plantas se ubican en zonas extremadamente escasas de agua? ¿Cuáles son las que están en mayor riesgo?
- ¿Cuánto de mi producción se genera en los sitios de mayor riesgo?
- ¿Cuántos de mis empleados viven en países donde no se tiene acceso pleno a agua potable y el saneamiento?
- ¿Cuántos de mis proveedores estarán en regiones estresadas hídricamente en el año 2050?

Como parte de este tipo de iniciativas promovidas por el WBCSD, diversas instituciones como la Corporación Financiera Internacional, empresas globales de bebidas⁵ y de la industria de alimentos⁶, se aliaron con la consultora McKinsey para analizar los temas de escases hídrica a nivel global con un horizonte de evaluación del 2030. El estudio analiza el escenario global con estudios más detallados en los países emergentes que representan un mayor riesgo para los negocios y corporaciones globales que son altamente consumidoras de agua. Específicamente China, India, África del Sur y Brasil (McKinsey, 2010). Las conclusiones globales del estudio y en particular para el Estado de Sao Paulo en Brasil se reseñan en el Recuadro 3.5.

5. Coca Cola y SABMiller.

6. Nestlé, Barilla, New Holland Agriculture, y Syngenta.

Recuadro 3.5: La escasez de agua en 2030

Un desafío para la competitividad global

Para el 2030, en condiciones promedio de crecimiento económico y sin ganancias de eficiencia comparando con los niveles actuales, los requerimientos globales de agua crecerán de 4,5 km³ de agua a 6,9 km³. Este volumen representa un 40% de los volúmenes de agua accesibles hoy en día. También concluye que una tercera parte de la humanidad vivirá en cuencas hidrográficas con déficits superiores al 50%.

Para el caso del estado de Sao Paulo concluye que la demanda de agua en el año 2030 llegará a 20,2 billones de m³, la cual se encontrará dividida en partes iguales entre los consumidores domésticos, industriales y agrícolas. La disponibilidad de agua en fuentes accesibles y confiables se estimó en 18,7 billones de m³. Cerca del 80% de la demanda se concentra en la región metropolitana de Sao Paulo, con una población proyectada en el 2030 de 35 millones. La disparidad entre la oferta y la demanda de agua se acentúa cuando se toman en cuenta graves problemas con la calidad del agua. Como consecuencia de falta de cobertura de redes alcantarillado y tratamiento de aguas servidas que contaminan las fuentes principales de agua para el abastecimiento doméstico. Esta situación necesita de transferencias de agua desde cuencas vecinas que superan el 50% de las necesidades actuales.

CONCLUSIONES

Las políticas públicas sobre infraestructura hídrica y desarrollo sostenible constituyen una agenda prioritaria para los países de forma que puedan consolidar el progreso económico y social que han alcanzado, revertir la degradación ambiental y conservar los recursos naturales en beneficio de las generaciones futuras, y para enfrentar los retos que impone el calentamiento del planeta. Estos serán, sin duda, ejes centrales en la evaluación y relanzamiento de las metas del milenio después del 2015.

Actualización de datos

El Programa Conjunto de Monitoreo (el JMP por sus siglas en inglés) ha sido establecido por las agencias de Naciones Unidas responsables por el seguimiento y publicación de los datos relevantes sobre el cumplimiento de las metas de desarrollo del milenio relacionadas con las coberturas de los servicios de agua potable y saneamiento. En abril de 2013, el programa presentó una actualización de los datos correspondientes al 2011 (World Health Organization and UNICEF, 2013). Esta información se resume en el cuadro a continuación, donde se destacan en rojo los indicadores y países que evidencian el mayor rezago; particularmente Haití, pero también Bolivia, Nicaragua y Perú (ver p. 110).

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- CAF. (2011). *La Infraestructura en el Desarrollo de América Latina. Diagnóstico estratégico y propuestas para una agenda prioritaria. Agua Potable y Saneamiento*. Caracas: CAF.
- CAF. (2012). *La Infraestructura en el Desarrollo de América Latina. Agua y Saneamiento*. Caracas: CAF.
- Demarcación Hidrográfica del Júcar. (2013). *Proyecto de Plan Hidrográfico del Júcar*. Fase de Consulta Pública. Madrid: Ministerio del Medio Ambiente.
- European Commission. (2001). *Directive on Strategic Environmental Assessment*. Bruselas: EU.
- Grigg, N. (2012). *Water, Wastewater, and Stormwater Infrastructure Management*. Boca Ratón: CRC Press.
- GWI. (2013). *Global Water Market 2014*. Oxford: Media Analytics.
- IFC. (2013). *Equator Principles*. Washington: IFC.
- McKinsey. (2010). *Charting Our Water Future*. New York: McKinsey.
- McKinsey. (2013). *Infrastructure Productivity: How to save \$1 trillion a year*. New York: McKinsey Global Institute.
- Ministerio de Medio Ambiente de España. (2000). *Libro Blanco del Agua en España*. Madrid: Ministerio de Medio Ambiente.
- Naciones Unidas. (1987). *Report of the World Commission on Environment and Development: Our Common Future*. New York: UN Documents.
- UN Water. (2006). *Water a shared responsibility*. París: UNESCO.
- WBCSD. (2011). *Sustainability Tool Box*. Geneve: WBCSD.
- World Water Council. (2012). *America's Water Agenda*. San José: GWP.

País	Población miles	Urbano miles	Rural miles	Urbano %	Agua Urbano					Mejorado
					Mejorado	Conexión	Otro Mejorado	No Mejorado	Agua Superficial	
Argentina	41474	38493	2981	92.8	100	99	1	0	0	95
Bolivia	10410	7043	3367	67.7	96	95	1	4	0	72
Brasil	200050	170379	29672	85.2	100	96	4	0	0	84
Chile	17674	15744	1830	89.6	100	99	1	0	0	90
Colombia	48165	36532	11633	75.8	100	97	3	0	0	72
Costa Rica	4860	3187	1673	65.6	100	100	0	0	0	91
Cuba	11244	8445	2799	75.1	96	86	13	4	0	86
R Dominicana	10309	7302	3006	70.8	82	75	7	18	0	81
Ecuador	15061	10332	4730	68.6	96	95	1	4	0	82
El Salvador	6303	4144	2158	65.8	94	85	9	6	0	81
Guatemala	15528	7869	7658	50.7	99	98	1	1	0	89
Haiti	10388	5831	4558	56.1	77	15	62	22	1	48
Honduras	8072	3768	4303	53.3	96	96	0	4	0	81
Mexico	117478	92437	25041	78.7	96	94	2	4	0	89
Nicaragua	6042	3513	2529	58.1	98	89	9	2	0	68
Paraguay	6798	4283	2516	63	99	85	14	1	0	66
Peru	30075	23806	6636	77.9	91	84	7	8	1	66
Uruguay	3403	3156	247	92.7	100	100	0	0	0	98
Venezuela	30341 593675	28499 474763	1841 119178	93.9	94	90	4	5	1	75
España	47043	36553	10490	77.7	100	99	1	0	0	100
Portugal	10705 57748	6652 43205	4052 14542	62.1	100	100	0	0	0	100

Fuente: Progress on Sanitation and Drinking Water/2013 Update.

Definiciones

Agua mejorado: la fuente de agua se encuentra adecuadamente protegida, especialmente de materia fecal.
 Conexión: las viviendas están conectadas a una red
 Saneamiento mejorado: existe una separación higiénica entre los humanos y las excretas

Nota

Todos los datos de los países corresponden al 2011, excepto Venezuela donde el último año reportado fue el 2005, y algunos datos de Paraguay que corresponde al 2010.

Agua Rural				Saneamiento Urbano				Saneamiento Rural			
Conexión	Otro Mejorado	No Mejorado	Agua Superficial	Mejorado	Compartido	No Mejorado	In natura	Mejorado	Compartido	No Mejorado	In Natura
90	5	0	5	96	2	2	0	98	2	0	0
57	15	5	23	57	28	10	5	24	5	22	49
65	19	12	4	87	1	11	1	48	1	33	18
56	34	10	0	100	0	0	0	89	0	9	2
61	11	6	22	82	15	1	2	65	6	11	18
88	3	4	5	95	4	1	0	92	4	4	0
57	29	11	3	94	5	1	0	87	6	5	2
50	31	16	3	86	11	1	2	74	14	5	7
68	14	4	14	96	3	0	1	86	4	0	10
48	33	18	1	79	9	10	2	53	5	33	9
73	16	5	6	88	10	0	2	72	6	12	10
5	43	42	10	34	36	22	8	17	12	30	41
77	4	12	7	86	8	5	1	74	2	9	15
75	14	11	0	87	11	2	0	77	10	8	15
29	39	25	7	63	9	24	4	37	6	37	20
35	31	30	4	90	4	5	1	40	1	58	1
47	19	18	16	81	9	10	0	38	4	32	20
97	1	1	1	99	0	1	0	98	1	1	0
52	23	9	16	94	0	1	5	57	0	3	40
100	0	0	0	100	0	0	0	100	0	0	0
100	0	0	0	100	0	0	0	100	0	0	0



4 Telecomunicaciones

El objetivo de este estudio es analizar las grandes tendencias identificadas en el último año en el sector de telecomunicaciones de América Latina.

Específicamente, las áreas a estudiar incluyen:

- Un análisis del progreso en la penetración de servicios de telecomunicaciones, concentrándose en la telefonía móvil, la banda ancha fija y la banda ancha móvil;
- Compilación de indicadores generales de desempeño del sector, estimándose niveles de inversión en infraestructura por país;
- Novedades generales del sector, analizándose proyectos de envergadura, modalidades de gestión y ejecución de proyectos y entrada de nuevos participantes en el mercado;
- Relevamiento de dificultades en el desarrollo de la infraestructura de telecomunicaciones, yendo desde la planificación sectorial hasta la ejecución;
- Análisis de los problemas identificados en términos de estímulo de demanda.

AVANCES EN EL DESARROLLO DEL SECTOR

El análisis de los avances en el sector de telecomunicaciones incluye el examen de las tendencias de penetración de la telefonía móvil, la banda ancha fija y la banda ancha móvil. Adicionalmente, se examinarán progresos en la calidad del servicio de banda ancha, principalmente en lo que hace a la velocidad de descarga de contenidos de Internet, y la cobertura tanto de la banda ancha móvil como la fija. Finalmente, retomando el cálculo del índice de digitalización incluido en la versión de IDeAL 2012, se estimarán los nuevos valores para este año, con el objeto de examinar progresos en el uso de las TIC.

Crecimiento en la adopción de telefonía móvil

Desde comienzos del 2011 hasta el primer trimestre del 2013, la penetración agregada de telefonía móvil en América Latina ha crecido a una tasa del 6,39 % alcanzando 114,25 % (ver Cuadro 4.1).

Cuadro 4.1: América Latina: penetración nacional de la telefonía móvil

País	1er Trimestre 2011 (%)	1er Trimestre 2012 (%)	1er Trimestre 2013 (%)	TACC(*) (2011-2013) (%)
Argentina	129,23	137,49	143,23	5,28
Bolivia	72,12	85,04	89,79	11,58
Brasil	109,07	128,86	134,16	10,91
Chile	127,95	144,95	154,37	9,84
Colombia	95,31	97,31	94,51	-0,42
Costa Rica	71,91	84,10	99,47	17,61
Ecuador	106,62	108,71	115,28	3,98
El Salvador	126,46	136,92	138,40	4,61
Guatemala	91,61	98,73	106,06	7,60
Honduras	93,11	98,11	100,30	3,79
México	81,80	82,90	87,62	3,50
Nicaragua	65,02	88,21	103,36	26,08
Panamá	140,93	138,69	133,11	-2,81
Paraguay	94,75	102,12	107,71	6,62
Perú	81,12	92,77	99,91	10,98
República Dominicana	94,79	89,31	93,25	-0,82
Uruguay	133,78	141,57	146,68	4,71
Venezuela	101,27	105,60	109,28	3,88
Total (Promedio)	100,94	108,97	114,25	6,39

(*) Tasa Anual de Crecimiento Compuesto
Fuente: GSMA Intelligence; análisis del autor.

Con la excepción de Panamá, que disminuyó en el período analizado en promedio su nivel de penetración de la telefonía móvil a una tasa del 2,81% anual; y República Dominicana y Colombia que se mantuvieron en un orden del 90%, el resto de los países de la región aumentaron la adopción del servicio. Los otros 15 países de la región analizados mostraron una tasa anual de crecimiento compuesto (TACC) positivo entre el 3,50% (México) y el 26,08% (Nicaragua). Los países con una tasa de crecimiento en dos dígitos son generalmente aquellos que iniciaron su período de difusión tecnológica más tarde que el resto de la región (Nicaragua, Bolivia, Costa Rica). Nicaragua fue el país con mayor nivel de crecimiento debido a un aumento de la inversión de los operadores móviles, y un incremento en el nivel de competencia que se inicia con la entrada de Claro en el mercado desde el año 2009. Luego, Costa Rica, con una TACC del 17,61% figura como el país con la segunda mayor tasa de crecimiento en el período bajo análisis, debido a la entrada de nuevos jugadores en un mercado de oferta reprimida. Por otra parte, es importante notar el crecimiento sostenido de Brasil. En términos de la penetración por países de la región, quedan seis países (Bolivia, Colombia, Costa Rica, México, Perú y República Dominicana) con una penetración agregada inferior, aunque muy cercana, al 100%.

De este modo, al primer trimestre de 2013, 12 de los 18 países analizados lograron superar la barrera de tener un mayor número de usuarios de telefonía móvil que número de habitantes contra sólo 8 que lo hacían al primer trimestre de 2011. Este aumento en los niveles de penetración de la telefonía móvil en la región lleva a plantear el desafío de apalancar los beneficios de la misma, integrándola con la banda ancha móvil (para resolver la brecha digital) o aumentando el uso de servicios bancarios móviles desde el celular (para aumentar la inclusión financiera) entre otras alternativas.

Como es de esperar a niveles tan altos de penetración, el crecimiento de la penetración en términos agregados ha comenzado a ralentizarse en el último año (Cuadro 4.2 ver p. 116).

Cuadro 4.2: Tasa de crecimiento de penetración de telefonía móvil año a año (2010-2013)

País	1er Trimestre 2010-2011 (%)	1er Trimestre 2011-2012 (%)	1er Trimestre 2012-2013 (%)
Argentina	3,05	6,39	4,17
Bolivia	5,19	17,91	5,59
Brasil	13,10	18,14	4,11
Chile	16,41	13,29	6,50
Colombia	5,28	2,10	-2,88
Costa Rica	19,65	16,95	18,28
Ecuador	7,24	1,96	6,04
El Salvador	4,25	8,27	1,08
Guatemala	8,25	7,77	7,42
Honduras	-3,66	5,37	2,23
México	7,01	1,34	5,69
Nicaragua	11,28	35,67	17,17
Panamá	8,28	-1,59	-4,02
Paraguay	6,50	7,78	5,47
Perú	7,96	14,36	7,70
República Dominicana	2,19	-5,78	4,41
Uruguay	5,86	5,82	3,61
Venezuela	0,47	4,28	3,48
Total	6,75	7,96	4,85

(*) Tasa Anual de Crecimiento Compuesto
Fuente: GSMA Intelligence; análisis del autor.

Comparativamente, con una tasa anual compuesta del 6,39%, América Latina ha crecido a una tasa inferior al promedio mundial, en parte debido al nivel de saturación alcanzado en la región. De esta manera, se podría considerar que la región ha pasado a integrar las geografías “saturadas” (América del Norte, Europa, Medio Oriente) con respecto a aquellos continentes donde todavía la telefonía móvil continúa creciendo (África, Asia Pacífico) (Cuadro 4.3).

Cuadro 4.3: Telefonía móvil: penetración regional comparada (2011-2013)

Región	1er Trimestre 2011 (%)	1er Trimestre 2012 (%)	1er Trimestre 2013 (%)	TACC(*) (2011-2013) (%)
América Latina	100,94	108,97	114,25	6,39
América del Norte	90,43	93,53	95,83	2,94
Asia Pacífico	67,37	77,27	81,60	10,06
Medio Oriente	92,60	99,41	104,90	6,44
África	45,13	53,36	59,44	14,77
Europa	125,75	130,55	132,07	2,48
Mundo	77,10	85,70	89,36	7,66

(*) Tasa Anual de Crecimiento Compuesto
Fuente: GSMA Intelligence; análisis del autor.

Por otra parte, a pesar de que muchos países de la región han alcanzado penetraciones que exceden el 100%, existe todavía población, principalmente en la base de la pirámide socio-demográfica y en zonas rurales y aisladas que no han accedido a la telefonía móvil. El hecho de que todavía existen segmentos sociales sin telefonía móvil en países de penetración superior al 100% se debe a múltiples fenómenos, a saber: a) algunos usuarios de clases sociales media y alta poseen más de un abono móvil, b) muchos usuarios poseen más de una tarjeta SIM para aprovechar ventajas en los planes ofrecidos por diferentes operadores, c) en muchos casos, usuarios de abonos prepagos pueden llegar a poseer más de un abono inactivo (que no acarrea ningún costo recurrente).

De todas maneras, desde comienzos del 2010 al 2012, la adopción de la telefonía móvil en la base de la pirámide ha crecido de un promedio de 53,35% a 60,70% (Cuadro 4.4, ver p. 118).

Cuadro 4.4: Adopción de la telefonía móvil en la base de la pirámide (Tres deciles inferiores) (2010-2012) (%)

País	2010 (%)	2011(%)	2012 (%)
Argentina	58,97	62,90	65,93
Bolivia	49,37	59,97	69,37
Brasil	66,33	68,90	70,80
Chile	78,07	82,07	85,47
Colombia	73,47	76,63	78,87
Costa Rica	51,00	55,27	58,20
Ecuador	54,27	59,40	63,80
Guatemala	38,97	39,80	40,53
México	60,97	64,80	68,03
Perú	26,90	31,90	36,77
República Dominicana	50,43	53,83	56,97
Uruguay	68,90	73,07	77,80
Venezuela	15,90	16,20	16,57
Total	53,35	57,29	60,70

Fuentes: Euromonitor (basado en Encuestas Nacionales de los Hogares); análisis del autor.

De todas maneras, a pesar de la existencia de una brecha social relativa, como se puede observar en el Cuadro 4.4, la combinación de ofertas prepagas y políticas de “el que llama paga” han permitido que en la base de la pirámide socio-demográfica, la telefonía de voz haya alcanzado 60,70% en 2012 en promedio de penetración en la base de la pirámide. Dada la tasa constante de avance de la penetración en la base de la pirámide, el interrogante es si la plataforma móvil puede replicar el éxito de masificación obtenido en telefonía de voz a la banda ancha.

En conclusión, el avance en la adopción de la telefonía móvil puede observarse no solamente en la adopción agregada del servicio (aunque entrando con contadas excepciones en un período de saturación), así también como en una penetración creciente en sectores sociales más desfavorecidos.

Desarrollo de la banda ancha fija

Desde finales del 2010 hasta el cuarto trimestre del 2012, la penetración agregada de banda ancha fija en América Latina ha crecido de 5,36% a 7,23% (Cuadro 4.5).

Cuadro 4.5: América Latina: penetración nacional de la banda ancha fija (2010-2012)

País	4to Trimestre 2010 (%)	4to Trimestre 2011(%)	4to Trimestre 2012 (%)	TACC (2010-2012) (%)
Argentina	9,56	10,35	10,88	6,68
Bolivia	0,97	0,65	1,08	5,52
Brasil	6,81	8,57	9,17	16,04
Chile	10,40	11,60	12,44	9,37
Colombia	5,56	6,94	8,36	22,62
Costa Rica	6,19	8,68	10,04	27,36
Ecuador	1,37	4,22	5,42	98,90
El Salvador	2,83	3,31	3,86	16,79
México	9,74	10,34	10,95	6,03
Nicaragua	1,27	1,45	1,66	14,33
Panamá	7,34	7,92	8,21	5,76
Paraguay	0,44	0,94	1,11	58,83
Perú	3,14	4,05	4,78	23,38
República Dominicana	3,64	4,02	4,42	10,19
Uruguay	10,91	13,47	16,60	23,35
Venezuela	5,61	6,05	6,74	9,61
Total	5,36	6,41	7,23	16,15

Fuente: UIT; análisis del autor.

De esta manera, la penetración de banda ancha fija aumentó a una tasa anual del 16,15% en promedio. Todos los países de la región presentaron tasas de crecimiento positivas de al menos el 5%, siendo Bolivia el país con menor tasa de crecimiento anual (5,52%) donde se produjo un efecto de sustitución desde la banda ancha fija a la banda ancha móvil.

Por otro lado, Ecuador fue el país con mayor tasa de crecimiento de la penetración de la banda ancha fija en la región (a una tasa del 98,90% anual). En el período bajo análisis, el oferente público del servicio (CNT), expandió la cobertura del mismo lo que permitió resolver en parte la brecha de cobertura. En forma conjunta desde el gobierno se pusieron en funcionamiento políticas de alfabetización digital que ayudaron a expandir el uso del servicio. El otro país con tasas de crecimiento anual superiores al 50% fue Paraguay, aunque en este caso se parte de una penetración inicial de sólo 0,44%. En este país a pesar del aumento en la penetración del servicio de los últimos años, la banda ancha fija sigue teniendo menor penetración que la móvil.

Esto significa que, en términos del número de accesos de banda ancha fija en relación a las metas estipuladas para el 2016¹ en el documento de diagnóstico preparado en el 2011, América Latina ha alcanzado en estos últimos dos años el 86,55% de los objetivos estipulados para el 2016 (Cuadro 4.6).

Cuadro 4.6: Número de accesos de banda ancha fija: metas para 2016 vs instalados hasta 2012

País	Metas para el 2016	Instalados al final del 2012	Porcentaje de la meta para el 2016
Argentina	5.685.285	4.475.415	78,72
Bolivia	513.796	110.600	21,53
Brasil	19.526.677	18.186.954	93,14
Chile	2.324.995	2.166.805	93,20
Colombia	4.068.987	3.975.161	97,69
Costa Rica	469.755	481.325	100,00
Ecuador	1.009.630	806.268	79,86
El Salvador	401.575	242.100	60,29
Guatemala*	709.201	259.000	36,52
Honduras	354.626	61.277	17,28
México	13.373.478	12.717.139	95,09
Nicaragua	205.933	98.800	47,98
Panamá	440.202	297.734	67,64
Paraguay	345.264	74.200	21,49
Perú	2.797.268	1.422.584	50,86
Uruguay	421.446	563.108	100,00
Venezuela	2.732.471	2.013.347	73,68
Total	55.403.827	47.951.817	86,55

Fuente: UIT; análisis del autor.

* Último dato disponible sobre penetración de banda ancha fija corresponde a diciembre de 2010

De este modo Costa Rica y Uruguay ya han alcanzado en 2012 el objetivo estipulado para el 2016 mientras que cuatro países (Brasil, Chile, Colombia y México) han cumplido con más del 90% del objetivo definido.

Así, con una tasa anual compuesta de 16,15%, la banda ancha fija en América Latina ha crecido más rápido que el promedio mundial (Cuadro 4.7).

1. Ver Informe IdeAL de telecomunicaciones 2011.

Cuadro 4.7: Banda ancha fija: penetración regional comparada (%)

Región	2010	2011	2012	TACC(*) (2010-2012)
América Latina	5,36	6,41	7,23	16,15
América del Norte	27,07	27,79	28,51	2,63
Asia Pacífico	5,50	6,39	6,94	12,33
Medio Oriente	1,85	2,09	2,58	18,09
África	0,16	0,21	0,27	29,90
Europa	23,63	24,77	25,82	4,53
Mundo	7,65	8,44	9,08	8,95

(*) Tasa Anual de Crecimiento Compuesto.
Fuentes: UIT; análisis del autor.

Contrariamente al caso de la telefonía móvil donde se ha entrado en una etapa de saturación de la adopción, el proceso de difusión de la banda ancha fija todavía está procediendo a una tasa acelerada. Adicionalmente, y nuevamente de manera opuesta al caso de la telefonía móvil, la adopción de la banda ancha fija en la base de la pirámide todavía muestra retrasos significativos (Cuadro 4.8).

Cuadro 4.8: Adopción de la telefonía móvil en la base de la pirámide (Tres deciles inferiores) (2010-2012) (%)

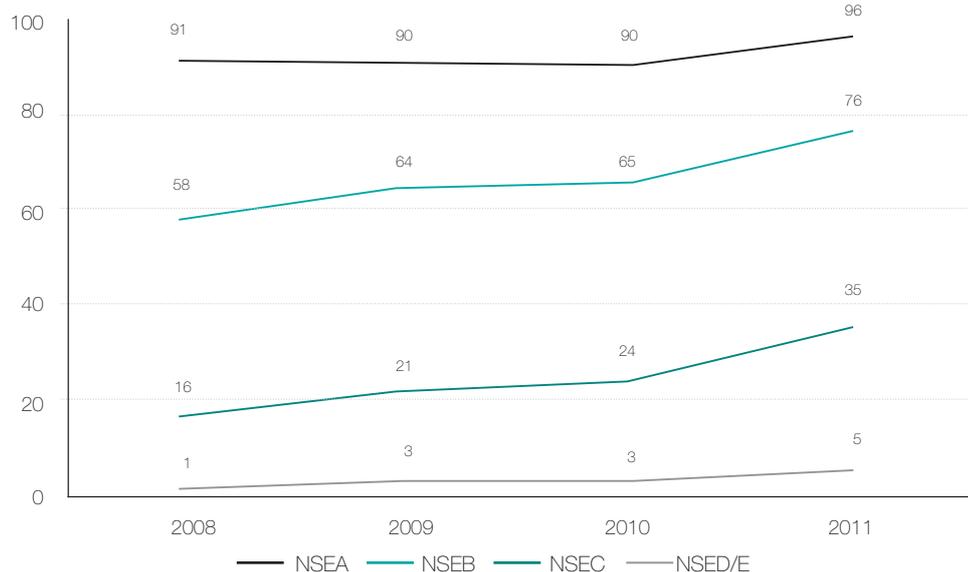
País	2010	2011	2012
Argentina	6,17	7,33	8,83
Bolivia	0,37	0,53	0,67
Brasil	4,00	6,70	8,17
Chile	5,77	6,50	7,10
Colombia	4,37	6,37	8,30
Costa Rica	5,87	9,07	10,77
Ecuador	0,60	1,03	1,43
Guatemala	0,70	1,17	1,27
México	6,40	6,70	7,60
Perú	0,63	0,90	1,23
República Dominicana	1,37	1,80	2,27
Uruguay	5,30	7,17	8,47
Venezuela	2,10	3,37	3,90
Total	3,36	4,51	5,39

Fuente: Euromonitor (basado en Encuestas Nacionales de los Hogares); análisis del autor.

Este rezago se debe principalmente a la dificultad que enfrenta la industria en romper con la barrera de la asequibilidad. De acuerdo a este estado de situación, la pregunta relevante es cuáles son las estrategias adecuadas para afrontar esta marginalización. Existen una serie de políticas públicas que ya han sido formuladas e implantadas, y que han podido remediar parcialmente esta situación. La más notable en América Latina es la oferta de banda ancha fija “social” (llamada “popular” en Brasil, “solidaria” en Venezuela, o “social” en Costa Rica). Este producto ofrece funcionalidad básica (por ejemplo, 1 Mbps de velocidad de descarga) a un precio significativamente menor al de las ofertas comerciales. Otras iniciativas de política pública incluyen el otorgamiento de subsidios al consumo, bajo la forma de descuentos especiales, reducción impositiva o inclusive, cupones para ser usados en el pago del abono. Finalmente, otras iniciativas atacan el problema por el lado del ingreso. Aunque sin focalizarse específicamente en la brecha de banda ancha, políticas redistributivas como las implantadas en programas públicos en Brasil, Argentina, México y Venezuela, tienen un impacto en la adopción en la medida de que, al aumentar el ingreso promedio del hogar, tornan asequible el producto de banda ancha.

Sin restar mérito a estas iniciativas de política pública, los resultados hasta la fecha muestran que estas han beneficiado principalmente a los sectores medios sin poder afectar la base de la pirámide (Gráfico 4.1).

Gráfico 4.1: Brasil: adopción de banda ancha por segmento socio-demográfico



Nota: La clasificación del nivel socioeconómico se basa en el nivel de instrucción y la tenencia de activos según el criterio de clasificación económica de Brasil (CCEB) de la “Asociación brasileira de empresas de pesquisa”. La categorización socioeconómica en Brasil se realiza en base a la tenencia en el hogar (y cantidad) de televisión a color (0 a 4 puntos), radio (0 a 4 puntos), baño (0 a 7 puntos), automóvil (0 a 9 puntos), empleada doméstica (0 a 4 puntos), lavavajillas (0 a 2 puntos), DVD (0 a 2 puntos), heladera (0 a 4 puntos) y congelador (0 a 2 puntos). Por otro lado también se considera el nivel de instrucción del jefe de hogar de la familia en función de si tiene estudio superior completo (8 puntos), estudio superior incompleto (4 puntos), estudio medio completo (2 puntos), primario completo (1 punto) o si es analfabeto (0 puntos). En caso que la sumatoria de puntos sea mayor o igual a 35 es de NSE A; si se suma entre 23 y 34 puntos es de NSE B; si se suma entre 14 y 22 puntos es NSE C, si se suma entre 8 y 13 puntos es NSE D; y si la sumatoria es entre 0 y 7 puntos es NSE E.

Fuente: CGI. Encuesta Nacional de los Hogares.

Como se observa en el Gráfico 4.1, el aumento de la adopción de banda ancha fija en Brasil es esencialmente un fenómeno de clases media y alta. Al mismo tiempo, el gráfico permite observar el salto en la penetración en los segmentos B y C, resultante principalmente de las políticas redistributivas puesta en práctica por las administraciones de los presidentes Lula y Rousseff.

Es por ello que se considera que los remedios a este fallo de mercado – la brecha de asequibilidad de la banda ancha - quizás no deban ser buscados solamente en el área de intervención del Estado, sino en el efecto que pueden generar otras tecnologías, como la banda ancha móvil, cuando estas son ofrecidas por el sector privado.

En términos de la adopción de la banda ancha fija en el sector de empresas, en este último período se registra un avance de la adopción de la misma en el sector PyME. Por ejemplo, en Ecuador, 44% de las pequeñas empresas ya son usuarios de banda ancha fija. Dada la alta tasa de difusión de la misma en PyME, el siguiente desafío en el sector de empresas se sitúa a nivel de las microempresas.

Crecimiento de la banda ancha móvil

Como complemento de la banda ancha fija, la banda ancha móvil experimentó un crecimiento exponencial en los últimos dos años con una tasa de crecimiento anual superior al 87% en la región pasando de 8 accesos por 100 habitantes en el primer trimestre de 2011 a más de 28 en el primer trimestre de 2013. Todos los países de la región tuvieron un importante avance en el número de abonados a la banda ancha móvil con una tasa de crecimiento anual promedio de al menos el 29% (Cuadro 4.9).

Cuadro 4.9: América Latina: penetración nacional de la banda ancha móvil

País	1er Trimestre 2011 (%)	1er Trimestre 2012 (%)	1er Trimestre 2013 (%)	TACC(*) (2011-2013) (%)
Argentina	5,38	12,03	26,05	120,05
Bolivia	0,72	3,34	7,77	228,51
Brasil	10,64	25,00	42,51	99,88
Chile	9,32	20,19	35,27	94,53
Colombia	2,75	5,35	10,54	95,77
Costa Rica	3,80	12,56	28,43	173,52
Ecuador	4,66	7,43	11,95	60,14
El Salvador	2,26	3,72	6,70	72,18
México	8,51	14,26	23,40	65,82
Nicaragua	1,04	4,35	10,03	210,55
Panamá	2,24	4,29	7,31	80,65
Paraguay	1,60	2,73	5,87	91,54
Perú	1,55	5,57	14,61	207,01
República Dominicana	1,85	4,38	8,00	107,95
Uruguay	12,06	19,74	30,76	59,71
Venezuela	16,99	21,87	28,33	29,13
Total	7,98	16,36	28,13	87,70

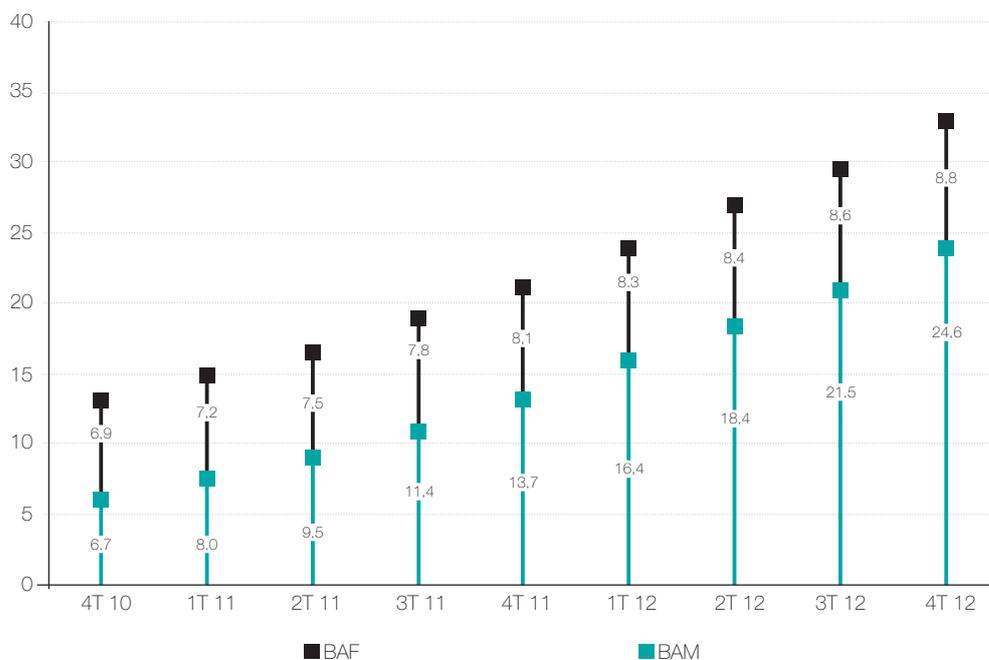
(*) Tasa Anual de Crecimiento Compuesto.
Fuente: GSMA Intelligence; análisis del autor.

De acuerdo al Cuadro 4.9, la penetración de banda ancha móvil en América Latina ha crecido al 87,70% anual. El país con mayor tasa de crecimiento en el período analizado es Bolivia (a una tasa del 228,51% anual), donde se produce un efecto sustitución de la banda ancha fija hacia la móvil provocado por la limitada cobertura de la banda ancha fija y sus altos precios. En contra partida, la banda ancha móvil con planes de baja capacidad logra superar la barrera de la asequibilidad y permite su crecimiento.

De los países que inician 2011 con una penetración superior al 2,50% el de mayor crecimiento anual es Costa Rica, que venía de partir de una penetración prácticamente nula en el primer trimestre de 2010. Este avance puede ser atribuido a la liberalización del mercado que se produjo a fines del 2011 y la consecuente baja de precios (tanto en el mercado de telefonía móvil como de banda ancha móvil). Así también es importante analizar lo acontecido en Brasil que, actualmente es el país líder de la región en penetración de la banda ancha móvil. En el período bajo análisis

ha tenido una tasa de crecimiento anual promedio del 100%, lo que lo ubica por encima de la media regional. El aumento del número de abonados principalmente lo obtuvo Claro que comparte el liderazgo de este segmento junto con Vivo, que a pesar de incrementar el número de subscriptores está perdiendo participación de mercado.

Gráfico 4.2: América Latina: penetración de banda ancha móvil y fija (4T10-4T12)



Fuente: Estimación de Telecom Advisory Services en base a datos de Wireless Intelligence, UIT y de reguladores.

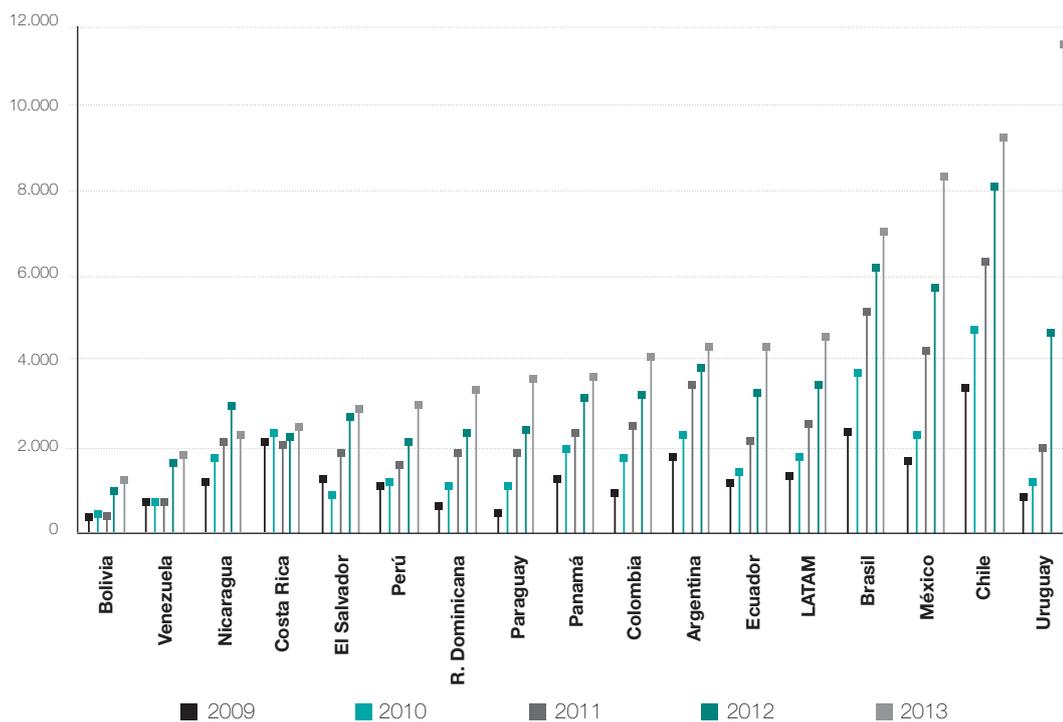
Como lo muestra el Gráfico 4.2, en el cuarto trimestre de 2010 de cada 100 conexiones de banda ancha existentes en la región 51 correspondían a proveedores que brindaban el servicio con tecnología de banda ancha fija; al cuarto trimestre de 2011 ese número cayó a solo 37 conexiones de cada 100 existentes, para llegar al último trimestre del 2012 donde por cada conexión de banda ancha fija existen 4 de banda ancha móvil. Este hecho marca el aumento trimestre a trimestre de las conexiones de banda ancha móvil sobre las basadas en tecnología fija, lo que abre oportunidad de aprovechar los menores costos de entrada a los beneficios de la banda ancha a través de esta modalidad de acceso. Así, al sumar las conexiones de banda ancha móvil a la banda ancha fija, América Latina ha podido avanzar de manera altamente significativa en términos de la penetración del servicio de acceso a Internet.

Aceleramiento de las velocidades de descarga en la banda ancha fija y móvil

La disponibilidad de servicios de banda ancha a más alta velocidad contribuye a un mejoramiento de la calidad de servicio en términos del acceso a contenidos de manera rápida y eficiente. Si la velocidad mínima de conexión en la mayoría de los países se ubica entre 256 kbps (el requisito mínimo de velocidad que establece la OECD para definir a una conexión en el grupo de banda ancha) y 1 Mbps, año tras año los operadores latinoamericanos han lanzado al mercado planes de mayor velocidad.

Entre el 2009, con una velocidad promedio en la región de 1,4 Mbps, y el 2013, con una velocidad promedio de 4,6 Mbps, la velocidad promedio de descarga en la región creció a una tasa anual del 27,10% como puede verse en el Gráfico 4.3.

Gráfico 4.3: Velocidad promedio de descarga para banda ancha fija en América Latina (2009-2013)

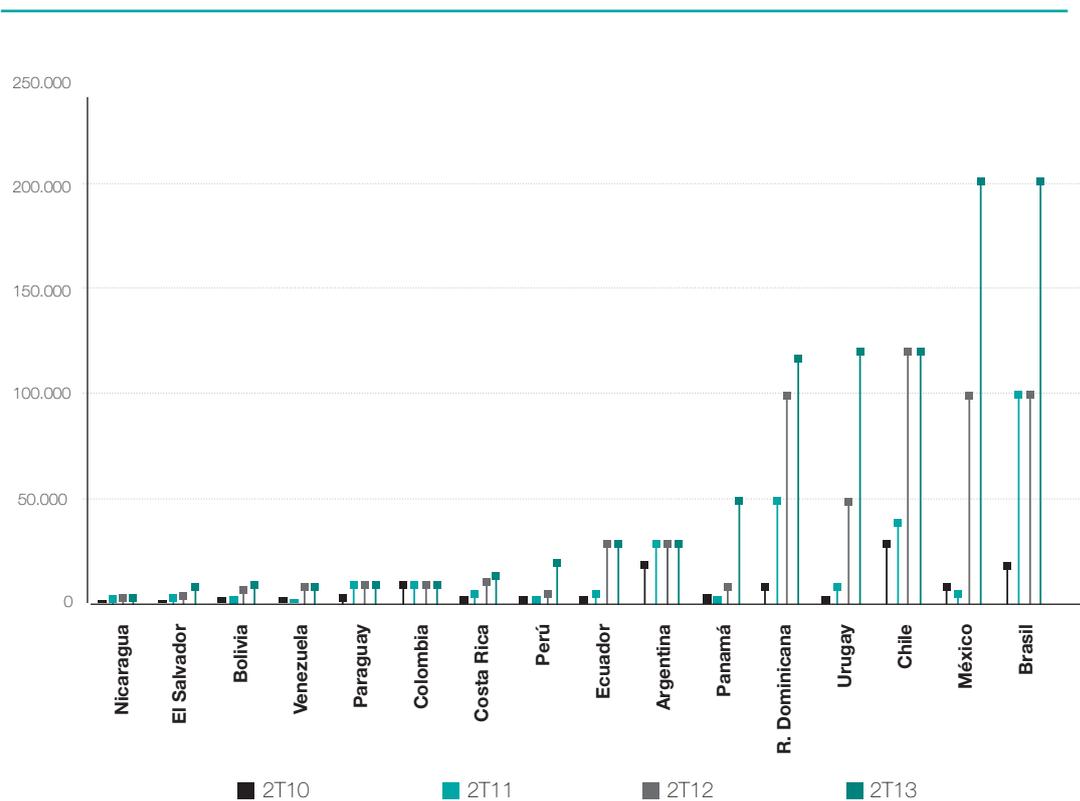


Fuente: Análisis de Telecom Advisory Services en base a datos de Net Index (2013).

Al 2013, el país con mayor velocidad promedio de descarga es Uruguay, debido a la introducción del único operador del país de banda ancha fija de planes de fibra óptica con velocidades de descarga de entre 20 Mbps a los 120 Mbps. La introducción de estos planes llevó a aumentar la velocidad de descarga promedio de los 4,8 Mbps en el 2012 a los 11,5 Mbps en el 2013. Por el otro lado el país con menor velocidad de descarga es Bolivia, con una velocidad promedio de descarga de 4,4 Mbps. Esta situación se encuentra motivada por los altos costos de interconexión internacional que presenta el país dada su geografía.

En segundo lugar, cada vez más países de América Latina disponen de servicios de banda ancha fija de alta velocidad (Gráfico 4.4).

Gráfico 4.4: Velocidad máxima de descarga disponible para banda ancha fija (2010-2013)



Fuente: Análisis de Telecom Advisory Services en base a datos de Galperin (2013).

En el Gráfico 4.4 puede observarse que en la actualidad todos los países de la región ofrecen planes de al menos 5 Mbps de velocidad de descarga y en el segundo trimestre del 2013, cinco países ofrecen planes superiores a los 100 Mbps: República Dominicana, Uruguay, Chile, México y Brasil.

La banda ancha móvil, a diferencia de la banda ancha fija, no puede diferenciarse en la región por nivel de velocidad ya que todos los operadores ofrecen un servicio similar que consiste en una conexión 3 G o 3.5 G, que permitirá como máximo una velocidad de descarga de 3 Mbps en condiciones óptimas de transmisión y utilización de la red.

Al respecto no existen datos homogéneos actualizados aunque los operadores declaran estar aumentando la cobertura en las diferentes regiones para lograr incrementar el número de localidades donde esté disponible el servicio, como así también aumentando el número de antenas emisoras en las ciudades más pobladas. Ejemplo de esta situación, en base a datos de la UIT, es Brasil donde la cobertura 3G aumentó del 2009 al 2011 del 55% al 81,63%, o Ecuador que de un 53% de la población con cobertura en el 2008, aumentó al 62% en el 2009 y al 77,75% en el 2011. Esta situación implica que la mejora en la velocidad de acceso también se está dando en el mercado de banda ancha móvil.

En conclusión, la calidad del servicio de telecomunicaciones continúa mejorando en términos de la disponibilidad de banda ancha fija de alta velocidad. Esto ocurre tanto en los productos de velocidades máximas, como las velocidades medianas. En lo que hace a la banda ancha móvil, mientras que las velocidades de acceso se mantienen relativamente estables (estas se elevarán con el despliegue de HSPA+ y principalmente LTE), la cobertura continúa ampliándose, extendiendo el servicio a grandes porciones del población.

Cobertura en telefonía móvil y banda ancha móvil

Más allá de la velocidad de acceso a banda ancha, la calidad del servicio de telecomunicaciones es medida por la cobertura de la oferta (es decir el porcentaje del territorio nacional que permite el acceso al servicio). En este sentido, la cobertura de la telefonía móvil en la región es casi completa. Entre el 2009 y el 2012, esta ha evolucionado de la siguiente manera (Cuadro 4.10).

Cuadro 4.10: América Latina: brechas de cobertura de la telefonía móvil (%)

País	2009	2010	2011	2012
Argentina	6	6	6	6
Brasil	3	0	0	0
Chile	0	0	0	0
Colombia	-	14	-	-
Costa Rica	30	-	5	-
Ecuador	9	7	5	5
El Salvador	5	5	5	5
México	0	0	0	0
Panamá	12	9	8	8
Perú	4	3	0	0
República Dominicana	49	19	-	-
Uruguay	0	0	0	0

Fuentes: Teleco; Operadoras; ITU; ANATEL; CRT (a través del SIUST); Ministerio de Transporte y Comunicaciones del Perú; análisis Telecom Advisory Services.

De lo acontecido en los últimos años cabe destacar el caso de Costa Rica donde la entrada de nuevos proveedores aumentó significativamente la cobertura del servicio. Así también, esta situación forzó al operador dominante a aumentar la cantidad de radio bases para mejorar la calidad y evitar una mayor migración hacia la nueva competencia.

En base a la última información disponible, solo Colombia y República Dominicana tienen una brecha de cobertura que supera el 10%. Sin embargo, a pesar de las estadísticas presentadas en el Cuadro 4.10 y juzgando por las recientes acciones regulatorias orientadas al control de la calidad del servicio móvil, el crecimiento acelerado de la base de usuarios ha conllevado la existencia de numerosos problemas de cobertura. Por ejemplo, en Brasil la oficina de Protección al Consumidor de Porto Alegre prohibió en julio de 2012 la incorporación de nuevos usuarios a las principales empresas del mercado debido a los problemas actuales de cobertura que éstas enfrentan. De manera similar, el plan del gobierno argentino para subastar espectro en las bandas 800 MHz y 1900 MHz responde a lo planteado por usuarios en términos de quejas por la baja calidad del servicio. En otro caso, el gobierno colombiano decidió en el curso del año 2011 la asignación temporaria de espectro para resolver problemas de congestión en las redes móviles. En otras palabras, las cifras agregadas de cobertura enmascaran problemas de congestión que se están registrando en gran parte de las redes de la región. La saturación refleja

los problemas que enfrentan los operadores para mantener un ritmo de inversión sostenido para ampliar el número de radio-bases, combinado con la necesidad de acceder a bandas de espectro radioeléctrico adicional.

En lo que tiene que ver con la banda ancha móvil, utilizando como base evaluativa la cobertura de tecnología 3G, la brecha de cobertura es, como es de esperar, sustancialmente mayor que la existente en la telefonía móvil (Cuadro 4.11 para los datos disponibles al año 2011).

Cuadro 4.11: América Latina: brechas de cobertura de la banda ancha móvil

País	1er Trimestre 2011 (%)
Argentina	25
Bolivia	71 (**)
Brasil	24,6
Chile	28
Colombia	48 (***)
Ecuador	23 (****)
México	61
Perú	35

(*) Estimada en base a cobertura de 3G.

(**)Anatel y consolidación Teleco (Datos de junio / 2011).

(***)La penetración de 3G para México es calculada utilizando la población de ciudades en donde el servicio de 3G está habilitado. La información de las ciudades con servicio 3G está actualizada a enero del 2010.

(****)Calculado en base de número de habitantes en distritos donde existe conexión 3G (348 distritos cubiertos con red 3G del total de 1833) para el caso de telecomunicaciones móviles. Diciembre 2010.

Fuentes: Teleco; Operadoras; ITU; ANATEL; CRT (a través del SIUST); Ministerio de Transporte y Comunicaciones del Perú; análisis Telecom Advisory Services.

A pesar de que la brecha actualmente es superior al 20% en todos los países para los que se dispone información, es importante mencionar que la misma viene decreciendo aceleradamente. En particular, Brasil que tenía un brecha de cobertura del 45% al año 2009, logró reducirla al 33% en el 2010 y al 25% en el 2011. Así también, Ecuador logró pasar de una brecha de cobertura 3G en el 2008 del 47%, al 38% en el 2009 y finalmente del 23% en el 2011. Estas importantes reducciones en las brechas de cobertura 3G se pueden explicar en gran parte por los incentivos de las compañías para atender el mercado de la banda ancha móvil que fue el de mayor crecimiento en los últimos años.

Nivel de inversión en telecomunicaciones

La inversión en el sector de telecomunicaciones es la que moviliza el avance de la digitalización en cada país a través del desarrollo de la infraestructura necesaria

para ampliar la cobertura y la calidad de los diferentes servicios. En el Cuadro 4.12 se presenta la inversión promedio por habitante desplegada en cada país de la región entre el 2008 y 2011.

Cuadro 4.12: América Latina: inversión en telecomunicaciones por habitante (USD)

País	2008	2009	2010	2011	Promedio 2008-2011
Bolivia	18,72	27,44	26,32	N/D	24,16
Brasil	76,28	49,35	45,17	50,60	55,35
Chile	104,43	81,83	112,18	139,32	109,44
Colombia	39,18	37,91	N/D	N/D	38,55
Costa Rica	67,42	N/D	N/D	N/D	67,42
Ecuador	N/D	N/D	N/D	17,05	17,05
México	32,98	25,80	50,03	43,42	38,06
Perú	30,92	31,62	29,13	36,36	32,01
Uruguay	N/D	N/D	173,17	198,66	185,91
Venezuela	50,54	55,40	50,62	36,09	48,16
Promedio América Latina	49,97	41,17	63,29	68,92	55,84

Fuente: Análisis Telecom Advisory Services en base a datos de UIT.

En la región, Uruguay es el país líder en inversión en telecomunicaciones en los últimos años. Esta situación permitió, por ejemplo, desplegar fibra óptica para la mayoría de los actuales usuarios de banda ancha. Así también la inversión generó la infraestructura de transmisión necesaria para mejorar la digitalización del país.

En segundo término, Chile, el país líder de la región en términos de digitalización, es el que tiene mayor nivel de inversión por habitante entre el 2008 y el 2011. El despliegue de infraestructura en ambos países permitió una mejor calidad de los servicios que repercute por ejemplo en mayores velocidades de descarga. En este sentido, Chile y Uruguay, los líderes en niveles de inversión en el sector, son también los de mayor velocidad de descarga como pudo verse en el Gráfico 4.3.

Avances en el índice de digitalización de América Latina

Esta última sección mide el impacto que el avance en el despliegue de infraestructura de telecomunicaciones ha tenido en la utilización de tecnologías digitales en América Latina. Para ello se retoma el índice de digitalización que fue construido para 157 países (Katz y Koutroumpis, 2013; Katz, Koutroumpis y Callorda, 2013). El índice de digitalización es un indicador compuesto que mide no solo el desarrollo y adopción de tecnologías de información y comunicación, sino también su uso en

términos de la adopción de aplicaciones y servicios (comercio electrónico, gobierno electrónico, redes sociales, etc.) (Ver los indicadores que componen el índice de digitalización en el apéndice). El Cuadro 4.13 presenta la evolución del índice de digitalización hasta el 2012.

Cuadro 4.13: América Latina: índice de digitalización (2009-2012)

País	2009	2010	2011	2012	TACC(*) (2009- 2012) (%)
Argentina	35,19	39,55	41,36	42,42	6,43
Bolivia	15,19	15,66	19,94	21,27	11,88
Brasil	29,33	32,60	36,72	37,83	8,85
Chile	38,35	41,87	48,08	50,16	9,36
Colombia	31,02	34,39	37,90	39,48	8,37
Costa Rica	31,16	31,67	36,05	38,26	7,08
Ecuador	26,58	28,34	33,16	35,17	9,78
El Salvador	24,25	26,31	28,58	29,48	6,73
Guatemala	21,58	21,35	20,65	21,27	-0,48
Honduras	19,09	21,83	21,79	22,02	4,87
México	30,27	34,06	37,85	39,79	9,54
Panamá	36,39	38,38	44,28	43,40	6,05
Paraguay	26,43	25,24	28,68	29,29	3,48
Perú	27,26	29,00	32,92	33,86	7,49
República Dominicana	25,34	27,81	30,51	30,84	6,77
Uruguay	33,45	41,01	48,01	49,46	13,93
Venezuela	29,03	29,96	32,52	33,09	4,46
Total	28,23	30,53	34,06	35,12	7,55

(*) Tasa Anual de Crecimiento Compuesto.

Fuentes: análisis del autor sobre datos en Katz y Koutroumpis (2013), y Katz, Koutroumpis y Callorda (2013).

Nota: Es importante mencionar que debido a cambios en las fuentes originales de los componentes del índice de digitalización, debido a la publicación de número finales en lugar de preliminares en fuentes como el Banco Mundial o la Organización Internacional de Telecomunicaciones, el índice ha sufrido modificaciones marginales en los años previos al 2012.

Como se observa en el Cuadro 4.13, el promedio latinoamericano de digitalización ha alcanzado los 35,12 puntos en el año 2012, con una tasa anual de crecimiento pro-

medio del 7,55%. Entre los países que más han avanzado se encuentra Uruguay que con una tasa de crecimiento anual del 13,93% logró posicionarse en el 2012 como el segundo país más digitalizado de la región. Esta situación fue producto del aumento de inversión en el sector, mejoramiento en la calidad del servicio y mayor acceso a las nuevas tecnologías. En segundo lugar, es importante destacar el caso de Chile que inicia el 2009 siendo el país con mayor digitalización, para también serlo en el 2012. En el período bajo análisis tuvo un crecimiento en su digitalización del 9,36% anual lo que lo ubica por arriba de la media regional.

NUEVOS PROYECTOS DE INFRAESTRUCTURA

Continuando con la tendencia iniciada en años pasados, el despliegue de infraestructura de telecomunicaciones en América Latina se está focalizando principalmente en la construcción de redes troncales nacionales e internacionales para facilitar la transmisión de datos y reducir costos de acceso a Internet originados en los cuellos de botella económicos y tecnológicos resultantes de la concentración de tráfico en Estados Unidos. Esta acción de despliegue de redes de fibra óptica está principalmente encarada por el sector público, con empuje significativo de los gobiernos de la región. Sin embargo, el sector privado también ha asumido inversiones puntuales en el despliegue de porciones de redes troncales.

Adicionalmente, con el propósito de servir de manera eficiente a un mercado explosivo de banda ancha, el sector de operadores principalmente privados (aunque también aquellos en manos estatales) continúan desplegando redes móviles de última generación. Mientras que el despliegue de redes de cuarta generación (LTE) era embrionario en el período pasado, esas han asumido un rol prioritario indicando la finalización de la ola de despliegue de redes de tercera generación.

Finalmente, contrariamente a lo ocurrido en el período anterior del informe IDeAL, el despliegue de redes ultra-rápidas, lo que incluye redes de fibra óptica en el acceso o la norma DOCSIS 3.0 en los operadores de cable ha asumido en la actualidad una importancia significativa.

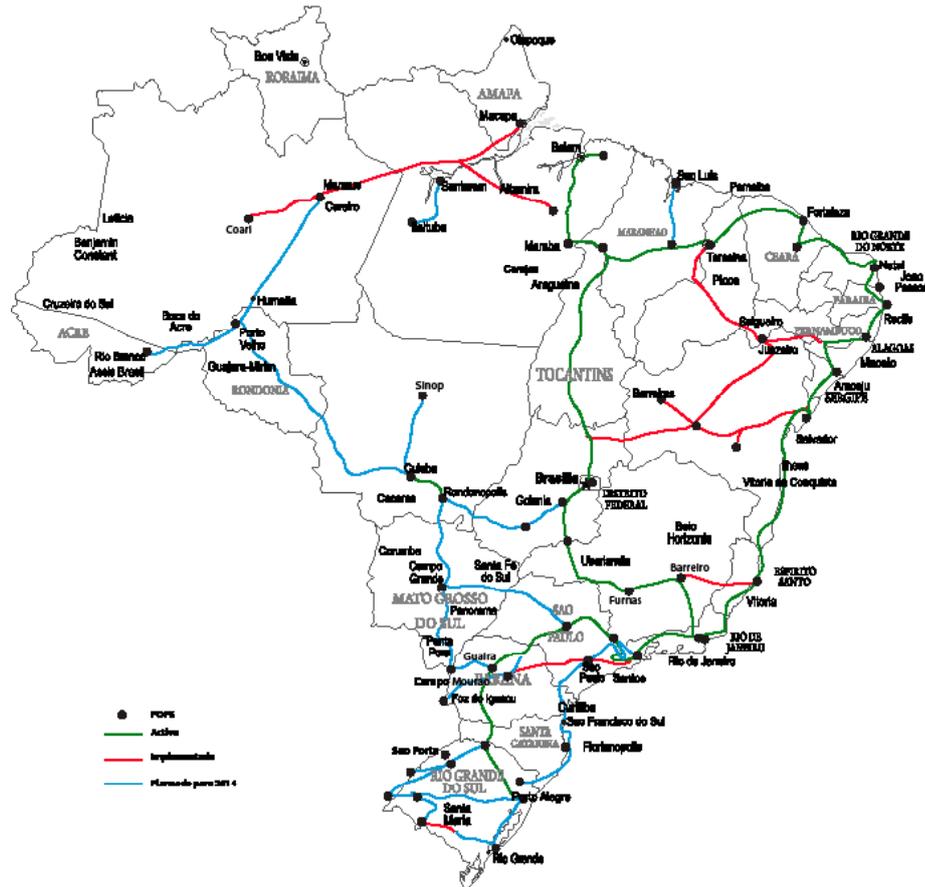
Desarrollo de redes troncales nacionales, interregionales y cables submarinos

Redes troncales nacionales

El despliegue de redes troncales nacionales de fibra óptica ha continuado a un ritmo acelerado a lo largo del territorio latinoamericano. La inversión esta compartida entre el sector estatal y el privado. Siguiendo el ejemplo de la red Telebras, propiedad del gobierno brasilero, la inversión estatal tiende a enfocarse en el despliegue de redes para asegurar la provisión de servicios de telecomunicaciones en regiones aisladas, mientras que el sector privado realiza un despliegue más selectivo para responder a las necesidades de transporte entre metrópolis.

La red de Telebras está siendo extendida al conjunto del territorio nacional brasilero. Hasta junio del 2013 la red de fibra óptica tenía una extensión de 25.000 Km uniendo 1.300 municipios. Este año, Telebras construyó 8.900 Km uniendo las capitales de los estados de Sao Paulo, Rio de Janeiro, Belo Horizonte y Vitoria (ver Mapa 4.1).

Mapa 4.1: Brasil: Red Telebras



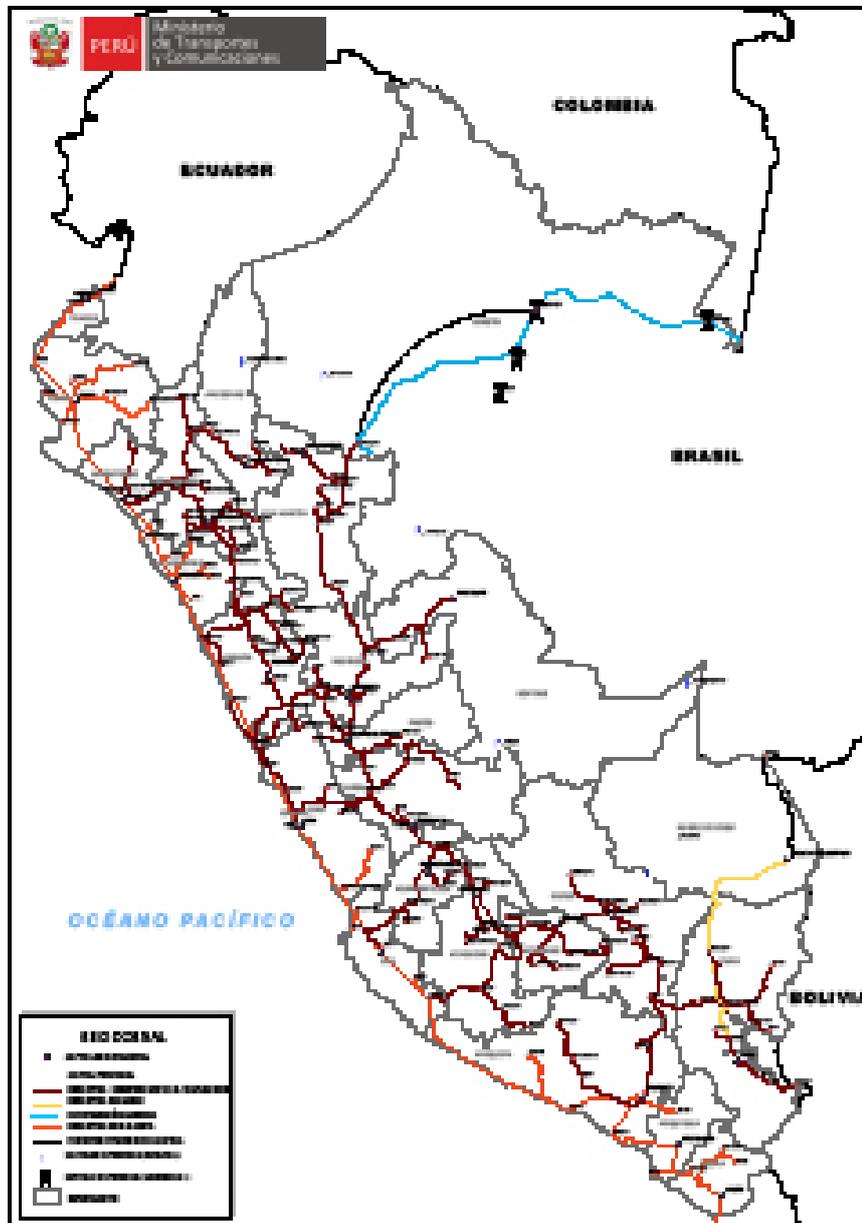
Fuente: Telebras.

Prosiguiendo el despliegue a nivel nacional, en marzo del 2013, la Presidenta Rousseff anunció un proyecto de expansión de la red por un monto de inversión de USD 25.000 para los próximos 10 años, los que incluirían asociaciones publico-privadas, reducciones arancelarias y créditos del BNDES.

En el mismo tenor, como parte de su Plan Nacional “Argentina Conectada”, este país está desplegando una red nacional de fibra óptica, de 25.000 Km, operada por la empresa estatal Arsat. El gobierno argentino asignó una inversión de USD 1.314 millones para el año 2013 como financiación de su plan. El monto es estimado a alcanzar aproximadamente USD 3.000 millones en los próximos tres años. Por ejemplo, la porción de “Argentina Conectada” asignada a la región Patagónica Oriental (vinculando Buenos Aires a Río Gallegos) alcanzará USD 1.900 millones en los próximos tres años. Este sector fue licitado a Alcatel-Lucent. Asimismo, la empresa privada asumió el contrato para el despliegue de vínculos de fibra óptica entre Buenos Aires y Mendoza. En una asociación con Arsat, el gobierno provincial de Neuquén va a construir 1.200 Km de red de fibra óptica.

En Colombia, el Grupo Azteca, quien ganó la licitación para construir la red troncal de fibra óptica de 15.000 Km, conectando 1.078 municipios, está avanzando en el despliegue. En un proyecto similar, el gobierno peruano aprobó la construcción de una red dorsal nacional de fibra óptica, enfocándose principalmente en proveer servicio a zonas rurales y aisladas (Mapa 4.2).

Mapa 4.2: Red Dorsal Peruana



Fuente: Ministerio de Transportes y Comunicaciones.

La contratación de la firma constructora está en proceso de licitación. Coincidentemente, el gobierno venezolano anunció en julio del 2012 la construcción de una red nacional de fibra óptica de 18.000 Km, cubriendo 90% de la población con servicios de banda ancha.

En paralelo con la inversión estatal para la construcción de redes nacionales, operadores privados prosiguen su inversión en redes de fibra óptica en ciertos puntos de los territorios nacionales. Por ejemplo, en Argentina, Telecom Personal invirtió USD 21 millones para desplegar un vínculo de fibra óptica entre las provincias de Salta y Chaco. Telefónica del Perú completó la instalación de un vínculo de fibra óptica entre Lima y Cuzco, completando 1.200 Km adicionales de fibra en el curso del 2012. Hondutel, el operador hondureño ha completado el despliegue de fibra óptica vinculando a las ciudades del norte del país. Bajo la misma modalidad, Transit Telecom completó el despliegue de un vínculo de fibra óptica entre Campinas, Sorocaba y Brasilia.

Interconexión de redes nacionales y despliegue de puntos de interconexión de Internet

Con el propósito de facilitar la transmisión de datos entre las naciones de la región y, consecuentemente, reducir los costos de telecomunicaciones al usuario final, en los últimos dos años se han acordado varios proyectos de interconexión de redes troncales nacionales mediante fibra óptica. La interconexión entre redes troncales está procediendo mediante redes terrestres o cable submarinos para acomodar el creciente tráfico de Internet entre países (Cuadro 4.14).

Cuadro 4.14: América Latina: proyección del tráfico de Internet (en Petabytes)

País	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	TACC 2012-2017 (%)
Argentina	102	127	162	215	292	435	514	32
Brasil	418	652	939	1.393	2.257	3.727	4.437	47
Chile	82	109	152	210	318	496	589	40
Colombia	53	75	101	138	209	339	430	42
México	163	235	357	524	780	1.174	1.363	42
Panamá	20	25	29	33	38	45	51	16
Perú	34	47	62	85	121	183	224	37
Venezuela	43	56	69	85	111	153	173	25
TOTAL	915	1.325	1.871	2.683	4.125	6.553	7.781	42

Nota: 1 PB= 1 Petabyte= 10¹⁵ = 1 millón de Gigabytes.
Fuente: Análisis TAS.

De acuerdo a modelos de crecimiento de tráfico de Internet, la proyección de tráfico al 2017 sobrepasará la capacidad disponible, y sobre todo la de la infraestructura de interconexión hacia Estados Unidos. Según las proyecciones se estima que el tráfico de mayor crecimiento en los próximos cinco años es el contenido internacional en cache² el cual crecerá con una TACC de 62%, mientras que el tráfico local se incrementará una tasa de 58% anual y el tráfico internacional crecerá con al 49% anual. Así, se proyecta que el tráfico internacional se quintuplique y se estima que el 85% de este tráfico sea hacia Estados Unidos, por lo cual es necesario aumentar la infraestructura actual³. La razón por la cual una proporción tan alta del tráfico internacional de Internet sea dirigida a Estados Unidos es explicada por el despliegue de la infraestructura regional de interconexión de Internet. Con excepción de Argentina y Brasil, donde los puntos de interconexión están adecuadamente desplegados, el resto de los países de la región carece de infraestructura desarrollada lo que requiere que gran parte del tráfico regional e internacional se interconecte en puntos localizados principalmente en el estado de Florida.

La estructura de costos de la banda ancha muestra que entre el 10% (en países maduros) y el 30% (en países en desarrollo) se debe a los costos de tránsito internacional requerido para que los proveedores de Internet se interconecten entre sí. Los IXP (o puntos de intercambio de tráfico) permiten a los proveedores de servicio de Internet a interconectarse sin necesidad de recurrir a circuitos internacionales o de larga distancia nacionales, con lo que se podrían reducir los costos de banda ancha y, como consecuencia, sus precios. En consecuencia, una reducción en los costos de tránsito podría resultar en una disminución del precio al consumidor final.

La inversión y acuerdos de interconexión entre redes terrestres son encarados típicamente por operadores estatales. En este sentido, el conjunto de acuerdos de interconexión de redes de fibra óptica operadas por empresas públicas comenzaría a erigirse como alternativa a las redes ya existentes en el sector privado. La tendencia a la interconexión de redes troncales comenzó en el 2010. Por ejemplo, el operador estatal de Bolivia, Entel y su contraparte, Copaco en Paraguay, firmaron un acuerdo en junio del 2011 para interconectar sus redes nacionales de fibra óptica. De manera similar, los gobiernos de Chile y Perú completaron la construcción de un vínculo de fibra óptica entre las redes troncales de ambas naciones. En ese mismo modelo, los gobiernos de Argentina y Chile firmaron un acuerdo bilateral para expandir la calidad y reducir los costos de interconexión de redes de fibra óptica entre ambos países. Este tipo de acuerdo ha sido replicado con otro entre el operador Arsat en Argentina y Telebras de Brasil, ambos en manos del Estado.

La tendencia a la interconexión se aceleró en el 2012 y 2013. Por ejemplo, en junio del 2013 Telebras y el operador de telecomunicaciones uruguayo ANTEL firmaron un acuerdo de interconexión de fibra óptica de sus respectivas redes a hacerse efectivo en Santa do Livramento (Brasil). De la misma manera la interconexión entre la red del operador de telecomunicaciones de Paraguay, COPACO, y Telebras, se realiza en

2. Definido como el contenido de operadores de Internet como Google y Akamai.

3. Ver Telecom Advisory Services (2013). *Expansión de Infraestructura Regional para la Interconexión de Tráfico de Internet en América Latina*. Caracas: CAF.

las localidades de Salto del Guaira, Puerto Caballero, y Ciudad del Este.

En el contexto de grandes despliegue de redes intra-regionales, corresponde destacar el proyecto Unasur, acordado en marzo del 2012 y a ser completado en septiembre de 2013, destinado a vincular los 12 países integrantes de la alianza mediante un anillo internacional de fibra. El propósito del proyecto es reducir la dependencia de Estados Unidos en lo concerniente al tráfico entre países de América Latina⁴. El proyecto completará los vínculos de redes troncales nacionales, creando puntos de intercambio de tráfico en las fronteras de cada país. Operadores nacionales estatales estarán operando la red.

Adicionalmente, la construcción de cables submarinos, realizado principalmente por operadores privados, está procediendo a lo largo del territorio latinoamericano con el objeto de acomodar las necesidades crecientes de transmisión de tráfico de Internet. Por ejemplo, en febrero del 2013, América Móvil firmó un contrato con Alcatel-Lucent para instalar un vínculo de 17.500 Km conectando Estados Unidos, Colombia, Brasil, República Dominicana, México, Puerto Rico y Guatemala. En el mismo tenor, un consorcio de operadores que incluye Cable & Wireless y Telefónica, firmó una orden con Alcatel-Lucent para construir un vínculo de 6.000 Km, conectando Puerto Rico, Curacao, Colombia y Panamá. Finalmente, un nuevo cable submarino de 24.000 Km será tendido en el curso de este año conectando Brasil, Uruguay y Argentina. De manera similar, el operador estatal de Venezuela, CANTV, completó el vínculo de fibra óptica entre este país y el norte de Brasil y ha desplegado un cable submarino a Cuba.

Satélites

Complementando el despliegue de redes de fibra óptica, las comunicaciones vía satélite siguen desarrollándose para proveer cobertura de servicios a zonas aisladas y rurales. Por ejemplo, hacia finales del 2013, Bolivia pondrá en órbita el satélite “Tupac Katari” para proveer cobertura al conjunto del territorio nacional. De manera similar, como parte del programa Mexsat (que tiene un presupuesto de inversión de USD 2.180 millones), México lanzará el satélite “Centenario” en el año 2014. Siendo el segundo de tres satélites, el objetivo de “Centenario” será la provisión de servicio de banda ancha a 60.000 escuelas.

Finalmente, en septiembre del 2012, el gobierno nicaragüense anunció la compra de un satélite a la firma china Great Wall por un costo de USD 300 millones, destinado a la provisión de servicios de telefonía, banda ancha, y televisión digital en el territorio nicaragüense.

Despliegue de redes de banda ancha móvil

El despliegue de redes móviles de tercera generación, comenzado en la pasada década, se encuentra en proceso de finalización, de acuerdo al cual operadores en los últimos países están encarando el despliegue final de infraestructura en base a tecnología HSPA+, que permite entregar servicios de banda ancha móvil a velocidades de

⁴ 80% del tráfico de datos latinoamericano pasa por los Estados Unidos.

aproximadamente 20 Mbps⁵. Por ejemplo, numerosos operadores móviles de Brasil (Vivo, TIM, Algar Telecom) han implantado redes basadas en HSPA+, alcanzando una cobertura de aproximadamente 2.000 municipios en mediados de 2012.

De manera similar, Entel Bolivia anunció en abril de 2011 planes para introducir la tecnología HSPA+ en las mayores ciudades del país, con el objeto de ofrecer banda ancha móvil. Asimismo, los operadores privados Entel de Chile, Claro (AMX) en Panamá y Perú, y Movistar en Venezuela y Ecuador completaron el despliegue en el 2011 de redes basadas en tecnología HSPA+ para entregar banda ancha móvil a más altas velocidades. En este último período, el despliegue de tecnología inalámbrica de 3.5G se ha reducido significativamente (Cuadro 4.15).

Cuadro 4.15: América Latina: despliegue de tecnología 3.5G

País	2013
Argentina	Telecom Personal duplicó la capacidad de su red 3.5G en 90% de sus bases en el noroeste de la ciudad de Salta
Brasil	Claro anunció que su red HSPA+ cubre 54% de la población en 1.150 municipalidades
Venezuela	Telefónica Venezuela (Movistar) invirtió USD 21 millones en el despliegue de radio bases HSPA en zonas de alto tráfico de Caracas y la región oriental de país

Fuente: Compilado por el autor.

Las redes cuarta generación, basadas en el estándar Long Term Evolution representan la tecnología necesaria para responder a las necesidades crecientes de transmisión de datos móviles. Operadores en numerosos países latinoamericanos han comenzado activamente a desplegar redes con esta tecnología. Este último período cubierto en el presente informe ha sido aquel donde se aceleró el despliegue de redes móviles de cuarta generación (Cuadro 4.16).

5. Es importante mencionar que las velocidades de servicios de banda ancha móvil basados en HSPA+ están condicionadas por el número de usuarios conectados a radiobases, así como la capacidad de transmisión de las redes troncales (backhaul) que vinculan las mismas a la red móvil. Así, considerando estos factores, un servicio en HSPA+ es entregado en velocidades de aproximadamente 4 Mbps.

Cuadro 4.16: América Latina: despliegue de redes de 4G

País	2013	Fin 2013 y 2014+
Brasil	<ul style="list-style-type: none"> Vivo (Telefónica): despliegue servicio de LTE en Sao Paulo, Curitiba, y Porto Alegre, habiendo alcanzado 18 ciudades (6/2013). Claro (AMX): ya ofrece servicio en Sao Paulo, Brasilia, Fortaleza, Recife, Río de Janeiro, Belo Horizonte, Salvador, ciertas municipalidades en el interior del estado de Sao Paulo. Oi ofrece LTE en Rio de Janeiro, y opera pilotos den Brasilia, Sao Paulo y Belo Horizonte (12/2012). 	Despliegue de LTE en localidades de Rio Grande do Sul.
Chile	<ul style="list-style-type: none"> Claro lanzó prueba piloto de LTE. Movistar comenzara operando LTE durante el 2013. Entel expresó dudas sobre la conveniencia de desplegar LTE en la frecuencia de 2600 MHz, prefiriendo esperar a la disponibilidad en 700 MHz. 	
Colombia	<ul style="list-style-type: none"> En junio 2013, UNE-EPM alcanzó 85.000 abonados en LTE en junio 2012 en Medellín y Bogotá. En enero 2013, UNE-EPM extendió el servicio a Barranquilla. 	UNE-EPM planea extender el servicio de LTE a Cali y Bucaramanga.
Costa Rica	<ul style="list-style-type: none"> ICE Celular lanzó servicio de LTE en San José. 	Un despliegue a otras zonas metropolitanas comenzará en julio.
República Dominicana		Tricom seleccionó Huawei para desplegar LTE en la frecuencia de 800 MHz en Santo Domingo y grandes ciudades.
Ecuador		CNT invertirá USD 30 millones en el despliegue de LTE en las frecuencias de 1.900 MHz (urbes) y 700 MHz (zonas rurales).
México	<ul style="list-style-type: none"> TELCEL lanzó servicios de LTE en Ciudad de México, Guadalajara, Monterrey, Querétaro, Puebla, Ciudad Juárez, Tijuana, Hermosillo y Mérida. 	TELCEL desplegará LTE en 17 ciudades adicionales.
Paraguay	<ul style="list-style-type: none"> COPACO ha invertido a la fecha USD 15 millones para desplegar LTE en las frecuencias de 2.100 MHz/1.700 MHz en Asunción, Cdad. Del este y Pilar Personal lanzo LTE en Asunción y zonas linderas 	COPACO desplegará LTE en Pedro Juan Caballero y Concepción.
Uruguay		<p>ANTEL planea expandir su red LTE para cubrir toda la capital, Montevideo, y otras regiones del país.</p> <p>Claro planea desplegar LTE en tres frecuencias a lo largo del 2013.</p>
Venezuela		Digitel lanzará una prueba piloto de LTE en Caracas.

Fuente: Compilado por Telecom Advisory Services LLC.

Despliegue de fibra óptica en las redes de acceso

En el período anterior de análisis de IDEAL, el despliegue de banda ancha rápida ultra-rápida al hogar (FTTH y DOCSIS 3.0) en la región estaba procediendo lentamente, en parte debido a los altos costos de inversión, particularmente en lo referente a la tecnología de fibra. Numerosos operadores, como Telefónica en Argentina, Brasil y Chile, Oi Telecom en Brasil y UNE en Colombia, habían lanzado pruebas piloto de fibra al hogar. En el caso de operadores de televisión por cable, si bien muchas de las redes ya están preparadas para entregar velocidades ultra-rápidas basadas en la norma DOCSIS 3.0, los costos de equipamiento en el cliente y la falta de estímulo competitivo no estaban impulsando a introducir servicios de este tipo.

Sin embargo, en el último año AMX (México), Antel (Uruguay)⁶ Telefónica (Brasil) y otros han anunciado el despliegue de redes FTTH en zonas urbanas de alta densidad con alto poder adquisitivo (Cuadro 4.17, ver p. 142).

6. Sin embargo, el objetivo de ANTEL es llegar al 100% de los hogares conectados en 2014.

Cuadro 4.17: América Latina: despliegue de fibra óptica en las redes de acceso

País	2012 – 2013	Fin 2013 y 2014+
Argentina	<ul style="list-style-type: none"> Telecom Argentina está desplegando FTTH usando tecnología GPON en la ciudad de Buenos Aires (8/2012). Trex desplegó una red FTTH en Villa La Angostura en la provincia de Neuquén (6/2013). Telefonica planea instalar 1.000 nodos de fibra óptica para ofrecer servicio de 40 Mbps a clientes residenciales (12/2012). 	<ul style="list-style-type: none"> Zhone Technologies, un proveedor de soluciones FTTx ha sido seleccionado por la Cooperativa Eléctrica de Luján para desplegar redes GPON en la ciudad de Lujan (3/2013).
Brasil	<ul style="list-style-type: none"> El operador regional de telefonía fija y celular Sercomtel ha desplegado fibra óptica en la municipalidad de Cascavel, en asociación con la compañía de distribución de electricidad Copel (5/2013). Global Village Telecom (GVT) ha desplegado FTTH en todas las ciudades en la que está presente ofreciendo servicio de hasta 150Mbps (4/2013). Oi SA lanzo servicios de banda ancha vía FTTH ofreciendo velocidades de hasta 200 Mbps en Río de Janeiro, y Belo Horizonte (12/2012). Algar Telecom desplegó un servicio de banda ancha vía fibra óptica, ofreciendo velocidades de entre 20 Mbps y 100 Mbps, cubriendo el área central del estado de Minas Gerais (12/2012). 	<ul style="list-style-type: none"> ‘Live TIM’, el servicio de banda ancha por fibra óptica de TIM Brazil está planeando entrar al segmento de telefonía fija del mercado residencial en 2014. Junio 2013: TIM Participacoes (TIM Brasil), una unidad de Telecom Italia, planea lanzar una versión para el usuario de negocios de su servicio de banda ancha de fibra óptica TIM Fiber, desde el 1° de Julio. La nueva oferta de fibra óptica ofrecerá enlaces dedicados de IP para empresas/clientes corporativos y Acuerdos de Niveles de Servicios (SLAs) para permitir velocidades de transmisión más rápidas y constantes.
Colombia		<ul style="list-style-type: none"> ETB desplegará fibra óptica cubriendo 85% de hogares hacia 2015.
México	<ul style="list-style-type: none"> Axtel ya opera red de acceso en fibra óptica en México DF, Guadalajara y Monterrey, ofreciendo velocidades de hasta 150 Mbps. Asimismo planea expandir el área de cobertura del servicio (1/2013). 	
Uruguay	<ul style="list-style-type: none"> Antel invertirá USD 140 millones en su red de fibra óptica GPON, a lo que se agrega USD 110 millones invertidos en los dos últimos años. La red cubre 418.000 hogares, de los cuales 111.000 ya están conectados. Se estima que 25% de los hogares del país estarán cubiertos hacia finales del 2013 ofreciendo servicio de hasta 120Mbps. 	

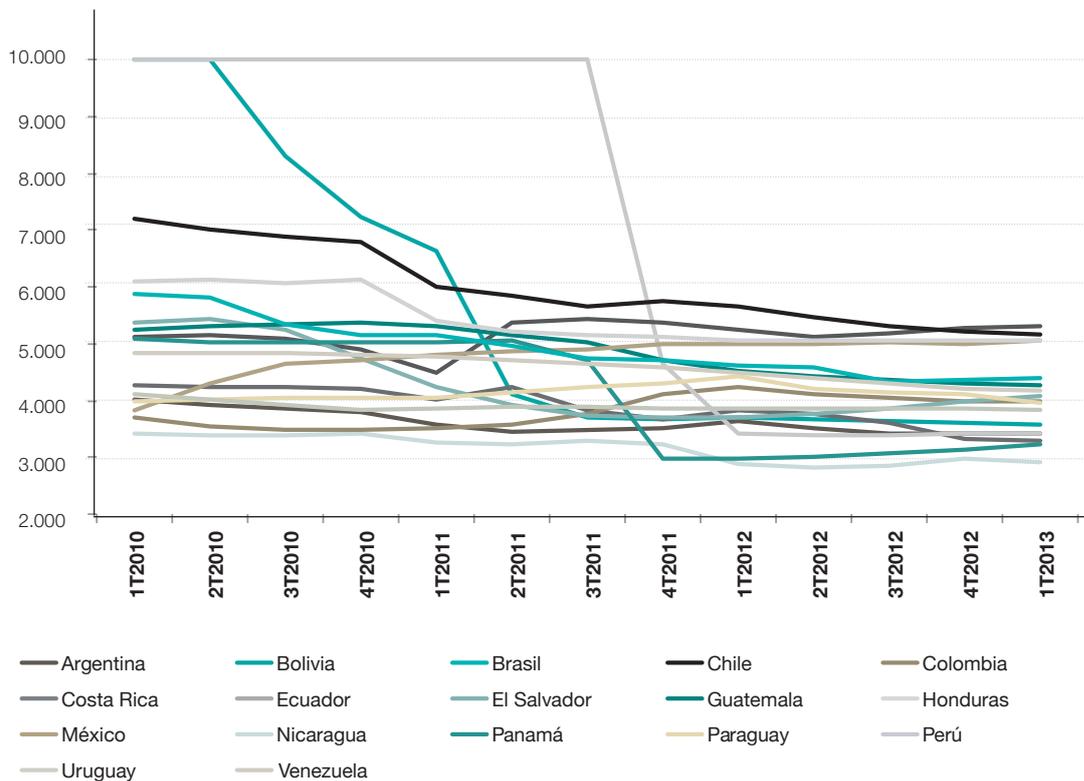
CAMBIOS EN LA ESTRUCTURA DEL SECTOR

Tendencias de intensidad competitiva en el mercado de telecomunicaciones

En el curso de este último año, la estructura del mercado de telecomunicaciones ha sufrido varios cambios. Esto no ha alterado sustancialmente el nivel de competitividad interna de la industria excepto en el ámbito de la banda ancha. El mercado de banda ancha móvil fue el de mayor crecimiento en los últimos años lo que llevó a aumentar los incentivos de entrada y expansión de los operadores (generando o ampliando la cobertura de las redes 3G o lanzando servicios en LTE).

En el Gráfico 4.5 puede verse la evolución de la intensidad competitiva medida en términos del índice de Herfindahl Hirschman (HHI)⁷ entre el primer trimestre del 2010 y el primer trimestre del 2013.

Gráfico 4.5: América Latina: índice HHI en el mercado de banda móvil (2010-2013)



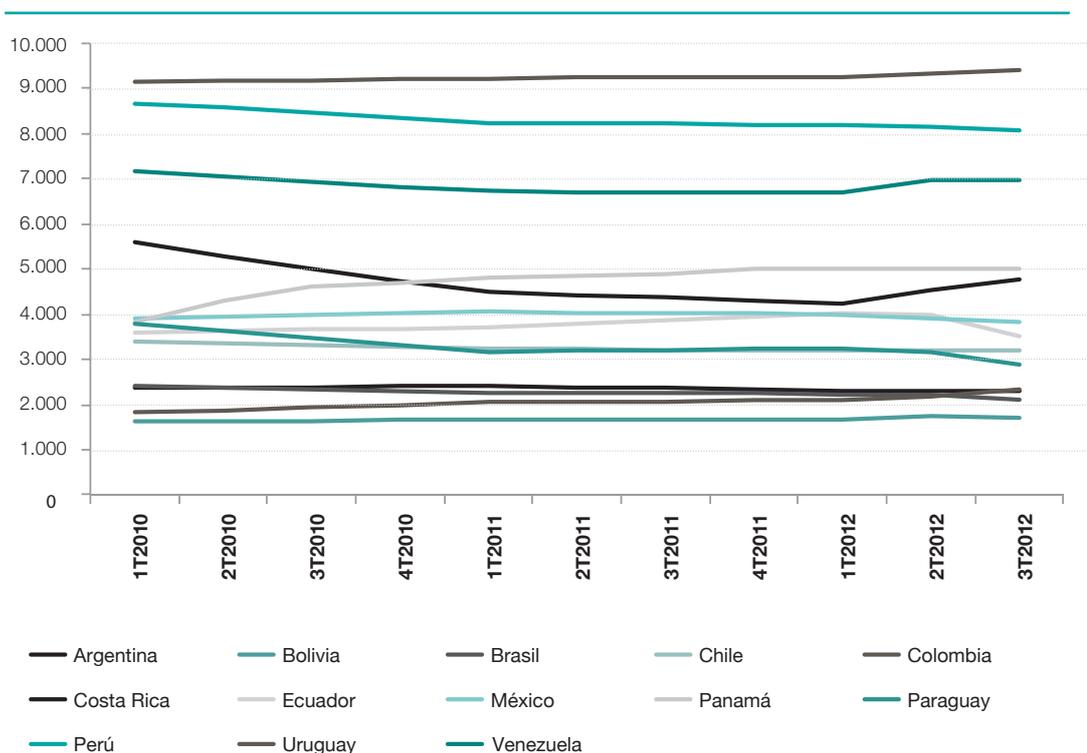
Fuente: Análisis TAS basado en estadísticas de Convergencia.

7. El índice de Herfindahl-Hirschman mide la intensidad competitiva de un mercado calculando la suma de los cuadrados de las cuotas de mercado de los operadores. Cuanto más bajo es el índice, mayor es la fragmentación de un mercado, y por lo tanto, mayor su intensidad competitiva.

Entre 2010 y el primer trimestre de 2013, el valor promedio del índice HHI para el mercado de banda ancha móvil en América Latina bajó a 4.064 desde un nivel previo de 5.419, una reducción del 9,15% anual en promedio. Esto muestra que la intensidad de la competencia en el mercado de banda ancha móvil en la región está aumentando. En ciertos países, como Brasil (HHI: 2.911), Argentina (HHI: 3.406), y Panamá (HHI: 3.231), la competencia en banda ancha móvil es intensa. Si bien en estos países, la intensidad competitiva se ha acrecentado en los últimos años, en el caso de México esta se ha visto reducida, mientras que en Ecuador se ha mantenido estable.

A modo de comparación, la intensidad competitiva en el mercado de la banda ancha fija en la región se ha mantenido estable en la mayor parte de los países (Gráfico 4.6).

Gráfico 4.6: América Latina: índice HHI en el mercado de banda fija (2010-2012)



Fuente: Análisis TAS basado en estadísticas de Convergencia Latina.

La banda ancha fija inició el año 2010 con un promedio en la región del índice HHI de 4.413, y llegó al tercer trimestre de 2012 con un promedio de 4.315 (lo que implica una reducción promedio anual del 2,66%). Este aumento en el nivel de competencia es sustancialmente inferior que el acontecido en la banda ancha móvil (2,66% vs 9,15%). Al ser un mercado más desarrollado que el móvil, existe una mayor estabilidad en la cuota de mercado de los operadores de banda ancha fija.

De este modo, el mercado de banda ancha fija comenzó el período analizado con un mayor nivel de competencia que el de banda ancha móvil (HHI 4.413 en fija, en comparación con un índice de 5.419 en móvil). Sin embargo, al tercer trimestre del 2012 la banda ancha móvil está en una intensidad competitiva más alta que la fija (un índice HHI de 4.315 para fija, en relación a un índice HHI de 4.088 para móvil).

Ingreso y salida de participantes en el mercado

Desde el punto de vista de entrada o salida de operadores, es importante mencionar la salida parcial de Nextel y de Telefónica en lo que hace a su presencia en el mercado móvil.

En lo que respecta a Nextel, el objetivo es concentrarse en las posiciones de provisión de servicio en Brasil y México con vistas a invertir en el despliegue de redes de última generación. En primer lugar, Nextel procedió a vender toda su infraestructura de torres en México para estaciones de radio base, obteniendo USD 700 millones. En segundo lugar, en abril del 2013, el operador chileno Entel adquirió Nextel de Perú por una suma aproximada de USD 400 millones. Al mismo tiempo, la operación de Argentina ha entablado discusión para su venta potencial a tres interesados: Claro, el Grupo Eurnekian y Arsat, la empresa de telecomunicaciones propiedad del Estado argentino. El único obstáculo enfrentado en este caso es la repatriación de la suma a obtener como resultado de la venta debido el control de divisas en vigencia en este país.

En el caso de Telefónica, en un esfuerzo global para reducir el volumen de deuda, este operador ha comenzado a vender activos alrededor del mundo con el objetivo de alcanzar un volumen de deuda de 47.000 millones de euros, de una posición actual de 51.300 millones. Más allá de su posición en China, la empresa ha vendido una porción de su propiedad en el operador móvil O2 de Alemania y la operación de Irlanda. Esta campaña también ha afectado a América Latina, donde el objetivo estratégico nuevamente es focalizarse en los mercados brasilero y mexicano. En el mes de mayo de este año, Telefónica vendió 40% de sus acciones en las operaciones de El Salvador, Nicaragua, Guatemala y Panamá por un valor de USD 500 millones a Corporación Multiinversiones (CMI). CMI es un fondo de inversión que controla la cadena guatemalteca Pollo Campero. La transacción incluye adicionalmente un pago de USD 72 millones, dependiendo del alcance de ciertas metas de desempeño. Sin embargo, la empresa continuará manteniendo control operativo de estas subsidiarias. Adicionalmente, la empresa está considerando una oferta pública de sus operaciones en Colombia.

Desde una perspectiva similar de reducción de apalancamiento de deuda, el operador brasilero Oi vendió sus operaciones de transporte internacional y cable submarino, Globenet y Brasil Telecom Cabos Submarinos, a un banco de inversión, Grupo BTG Pactual por USD 772 millones. Adicionalmente, la empresa decidió arrendar sus 2.113 torres de transmisión de la red móvil a SBA Torres Brasil.

La venta de torres de transmisión se ha convertido en una opción muy popular por parte de operadores de telecomunicaciones buscando reducir su deuda. Más allá de la operación de Oi en Brasil, y Nextel en México, en enero del 2013 Axtel, el operador local de telecomunicaciones de México acordó vender 833 torres a una subsidiaria de American Tower Corp por USD 250 millones.

Otros operadores están saliendo del mercado completamente como resultado de una imposibilidad de competir con las grandes empresas regionales. Por ejemplo, Maxcom, el operador local mexicano, después de cancelar su venta a un fondo de inversión, está considerando otras alternativas, incluyendo la declaración de bancarrota. Adicionalmente, el operador móvil de Sao Paulo Unicel está activamente considerando su salida del mercado. Finalmente, el operador de WimaxVelaTel está explorando la venta de la subsidiaria peruana.

Respecto a la tendencia a salir del mercado, algunos inversores están explorando oportunidades de venta, aunque el valor ofrecido hasta el momento (o el interés de nuevos inversores) no es muy alto. En marzo del 2013, Vivendi, el propietario de Global Village Telecom (GVT), el operador brasilero, ha interrumpido momentáneamente sus exploraciones de venta de la subsidiaria brasilera debido al monto reducido de las ofertas recibidas hasta el momento. Esto no implica una interrupción de la voluntad de Vivendi de concentrarse en el negocio de medios de comunicación y contenidos. Adicionalmente, Hondutel no recibió ofertas para la venta de 49% del paquete accionario de su empresa móvil Ehmovitel.

Desde el punto de vista de entrada de nuevos operadores en el mercado, se puede observar una reanimación de la entrada de operadores móviles virtuales, una actividad embrionaria hasta años pasados. Esto significa que numerosas empresas en el área de comercio minorista, servicios y medios de comunicaciones han comenzado a ofrecer servicios de telecomunicaciones móviles apalancando su poder de marca con ofertas de paquetes (Cuadro 4.18).

Cuadro 4.18: Entrada de operadores móviles virtuales por país

País	Operadores	Rubro	Fecha de entrada
Brasil	Porto Seguro	Seguros	2012
	Correios do Brasil	Servicios Postales	2013
	Algar Telecom	Telecomunicaciones	2013
	Virgin Mobile	Comunicaciones y Medios	2013
Chile	Virgin Mobile	Comunicaciones y Medios	2012
	Falabella	Cadena minorista	2013
	Redvoiss	Comunicaciones	2013
Colombia	Éxito	Cadena minorista	2013
	Virgin Mobile	Comunicaciones y Medios	2013

Fuente: Compilado por el autor.

Al mismo tiempo comienza a observarse una entrada gradual de operadores de Asia-Pacífico. Por un lado, Viettel, el operador móvil de Vietnam, ha consolidado su posición en Perú, habiendo obtenido espectro en las bandas de 1.900 MHz y 900 MHz en el 2011 y 2011. Con estos activos, el operador está desplegando una red compuesta por 2.000 estaciones base, y ha iniciado pilotos en cinco ciudades. Al mismo tiempo, Viettel presentó en septiembre del 2012 una propuesta para lanzar servicio de telefonía en la República Dominicana. Por otro lado, Xinwei Telecom, una empresa china, ha adquirido espectro en la banda de 1.800 MHz en Nicaragua, planeando invertir USD 2.000 millones hasta el 2015.

La última tendencia a identificar es la recomposición de posiciones accionarias y consolidación de propiedad de operadores. En junio del 2013, Portugal Telecom y Oi comenzaron discusiones respecto a una consolidación de ambas empresas, lo que resultaría en un operador cuasi-global con posiciones en Europa, América Latina y África, 101 millones de usuarios e ingresos de USD 28,3 millones. De la misma manera, en Brasil el regulador aprobó la consolidación de las 10 subsidiarias de telefonía fija y móvil en el país. Finalmente, en Brasil Alga Telecom fusionó dos de sus subsidiarias CTBC Celular y CTBC Multimedia data Net.

PRINCIPALES OBSTÁCULOS EN EL DESARROLLO DEL SECTOR

Aun considerando el avance en el despliegue de infraestructura de telecomunicaciones en América Latina, el sector enfrenta ciertos problemas en el área de despliegue y gestión de proyectos. En primer lugar, el crecimiento exponencial de la utilización de telecomunicaciones derivado tanto por la adopción de tecnología y el incremento de utilización por terminal crea cierto grado de ineficiencia en la coordinación y gestión del capital de inversión. Esta ineficiencia lleva a problemas en la calidad del servicio, sobre todo en el desempeño de las redes móviles. En segundo lugar, aún en el caso de que la disponibilidad de capital de acuerdo a criterios adecuados de planeamiento exista, en muchos casos se presentan problemas en el área de construcción y ampliación de redes debido a la existencia de factores exógenos, tales como la necesidad de obtener permisos municipales para erigir estaciones de radio base móviles. Finalmente, un tercer obstáculo se presenta cuando gobiernos de la región retrasan por factores regulatorios o políticos la disponibilidad de espectro radioeléctrico para ampliar el nivel de servicio móvil.

Planificación y preparación de proyectos

El número de terminales móviles de Internet (teléfonos 3G y 4G, *dongles* para la conexión de computadoras, y tabletas) en la región está creciendo exponencialmente⁸ (Cuadro 4.19, ver p. 148).

En el 2017, el número de terminales de Internet móvil en los ocho países de América Latina que reflejan un 85% de la adopción de TIC llegará a 615 millones, de 86 millones en el 2013. Este incremento refleja no solamente la adopción creciente de

8. La siguiente proyección ha sido realizada en el contexto del estudio realizado para la CAF "Expansión de infraestructura regional para la interconexión de tráfico de internet en América Latina".

Cuadro 4.19: Número de terminales de Internet móvil (en millones)

País	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	TACC 2012-2017 (%)
Argentina	3	4	7	12	20	33	54	72
Brasil	15	21	40	67	109	177	281	68
Chile	3	3	6	10	15	23	34	59
Colombia	3	4	7	12	21	34	54	68
México	5	8	15	25	43	73	118	73
Panamá	0	0	1	1	2	4	6	68
Perú	2	3	5	8	13	22	36	70
Venezuela	2	3	5	8	12	20	32	64
Total	32	45	86	144	236	385	615	69

Fuente: Análisis TAS.

terminales sino también la sustitución de terminales de telefonía de voz por aquellos que permiten acceder al Internet como los *smartphones* y tabletas. Al mismo tiempo, el tráfico de datos por unidad de Internet móvil está creciendo debido a la mayor disponibilidad de aplicaciones y contenidos, así también como cambios en el comportamiento de consumo de los usuarios (Cuadro 4.20).

Cuadro 4.20: Tráfico mensual por terminal de Internet móvil (en megabytes)

País	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	TACC 2012-2017 (%)
Argentina	53	61	116	186	297	473	778	66
Brasil	59	74	130	202	315	490	778	60
Chile	116	124	214	313	456	665	998	52
Colombia	61	84	143	226	357	565	904	61
México	55	74	132	213	344	555	899	65
Panamá	61	84	143	226	357	565	904	61
Perú	61	84	143	226	357	565	904	61
Venezuela	61	84	143	226	357	565	904	61

Fuente: Análisis TAS.

El aumento en el número de terminales, multiplicado por el tráfico mensual por terminal, resulta en un incremento significativo en el tráfico que debe ser transmitido por las redes móviles (Cuadro 4.21).

Cuadro 4.21: Tráfico mensual de Internet móvil (en petabytes=1 millón de gigabytes)

País	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	TACC 2012-2017 (%)
Argentina	3	4	7	12	20	33	54	72
Brasil	15	21	40	67	109	177	281	68
Chile	3	3	6	10	15	23	34	59
Colombia	3	4	7	12	21	34	54	68
México	5	8	15	25	43	73	118	73
Panamá	0	0	1	1	2	4	6	68
Perú	2	3	5	8	13	22	36	70
Venezuela	2	3	5	8	12	20	32	64
Total	32	45	86	144	236	385	615	69

Fuente: Análisis TAS.

Tal como fuera ya presentado arriba, el tráfico de Internet móvil alcanzará los 615 petabytes en el 2017, habiendo crecido a una tasa anual de 69%.

Este crecimiento debe ser transmitido por redes móviles, las que deben aumentar su capacidad constantemente. A pesar de los planes de despliegue de los operadores, el aumento de capacidad no puede ser efectuado de manera armoniosa para acomodar el incremento de tráfico. En parte, la necesidad constante de capital de inversión no se traduce en tasas de retorno rentables lo que determina que los operadores puedan en ciertos casos limitar el despliegue de capacidad. Con la saturación de las redes generada por la demanda constante de capacidad de transmisión, la calidad de servicio se ve erosionada. Estos problemas, ya puntualizados en el IDEAL 2012, siguen existiendo y han provocado reacciones por parte de reguladores, quienes amenazan a los operadores con medidas punitivas como limitar la venta de servicios (Brasil) o multas (Argentina o Perú).

En reacción a esta situación, ciertos operadores alteran sus políticas comerciales para limitar la venta de terminales con acceso a Internet (especialmente dongles con acceso a computadoras) para controlar el fenómeno de saturación de las redes mencionado arriba. Por ejemplo, un operador en América Central restringe la venta de *smartphones*, porque el volumen de utilización de los mismos

implica una degradación en la calidad de servicio de la red. De la misma manera, un operador de la región andina limita la venta de USB módems porque el volumen de uso (aún bajo planes de servicio medido) crea problemas de congestión de la red; los únicos planes de banda ancha móvil considerados son los adjuntos a *smartphones*. En otro caso, un operador del Cono Sur retira del mercado planes de acceso a Internet móvil extremadamente populares debido al mismo peligro de saturación de redes.

Gestión de proyectos

Tanto el despliegue de nuevas redes (para mudar de redes de tercera a cuarta generación) como el aumento de capacidad de transmisión requiere la instalación de torres de transmisión adicionales. Otro obstáculo encontrado en el despliegue de infraestructura móvil se refiere a la dificultad que enfrentan operadores en instalar torres de transmisión. En términos generales, el control del despliegue de torres de estación de radio-bases corresponde a autoridades municipales.

Preocupadas estas por consideraciones de protección del medio ambiente o protección del patrimonio arquitectónico, muchas municipalidades de la región limitan la entrega de permisos municipales para la erección de torres de transmisión. El Cuadro 4.22 presenta restricciones municipales al despliegue de torres de radio-bases en Colombia.

Sin desmerecer la motivación de autoridades municipales, estas consideraciones se transforman en un obstáculo para desplegar infraestructura de redes móviles que permitan acomodar el aumento de tráfico.

En este contexto, se generan enfrentamientos entre el regulador (preocupado por aumentar la cobertura de la telefonía móvil, o preservar un alto nivel de calidad del servicio) y las autoridades municipales. En ciertos casos, este enfrentamiento se resuelve mediante la transferencia de la responsabilidad de otorgamiento de permisos del municipio al regulador nacional, como lo fue en el caso de Costa Rica en el 2011.

Disponibilidad de espectro y recursos públicos

El tercer obstáculo al despliegue de capacidad adicional para satisfacer el creciente tráfico de datos móviles es la disponibilidad de espectro. Tal como fuera presentado en el IDEAL 2012, la disponibilidad de espectro sigue siendo un problema acuciante para los operadores móviles. En Latinoamérica, comparada con Estados Unidos y Europa, hacia mediados del 2011 había menos espectro disponible para la telefonía móvil. En muchos países, incluyendo 3 de los 4 mercados más grandes de telefonía móvil (México, Argentina y Colombia) se habían asignado menos de 250 MHz de espectro para móviles. Sólo en Chile y Brasil se habían asignado más de 400 MHz.

Es importante mencionar, sin embargo, que las autoridades latinoamericanas son conscientes del problema, habiendo procedido a hacer disponible franjas adicionales de espectro durante el 2012 y 2013 para satisfacer la demanda de banda ancha móvil. Así, se han otorgado licencias para alrededor de 600 MHz en el 2011 y el 2012, en toda América Latina. Entre finales del 2012 y el 2013, se asignaron 700 MHz en Perú, México y Uruguay y 700 MHz en Colombia.

Cuadro 4.22: Colombia: restricciones municipales al despliegue de torres de radio base

Ciudad	Restricción
Bogotá	<ul style="list-style-type: none"> • Distancias de mínimo 250 metros y 200 metros frente a hogares geriátricos, de salud y educativos. 40% de la ciudad. • Restricciones en zonas residenciales y de conservación.
Montería	<ul style="list-style-type: none"> • Plantea la reubicación de las estaciones bases en la zona residencial, dejando al 70% de la población sin el servicio de telefonía móvil.
Barranquilla	<ul style="list-style-type: none"> • Exige licencias ambientales para zonas que no son de protección ambiental, distancias de mínimo 800 metros entre las antenas y predios con áreas mínimas de 600 m2.
Valledupar	<ul style="list-style-type: none"> • Predios con superficie de 600 m2 para instalar estaciones base.
Bucaramanga	<ul style="list-style-type: none"> • Restricciones para instalar en zonas residenciales, distancias mínimas de 250 metros entre estaciones radio eléctricas y de 200 metros de centros educativos, geriátricos, de servicio médico y zonas residenciales.
Ibagué	<ul style="list-style-type: none"> • Distancias de 300 metros de centros educativos, asistenciales, cárceles entre otros.
Cali	<ul style="list-style-type: none"> • Exige el permiso de los vecinos que estén ubicados a los alrededores de la estación base. Solo permite en los principales corredores viales.
Pasto	<ul style="list-style-type: none"> • Restricción total en cabeceras corregimentales, centros poblados, vivienda campestre, áreas de conservación y protección ambiental.

Fuente: Rodrigo Lara R. Situación y principales desafíos del mercado móvil en Colombia.

CONCLUSIONES

América Latina ha continuado en la curva de adopción de telefonía móvil aunque esta ha entrado en una etapa de saturación debido a las altas tasa de penetración alcanzadas en el curso del 2012. Sin embargo, a pesar de la ralentización a nivel agregado, se observa un crecimiento en la difusión de telefonía móvil en la base de la pirámide.

Simultáneamente, se observa un avance sostenido de la banda ancha fija, lo que determina que ciertos países de la región han alcanzado o han cumplido 90% de las metas de penetración establecidas para el 2016 en el Informe IDEAL del 2011. Sin embargo, a pesar de este crecimiento, América Latina enfrenta una permanencia de

la brecha de demanda en banda ancha fija. Esto se debe principalmente a barreras de asequibilidad, que aún no pueden ser superadas por ofertas “sociales” de banda ancha que han beneficiado principalmente a sectores medios.

Afortunadamente, la banda ancha móvil, tecnología fundamental destinada a llenar la brecha digital de la región continúa creciendo de manera explosiva. Así, al cuarto trimestre de 2012, por cada conexión de banda ancha fija ya existen cuatro de banda ancha móvil.

Para apoyar el crecimiento en la adopción de terminales, el sector continúa desplegando infraestructura de transmisión. El despliegue de infraestructura de telecomunicaciones en América Latina se está focalizando principalmente en la construcción de redes troncales nacionales e internacionales para facilitar la transmisión de datos y reducir costos de acceso a Internet originados en los cuellos de botella económicos y tecnológicos resultantes de la concentración de tráfico en Estados Unidos. En este sentido, el sector público está asumiendo un rol preponderante en la inversión de infraestructura de transporte, mientras que el sector privado se está concentrando en inversión en las redes de acceso de banda ancha fija (fibra óptica) y móvil (LTE).

En lo que respecta a la estructura del mercado y niveles de competitividad también se observan algunos cambios respecto al período anterior. En primer lugar, se registra un aumento de competitividad en el sector de banda ancha móvil, mientras que la misma permanece estable en la banda ancha fija. En términos generales, se observa un decantamiento progresivo de participantes con posiciones marginales, mientras que los grandes operadores reducen posiciones en sectores no estratégicos para concentrarse en los grandes mercados.

La entrada de nuevos operadores todavía es mínima, registrándose solamente la entrada gradual de operadores de Asia-Pacífico y una reanimación de actividades del sector de operadores móviles virtuales, proveniente de sectores de comercio minorista y servicios.

Aun considerando el avance en el despliegue de infraestructura de telecomunicaciones en América Latina, el sector enfrenta ciertos problemas en el área de despliegue y gestión de proyectos de infraestructura. Desde el punto de vista de obstáculos al despliegue de infraestructura, se observa un retraso en la inversión de capital para acomodar el crecimiento exponencial de la banda ancha móvil, dificultades en la obtención de permisos para el despliegue de infraestructura de torres móviles y limitación en la disponibilidad de espectro radioeléctrico.

En resumen, el sector ha incurrido algunos cambios respecto al período anterior entre los que se observa un crecimiento explosivo de la banda ancha móvil, despliegue de infraestructura troncal por parte del sector público, despliegue de redes móviles de acceso de cuarta generación, y una recomposición limitada de la estructura del mercado. Sin embargo, el sector todavía enfrenta ciertos obstáculos al despliegue de infraestructura.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Katz, R., Koutroumpis, P. (2013). “Measuring Digitization: a growth and welfare multiplier”, Technovation (in press)
- Katz, R., Kountroumpis, P., Callorda, F. (2013), “The Latin American path towards Digitalization”, Info, Vol. 15, pp. 6-24
- Friedrich, R., LeMerle, M., Peterson, M. and Koster, A. (2011a), The Next Wave of Digitization: Setting Your Direction, Building Your Capabilities, Booz & Company, Dusseldorf.
- Friedrich, R., Le Merle, M., Grone, F. and Koster, A. (2011b), Booz & Company, Dusseldorf.
- Gruber, H. and Koutroumpis, P. (2011), “Mobile telecommunications and the impact on Economic Development”, Economic Policy, Vol. 67, pp. 1-41.





5

Rutas
del comercio
y puertos

PANORAMA MACROECONÓMICO MUNDIAL Y DE LA REGIÓN

El año 2012 continuó marcado por la crisis financiera y la deuda soberana en algunos países de la eurozona, ocasionadas por los sucesos de la economía de Estados Unidos tras la crisis de su sistema financiero en 2008-2009 y por la desaceleración del crecimiento de las grandes economías de Asia, resultado tanto de los dos factores ya mencionados como de dificultades propias. Durante 2012, el Banco Central Europeo (BCE) reorientó su política, lo que manifestó con su disposición a comprar directamente y sin límite, sujeto a ciertas condiciones, la deuda soberana de los países de la eurozona que lo solicitaran.

Esto contribuyó a reducir la probabilidad de una crisis en los países de la Unión Económica y Monetaria de la Unión Europea, lo que se reflejó en una reducción de las primas de riesgo soberano. A su vez, la política fiscal adquirió un sesgo contraccitivo, circunstancia que, combinada con las deterioradas expectativas y la lenta evolución del crédito, se expresó en una contracción del 0,5% del PIB, como se puede apreciar en el Cuadro 5.1 (ver p. 156).

Durante el año 2012, la economía mundial se desaceleró levemente, al registrarse una baja en la tasa crecimiento de un 3,0% en 2011 a un 2,6% en 2012 debido a la recesión en países de la eurozona y a sus consecuencias para Asia y América Latina. Los crecimientos de las economías de Estados Unidos y Japón por el orden de 2,2% y 2,0%, respectivamente, no fueron suficientes para mitigar el menor dinamismo de Europa.

El panorama económico para los próximos tres años se proyecta con un crecimiento global del PIB de 2,5% para este año, 3,5% para el 2014 y 3,9% para el año 2015. En la eurozona, las economías continúan débiles. El PIB regional real se redujo por sexta vez consecutiva en mayo de este año, en esta ocasión en 0,2%. Esto continúa impactando el consumo, la demanda global, y el sector externo de muchos países. Los principales impulsores en la eurozona son Alemania, Bélgica y Eslovaquia, los cuales mostraron un crecimiento de apenas 0,1%, mientras que Austria se estabilizó y el resto de las economías de la región se contrajeron.

Cuadro 5.1: Crecimiento real del PIB: pronóstico preliminar de junio

País	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Estados Unidos	-3.1	2.4	1.8	2.2	1.8	2.9	3.5
Eurozona	-4.3	1.9	1.5	-0.5	-0.7	0.6	1.2
Reino Unido	-4	1.8	1	0.3	1	1.6	2
Japón	-5.5	4.7	-0.5	2	1.5	2	1.4
China	9.2	10.5	9.3	7.8	7.8	8	8.3
India	8.5	10.5	6.3	3.3	5.8	6.9	7.7
Brasil	-0.3	7.5	2.7	0.9	2.6	3.6	4.3
Rusia	-7.8	4.5	4.3	3.4	2.8	3.7	3.8
Mundo	-1.9	4.3	3	2.6	2.5	3.5	3.9

Fuente: IHS, junio 2013.

Las medidas de austeridad han incrementado las presiones sociales, especialmente con los impactos en el desempleo, que en la eurozona, llegó a un nivel récord de 12,1% en abril. Se proyecta que el PIB de la zona se reduzca 0,7% antes de iniciar una recuperación de 0,6% en el 2014 y 1,2% en el 2015, impulsadas por una mejora de las condiciones fiscales y de los mercados financieros al igual que por reformas estructurales que produzcan resultados favorables.

Por otra parte, China mostró una pequeña desaceleración inesperada en el primer trimestre. El crecimiento del primer trimestre llegó a 6,6% comparado con un 8,2% en el cuarto trimestre de 2013. Mucho de la desaceleración se le ha atribuido a la caída en la demanda global, a correcciones en el mercado hipotecario a nivel provincial por parte del gobierno, y a otras medidas que impactaron la producción industrial y las ventas a nivel doméstico. Los precios de las casas están mejorando y el crédito también. Por el mismo lado, el gobierno continúa estimulando la economía con proyectos de infraestructura e incentivos fiscales. Se espera un crecimiento de 7,8% en 2013 y 8,0% en 2014.

La economía de Estados Unidos continúa siendo impactada por los recortes presupuestarios, la crisis en Europa, y una baja en los mercados emergentes. Se estima que los recortes presupuestarios y el aumento en los impuestos han impactado negativamente cerca de 1% del crecimiento anual del PIB. Es muy posible que estos recortes se mantengan hasta finales del año 2013. Sin embargo, la economía mostró un crecimiento robusto en los primeros 5 meses del año 2013, lo cual que alienta expectativas de crecimiento para fin de este año o principios del próximo.

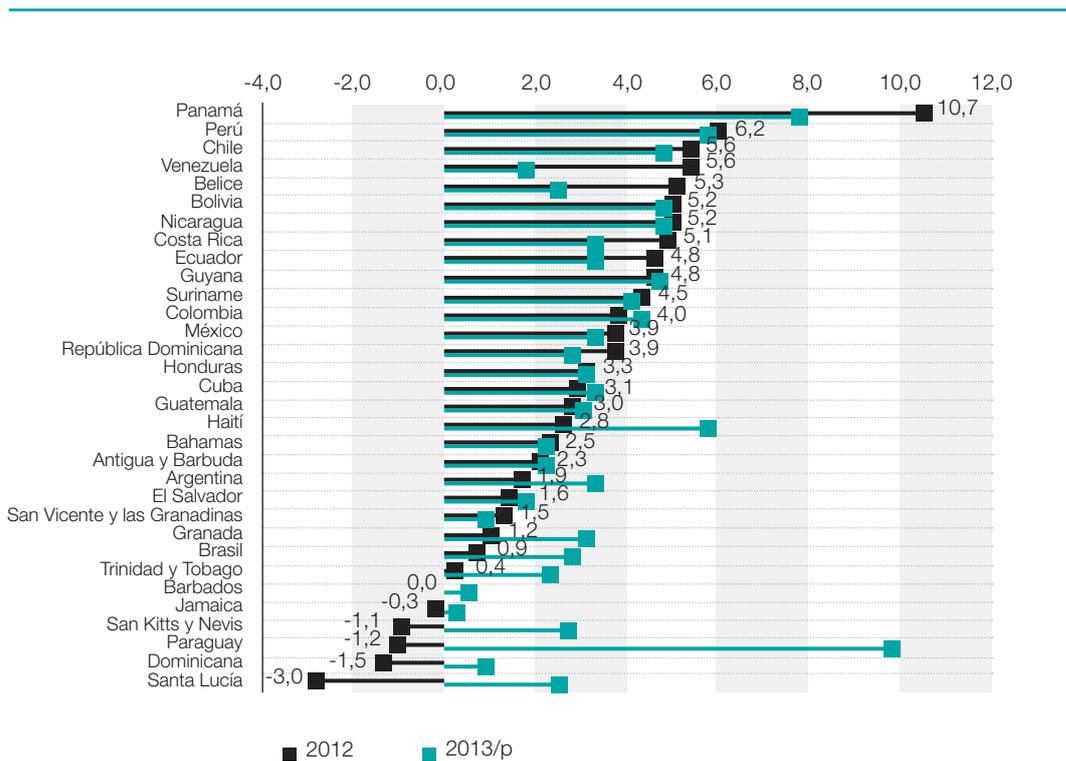
En mayo, se mantuvo la tendencia de crecimiento en los principales indicadores económicos de Estados Unidos, incluido el inicio de construcciones de casas (14,2%), las importaciones en TEU de la Costa Este (4,4%), y las ventas de vehículos ligeros (8% en mayo). El desempleo marcó un 7,5% en abril comparado con 7,6% en marzo.

Los pronósticos para el cierre del año se han mantenido cerca de un 1,8% e indicando un incremento en el 2014 al 3,0%.

Una fuerza impulsora del PIB global que hay que resaltar es Japón. La nueva política de estímulo del Banco Central de Japón destinada a salir de la deflación y promover crecimiento está dando resultados positivos. El PIB real de Japón incrementó un 3,5% en el primer trimestre impulsado por aumentos en las exportaciones, las ventas de casas, y también en el consumo interno. Una devaluación en el yen está ayudando a grandes exportadores como Toyota a ganar terreno y a apoyar el crecimiento en 2013. Para este año se espera que el PIB de Japón crezca 1,5% y 2,0% en 2014.

A pesar de que las economías emergentes no han sido inmunes a los eventos acaecidos en la eurozona, tuvieron un mejor desempeño que las economías avanzadas en el año 2012. Para América Latina y el Caribe, el crecimiento del PIB regional en el año 2012 fue de 3,0% y se estima que en el año 2013 se ubicará en 3,5%, por encima del PIB mundial, siguiendo la tendencia de los últimos años, como se puede apreciar en el Gráfico 5.1.

Gráfico 5.1: Crecimiento porcentual del PIB de América Latina y el Caribe (2012 vs 2013)



Fuente: CEPAL.

Se puede apreciar que el motor de las economías de la región se encuentra en Centro y Sur América, mientras que las economías del Caribe presentan un crecimiento débil por el orden de 0,9% en 2012. Los principales impulsores de este crecimiento en la región fueron Panamá, Perú, Chile, Venezuela, Belice, Bolivia, Nicaragua, y Costa Rica, todos con tasas de crecimiento superiores a 5,0%.

TENDENCIAS EN EL COMERCIO MARÍTIMO MUNDIAL

El transporte es una actividad derivada del comercio, por ende, la demanda de transporte marítimo es derivada de la demanda mundial de bienes. En la medida que la población mundial crece y la economía mundial mantiene un ritmo saludable, esta demanda de bienes mantiene también una tendencia ascendente. Lo mismo ocurre de manera contraria si el crecimiento económico es negativo, como el experimentado a finales del año 2008. Los ciclos económicos tienen un impacto directo en el negocio marítimo.

En las últimas décadas, hemos visto cómo el transporte marítimo ha actuado como un catalizador de la globalización al ir reduciendo los costos de movilizar la carga. Nuevas tecnologías, la especialización de los buques y el desarrollo de economías de escala, entre otras mejoras, han contribuido a materializar esta reducción en coste de transporte.

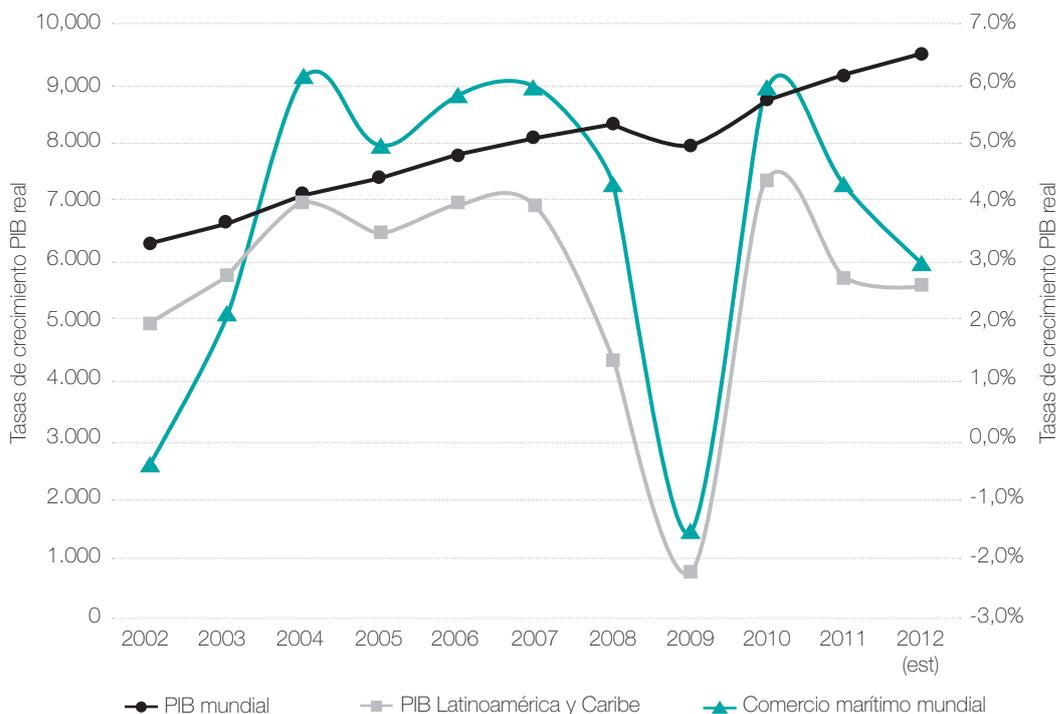
Es por ello que el análisis de esta relación entre el transporte marítimo y el comercio mundial es crucial para determinar el nivel de competitividad de la plataforma logística latinoamericana y del Caribe e identificar aquellos componentes logísticos necesarios para lograr un exitoso comercio exterior. En el Gráfico 5.2 se puede apreciar esta relación al ver la evolución del comercio marítimo mundial desde el año 2002 comparado con las tendencias del crecimiento de la economía mundial y de América Latina y el Caribe.

Son evidentes las variaciones históricas del producto interno bruto (PIB) junto a la tendencia del crecimiento en el comercio marítimo mundial, hasta la crisis económica en el año 2008. De allí en adelante, se observa el impacto de la crisis económica que afectó al mundo entero en el año 2009 (con mayor fuerza a las economías más desarrolladas). La actividad económica mundial sufrió un retroceso de 2,2%, afectando en consecuencia al comercio marítimo que experimentó una contracción por el orden del 4,2%, de 8.317 millones de toneladas registradas en el año 2008 a 7.965 millones de toneladas, en el año 2009.

Posteriormente, la economía mundial sostuvo un comportamiento más positivo, exhibiendo una recuperación en todas las regiones del mundo a partir del año 2010. América Latina y el Caribe muestran un crecimiento del PIB de 5,9% para ese año, superior a la tasa de crecimiento del PIB global de 4,4%, de acuerdo a cifras del Banco Mundial. La recuperación de la economía se vio reflejada en el comercio mundial, cuando el año 2010 alcanzó niveles por encima de los observados en los años previos a la crisis, como se puede observar en el Gráfico 5.2.

El Gráfico 5.3 (ver p. 160) ilustra los principales *commodities* que se transportan por mar y su evolución en la última década. Los graneles secos, que en general agrupan el mineral de hierro, carbón y granos como principales productos, pero también incluyen aluminio y bauxita, fosfato, productos forestales, acero y menas, conforman

Gráfico 5.2: Volumen de comercio marítimo mundial y tasas de crecimiento del PIB



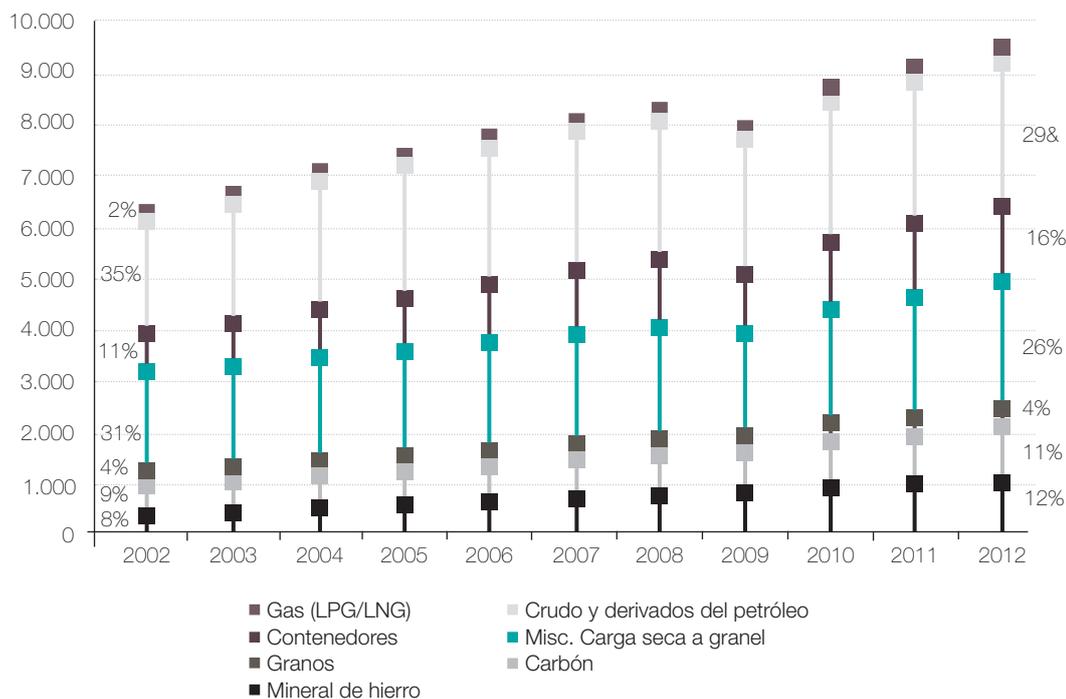
Fuente: Elaboración propia con datos de Clarkson Research Banco Mundial y CEPAL.

el 52% de la carga que se transporta por mar, participación que se ha mantenido estable a lo largo de los 10 años representados en la gráfica. Durante la crisis económica de 2009, la carga a granel registró una caída con respecto al año anterior de 3,2%, especialmente aquellos *commodities* asociados a la construcción de casas.

Le siguen el petróleo y sus derivados, que en el año 2012 conformaron el 29% del total de la carga marítima, lo que equivale a una disminución con respecto al 35% que representaba en el año 2002.

La carga contenerizada, por su parte, representó el 16% en volumen del total de las mercancías transportadas por mar y constituye el segmento de mercado de mayor crecimiento en esta década al reflejar tasas de CAGR de 9,2% en el período comprendido entre 2002 y 2008. Fue, además, el segmento que más sufrió a consecuencia de la crisis económica en términos de contracción porcentual del volumen de carga, que se ubicó en -10,7% entre 2008 y 2009. En el año 2010 experimentó un crecimiento significativo de 13,2% con respecto al 2009, pero el CAGR calculado para el período 2010 – 2012 fue de solamente 4,2%.

Gráfico 5.3: Composición del comercio marítimo mundial (millones de toneladas métricas)



Fuente: Elaboración propia con datos de Clarkson Research.

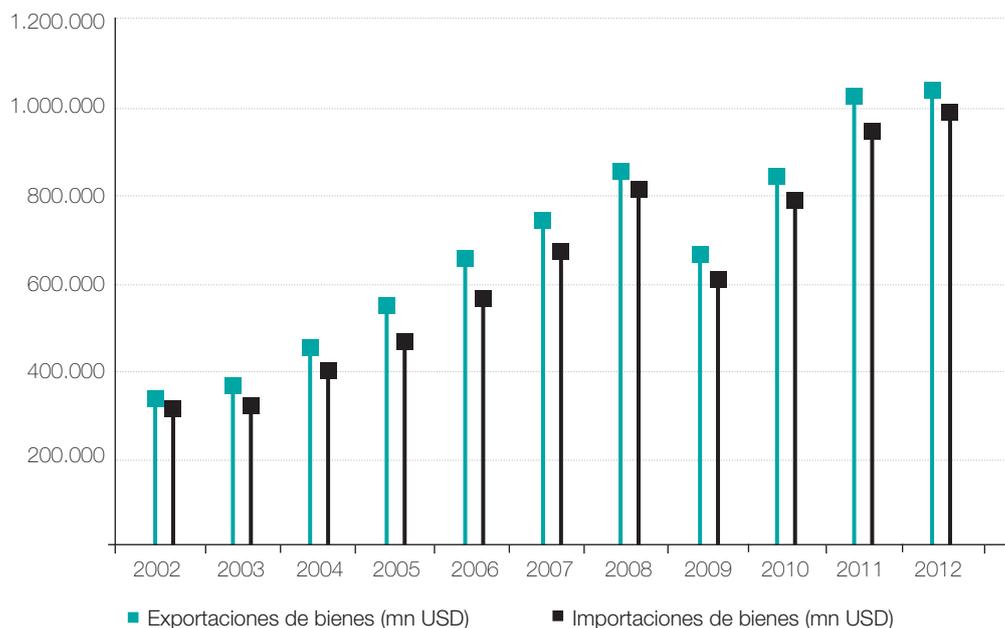
En cuanto al gas transportado por mar, el LPG y LNG, constituyen en conjunto un 3,0% del total de los movimientos de carga marítimos mundiales, una mejoría con respecto al 2,0% que registraron en el año 2002.

A pesar de las condiciones económicas actuales, que pintan escenarios más conservadores, tanto mundiales como regionales, particularmente para la zona del euro y Asia, siendo este último el motor propulsor del comercio en la década pasada, el comercio marítimo continúa expandiéndose, aunque a tasas más moderadas.

TENDENCIAS EN EL COMERCIO DE AMÉRICA LATINA

Según cifras que publica el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) sobre exportaciones, la robusta recuperación experimentada por la región luego de la crisis económica de 2009 ha llegado a un alto en el año 2012. La expansión de las exportaciones totales en este último año comparada con la del año 2011 ha sido de solamente de 1,3%, muy distante del 21,8% de crecimiento registrado entre 2010 y 2011, como se observa en el Gráfico 5.4.

Gráfico 5.4: Total de importaciones y exportaciones de América Latina y el Caribe (millones de dólares FOB)



Fuente: Banco Interamericano de Desarrollo (BID).

La crisis financiera que está afectando varias economías de Europa parece estar impactando negativamente el desempeño de la región. De igual forma, los precios de algunas materias primas, que durante el año 2011 beneficiaron la balanza comercial de los mayores exportadores de la región, como en el caso de hidrocarburos, no se han mantenido en el 2012.

Entrando en mayor detalle a analizar las exportaciones latinoamericanas y del Caribe, es importante resaltar que Argentina, Brasil, Colombia, México, Perú, Chile y Venezuela representan el 85,9% del valor de las exportaciones marítimas de la región en el año 2012. En el Cuadro 5.2 (ver pp. 162-163) se pueden apreciar los principales productos exportados ese año por sub-región.

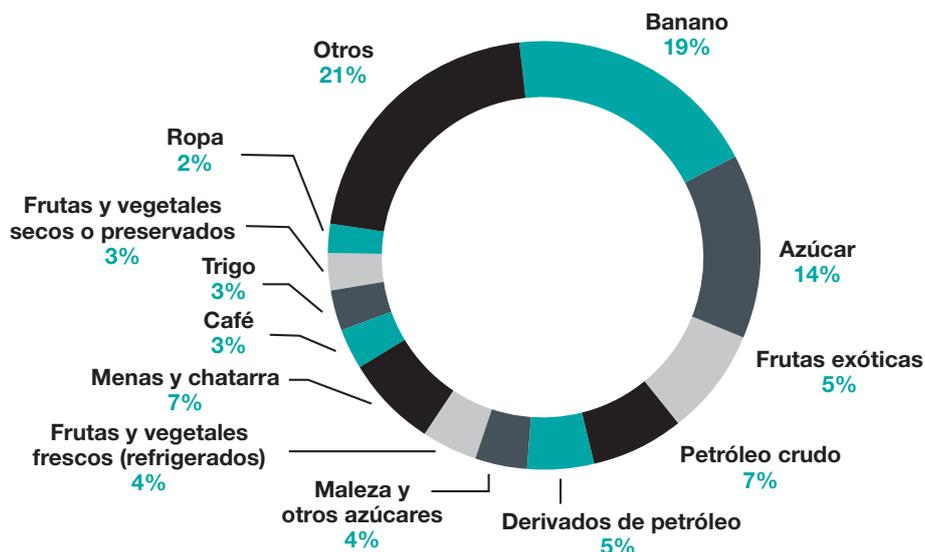
El mayor intercambio comercial se da entre los propios países miembros de la región, seguidos del principal socio comercial externo que es Estados Unidos, luego Asia y Europa. Los principales productos de exportación de Latinoamérica y el Caribe son productos agrícolas, hidrocarburos y minerales, pero su composición varía por región, como se describe en las siguientes gráficas de pastel.

Cuadro 5.2: Exportaciones marítimas de América Latina y el Caribe (miles de USD) (2012)

Productos	Caribe	América Central	Costa este de América del Sur
Petróleo crudo	1.760.190	1.013.627	155.995.742
Menas y chatarra	1.717.061	553.717	44.503.304
Derivados de petróleo	9.132.030	1.218.134	60.550.737
Semillas oleosas	1.896	116.439	26.153.806
Cobre	95.83	5.447	501.819
Vehículos motorizados	174.385	97.178	6.065.288
Químicos y químicos inorgánicos	4.640.731	563.625	11.040.644
Hierro y acero	1.753.797	96.743	13.653.799
Alimento animal	83.185	42.757	15.520.678
Carne (congelada)	2.754	329.770	14.201.403
Azúcar	641.535	1.654.150	12.301.025
Café	67.670	4.174.076	9.038.220
Ropa	1.443.028	7.786.976	427.256
Equipos de computador y comunicaciones	54.339	4.222.321	237.896
Pescados y mariscos Refrigerados/Congelados	344.181	716.224	1.940.774
Banano	466.605	2.897.546	1.646.190
Carbón	10.092	5.471	7.737.051
Maíz	112.298	4.381	7.295.701
Gas natural	5.048.588	156.197	358.257
Frutas de estación	240	1.505	795.996
Frutas exóticas	31.498	1.475.695	8.541
Misceláneos	13.670.191	14.080.894	135.530.423
Total	41.220.387	39.735.672	524.700.011

Fuente: Elaboración propia con data de UN Comtrade.

Costa oeste de América del Sur	México	Total
11.147.645	445.737.853	215.655.056
28.393.267	3.736.653	778.904.001
3.505.304	3.690.916	76.788.318
119.331	18.809	26.410.281
24.890.664	316.414	25.810.174
233.885	14.494.460	21.065.196
2.609.298	1.981.228	20.835.525
522.889	2.623.962	18.651.190
2.574.177	133.933	18.354.730
827.546	586.483	15.947.956
53.371	527.000	15.177.081
1.111.207	178.322	14.569.495
925.856	268.269	10.851.384
26.356	5.094.435	9.635.347
5.075.127	1.328.674	9.404.979
3.448.961	37.757	8.497.059
42.777	56.124	7.851.515
221.356	35.800	7.669.535
1.078.371	89.419	6.730.832
2.811.190	19.457	3.628.389
537.193	19.457	2.072.383
42.015.221	37.277.573	243.883.106
128.822.607	118.214.083	852.692.760

Gráfico 5.5: Exportaciones marítimas de América Central (toneladas, 2012)

Fuente: Elaboración propia con datos de UN Comtrade.

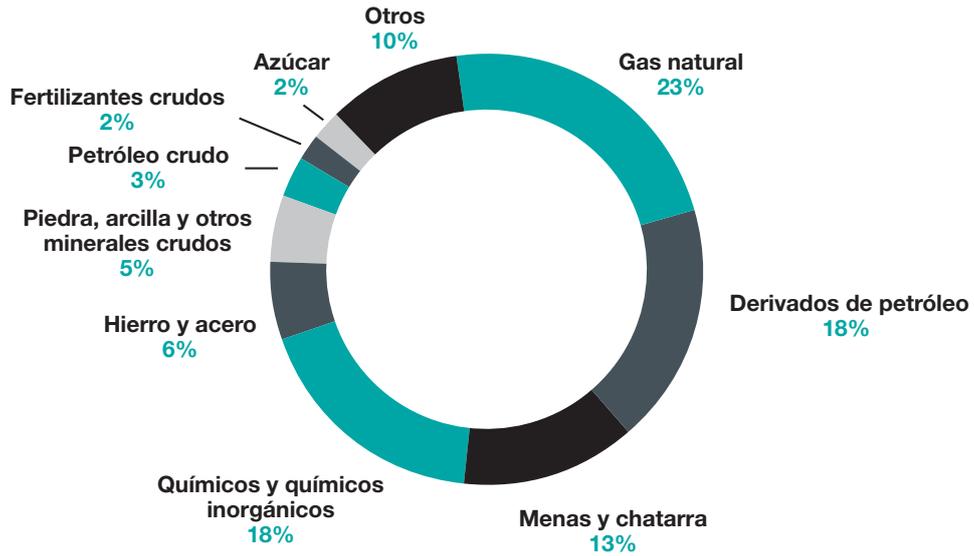
Desde la perspectiva de volumen de carga medida en toneladas métricas, Centroamérica, por ejemplo, exporta en su mayoría productos agrícolas, especialmente banana, azúcar, melaza, frutas, vegetales y café, como lo ilustra el Gráfico 5.5. Es importante mencionar, sin embargo, que en términos de valor, la tecnología es un rubro que está mostrando un gran potencial de crecimiento, particularmente prendas de vestir, computadoras y piezas para computadoras, tubos electrónicos y semi-conductores.

El Caribe, en cambio, mantiene su base de productos de exportación en los hidrocarburos, como se puede observar en el Gráfico 5.6. Los productos derivados de petróleo, el crudo y el gas natural conforman más del 44,0% de sus exportaciones marítimas medidas en toneladas métricas. Además, un 14,0% de exportaciones de químicos y químicos inorgánicos relacionados a la industria del petróleo.

De igual forma, el 62% de las exportaciones de México fueron petróleo crudo y productos derivados en el año 2012; el resto de las exportaciones en términos de tonelaje se concentraron en minerales: 15% piedra arcilla y otros minerales crudos; 7,0% menas, chatarra y 3,0% en hierro y acero. Dos rubros no muy visibles en tonelaje, pero que merecen mención por lo que representan en valor, son el sector de exportaciones de vehículos motorizado y equipos de comunicaciones.

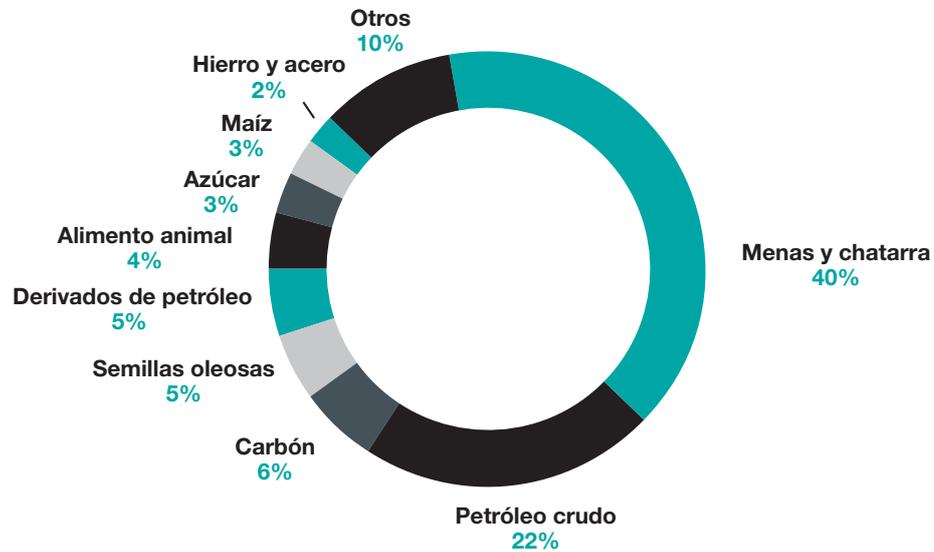
Los países de la Costa Este de Sur América (clasificación en la cual se han incluido ambas costas de Colombia) exportan primordialmente petróleo crudo y minerales (menas, chatarra y carbón) como se puede observar en el Gráfico 5.7. Estos países tienen un gran potencial de aumentar sus volúmenes de exportación de petróleo, productos derivados de petróleo y gas natural con los recientes hallazgos en Colombia,

Gráfico 5.6: Exportaciones marítimas del Caribe (toneladas, 2012)



Fuente: Elaboración propia con datos de UN Comtrade.

Gráfico 5.7: Exportaciones marítimas de la Costa este de América del Sur (toneladas, 2012)

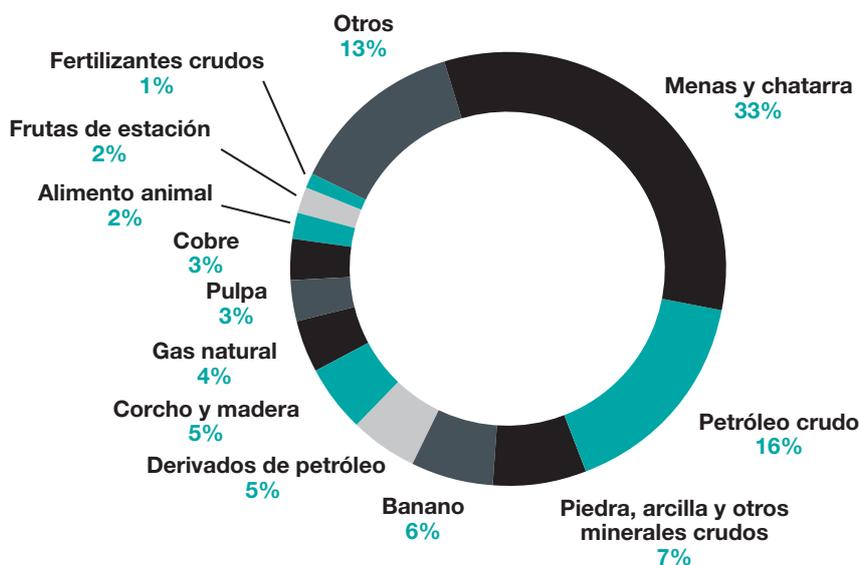


Fuente: Elaboración propia con datos de UN Comtrade.

Brasil y Argentina mediante el uso de la tecnología de fractura horizontal. Por otra parte, en términos del valor de las exportaciones vale la pena mencionar los productos agrícolas, entre los que se destacan las semillas oleosas lideradas por el frijón de soya.

Finalmente, en la Costa Oeste de Sur América, grupo en el que se ha incluido a Bolivia y se ha excluido a Colombia, muestra una composición más variadas en sus exportaciones principales que incluyen un 33,0% de menas y chatarra, 16,0% de petróleo crudo, 9% de productos derivados de petróleo y gas natural, 7,0% de piedras, arcilla y minerales, 6,0% de banano. Al contrastar las exportaciones marítimas por volumen con aquellas medidas en valor, resaltan los productos refrigerados y congelados tales como el pescado, mariscos y las frutas de estación, como se aprecia en el Gráfico 5.8.

Gráfico 5.8: Exportaciones marítimas de la Costa oeste de América del Sur (toneladas, 2012)



Fuente: Elaboración propia con datos de UN Comtrade.

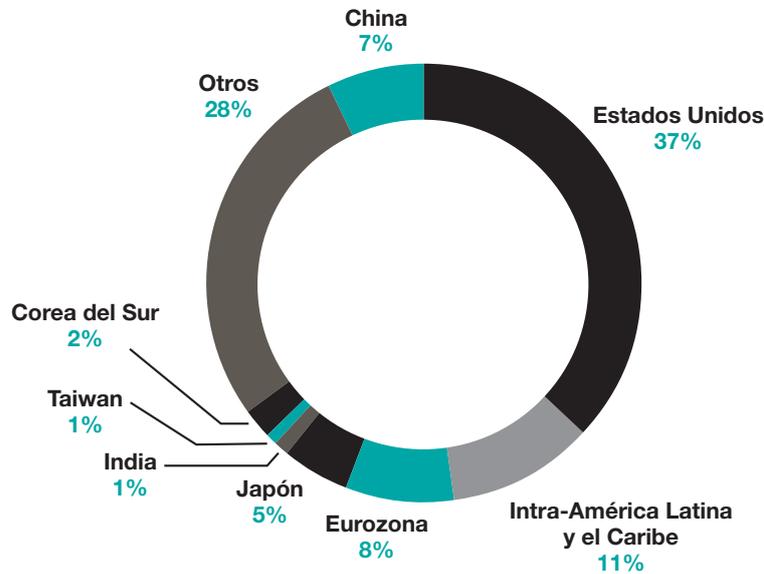
ANÁLISIS HISTÓRICO ORIGEN/DESTINO

América Latina y el Caribe ha ido aumentando el volumen de su intercambio comercial, de manera consistente, a pesar de los tropiezos en el desempeño de la economía global y regional. Estados Unidos se mantiene como el principal socio comercial, pero se puede notar una menor relevancia, especialmente en las exportaciones de la región que parece estar en la búsqueda de una mayor diversificación. Este fenómeno se puede apreciar en el Gráfico 5.9, donde vemos cómo China se ha convertido en el principal receptor de los volúmenes de exportación de la región, principalmente materias primas como el petróleo, mineral de hierro y carbón.

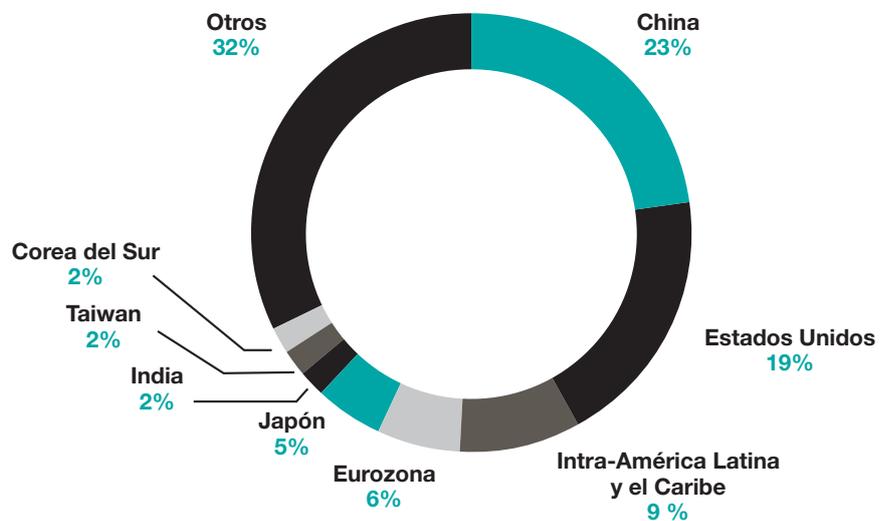
Gráfico 5.9: Comparación de principales destinos de exportaciones 2002-2012

Comparación de los principales Socios Comerciales de América Latina y El Caribe (sobre la base de toneladas métricas)

Exportaciones 2002
Total: 838,8 millones TM



Exportaciones 2012
Total: 1.282,5 millones TM



Fuente: Elaboración propia con datos de UN Comtrade.

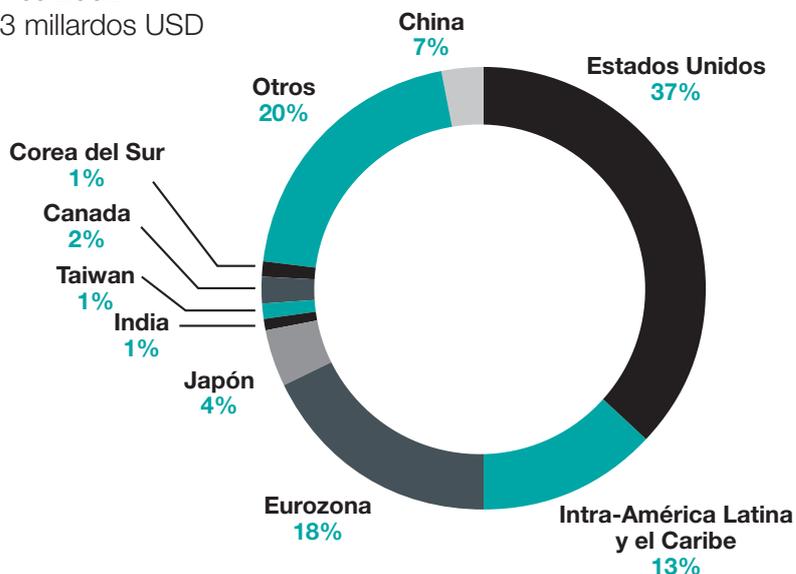
En el Gráfico 5.10 se puede observar la misma comparación en valor nominal.

Gráfico 5.10: Comparación de principales destinos de exportaciones marítimas en valor nominal

Comparación de los principales socios comerciales de América Latina y El Caribe (sobre la base del valor nominal en USD)

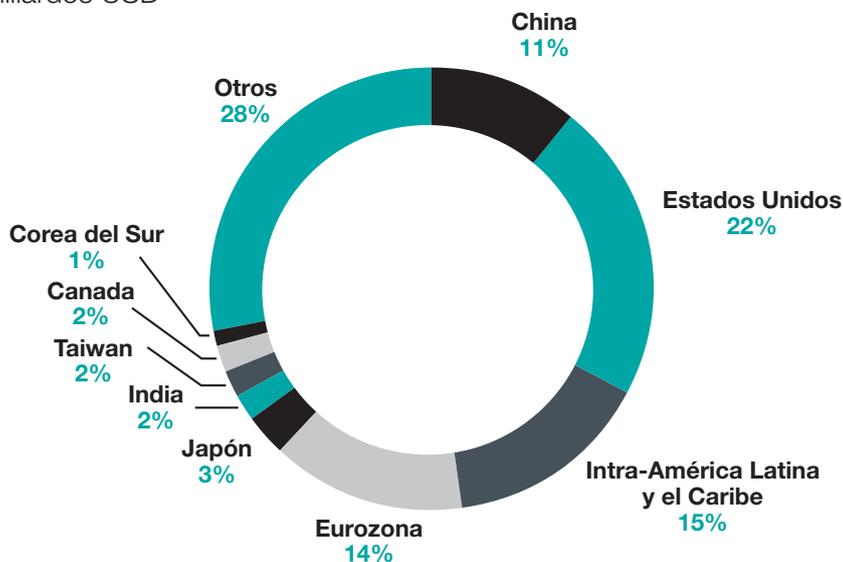
Exportaciones 2002

Total: 203,3 millardos USD



Exportaciones 2012

Total: 852,6 millardos USD



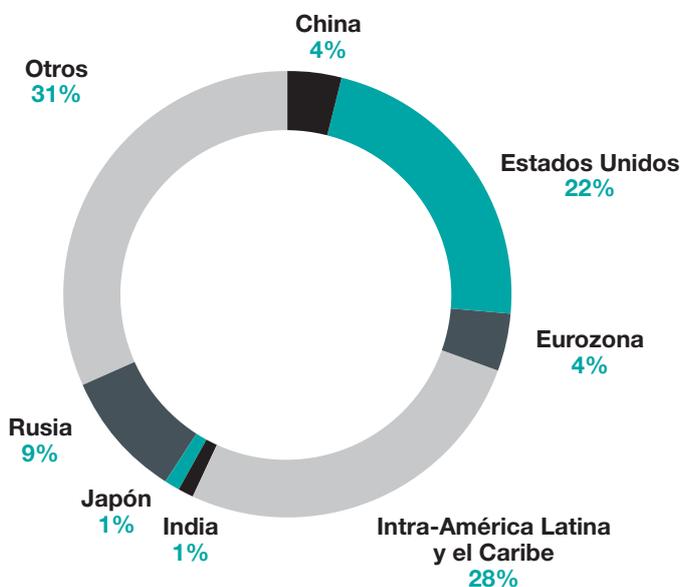
Fuente: Elaboración propia con datos de UN Comtrade.

En contraste, la evolución de las importaciones de América Latina y del Caribe ha sido un poco menos dramática en cuanto a su composición, como se puede observar en el Gráfico 5.11 y la contraparte en valor nominal en el Gráfico 5.12. (ver p. 170).

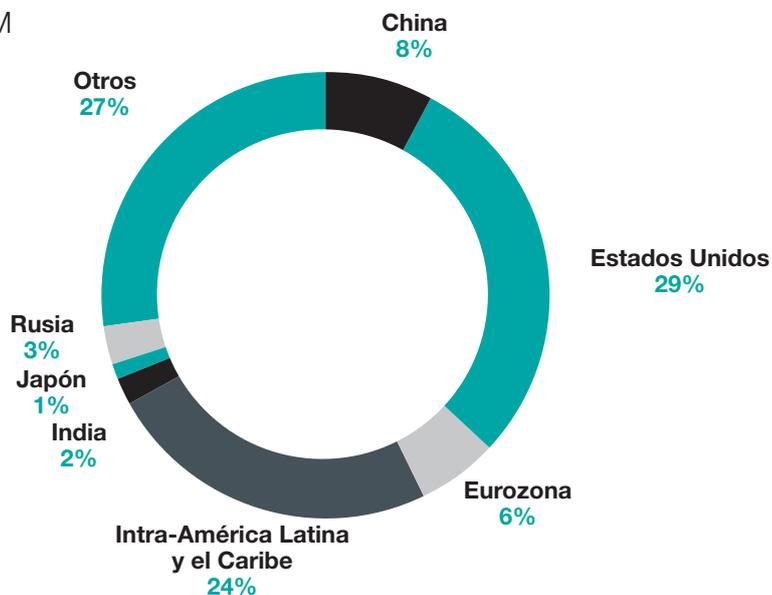
Gráfico 5.11: Comparación de principales orígenes de importaciones 2002-2012

Comparación de los principales socios comerciales de América Latina y el Caribe (sobre la base de toneladas métricas)

Importaciones 2002
Total: 315,8 millones TM



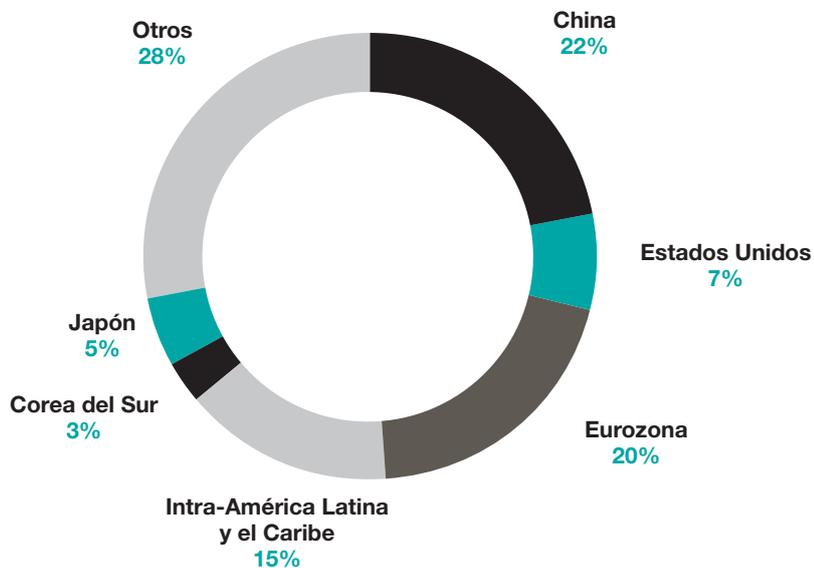
Importaciones 2012
Total: 507,9 millones TM



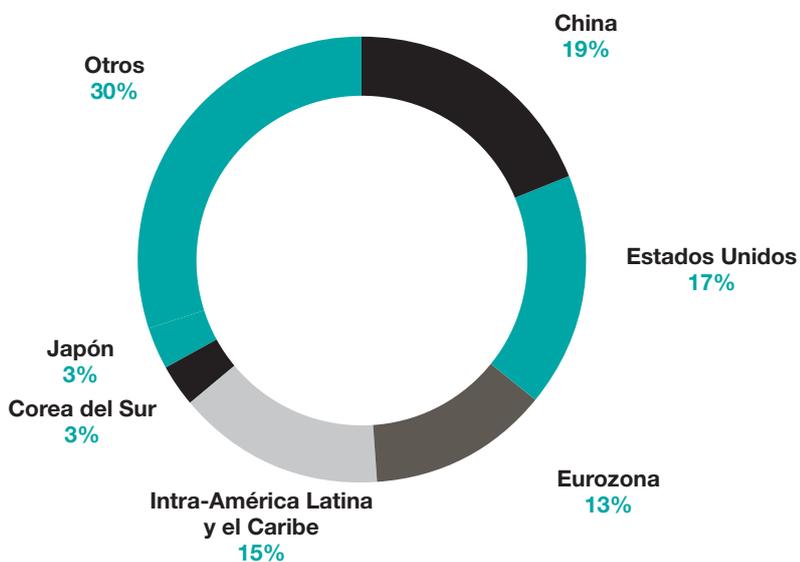
Fuente: Elaboración propia con datos de UN Comtrade.

Gráfico 5.12: Comparación de principales orígenes de importaciones en valor nominal
 Comparación de los principales socios comerciales de América Latina y el Caribe (sobre la base del valor nominal en USD)

Importaciones 2002
 Total: 177,4 millardos USD



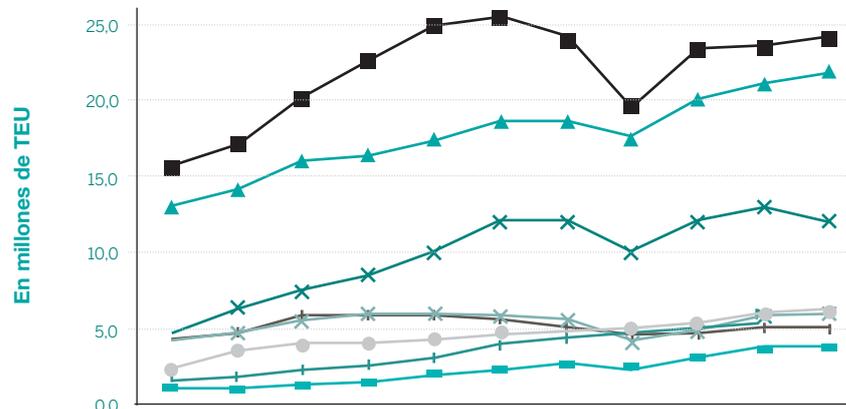
Importaciones 2012
 Total: 854,1 millardos USD



Fuente: Elaboración propia con datos de UN Comtrade.

En el tema de comercio de carga contenerizada, el mismo creció a una tasa promedio de 6,8% anual (CAGR) entre el año 2002 y 2012. Las rutas más relevantes en términos de exportaciones/importaciones de TEU son Asia – Estados Unidos/ Canadá, intra-Asia, Asia – Europa, como se puede apreciar en el Gráfico 5.13. En este gráfico también se evidencia la caída en las exportaciones TEU procedentes de Asia con destino a Norteamérica y Europa producto de la crisis económica del año 2009.

Gráfico 5.13: Rutas principales de comercio de carga contenerizada (2002-2012) (en millones de TEU)



	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Asia - Estados Unidos y Canadá	15,6	17,1	20,1	22,5	24,9	25,4	24,0	19,6	23,3	23,5	24,1
Asia - Asia	13,0	14,1	15,9	16,4	17,3	18,5	18,6	17,5	20,0	21,1	21,8
Asia - Europa	4,7	6,3	7,4	8,4	10,0	12,0	12,2	10,0	12,0	12,9	12,0
Europa - Estados Unidos y Canadá	4,2	4,7	5,6	5,9	0,0	5,5	5,4	4,3	5,0	5,6	6,0
Europa - Asia	2,4	3,5	3,9	4,0	4,3	4,7	4,8	4,9	5,3	5,8	6,0
Asia - Medio Oriente y Subcontinente de India	1,6	1,8	2,1	2,5	3,0	4,0	4,6	4,3	5,1	5,5	6,0
América Latina - Estados Unidos y Canadá	4,4	4,9	5,7	5,8	5,9	5,5	5,0	4,5	4,8	5,0	5,1
Asia - América Latina	1,1	1,0	1,3	1,6	2,0	2,3	2,8	2,4	3,1	3,6	3,7

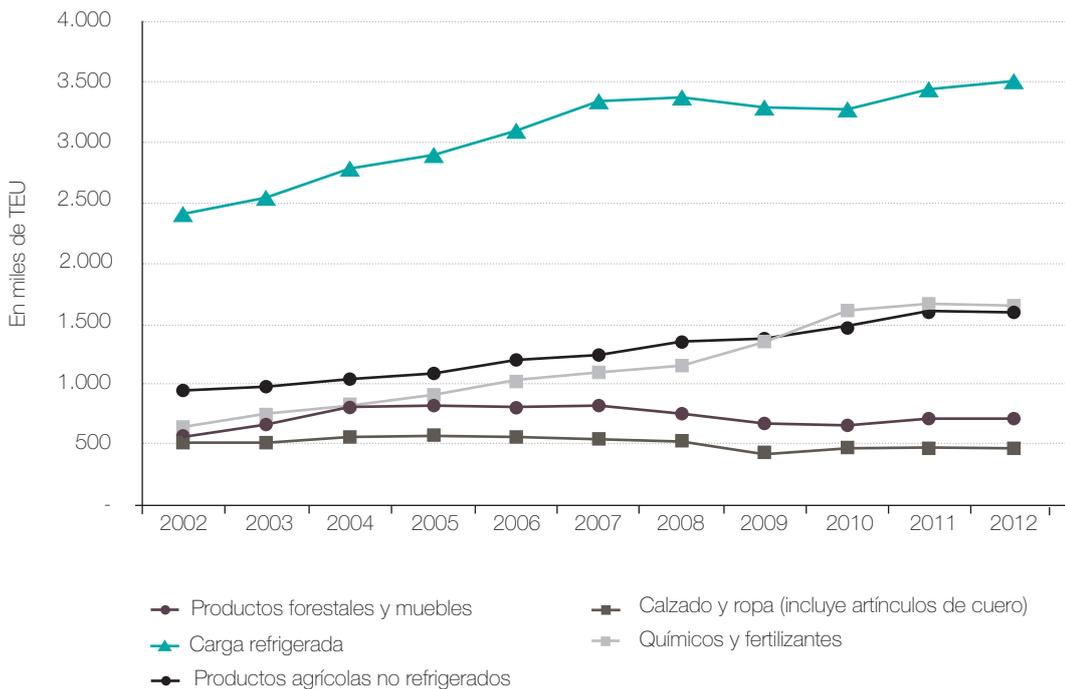
Fuente: Elaboración propia con datos de IHS Global Insight.

América Latina, por su parte ha mantenido una tendencia positiva estable en cuanto a TEU exportados, con una recuperación lenta de sus exportaciones de carga en contenedores, principalmente aquellas con destino a los Estados Unidos y Canadá, luego de la crisis económica de 2009. Además, se aprecia una tendencia al alza en sus importaciones procedentes de Asia en contenedores.

Evaluando el flujo de contenedores de la región latinoamericana¹, se trató de identificar los productos que impulsan estas exportaciones. En el Gráfico 5.14 se ilustran los rubros más importantes de las exportaciones de carga contenerizada latinoamericana: carga refrigerada (principalmente alimentos refrigerados y flores), químicos y fertilizantes, productos del agro no refrigerados, productos madereros y forestales, y calzado y prendas de vestir.

Estos productos acumulan el 72% de las exportaciones contenerizadas de América Latina; es interesante ver cómo la carga refrigerada ha aumentado hasta conformar más del 32% del total de los contenedores exportados desde la región.

Gráfico 5.14: Principales rubros de mercancía contenerizada (en miles de TEU)



Fuente: Elaboración propia con datos de IHS Global Insight.

¹ Latinoamérica en esta sección incluye Centro y Sur América, el Caribe y México.

En general el movimiento portuario de TEU de la región latinoamericana ha sido positivo, con algunos puertos perdiendo carga al competir contra otros en su mismo país, como es el caso de Valparaíso que ha cedido carga a San Antonio.

En el Cuadro 5.3 (ver p. 174) que es un extracto de la lista publicada por CEPAL, se encuentran los 20 puertos latinoamericanos y del Caribe de mayor movimiento de TEU² en los últimos tres años. Panamá se mantiene en el primero y segundo lugar con sus puertos en el Atlántico y en el Pacífico, los cuales exhibieron un incremento moderado del 4,4% y 2,2%, respectivamente, en el año 2012.

Seguidamente se posiciona Santos, en Brasil, que se contrajo levemente en 2012, y Cartagena en el cuarto lugar mostrando un aumento impresionante del 19,0% en los TEU movidos en este período. Es importante notar, sin embargo, los crecimientos importantes registrados entre 2011 y 2012 de puertos como Cartagena, Lázaro Cárdenas, San Antonio y Limón-Moin. Se puede apreciar mayor detalle en el Cuadro 5.3 obtenido de publicaciones de CEPAL.

2. TEU significa *twenty equivalent units* y es utilizado como unidad estándar de contenedores de 20 pies para medir los movimientos portuarios y los flujos de carga contenerizada.

Cuadro 5.3: Movimiento de TEU en puertos de América Latina y el Caribe (2012)

RNK	PUERTO	PAÍS	TEU 2010	TEU 2011	TEU 2010	Var.
2012						2010/11
1	Colón (MIT, Evergreen, Panamá Puerto)	Panamá	2.810.657	3.371.714	3.518.672	4,4%
2	Balboa	Panamá	2.785.506	3.232.265	3.304.599	2,2%
3	Santos	Brasil	2.715.568	2.985.922	2.961.426	-0,8%
4	Cartagena (inc. S.P.R, El Bosque, Contecar, ZP)	Colombia	1.581.401	1.853.342	2.205.948	19,0%
5	Manzanillo	México	1.511.378	1.762.508	1.930.893	9,6%
6	Callao (inc. DPW/APM)	Perú	1.346.186	1.616.165	1.817.663	12,5%
7	Buenos Aires (incluye Exolgan)	Argentina	1.730.831	1.851.687	1.656.428	-10,5%
8	Guayaquil	Ecuador	1.123.098	1.405.762	1.448.687	3,1%
9	Lazaro Cárdenas	México	796	953	1.242.777	30,3%
10	Freeport	Bahamas	1.125.000	1.116.272	1.202.000	7,7%
11	Kingston	Jamaica	1.861.770	1.756.832	1.139.418	-35,1%
12	San Antonio	Chile	871	928	1.069.271	15,2%
13	Limón-Moin	Costa Rica	858	901	1.045.215	16,0%
14	Caucedo	República Dominicana	1.004.901	851	995	17,0%
15	Valparaíso	Chile	879	973	861	-11,6%
16	Buenaventura (inc. SPR, TCBUEN y ZP)	Colombia	663	748	850	13,6%
17	Puerto Cabello	Venezuela	630	722	846	17,2%
18	Veracruz	México	663	730	799	9,6%
19	Montevideo	Uuguay	672	861	754	-12,5%
20	Paranaguá	Brasil	547	682	744	9,1%

Fuente: Latin American and the Caribbean Container Port throughput, Ranking 2012.
 USI UNIDAD DE SERVICIOS DE INFRAESTRUCTURA.
 División de Recursos Naturales e Infraestructura, CEPAL.

TENDENCIAS EN LA CONSTRUCCIÓN DE BUQUES Y PATRONES DE COMERCIO MARÍTIMO

La última década se ha caracterizado por una expansión de la economía que duró desde 2003 hasta el año 2007, para caer luego en una profunda crisis que inició a mediados de 2008 y que se mantuvo durante todo el 2009. En el año 2010 se pudo sentir una recuperación que pareció ser el final de los años de depresión, pero luego en 2011 y 2012 las tasas de crecimiento volvieron a tornarse débiles, debatiéndose entre sí poner fin o no a los rezagos de la crisis de 2008-2009.

En este entorno, los mercados marítimos se han comportado a la par de la economía, con los ciclos marítimos mostrando los desbalances entre la oferta y la demanda de transporte que inciden directamente en los niveles de los alquileres de buques y los fletes. Ha sido un período de grandes cambios marcado por una desaceleración en la tasa de contenerización, el emplazamiento de megabuques y el surgimiento de nuevas fuentes de energía impulsadas por la tecnología de perforación horizontal.

Cada segmento del mercado de buques ha presentado un comportamiento particular asociado a los flujos de la carga que transporta y de la respuesta de la flota en materia de nuevas construcciones y demoliciones. A continuación se hace un análisis enfocado en contenedores, graneleros, tanqueros, buques refrigerados, carga general y gaseros (LPG/LNG).

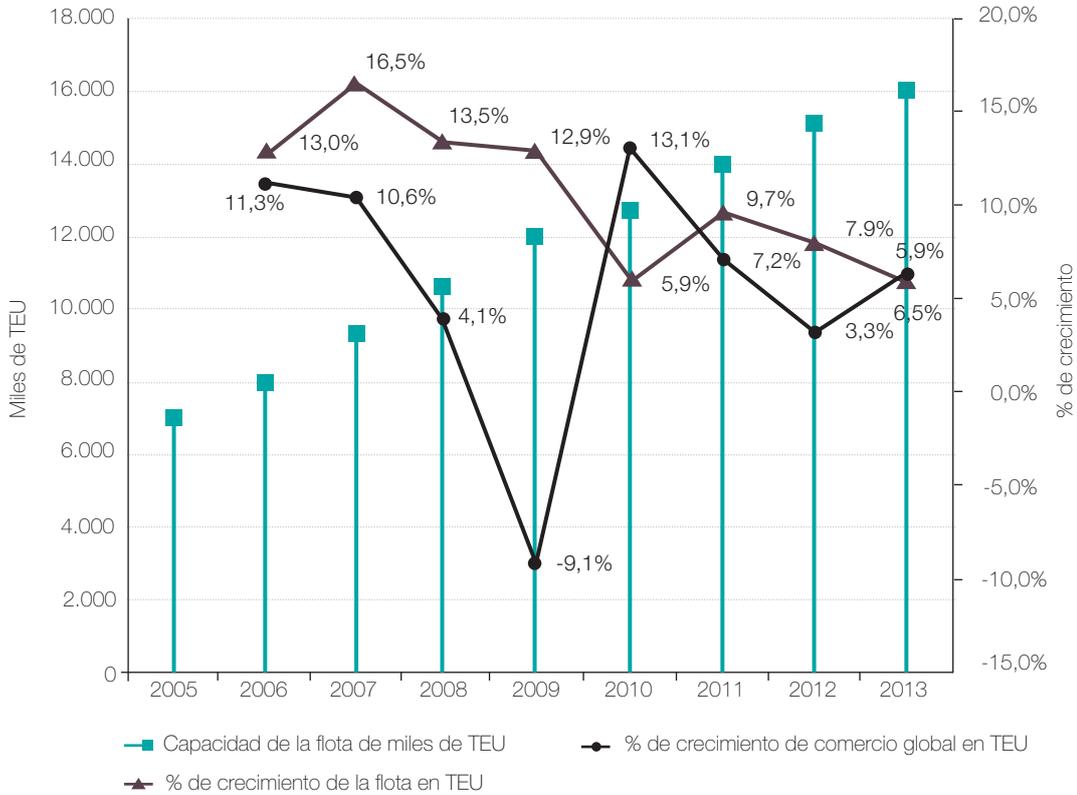
Contenedores

Según datos de Clarksons Research, entre 2002 y 2007 la flota de contenedores mantuvo un crecimiento promedio anual del 14,8% en TEU, acompañado de una expansión del comercio de carga contenerizada que apoyaba esta tendencia. Esta tasa promedio de crecimiento en TEU se redujo a 6,2% entre 2008 y 2009, luego a 4,7% entre 2010 y 2011 y entre 2012 y 2013 se ha ubicado en 2,9%.

En el Gráfico 5.15 (ver p. 176) se ilustra el crecimiento de la flota de contenedores en términos de TEU y cómo a través de los años, la tasa de crecimiento de esta oferta ha superado la de la demanda de transporte. Al primer trimestre del año 2013, la flota de contenedores totalizaba 5.108 buques y 16,3 millones de TEU.

El libro de nuevas construcciones representa el 19% de la flota actual con la mayor parte de los pedidos concentrados en los rangos de buques post-panamax de 8.000 TEU en adelante, a ser entregados hasta el 2016. La sobreoferta de buques en este segmento se viene sintiendo desde la crisis de 2009, especialmente en la ruta Asia - Europa, en la cual no se vislumbra una rápida recuperación.

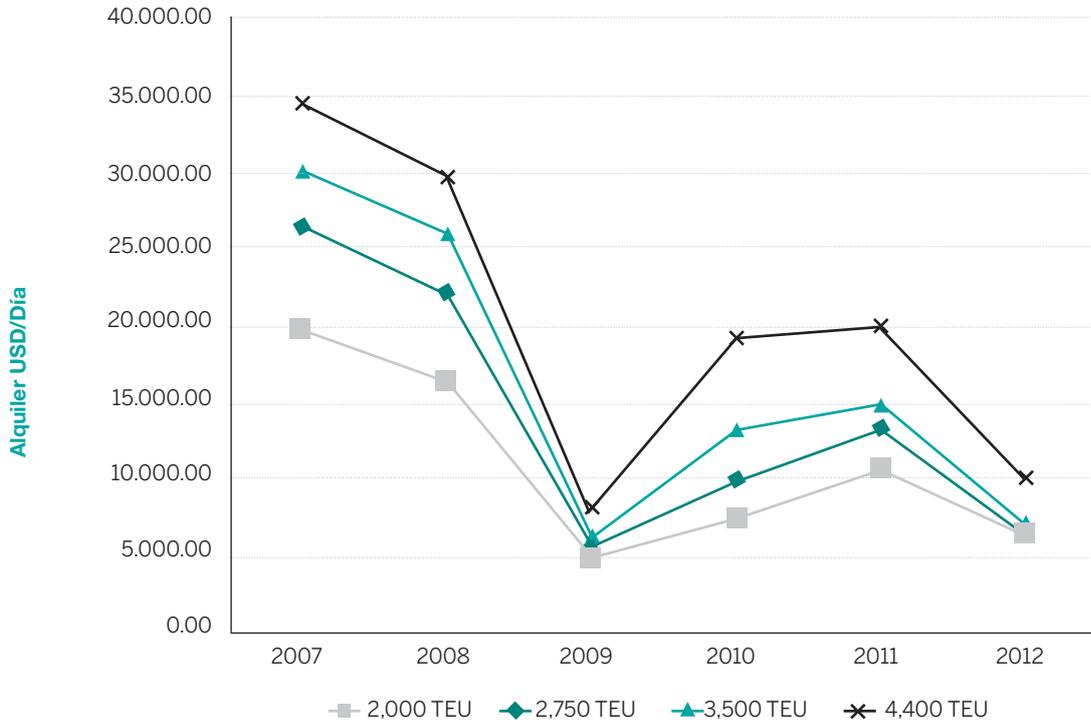
Gráfico 5.15: Comparación del crecimiento de la flota de portacontenedores y del comercio de carga contenerizada



Fuente: Elaboración propia con datos de Clarksons Research.

Los alquileres se han mantenido cercanos a los niveles históricos más bajos de los últimos 20 años y en el Gráfico 5.16 se puede apreciar el desempeño desde 2007. Esta sobreoferta ha sido manejada por las navieras de formas creativas, utilizando el *slow steaming* para incorporar a los mega-buques que han ido ingresando a la flota; esto ha generado un efecto de cascada en rutas regionales que también han sido afectadas por el sobre-tonelaje en los alquileres de buques y fletes.

Gráfico 5.16: Evolución en alquileres diarios de buques portacontenedores



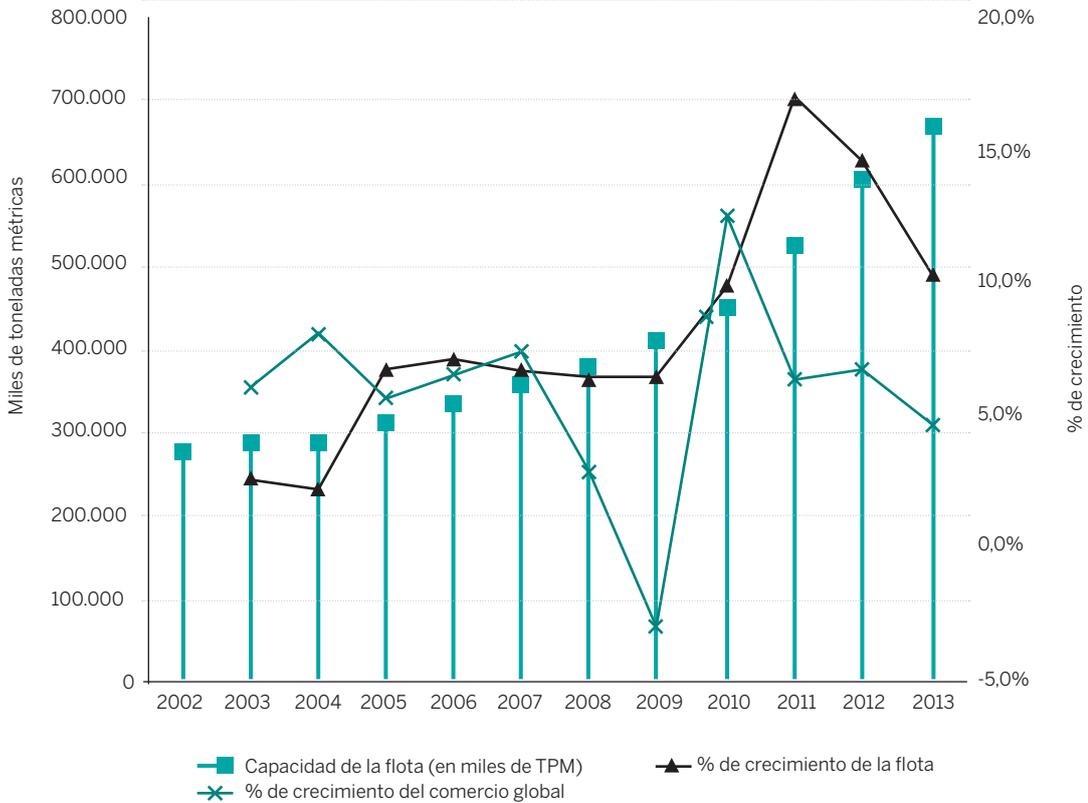
Fuente: Elaboración propia con datos de Clarksons Research.

Graneleros

El mercado de buques graneleros se encuentra en una severa recesión ocasionada por la enorme sobreoferta de buques generada entre el año 2007 y 2008 por una burbuja de especulación financiera de la industria y que continuó en el año 2010.

Como se puede apreciar en el Gráfico 5.17, (ver p. 178), el crecimiento en el comercio de carga seca a granel ha mantenido niveles saludables entre cinco y siete por ciento en los últimos diez años, a excepción de 2009, año en el cual se registró una caída de 3,0 % a causa de la crisis económica que azotó a todos los sectores del transporte marítimo. Este crecimiento fue impulsado principalmente por la demanda de China de mineral de hierro y carbón.

Gráfico 5.17: Comparación de la evolución de la flota de buques graneleros y el comercio de carga a granel



Fuente: Elaboración propia con datos de Clarkson Research.

Sin embargo, el crecimiento de la flota ha sido extraordinario; de 287,3 millones TPM en 2002 a 679,2 millones TPM en 2013. Esta expansión de la flota se prevé que continúe hasta al menos 2016, en cuyo período se espera que se entreguen alrededor de 136,2 millones de toneladas de peso muerto adicionales, lo que representa un 20,1% de la flota existente.

El impacto no se ha hecho esperar en los niveles de alquileres y fletes, los cuales se ubican en el fondo del ciclo marítimo. A pesar de las demoliciones y tácticas de *slow steaming* observadas en los últimos años, los fletes han caído estrepitosamente; un ejemplo es el mineral de hierro que costaba alrededor de USD 59/ton de Tubarao, Brasil a Ningbo, China en 2008, en 2013 se ubica en USD 18/ton. De igual forma, los alquileres de Supramax, Panamax y Capesize que en 2008 se encontraban en los rangos de USD 45.000, USD 55.000 y USD 111.000 por día, respectivamente, hoy registran niveles de USD 9.100, USD 8.800 y USD 11.900 por día, respectivamente.

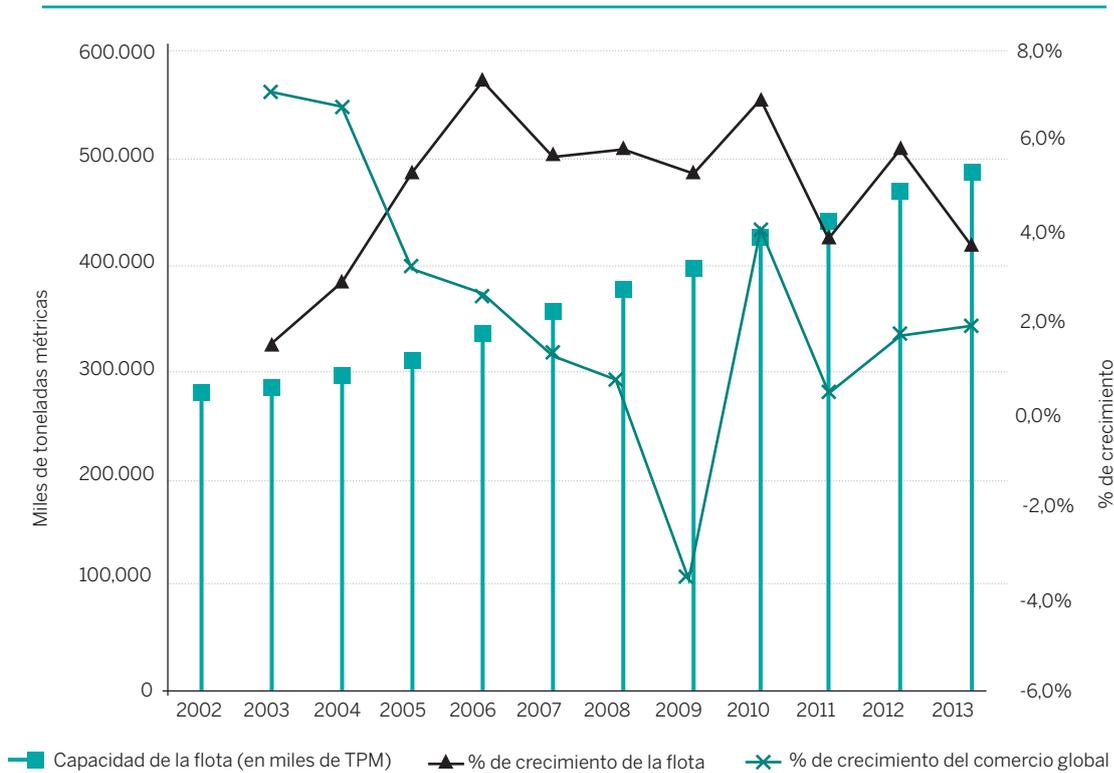
Tanqueros

La situación actual del mercado de buques tanqueros es deplorable, el cual, al igual que los buques graneleros, atraviesa un período de recesión. Las condiciones de oferta y demanda que han llevado a este mercado a la situación actual son deferentes de las del mercado de graneleros.

Como se observa en el Gráfico 5.18, el crecimiento en el comercio de carga líquida, particularmente petróleo crudo y sus productos derivados, se ha venido debilitando en los últimos 10 años, registrando una tasa anual promedio de 2,4 %. En el año 2009 sufrió una pronunciada caída, seguida de una recuperación que duró hasta el año 2010, cuando cae nuevamente al año siguiente y para estabilizarse en una tasa de crecimiento de alrededor del 2%.

La demanda de petróleo y derivados responde a la marcada crisis económica que ha afectado a los países más industrializados. Además, los aumentos en el precio y los esfuerzos por reducir las emisiones al medio ambiente han modificado la conducta de los consumidores, mejorando los métricos de intensidad energética. Al mismo tiempo, han aparecido nuevas fuentes de energía como el petróleo de esquisto en los Estados Unidos y los desarrollos de plataformas en mar abierto en el Golfo de México y Brasil.

Gráfico 5.18: Comparación de la evolución de la flota tanqueros y el comercio de carga líquida



Fuente: Elaboración propia con datos de Clarkson Research.

Por el lado de la oferta, la flota se ha expandido a un promedio anual de 5,0% entre 2002 y 2013. El libro de nuevas órdenes está en niveles conservadores de menos de 11;0% de la flota existente, por lo tanto no se espera que haya mayor crecimiento en los próximos tres años.

En este entorno en el cual el mercado enfrenta una demanda de crudo y productos derivados de petróleo débil y una ligera sobreoferta en la flota mundial de tanqueros, los alquileres de buques reflejan tasas deprimidas, pero con miras a una recuperación en el corto y mediano plazo.

Otros

Portavehículos

Los buques portavehículos pertenecen al grupo de buques Ro-Ro³, especializados en el transporte de autos. En los últimos 10 años, la flota ha aumentado de 478 buques en 2002 hasta totalizar 749 buques en 2013, con capacidad de carga de 11,8 millones de toneladas de peso muerto, ó 3,6 millones de CEU⁴. De acuerdo al libro de pedidos de nuevas construcciones, en los próximos tres años se espera que entren a la flota unos 47 buques, correspondientes a 313.700 CEU ó 972,000 toneladas de peso muerto.

Buques refrigerados

La flota de buques refrigerados cuenta con aproximadamente 880 barcos y las nuevas órdenes de construcción son prácticamente inexistentes. Este segmento de mercado ha ido paulatinamente perdiendo participación de mercado ante la creciente contenerización de productos perecederos en contenedores de ambiente controlado.

A pesar de esto, cabe resaltar que América Latina, especialmente Ecuador, mantiene el uso de estos buques por su flexibilidad en el comercio del banano al proveer calados adecuados para los muelles cercanos a las fincas productoras.

Carga general

De acuerdo a cifras de Clarksons Research, la flota de buques de carga general mantiene un total de 1.111 buques con un peso muerto de 9,4 millones de toneladas. El libro de nuevas construcciones indica que al año 2016 deben incorporarse a la flota un total de 56 buques adicionando 587,4 millones de toneladas de peso muerto.

LPG/LNG

La flota de buques LPG y LNG es comparativamente pequeña con respecto a las anteriores, lo cual se debe al nivel de especialización y a los volúmenes de carga que se transportan en estos rubros. Los hallazgos de gas natural de esquisto en diferentes partes del mundo, principalmente en Estados Unidos, se perfilan como un *game changer* en este sector con potencial de aumentar las toneladas-millas que registra.

3. Roll-On/Roll-Off

4. Car Equivalent Units

El gas natural es un gas compuesto por múltiples hidrocarburos, principalmente metano. Mientras más alto es el contenido de metano, más “seco” o “frío” se dice que es. En la última década se han realizado grandes avances en el campo de la exploración y explotación de este gas gracias al desarrollo de la tecnología de *horizontal fracking*.

Básicamente, esta tecnología hace posible liberar gas natural atrapado a profundidad en capas de esquisto mediante la fractura hidráulica de la roca. El gas natural de esquisto aumenta la oferta de gas natural licuado, cuya demanda continúa en aumento, impulsada por sus bondades como combustible limpio y por las políticas asumidas por países como Japón en detrimento de la energía nuclear, luego del trágico accidente ocurrido en Fukushima en 2011.

El LPG, por otra parte, es principalmente propano o butano, hidrocarburos producto de la refinación del petróleo o el procesamiento del gas natural. También se pueden encontrar en su estado natural en yacimientos de gas natural. Cuando el gas natural tiene en su composición niveles de etano, butano, propano o pentano, por ejemplo, se le conoce como *wet gas*.

Estos otros gases son muy apreciados en la industria petroquímica como insumo para la producción de olefinas, propileno, etileno, etc., se separan en plantas de “gas a líquidos”. Una vez separados, el gas natural se licúa a una temperatura de -162°C para reducir 600 veces el volumen que ocupa y poder transportarlo por mar en buques metaneros o de LNG. Por otra parte, el LPG, esto es el butano, propano, etc., es licuado a presión y se transporte por mar en buques LPG.

Habiendo puesto en contexto la carga, es posible analizar el desempeño de la flota que la transporta. La capacidad de carga de los buques LPG medida en metros cúbicos ha aumentado en un 50 % entre 2002 y 2012 para completar 1.240 buques o 19,9 millones de metros cúbicos. En los próximos 3 años deben entregarse unos 2.8 millones de metros cúbicos de capacidad, ó 94 buques, lo que representa una expansión del 14 % en términos de capacidad, concentrada en los rangos de mayor tamaño conocidos como VLGC.

Con los hallazgos de gas de esquisto en los Estados Unidos, se espera que gran parte del LPG a ser exportado salga de terminales en el Golfo de México en Houston, como Targa y Enterprise con destino a Asia y Europa. En América Latina, su principal uso es como gas de cocina y calefacción, por lo que el potencial de crecimiento de la demanda en esta región es muy limitado; pero en Asia ha tenido muy buena acogida en las plantas de deshidrogenación, donde substituyen al nafta en la producción de olefinas.

Debido al precio competitivo que tiene el LPG de Estados Unidos comparado con el mercado internacional, se espera que la nueva capacidad de la flota sea absorbida por la creciente demanda por parte de plantas petroquímicas en Asia.

Por su parte, en el año 2003 la flota de LNG sólo contaba con 136 buques y 15,2 millones de metros cúbicos de capacidad de carga. En sólo diez años la flota ha aumentado a 372 buques con capacidad de 53,2 millones de metros cúbicos, un crecimiento extraordinario por el orden de 17,5 y 250 %, respectivamente.

De acuerdo a las cifras que reflejan el libro de pedidos para nuevas construcciones, en los próximos 4 años deben ingresar a la flota un total de 84 buques o 13,6 millones de metros cúbicos de capacidad, lo que corresponde a una expansión del 25,6%.

Recientemente entraron a la flota mundial de LNG algunos buques ordenados por especulación, es decir, que no habían sido contratados para ningún proyecto de licuefacción particular. Esto es inusual en una industria que se maneja a través de contratos a largo plazo. Sin embargo, estos buques rápidamente encontraron hogar en proyectos ya existentes. La proporción en el tipo de tecnología utilizada en la construcción de estos buques también parece mantenerse en 70 % tipo membrana y 30 % tipo Moss⁵.

PRINCIPALES PROYECTOS REGIONALES DE INFRAESTRUCTURA

Ampliación del Canal de Panamá

En el año 2007 iniciaron los trabajos del megaproyecto de ampliación del Canal de Panamá, que cambiará los patrones de comercio mundial al permitir el paso de buques más largos, más anchos y más profundos en la estrecha franja que une a los océanos Pacífico y Atlántico en el istmo de Panamá. El proyecto ha sido diseñado para duplicar la capacidad del Canal de Panamá a través de la construcción de un tercer carril de tráfico por el que podrán transitar buques cargados con hasta el triple de la carga de los que transitan en la actualidad.

A junio de 2013, este proyecto – a un costo estimado de 5.250 millones de dólares – presenta un avance del 58% y se espera que inicie operaciones comerciales a mediados del año 2015. Desde su inauguración en 1914, la vía interoceánica de 80 Kms de largo ha jugado un papel preponderante en la facilitación del comercio, acortando distancias y ofreciendo ahorros a navieras, embarcadores y consumidores a nivel mundial. Los ahorros en tiempo y distancia que ofrece el Canal de Panamá son significativos, reduciendo, por ejemplo, hasta 14 días de viaje en el trayecto de un embarque de bananas proveniente de Ecuador con destino al puerto de Wilmington, en Carolina del Norte.

Una vez se complete la ampliación, los navieros podrán emplazar por la vía acuática buques de hasta 170.000 toneladas de peso muerto, con una eslora de 366 metros, manga de 49 metros y 15 metros de calado. Esto representa grandes oportunidades en la reducción de costos de transporte marítimos para petróleo y sus derivados, gas natural, LPG, mineral de hierro, carbón, y, por supuesto, carga contenerizada.

La ampliación permitirá a la Autoridad del Canal de Panamá hacerle frente a la demanda y mantener la calidad del servicio de tránsito, eliminando un potencial cuello de botella debido al hecho de que el canal opera cerca del límite de su capacidad.

⁵ Los buques tipo membrana utilizan el casco interior para llevar la carga el cual tienen un sistema de insulación mediante membranas y aislamientos.

Impacto de la ampliación del Canal de Panamá en los puertos Iberoamericanos y del Caribe

Los principales países usuarios del Canal de Panamá incluyen Estados Unidos, China, Chile, Japón, la Unión Europea, Corea del Sur, Ecuador y Perú. Sin embargo, el 65 % de la carga que transita por la vía acuática tiene como origen o destino un puerto en Estados Unidos. Es por esto que se espera que los mayores impactos se registren en dicho país.

El 39% de la carga que transita el canal se moviliza en la principal ruta que une el noreste de Asia con la costa este y del Golfo de México en Estados Unidos. Se espera que los navieros, en vez de utilizar buques de dimensiones Panamax cargados con 4.400 TEU (contenedores de 20 pies), opten por emplazar buques con capacidad para transportar de 8.000 a 14.000 TEU. Esto redundará en economías de escala que permitirán ahorros de hasta 100 dólares por TEU transportado en embarques con origen desde Asia y destinos en la Costa Este de Estados Unidos, y además les permitirá a los navieros hacer un uso más eficiente de sus flotas, aprovechando los ahorros en combustible que generan las nuevas tecnologías incorporadas a los buques de mayor tamaño que recientemente están ingresando a sus flotas.

Para el año 2015 se espera un cambio en los patrones de comercio, con buques más grandes emplazados en la ruta por Panamá, haciendo escalas en menos puertos en comparación con los itinerarios de los buques Panamax. En Estados Unidos, los puertos de Norfolk y Baltimore ofrecen 15 metros de calado, lo que les permitirá atender los buques más grandes que transiten el canal ampliado. Otros puertos, como los de Nueva York/Nueva Jersey, Miami, Charleston, Savannah y Jacksonville, están realizando inversiones millonarias para poder atender a estos buques.

En caso de que no existan en Estados Unidos suficientes puertos para atender a estos megabuques, se incrementa el potencial de que aumenten aún más los volúmenes y las actividades de trasbordo en Panamá y en el Caribe. Actualmente, los puertos panameños figuran entre los principales puertos en América Latina y el Caribe con 6,8 millones de TEU manejados y el 85% de estos trasbordados en el año 2012. La proyección de volúmenes a ser manejados en los puertos panameños para el año 2020 es de 12,4 millones de TEU.

Uno de los principales impulsores en el número de TEU trasbordados será el crecimiento en la demanda de productos manufacturados, motivado por el aumento en la población de América Latina, que se espera crezca en un 19% para llegar a 700 millones de personas para el año 2030, y la inserción de un número significativo de estas personas en la clase media. Los minoristas norteamericanos están tomando acciones para introducir sus marcas y productos en este mercado promisorio.

Para ello, la plataforma logística de Panamá, que incluye, además del Canal, terminales portuarias en dos océanos, un ferrocarril que mueve la carga de un océano a otro en tan solo una hora, la mayor Zona Libre del hemisferio occidental, parques logísticos que realizan servicios de valor agregado, y un sólido centro bancario, juega un papel fundamental al agilizar las transacciones y permitir un fácil acceso a los mercados latinoamericanos. De igual manera, los desarrollos portuarios en países como Chile, Perú, Costa Rica, Colombia y Ecuador están permitiendo la llegada de buques post-Panamax a sus costas, lo cual también provoca nuevos retos en materia logística.

En el tema energético, en los últimos años Chile ha desarrollado varias terminales de recepción de LNG en un esfuerzo por diversificar su matriz energética y eliminar su dependencia de proveedores vecinos. La ampliación del Canal de Panamá permitirá el tránsito de buques de LNG con origen en el Atlántico hacia Chile, reduciendo tiempos de viaje y costos de transporte. Igualmente, se favorecerán los embarques de LNG desde Perú con destino a España y desde Trinidad y Tobago hacia Japón, Corea del Sur y otros países asiáticos.

El carbón de Colombia también encontrará ventajas al poder migrar hacia buques de mayor tamaño, reduciendo los costos unitarios de transporte; esta ventaja también se reflejará en las exportaciones de mineral de hierro del noreste brasileño, el *fuel oil* y petróleo crudo de Venezuela y el Caribe de Colombia con destino a Asia.

Transporte marítimo a corta distancia

En adición al tercer juego de esclusas para aumentar la capacidad del Canal de Panamá, hay una serie de proyectos en la región que busca incrementar la conectividad portuaria y facilitar los movimientos de carga tanto en el istmo centroamericano, como en América del Sur.

Uno de estos proyectos que se encuentra en la etapa de estudio en estos momentos es el de transporte de carga a corta distancia, mejor conocido por la terminología en inglés como *short sea shippin*. El objetivo de este proyecto es mejorar los tiempos de entrega y reducir el flujo de camiones en las carreteras facilitando el trasiego de mercancía en el istmo centroamericano y el Caribe.

Proyectos de conexión terrestre en el istmo centroamericano

En México, la Ruta Transístmica es un sueño que supone una inversión de USD 12.000 millones para ampliar los puertos y la vía de ferrocarril que une los 310 Kms que separan los puertos de Coatzacoalcos y Salina Cruz. Tiene un aura política a su alrededor, pero es un proyecto ambicioso que los alcaldes de ambos distritos insisten en incorporar al Plan Nacional de Infraestructura.

En Honduras, La Secretaría de Obras Públicas, Transporte y Vivienda (Soptravi) suscribió el pasado 10 de julio de 2013 un acuerdo con la empresa china Harbour Engineering Company (CHEC) para un estudio de factibilidad sobre la construcción de un tren interoceánico entre el Caribe y Pacífico del país centroamericano.

La conexión interoceánica se lograría por medio de la construcción de un ferrocarril que comunique a Puerto Castilla, en el departamento de Colón en el Caribe, con Amapala, en la isla del Tigre, Golfo de Fonseca, en el Pacífico. El Golfo de Fonseca es compartido por Honduras, El Salvador y Nicaragua. Los puntos marítimos de Honduras ofrecen una ventaja por la profundidad de sus aguas, lo que permitiría el atraque de barcos de 300.000 toneladas.

En Guatemala, el proyecto se plantea desarrollar un puente terrestre construido sobre propiedad privada con un presupuesto de USD 7.000 millones. Una carretera de cuatro carriles para camiones de carga, una vía de tren y varios oleoductos y gasoductos unirán dos puertos que están en etapa final de diseño y unirá los océanos en aproximadamente 4 horas. Este proyecto podría completar su primera fase a finales de este año.

En el anexo C se ilustran algunos proyectos importantes en el istmo centroamericano en México, Guatemala, Honduras y Nicaragua que buscan construir corredores logísticos que unan ambas costas por medio de carreteras y ferrocarriles.

Canal interoceánico por Nicaragua

Otro proyecto anunciado recientemente es la construcción de un nuevo canal interoceánico a través de Nicaragua. El 3 de julio de 2012, la Asamblea Nacional de Nicaragua aprobó con amplia mayoría la ley que autoriza construir un canal interoceánico de gran calado entre el Caribe y el Pacífico, una obra que durará entre 6 y 15 años y costará 40.000 millones de dólares.

El 7 de junio de 2013 Nicaragua entregó a una empresa china la concesión del nuevo canal y el 13 de junio del mismo año, el Congreso adjudicó su construcción a una firma china. En esa misma fecha, la Asamblea aprobó la construcción del Canal con 61 votos a favor, 25 en contra, dos presentes y una abstención mediante la “Ley Especial para el Desarrollo de Infraestructura y Transporte Nicaragüense atiniente a El Canal, Zona de Libre Comercio e Infraestructuras Asociadas”.

Esta ley otorga la concesión por 50 años, prorrogables por el mismo período, a la empresa china HK Nicaragua Canal Development (HKND). El proyecto, además del canal interoceánico, contempla la construcción de un oleoducto entre los litorales del Pacífico y del Atlántico; la construcción de dos puertos de aguas profundas, uno en el Pacífico y otro en el Caribe, ambos estarán unidos por un canal seco por el cual circulará un ferrocarril de carga. También se incluye el establecimiento de dos zonas de libre comercio y la construcción o ampliación de un aeropuerto internacional en cada una de esas zonas.

El dueño de la empresa HKND, Wang Jing, ha indicado que este gran proyecto de ingeniería medirá 286 kms de longitud, tres veces más que el canal de Panamá, y tendrá capacidad para dar servicio a buques de hasta 400.000 toneladas de carga. El canal se excavará a una profundidad de hasta 27,6 metros, su ancho alcanzará los 520 metros y atravesará el lago Nicaragua. De acuerdo con Wang Jing, en la actualidad hay cinco rutas diferentes que están siendo consideradas, que se ilustran en el Mapa 5.1.

Mapa 5.1: Posibles rutas del gran Canal de Nicaragua

Fuente: Reuters.

El anuncio de este megaproyecto ha generado ya gran controversia. Quienes lo adversan han señalado que no existen relaciones diplomáticas entre China y Nicaragua en la actualidad, lo cual dificulta su ejecución, aparte de que atenta contra la soberanía del país. Además, el proyecto también ha suscitado duras críticas por parte de grupos ambientalistas, tanto en Nicaragua como en el exterior, debido al impacto que el canal tendrá en el lago Nicaragua, el mayor de agua dulce de toda Centroamérica. Otra preocupación que rodea al proyecto es la posible inundación de comunidades y la expropiación de tierras.

CARACTERIZACIÓN DE LOS PUERTOS DE LA REGIÓN

Tradicionalmente, la estructura portuaria de América Latina fue de propiedad y administración estatal centralizada. Este modelo no resultó exitoso y se le atribuyen las ineficiencias y baja competitividad observadas en los puertos de la región, principalmente ocasionadas por la falta de inversión en infraestructura y la corta visión en términos de la función portuaria en el fomento del comercio exterior de cada país.

En las últimas décadas, sin embargo, ha habido una corriente hacia la privatización de la administración y operación portuaria, especialmente para el desarrollo de puertos de contenedores, a través de un modelo de gestión que se conoce como puertos anfitriones o landlord. Dentro de este marco conceptual, el Estado es el propietario de la tierra y lo da en concesión, usualmente con una infraestructura básica a ser desarrollada por la empresa beneficiada, en coordinación con el Estado. Esta concesión se adjudica por un período de tiempo prorrogable a un operador portuario, generalmente a través de una licitación pública.

Existen otros modelos de gestión portuaria que combinan la propiedad pública con la privada de diferentes formas. Tal es el caso de los puertos instrumentales o tool ports, como se les conoce en inglés. Bajo este esquema, la infraestructura, superestructura y administración del puerto es estatal, pero muchos de los servicios a los buques y a la carga y/o de mantenimiento son proporcionados por empresas privadas. Además, están los otros dos extremos: los puertos totalmente públicos y aquellos totalmente privados.

Tal como su nombre lo indica, en el esquema de puertos de servicios públicos, la infraestructura, superestructura, desarrollo, administración y operación es propiedad y responsabilidad del Estado. Por el otro lado, en el modelo de puertos privados, el operador portuario es el propietario del puerto y el responsable de su desarrollo, inversiones, operaciones y administración. El Estado no retiene ningún control sobre el puerto, excepto por la regulación.

La gestión tipo landlord, traída por la necesidad de reforma portuaria, ha impulsado la participación privada en la operación e inversión portuaria en los últimos 20 años y hoy día, alrededor del 65% de los puertos latinoamericanos se rigen bajo este modelo, a pesar de que aún existen muchas desigualdades en el nivel de desarrollo portuario de los países que conforman la región. La toma de decisión entre mantener una operación pública o una privada es muy compleja y cada país deberá escoger el modelo o combinación de modelos que mejor se adapte a sus necesidades, dentro del marco de la globalización y los requisitos de eficiencia que ello involucra, sus propios objetivos nacionales y sus estructuras legales y normativas.

Al igual que en el resto del mundo, los países de América Latina que han modernizado su regulación y sistemas portuarios han tomado caminos diferentes. No existe un modelo único utilizado por todos, cada país toma o adapta lo que mejor se apegue a la realidad de sus sistemas portuarios. En muchos casos ha sido un duro aprendizaje, pero al final, en términos generales, la privatización de las operaciones portuarias ha tenido en común que ha funcionado de forma positiva. Como bloque, Centroamérica, tiene aún mucho camino que avanzar en este sentido.

En el mapa inferior, se pueden apreciar los diferentes operadores portuarios internacionales que hay en la región latinoamericana y del Caribe. Los operadores portuarios en América Latina son los principales operadores portuarios a nivel mundial: APM, A.P. Moller; DPW, Dubai Ports of the Worlds; PSA, Port of Singapore Authority; SSA Marine, Grupo Carrix; HPH, Hutchinson Port Holdings; SAAM, Sudamericana Agencias Aéreas y Marítimas; HHLA, Hamburger Hafen and Logistik; TCB, Terminales de Contenedores e Instalaciones Multipropósito Grupo TCB; KN, Katoen Natie; y ICTSI, International Container Terminal Services.

Los países que han realizado reformas son los que cuentan con puertos de última generación, eficientes, han realizado inversiones en equipo e infraestructura moderna y han logrado aumentar sus volúmenes de carga. En aquellos países que se han realizado reformas operan empresas internacionales especializadas en el manejo de carga en contenedores.

A pesar de los avances que se han realizado en materia de inversión y legislación, aún existen marcadas desigualdades en modernización portuaria en la región y, como era de esperarse, han surgido nuevos retos que se discuten en la siguiente sección.

Mapa 5.2: Concesiones portuarias en América Latina y el Caribe



Fuente: Maritime Review of Transport 2008. United Nations Conference Trade and Development (UNCTAD) P. 150. Ginebra.

DESAFÍOS A LOS PUERTOS DE LA REGIÓN

En las últimas dos décadas, los puertos latinoamericanos han experimentado una serie de presiones como producto del crecimiento del comercio exterior y las exigencias de competitividad de los mercados mundiales. Esto ha requerido que las autoridades portuarias realicen cambios estructurales que han ido desde la descentralización y modernización institucionales, hasta la incorporación de capital y gestión privados en formas de concesiones para dotar a los puertos de capital, infraestructura y capacidad necesarios para mantenerse competitivos.

Estos esfuerzos han sido exitosos en muchos de los puertos de la región, permitiendo el crecimiento y atención a clientes, aumentando las inversiones y reduciendo los costos a los usuarios. Sin embargo, en el entorno actual de incertidumbre que rodea el futuro económico global, una demanda de bienes debilitada y una sobreoferta de buques, la industria marítima también experimenta un ambiente de cambios operacionales en el cual nuevas tendencias están redefiniendo los patrones comerciales y las necesidades en materia de servicios auxiliares y portuarios.

El incremento en la competencia entre líneas navieras ante este ambiente de dificultades económicas, las ha forzado a implementar estrategias de supervivencia tales como la búsqueda de alianzas en ciertas rutas para consolidar carga, la navegación en *slow steaming* para reducir el consumo de combustible. Esta práctica que inició como una alternativa para enfrentar la crisis económica se ha convertido en una tendencia que no muestra visos de desaparecer. Por otra parte, la incorporación de buques de mayor tamaño en rutas que no poseen la masa crítica que justifiquen su emplazamiento, con el objetivo de reducir los costos asociados al amarre, ha sido otra tendencia que da un impulso a la utilización de buques post-Panamax en la industria de transporte de contenedores.

Otra tendencia marcada que los puertos necesitan incluir en sus estrategias a mediano y largo plazo son las medidas de protección al medio ambiente y de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero por razón del cambio climático. Las normas y regulaciones que se están implementando y se implementarán en el mediano plazo son más estrictas, y la industria naviera, incluyendo los puertos, deben incorporarlas en sus planes y programas de inversiones, estrategias y servicios, a la vez que intentan mantener un nivel aceptable de rentabilidad.

Otra tendencia importante es el cambio en áreas geográficas de influencia económica, que alteran patrones comerciales tradicionales, con su consecuente cambio en los puertos de origen y destino de la mercancía y en los tipos y tamaños de buque utilizados. A esto le sumamos el resurgimiento de la piratería marítima en ciertas áreas del mundo con alto tráfico y las actividades ilícitas como el trasiego de drogas, armas y personas y actos de terrorismo, lo cual impone mayor presión sobre las líneas navieras en elevar sus medidas de protección y seguridad.

Los puertos de América Latina y del Caribe, al igual que en el resto del mundo, afrontan nuevos desafíos relacionados a estas tendencias, que deben atender para mantener o consolidar su posición y participación en el mercado. Desde este punto de vista, es posible definir estos retos de la siguiente manera:

Conectividad y valor agregado

La búsqueda de mayores eficiencias desde el punto de vista del naviero ha dado como resultado una reestructuración de las redes logísticas, un incremento en el trasbordo y mayor competencia entre puertos y operadores logísticos. Los puertos de contenedores de América Central y del Caribe, tales como los de Panamá, Bahamas y Jamaica, son puertos de trasbordo de mercancía que sirven este propósito por su localización geográfica, ya que reciben en sus muelles megabuques a pesar de que su mercado doméstico es pequeño.

Otros puertos de contenedores en Latinoamérica sirven objetivos propios debido a que cuentan con masa crítica que justifica la llegada de buques post-Panamax a sus costas, como es el caso del Puerto de Santos, en Brasil, Callao, en Perú; Buenos Aires en Argentina; y Valparaíso y San Antonio en Chile. En algunos casos, también actúan como catalizadores del comercio de sus vecinos, como ocurre en el caso de Chile, que a través de su corredor terrestre, facilita las exportaciones e importaciones de Argentina.

Frente a este reto, es sumamente importante mejorar la conectividad desde/hacia los mercados internos y en el caso de los puertos *hub*, mejorar la conectividad con otros medios de la cadena de suministro como ferrocarriles y barcas. Mientras menos tiempo pase un buque acodado al muelle, mejor será su rentabilidad y utilización anual. En este sentido, es necesario brindarle especial atención al tráfico urbano y el mantenimiento del sistema carretero.

De igual manera, los servicios disponibles dentro o circundantes al recinto portuario mejoran su competitividad. Por esta razón, la necesidad de tener que bajar a tierra la carga, transportarla por ferrocarril o camión o simplemente mantenerla en tierra hasta el momento de cargarla a un segundo buque, presenta la oportunidad de manipular o alterar la mercancía que viene dentro del contenedor, agregando valor al producto y generando plazas de empleo localmente.

Esta práctica replantea el potencial portuario hacia centros logísticos y requiere de inversión privada y apoyo gubernamental, especialmente en el tema de recintos fiscales y procesos aduanales, que permita manipular importaciones y transformarlos en nuevos productos con nuevos puntos de origen.

Eficiencia y productividad portuaria

El triunfo de la globalización ha aumentado los volúmenes de carga transportada y manipulada en los puertos, a la vez que la dinámica de los mercados exige cada día más precisión en los tiempos de entrega. Esto impone mayor apremio en los puertos para incrementar su productividad y eficiencia para defenderse de la feroz competencia entre puertos.

Sin embargo, bajo estos parámetros globales, ya no es posible restringir el concepto de eficiencia y productividad portuario sólo al movimiento físico de la carga, sino que es necesario insertarlo en la cadena de suministro completa y considerarlo integrado a un todo sistémico.

Para el puerto, como uno de los eslabones más importantes en una cadena de transporte en su calidad de interfase, ya no es suficiente entregar un buen rendimiento interno en la transferencia física de la carga, sino que debe adicionar a ello una función compleja que va mucho más allá y que debe armonizar con los objetivos centra-

les de obtener una mejor despacho de la carga en toda la cadena de distribución de origen a destino final.

Esto produce la integración de otros elementos, tales como las vías de acceso, las externalidades, los procedimientos administrativos, etc. En este nuevo reordenamiento mundial, los puertos deben ofrecer sus servicios al comercio exterior, más que al transporte marítimo, adoptando tecnologías de punta para el manejo físico de las mercancías, adecuando sus infraestructuras marítimas, terrestres, de accesos, y de interrelación puerto-ciudad con la red nacional de transporte, protegiendo el medio ambiente, reduciendo sus externalidades, mejorando sus sistemas de gestión y de información, reestructurando sus tarifas y capacitando y cambiando la mentalidad de sus recursos humanos en todos los niveles.

Inversión e infraestructura y el desarrollo sostenible

El tema ambiental ha tomado particular relevancia en los planes de desarrollo sostenible y es un factor de costos importante, en particular asociado a la recepción de buques portacontenedores post-Panamax que exigen calados de 14 y 15 metros aumentando los trabajos de dragado y protección contra la erosión.

De igual forma, las exigencias a la industria marítima por reducir emisiones de gases de efecto de invernadero requiere que los puertos también se adapten para colaborar en este esfuerzo proporcionando instalaciones para reciclar desechos de dióxido de carbono procedentes de *scrubbers* o conexiones para buques que utilicen el *cold ironing* como parte de su estrategia. La búsqueda de nuevas tecnologías para cumplir con las exigencias internacionales del medio ambiente puede también requerir de nuevos servicios marítimos auxiliares como el suministro de combustibles alternativos, como el gas natural licuado.

Además, la búsqueda de un desarrollo equilibrado y de la cohabitación entre la ciudad y el puerto ha sido siempre objeto de una reflexión común, orientada a redefinir sus relaciones, tratando así de asegurar la compatibilidad entre las evoluciones tanto de proyectos urbanos, y de actividades portuarias, es decir desarrollar sinergias que generen conceptos sostenibles de desarrollo económico.

Políticas públicas y marco regulatorio

Para asegurar el éxito de los puertos, el sector público debe ir más allá del diseño de acertadas políticas portuarias. También debe ser capaz de formular procesos e implementar proyectos y modelos, que permitan materializar los objetivos y metas propuestas. Este es un desafío mucho mayor que por lo general requiere el colaboración entre varias agencias gubernamentales, disciplinas y el apoyo decidido de las más altas autoridades para dar sostén político a complejos cambios.

CONCLUSIONES

Es innegable que América Latina y el Caribe han evolucionado considerablemente en materia logístico-portuaria. En algunos casos, mediante planes y programas estructurados y definidos; pero en su gran mayoría, reaccionando al crecimiento en manejo de carga que han ido experimentando.

Al analizar este tema, resulta casi imposible alejarse de muchas de las recomendaciones que han hecho otros estudios para el desarrollo de naciones. Para mantener una orientación sencilla ante la inversión que se debe realizar en América Latina y el Caribe, es imprescindible el desarrollo de un plan maestro de logística que se concentre en los tres pilares fundamentales: (1) el capital humano como requisito indispensable para darle continuidad a los planes de estados y de región; (2) la facilitación del comercio y, por último, la que ocupa un sitio importante en el desarrollo del comercio exterior, (3) la infraestructura y logística.

Dentro del plan maestro de logística sugerido, se recomienda la creación de un ente que se encargue de desarrollar exclusivamente las competencias necesarias para que apoyen todas las actividades de la cadena de suministro. El estado debe promover, a través de incentivos y becas, el desarrollo del capital humano suficiente y, fomentar a la vez, el intercambio de conocimientos técnicos con universidades y entidades especializadas en el tema logístico.

Ante lo arriba expuesto, se deben aprovechar las capacidades de los actuales funcionarios especializados en los temas logísticos para que desarrollen actividades interinstitucionales paralelas a las de educación, de manera que permitan trazar una agenda de necesidades y acciones comunes que ayuden a organizar los servicios públicos a favor de las actividades logísticas. Estos funcionarios serán los receptores y anfitriones que orientarán a los inversionistas locales y extranjeros creando un vínculo necesario entre el sector público y privado, para el desarrollo de actividades comerciales a lo largo de la cadena de abastecimiento.

En el tema de facilitación de comercio, el invitar a empresas privadas a participar en un proyecto de estado se traduce en un reto porque implica una coordinación de los actores públicos y privados.

El estado tiene la tarea de crear un clima de confianza a la inversión y la empresa privada, de tomar el riesgo ante la oferta presentada por el estado. Por lo tanto, el establecimiento de reglas claras de competencia, armonía y la buena comunicación debe que ser la fórmula que facilite la actividad comercial.

Además, la región debe promover la facilitación de negocios entre sí, armonizando legislaciones aduaneras hasta llegar a disposiciones entre países donde los obstáculos para el comercio sean mínimos. En línea con esto, un elemento de avance en las entidades gubernamentales al servicio de la cadena de suministros es la reglamentación y estandarización de los procesos. Las herramientas informáticas tienen que continuar mejorándose para garantizar trámites simples y expeditos.

La región ha realizado una serie de proyectos de infraestructura en materia portuaria y carretera, principalmente; sin lugar a dudas, el proyecto de infraestructura más importante de la región en estos momentos es la ampliación del Canal de Panamá.

Con miras a obtener la mayor ventaja posible del proyecto de ampliación del Canal, se debe prestar especial atención a inversiones que mejoren todos los métricos de desempeño de los puertos de la región y al desarrollo de proyectos en la región que mejoren la conectividad, factor clave para alcanzar el éxito logístico.

Es necesaria la construcción de carreteras, oleoductos y ferrocarriles internos que unan eficientemente puertos y áreas de producción. De igual forma, la construcción coordinada de carreteras, oleoductos y ferrocarriles que unan a los países de la región darán apoyo a proyectos visionarios como el transporte de corta distancia en la región centroamericana y de desarrollo de opciones creativas de redistribución de carga, tanto a granel como contenerizada.

Al crear nuevos corredores logísticos, como los que se sugiere arriba, es importante procurar ubicarlos fuera de los centros urbanos. El inversionista estatal o privado asignado a construir estos corredores debe proveer lo siguiente:

- Deben interconectar puertos, zonas libres, centros de acopio y centros urbanos.
- Debe seguir estándares de tramo ancho para doble estiba.
- Los corredores terrestres deben estar interconectados con doble calzadas a los puertos, centros urbanos y centros de acopios o zonas libres.
- Para los corredores logísticos se deberá establecer fronteras de precios que no excedan ni deterioren la competitividad del país.

En este sentido, se hace relevante entonces ser selectivos al momento de escoger a operadores de terminales portuarias internacionales para asegurar que estos tengan las características que, indirectamente, facilitan la conectividad. Por dar algunos ejemplos de criterios que pudieran aplicarse, se listan a continuación que:

- Los operadores deben mantener actividades en por lo menos dos continentes.
- Deben contar con disponibilidad de equipos y tecnología de última generación.
- Deben tener conocimiento de la gestión público-privada con especial énfasis en la ley de concesiones del país donde desean establecerse.
- Se adapten a las exigencias laborales y sindicales de dicho país.

Los centros logísticos que fomenten el intercambio comercial tienen que tener un enfoque globalizado. Por ejemplo;

- Pertenecer a redes de logística internacional.
- Crear infraestructuras para Zonas Libres.
- Incentivos fiscales para proveedores logísticos en los primeros años, orientados al cero impuesto.
- Contar con facilidades refrigeradas cercanas a los terminales portuarios.

En resumen, estas inversiones deben ser concebidas dentro de un marco de beneficio al país y definir el impacto deseado en el PIB que garantice la sostenibilidad económica del país, ya que se ha demostrado que aquellos países que invierten en infraestructura y logística su velocidad de desarrollo incide directamente en el nivel de desarrollo social, lo cual debe ser la prioridad dentro del plan de desarrollo de cada Estado.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- *Anuario Estadístico de América Latina y el Caribe*. (2012). Santiago, Chile: Naciones Unidas.
- CEPAL. (2012). *Anexo Estadístico de Latinoamérica y el Caribe*.
- Doerr, O. (2011). Políticas Portuarias. Serie Recursos Naturales e Infraestructura, 159.
- Freight Transport and Logistics Mesoamerican Observatory. (2013). Assessment of Port Performance and Port Connectivity Study in Belize, Central America, and the Dominican Republic. Panama: Inter American Development Bank.
- Giordano, P., Harris, J., & Shearer, M. (2012). Estimaciones de Tendencias Comerciales de América Latina. Banco Interamericano de Desarrollo.
- Insight, I. G. (2013). U.S. Executive Summary.
- Organización Mundial de Comercio. (2012). Estadísticas del comercio internacional 2012. OMC.
- pancanal.com. (2013). Retrieved 2013 from Panama Canal.
- Powell, A., & Tavella, P. (2013). Revelation of Expectations in Latin America - Issue VIII. Banco Interamericano de Desarrollo.
- Rodriguez, J. P. Container Ports of the Americas. Hofstra University.
- Rosales, O., & Kuwayama, M. (2012). China y América Latina y el Caribe - Hacia una relación económica y comercial estratégica. Santiago: Naciones Unidas - CEPAL.
- Rozas Balbotin, P., Bonifaz, J. L., & Guerra-García, G. (2012). El Financiamiento de la Infraestructura - Propuestas para el desarrollo sostenible de una política sectorial. Santiago: Naciones Unidas.
- Sánchez, R. (junio de 2012). Estimación del tamaño máximo de buques portacontenedores en América del Sur 2012 - 2020. Boletín Marítimo (49).
- Tajada Comercial. Proyectos Rivales. Prensalibre.com, Guatemala.
- U.N. (July de 2013). UN Comtrade.
- Unidad de Servicios de Infraestructura. (10 de 2012). Una síntesis de la evolución de la economía mundial y del comercio marítimo de Centroamérica y el Caribe desde la crisis de 2009. Boletín FAL, 10.
- Unidad del Servicios de Infraestructura. (abril de 2013). El transporte marítimo de productos refrigerados en América del Sur: Comparación entre la costa oriental y la costa occidental. Boletín FAL.
- (Spring 2013). Shipping Marktes Outlook. London: Clarksons Research Studies.





6

Cadenas logísticas globales

PRINCIPALES ACTORES DE LAS CADENAS LOGÍSTICAS GLOBALES

Operadores de terminales portuarias

Los puertos marítimos o terminales portuarias son posiblemente las más importantes inversiones de infraestructura que un país puede hacer para el mejor desempeño de su comercio exterior y como uno de los principales eslabones en la cadena productiva. Los puertos son los principales puntos de salida o entrada de los mercados, razón por lo cual, las inversiones debidamente programadas en su construcción y mantenimiento son vitales para el desarrollo competitivo de los estados y regiones. Cerca de un 80% del comercio por volumen y más del 70% por valor, es manejado por vía marítima a nivel global. Estas cifras son aún mayores en los países en vías de desarrollo.

Según el reporte anual de Drewry acerca de los operadores globales de terminales de contenedores realizado en 2013, los operadores de terminales portuarias enfrentan considerables desafíos que se concentran básicamente en dos factores: el aumento del tamaño de los barcos y el crecimiento de la demanda de contenedores. En cuanto al tamaño de los barcos, el portacontenedor más grande del mundo ha cuadruplicado su tamaño desde 1992; por lo tanto, se deben realizar ajustes en la infraestructura y operaciones de los puertos en todo el mundo. Esto a su vez ha dado lugar a la formación de alianzas operativas como el recientemente anunciado por las navieras más grandes del mundo, el “P3” entre Maersk Line, Mediterranean Shipping Company (MSC) y CMA - CGM. Ahora, si bien es cierto que el crecimiento de la demanda de contenedores será débil en comparación con períodos anteriores, para el año 2017 se pronostica que la demanda exceda los 800 millones de TEU (TEU = unidad equivalente a un contenedor de 20 pies). En otras palabras, este crecimiento de 186 millones de TEU aproximadamente, es equivalente al rendimiento de todos los puertos de China en 2012, o incluso más de la totalidad del rendimiento combinado de Norteamérica, Europa y el Medio Oriente en el 2012 (Drewry, 2013). De esta manera

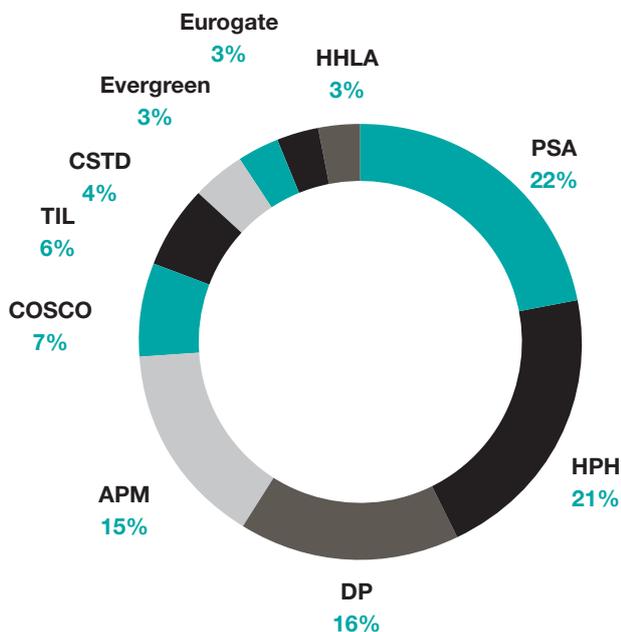
ponemos en contexto el crecimiento de la demanda de contenedores, que aunque pierde fuerza en relación a años anteriores, el aumento será significativo y afectará las operaciones en la industria portuaria en todo el mundo.

De acuerdo a un estudio de la Conferencia de Desarrollo y Comercio de las Naciones Unidas (UNCTAD), el tráfico de contenedores a través de los puertos marítimos incrementó un 5,9% llegando a 572,8 millones de TEU en el año 2011, el nivel más alto al que ha llegado este movimiento hasta el momento. Según el estudio, los puertos de China son –por mucho– los puertos con mayor movimiento de contenedores y mantienen la mayor participación de mercado con casi una cuarta parte del total, 24,2%. Medidos por el movimiento de las diferentes terminales portuarias, las mayores ciudades portuarias del mundo se encuentran en el medio y lejano oriente. De Europa aparecen Rotterdam en la décima posición, seguido de Hamburgo y Amberes como 14 y 15 respectivamente. De Estados Unidos solo encontramos a Los Ángeles en la posición 16 y Long Beach en la posición 20 (UNCTAD, 2012).

A nivel de operadores de terminales portuarias, PSA International de Singapur se mantiene en el primer lugar con 47,6 millones TEU, seguido de Hutchison Port Holdings (HPH) de Hong Kong con 43,4 millones TEU. Luego en tercero y cuarto lugar se encuentran muy cercanos DP World de Emiratos Árabes Unidos con 33,1 y APM Terminals de Holanda con 32 TEU respectivamente. Estos 4 primeros operadores globales representan de manera colectiva el 26,5% del tráfico portuario mundial de contenedores. Por otro lado, cabe destacar la presencia de China Shipping Terminal Development (CSTD) de China en la séptima posición, entrando entre los 10 primeros lugares de la lista por primera vez debido a los intereses que posee en 15 terminales en China y Estados Unidos (Drewry, 2012).

El Gráfico 6.1 muestra la participación de los 10 mayores operadores portuarios de acuerdo al porcentaje del tráfico mundial de contenedores en el 2011. No ha habido cambios recientes en el orden y *ranking* de los 5 primeros operadores. El resultado de los puertos de contenedores en el mundo es manejado por la cantidad de TEU y es una de las pocas medidas que permiten comparar a los puertos de forma global.

Gráfico 6.1: Principales operadores globales de terminales portuarias



Fuente: Drewry, 2012.

Operadores de terminales portuarias en América Latina

La localización de puertos en América Latina (AL) desde los tiempos de la colonia tuvo que ver con los primeros asentamientos y los mejores accesos marítimos que ofrece la geografía costera de los territorios colonizados. La mayor parte de los desarrollos portuarios fueron desarrollados por los estados latinoamericanos y los mismos se fueron quedando obsoletos por el poco conocimiento que tenían los gobiernos en esta industria, la falta de una estrategia marítima nacional de desarrollo, la falta de inversión planificada, los regulares cambios políticos de los gobiernos y, en algunos casos, poderosos sindicatos que obstaculizaron procesos de privatización. De acuerdo a una nota de la CEPAL, cerca de la mitad del desarrollo económico de los países de América Latina se debe al intercambio comercial, el cual pasa en gran parte por los puertos. Sin embargo, la infraestructura de las terminales marítimas de la mayor parte de los países de la región aún deja mucho que desear y podría convertirse en un obstáculo para el crecimiento si los estados no definen estrategias nacionales más allá del período de administración de sus gobiernos (CEPAL, 2011).

La mayor operadora de terminales portuarias del mundo, la singapurense PSA International, cuenta con puertos en Argentina y recientemente en la entrada Pacífica

en el Canal de Panamá. Por su parte la empresa de Hong Kong y segundo mayor operador global, Hutchinson Port Holdings es el operador global con mayor presencia en la región ya cuenta con puertos en Argentina, Bahamas, México, cuatro terminales portuarias más una intermodal en México y dos en Panamá.

La empresa con sede en Dubai, DP World, cuenta con terminales en Argentina, Perú, Surinam y República Dominicana. La terminal de Buenos Aires es la más grande de Argentina. La de República Dominicana se encuentra en Caucedo a 30 minutos de la capital, Santo Domingo y cerca a futuros desarrollos logísticos en la isla. En Perú, DP World Callao es una terminal nueva en el puerto de Callao a unos 15 Kms de la capital, Lima. Y en Suriname, Paramaribo es el puerto multipropósito principal a servir Surinam, maneja contenedores, ro-ro (*roll on-roll off*) y de carga suelta. El puerto recientemente se sometió a una reconstrucción importante, y hoy en día es la instalación más moderna de la Guayana Francesa.

La empresa con sede en La Haya, APM Terminals, es parte del grupo de capital danés, A.P. Moller-Maersk. Maneja terminales en Argentina, Perú, Brasil, México y próximamente en Costa Rica. El puerto multipropósito del Callao es la puerta de entrada al Perú —la cuarta economía más grande de América del Sur. El puerto se encuentra a tan solo 15 kilómetros de la ciudad capital, Lima, y es el más grande no solo en Perú, sino en toda la costa oeste de América del Sur.

La holandesa, Terminal Investment Limited (TIL) cuenta con puertos en Bahamas, Navegantes y Santos en Brasil.

Navieras

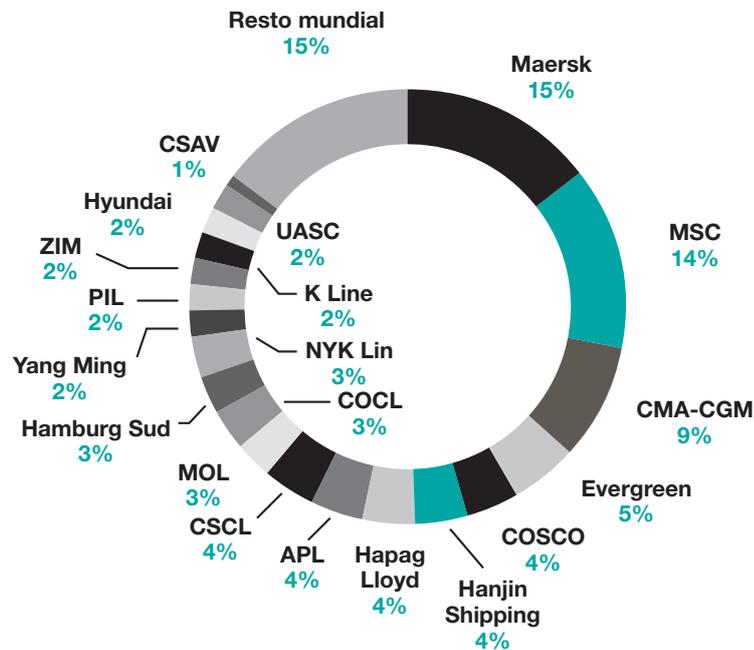
A principios de 2012, la flota mundial activa alcanzó 1.543 millones de toneladas de peso muerto (TPM) para el transporte marítimo comercial, con 104.305 barcos comerciales en servicio. Esto resultó en un aumento anual de casi 10% en relación a la flota mundial del 2011 (Revisión del Transporte Marítimo, 2012). A continuación, se muestra en el Gráfico 6.2 la jerarquización de las 20 mayores navieras en el mundo para el transporte de carga en contenedores en base a su capacidad TEU.

Maersk (Dinamarca) se destaca como la empresa líder con capacidad de 2,6 millones de TEU, equivalentes al 15% de la capacidad de movimiento de contenedores a nivel mundial. Seguidamente se encuentra MSC (Suiza) con 2,37 millones de TEU, un 13% de la flota mundial y, con unos 1,5 millones de TEU, está CMA-CGM que equivalen al 9% de TEU mundiales. El resto de las navieras poseen una capacidad de TEU menor al millón de TEU (Alphaliner, Agosto 2013). Sumando estas 3 navieras de capital europeo, estamos hablando de cerca del 30% de la capacidad global de carga en contenedores, lo que refleja la tendencia de concentración que venimos observando por los últimos años.

Según un comparativo de la UNCTAD, los resultados de enero 2011 al mismo mes de 2012, el mayor crecimiento en movimientos de contenedores lo registró la naviera Mitsui O.S.K. Lines o MOL (Japón), con un incremento en TEU de 23,6%, seguido de China Shipping Container Line (China) con un 20,9% de y Hapag-Lloyd (Alemania) con un 15,85% de crecimiento. Del otro lado tenemos a Compañía Sudamericana de Vapores o CSAV (Chile), quien sufrió un decrecimiento en su operación de 9.1%. (Alphaliner, 2013).

De acuerdo con el World Shipping Council, existen casi 500 líneas de servicio marítimo que ofrecen servicios de línea programados; permitiendo así la movi-

Gráfico 6.2: Principales navieras en el mercado de transporte de contenedores



Fuente: Alphaliner, 2013.

lización de bienes entre puertos a través de las mayores rutas de comercio del mundo. En el Cuadro 1.4 se muestran los TEU movilizados en el 2012 a través de las principales rutas de comercio: Este - Oeste y Norte - Sur (World Shipping Council, 2013).

De acuerdo con Drewry 2013, actualmente las navieras no están logrando equilibrar la capacidad de sus buques con la débil demanda de flujos de carga. Incluso cuando se pronostica que la demanda global de contenedores aumentará un 4,6% en el año 2013, el rápido crecimiento de la capacidad en las rutas de comercio generará un reto para las navieras. Por otro lado, se pronostica que las navieras generarán alrededor de USD 1.500 millones en ganancia colectiva en el año 2013. De hecho, si las navieras continúan ejecutando estrategias de reducción de costos y manejan su capacidad a nivel de las rutas de comercio podrían generar ganancias de hasta USD 5.000 millones. Sin embargo, estos resultados descansan completamente en manos de las navieras y cómo reaccionan al débil crecimiento de la demanda dentro de una era en que la capacidad aumenta.

Cuadro 6.1: Mayores rutas de comercio (TEU x 1000 transportados en 2012)

Rutas	Destino:				Total
	Oeste	Este	Norte	Sur	
Asia - América del Norte (NA)	7,529	14,421			21,95
Asia - Norte de Europa (NE)	8,959	4,406			13,365
Asia - Mediterráneo	4,371	1,875			6,246
Norte de Europa - NA	2,632	1,25			4,637
Asia - Medio Oriente	2,802	1,25			4,053
Australia - Lejano Oriente			1,072	1,851	2,923
Asia - Costa este de América del Sur			550	1,399	1,949
NE/ Mediterráneo - Costa este de América del Sur			824	841	1,665
NA - Costa este de América del Sur			667	574	1,241

Fuente: World Shipping Council, 2012.

PRESENCIA DE LAS NAVIERAS PRINCIPALES EN AMÉRICA LATINA

A diferencia de los otros modos de transporte, en el caso de las navieras podemos confirmar que la mayoría de las más grandes navieras del mundo ofrecen servicios hacia o desde puertos de América Latina. Las dos mayores navieras a nivel global, la danesa Maersk y la suiza MSC tienen un *hub* regional de operaciones en Panamá, aprovechando la estratégica posición geográfica de Panamá para servir los mercados latinoamericanos.

De acuerdo al resumen estadístico 2011 de COCATRAM, los mayores flujos de carga de Centroamérica provienen de América del Norte que alcanzando en ese año 24.521,08 miles de Tm desembarcadas, equivalentes a 41,64%, Estados Unidos originó el 83,41% de este desembarque. El segundo lugar de importancia lo ocupa América del Sur con 18,88%, destacándose principalmente los desembarques de Colombia, Chile, Ecuador y Venezuela que representan respectivamente el 58,93%, 14,74%, 12,30% y 9,66% de desembarques de esta región. Asia ocupó el tercer lugar en cuanto a los orígenes de la carga en Centroamérica destacándose los desembarques provenientes de China, Corea, Hong Kong y Filipinas.

En relación al destino de la carga, América del Norte se alza siempre en primer lugar, con embarques que representaron el 51,80%, mayoritariamente dirigidos hacia Estados Unidos (91,94% del embarque hacia esta región). Europa desplazó a Amé-

rica del Sur en el segundo lugar, captando un 10,49% de los embarques del istmo, dichos embarques se concentran principalmente en Holanda, Reino Unido, Italia, Alemania y España que en conjunto acumulan el 84,68% de estos embarques. Asia representó el tercer lugar y América del Sur el cuarto lugar.

Dentro de las 20 mayores navieras solo existe una del subcontinente sudamericano y es la chilena Compañía Sudamericana de Vapores (CSAV) en el lugar 20. CSAV es la naviera más grande de Latinoamérica.

Otras navieras regionales son la también chilena, Compañía Chilena de Navegación Interoceánica (CCNI), el consorcio de navieras que forman la brasileña Libra (ahora parte de CSAV), y en menor escala de Argentina, Marítima Maruba.

Intermediarios

Los intermediarios son aquellas organizaciones destinadas a ofrecer servicios de logística internacional atendiendo directamente a los clientes finales como importadores o exportadores. Como intermediarios tenemos a los agentes de carga, también conocidos como consolidadores de carga u operadores logísticos. En inglés se les conoce como *freight forwarders* y *third party logistics* o “3PL”. Estas empresas ofrecen primordialmente servicios de coordinación de embarques a compradores, encargándose de la recolección, reservas necesarias y entrega de las mercancías a los transportistas en el tiempo y forma acordados con sus clientes.

Dependiendo del tipo de agente, pueden ofrecer servicios desde consolidación de “carga suelta” (carga no suficiente para completar un contenedor), carga aérea, multimodal y cargas especiales; hasta asesoría en administración de cadenas de suministros. Una carga especial puede ser una carga sobre dimensionada y se refiere a una carga que por sus dimensiones no cabe dentro de un contenedor marítimo, un contenedor aéreo o tarima (*pallet*) aérea de carga. Los agentes de carga también ofrecen servicios para productos perecederos, cargas peligrosas, medicamentos, alta tecnología, arte, eventos especiales y valores. Los compradores generalmente los utilizan como una extensión tercerizada de sus empresas en el exterior ya que actúan en su representación ante proveedores, almacenistas, transportistas y autoridades en otros países. La contratación externa de servicios logísticos puede traducirse en grandes ventajas de reducción de costos para aquellos productores y distribuidores que requieren de estos servicios debido a la flexibilidad y soporte que estos intermediarios pueden ofrecer.

En el siguiente Gráfico 6.3 se muestra el top 10 de los mayores operadores logísticos globales de acuerdo a sus ingresos en el 2011 (Supply Chain Digital, 2013).

Haciendo un análisis sobre los agentes de carga globales, una de las primeras anotaciones que podemos hacer es que de las 10 primeras organizaciones globales, siete son europeas y solo tres son de capital norteamericano.} Igualmente interesante es saber que las tres mayores del mundo, según este estudio son actualmente de capital alemán. Seguramente esto está relacionado con el hecho de que Alemania es el país más avanzado del mundo en temas de logística y en ese orden de ideas, muy probablemente esto esté relacionado a la gran fortaleza de este país como la economía líder de Europa y entre las más importantes del mundo.

El mayor operador del mundo, DHL, es por mucho la mayor empresa logística del planeta y un gigantesco consorcio de empresas logísticas relacionadas. Aproximada-

mente la mitad de los ingresos de esta organización provienen del negocio de administración de cadenas de suministro o logística almacenaje.

Este fuerte negocio proviene a su vez de su adquisición en 2005 de la inglesa Exel quien manejaba una cartera de clientes claves en Norte y Sur América. En adición a la agencia de carga, DHL tiene otras divisiones de negocio como el correo *express*, paquetería y su propia aerolínea de carga. El consorcio DHL es parte de la empresa estatal de correos de Alemania, Deutsche Post. Después de un agresivo proceso de adquisiciones a finales de los 90, DHL cuenta con una extensa red de oficinas propias en prácticamente todos los países del mundo incluyendo Centro y Sudamérica.

En segundo y tercer lugar encontramos dos empresas originalmente alemanas, Kuehne + Nagel y DB Schenker. KN es el más grande operador de carga marítima y el tercer jugador en carga aérea en el mundo. También manejan una buena parte de su volumen de negocios a través de su división de logística por contratos o *contract logistics*. Las principales industrias que sirven son: aeroespacial, automotriz, bienes de consumo de rápido movimiento, alta tecnología, industrial, petrolera, farmacéutica y la industria de venta al detal.

DB Schenker es el operador logístico y de transportes del grupo de empresas del ferrocarril alemán, Deutsche Bahn. Hoy día más de la mitad de los ingresos del grupo provienen sus operaciones logísticas. Es el mayor operador terrestre de Europa manejando el equivalente a más de 100.000 camiones de carga al día por vía férrea. Su división de logística por contratos colabora en la fabricación de más de seis millones de automóviles al año y operan más de seis millones de metros cúbicos de instalaciones logísticas alrededor del mundo. Este operador tiene una fuerte presencia en la industria automotriz, pero también sirve a la farmacéutica, de alta tecnología, bienes de consumo, ferias, transportes especiales e importantes eventos deportivos. Schenker también cuenta con una fuerte presencia en América Latina con oficinas propias y agentes por más de 30 años.

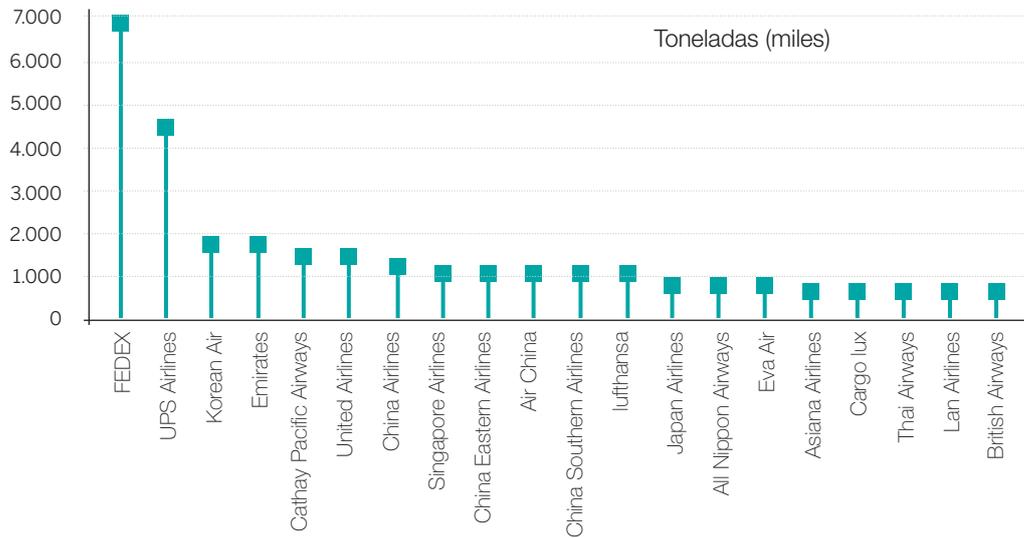
Ceva Logistics es el resultado de la fusión en el año 2007 de dos empresas complementarias, TNT Logistics y Eagle Global Logistics (EGL). Basada en Holanda, CEVA es uno de los mayores operadores sin activos de la cadena de suministro y cuentan con cerca de 49.000 empleados en unos 160 países alrededor del mundo incluyendo más de 20 países en Latinoamérica. Los sectores en que enfocan sus servicios son: automotriz, industrial, consumo y venta al detal, tecnología y de energía.

Cabe destacar que el principal accionista de Ceva es el grupo de inversión privada Apollo Management y que la empresa acaba de hacer una exitosa recapitalización de sus finanzas.

C. H. Robinson de Estados Unidos y DSV de Dinamarca son empresas fuertemente desarrolladas en sus regiones de origen con servicios domésticos, transportes por carretera y despachos aduanales. En relación a las anteriores y a Panalpina, estas empresas tienen una menor participación en América Latina.

Cabe hacer mencionar de Panalpina como otro de los más importantes operadores a nivel global con cerca del 50% de sus ingresos basados en servicios de carga aérea. Panalpina utiliza aviones cargueros alquilados todo el año y ruteados en una red de *hubs* estratégicamente seleccionados para el manejo de carga entre Europa, América y Asia. Panalpina fue el primero de los grandes operadores globales en abrir oficinas propias en Latinoamérica en los años 60 y 70. Un 35% de su facturación actual pro-

Gráfico 6.3: 20 Mayores líneas aéreas por volumen de carga (2010)



Fuente: Air Cargo World, 2011.

viene de las Américas siendo más fuerte la participación de su área de Norteamérica (Estados Unidos y Canadá).

No podemos dejar de mencionar a la única empresa logística de sudamericano entre las mayores 40 es la brasileña América Latina Logística (ALL). ALL es un consorcio de transporte ferroviario conectando seis estados claves de Brasil con tres países de Mercosur como lo son Chile, Argentina y Uruguay. Sus operaciones se suscriben al transporte por tren, manejo de terminales portuarias y almacenamiento.

Similar al caso de las navieras, los principales operadores logísticos del mundo hacen negocio en Latinoamérica algunos con oficinas propias y en otros a través de agentes exclusivos. Los dos mayores operadores globales tienen oficinas propias en casi todos los países de Latinoamérica y en muchos casos han invertido en grandes almacenes o bodegas para manejar inventarios, cruce de muelles o sofisticados centros de distribución para diversas industrias. En la mayor parte de los casos los operadores logísticos manejan clientes globales que ganan o pierden a través de regulares licitaciones a nivel local, regional o global. Los servicios que pueden ofrecer los operadores pueden ir desde una simple coordinación de embarques hasta todas las funciones de una cadena de suministro. Los operadores se convierten en una extensión operativa de sus clientes multinacionales los que pueden tercerizar procesos no estratégicos para sus organizaciones como pueden ser los servicios de transportes internacionales, almacenaje y distribución. Un importante punto de distribución regional es la Zona Libre de Colón en Panamá, la cual ofrece interesantes ventajas competitivas para importadores, distribuidores y representantes de marcas.

La mayor parte de los agentes de carga globales tienen presencia en América Latina ya sea a través de oficinas propias o agentes exclusivos. Siguiendo la expansión de su cartera multinacional de clientes, los más grandes operadores tienen oficinas propias en las mayores economías de la región como Brasil, México, Argentina, Colombia y Venezuela. En determinados mercados han comprado operadores buscando aumentar su cartera de clientes y en otros, han buscado ampliar su infraestructura local. Por obvias razones los agentes globales trabajan con agentes exclusivos o no exclusivos en mercados pequeños principalmente del Caribe y Centroamérica.

Transporte aéreo

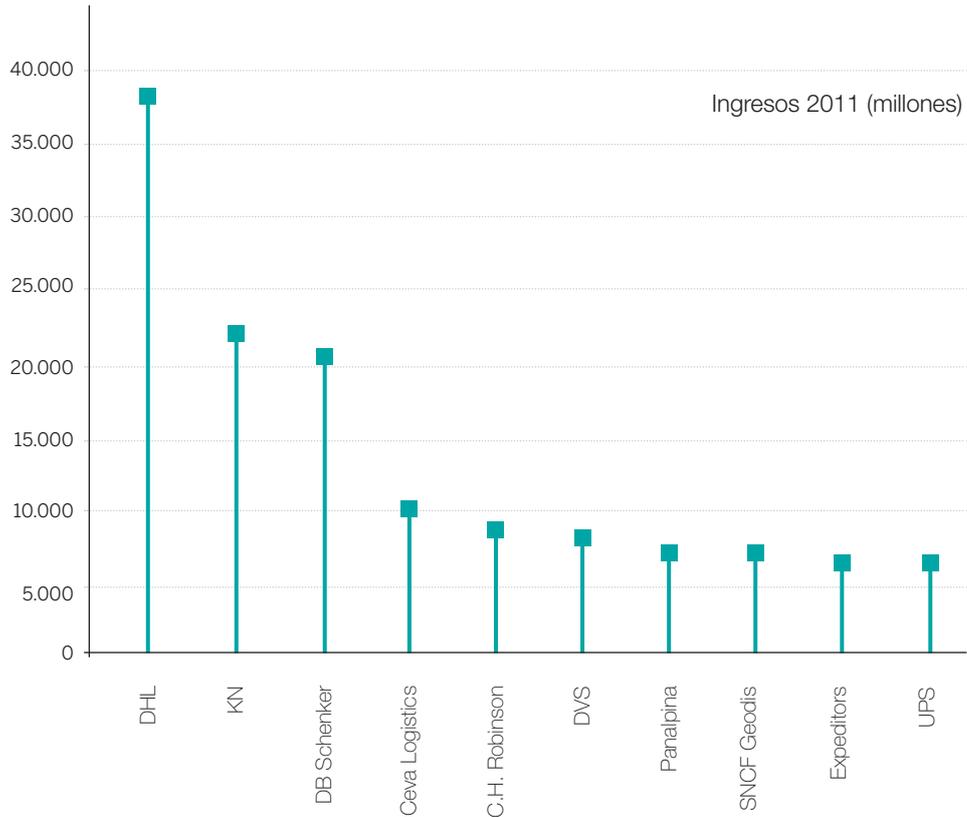
El transporte de carga aérea juega un papel importante en la logística y el comercio internacional. La carga aérea representa alrededor del 2% del volumen del comercio mundial; el resto de la carga mundial es transportada vía marítima y terrestre. Sin embargo, ese 2% es equivalente al 35% del valor monetario de la carga mundial según afirma Michael Steen, Vicepresidente Ejecutivo y Director Comercial de Atlas Air en el *Journal of Commerce* 2013 (JOC). Esto nos lleva a concluir que los productos transportados vía aérea tienen un alto valor y/o deben ser transportados en un corto periodo de tiempo.

Entre los cinco primeros lugares de las más importantes aerolíneas de carga se encuentran FedEx, UPS Airlines, Korean Air, Emirates Airlines y Cathay Pacific Airlines. FedEx Express como división del negocio de FedEx Corp., se encuentra en el primer lugar de aerolíneas de carga con 6,9 millones de toneladas transportadas en el 2010. Recientemente FedEx Express ha incrementado su conectividad y eficiencia a través del globo con reemplazos de su flota aérea con Boeing 757s y Boeings 777Fs y ofreciendo servicios en más de 220 países, incluyendo servicios domésticos express en 18 países. Una de las rutas más significativas FedEx Express lanzó recientemente fue la del Boeing 777F que conecta el hub de FedEx en Memphis Tennessee con Corea del Sur con cuatro vuelos directos a la semana. De esta manera se conecta Estados Unidos, Canadá y América Latina con Seúl, Corea del Sur en dos a tres días.

Por otro lado UPS Airlines ofrece servicios para enviar cartas y paquetes pequeños no imponibles a 34 países europeos desde Hong Kong y 18 países con paquetes pequeños imponibles. En total UPS ofrece 60 destinos desde 185 países y territorios en el mundo. En tercer lugar, con casi 2 millones TEU transportados en el 2010, se encuentra Korean Air. Korean Air Cargo opera 26 aviones de carga y 118 vuelos de pasajeros con vuelos a 39 países y 106 ciudades. Seguidamente se encuentra Emirates SkyCargo el cual el tamaño de la flota se totalizó en 10 aeronaves el año pasado llegando así a rebasar los 2 millones de toneladas movilizadas en el 2012. Emirates SkyCargo cubre 130 destinos a través de seis continentes.

En el siguiente Gráfico 6.4 se muestra el ranking de las aerolíneas por volumen de carga programada durante el año 2010. Este ranking fue elaborado por Air Cargo World e incluye el total de los vuelos domésticos e internacionales; se muestra en miles de toneladas. Adicionalmente, se muestran las 10 más grandes aerolíneas globales elaborado por Supply Chain Digital en el 2011 de acuerdo al tamaño de su flota, la cantidad de destinos que ofrecen, y las órdenes que recibieron.

Gráfico 6.4: 10 Mayores transitarios globales por ingresos (2011)



Fuente: Supply Chain Digital, 2013.

En el caso de las aerolíneas de carga, hay una similar situación a la de las navieras ya que a nivel de América Latina no encontramos representación de ninguna aerolínea dentro de las 10 mayores del mundo. El mercado de carga aérea latinoamericano ha tenido poco desarrollo y esto puede ser una consecuencia del bajo desempeño que han tenido las pocas aerolíneas del subcontinente. Otro elemento que seguramente ha influido en esta industria tiene que ver con el valor del producto exportable de América Latina en comparación con otras regiones. Como sabemos, el costo de transporte aéreo puede ser de 5 a 10 veces superior al costo marítimo dependiendo del volumen o la densidad de las mercancías. De esa manera, los productos mayormente transportados por vía aérea son productos de alto valor, rápidamente perecibles, o muy pequeños para su transportación marítima. De esa manera podemos encontrar productos de alta tecnología, medicamentos o productos farmacéuticos, repuestos en general, en adición a piezas de arte, ciertas frutas, ciertos pescados o mariscos, repuestos en general, pequeños paquetes,

cartas y correo expreso. Con la excepción de ciertos productos del sector primario, América Latina no es un gran exportador del resto de los *commodities* mencionados, razón por la cual, aunque los aviones lleguen cargados, la mayor parte de ellos no tienen carga regular y durante todo el año.

Transporte terrestre

El transporte de carga terrestre es indispensable para el comercio internacional, el comercio doméstico y la cooperación económica exterior, ya que en algún punto de cualquier servicio de comercio internacional, la carga tiene que ser transportada mediante carretera. Además, se utiliza mayormente cuando las distancias son medianas o cortas entre países a lo largo de los continentes. Según un estudio realizado por World Bank en el 2013, más del 80% del tráfico comercial vía terrestre en la mayoría de las regiones es hecho mediante carreteras. Otros métodos de transporte terrestre son vía ferrocarril y por transporte intermodal. El transporte de carga intermodal se refiere al movimiento de carga utilizando al menos dos medios de transporte diferentes en un viaje desde el origen hasta su destino, por ejemplo por carretera/ferrocarril, o carretera/río pero utilizando una tasa única y sin manejar la carga o producto, simplemente se maneja la unidad de carga como contenedores, paletas, cajas móviles o semirremolques.

Debido a la naturaleza del negocio, su alto componente local y la fuerte competencia nacional; no existen empresas globales solamente dedicadas al transporte terrestre. Lo que sí encontramos son actores globales como navieras, aerolíneas y operadores logísticos que ofrecen el camionaje y/o transporte ferroviario, como parte de sus servicios. De tal forma, estos agentes, prestan servicios multimodales o intermodales como valor agregado al principal servicio internacional ofrecido. Un ejemplo de esto es el caso de la naviera Maersk, que ofrecía a sus clientes un servicio propio de recolección o entrega de contenedores a través de una división de negocios llamada Bridge Intermodal Transport (B.I.T). La intención de la naviera de integrar este servicio como parte de su portafolio de servicios y afectando el precio de los mismos, era vista por las empresas locales como una competencia desigual. Por este y otros motivos, la naviera más grande del mundo decidió desahacerse de este negocio en la mayor parte de los territorios donde operaba.

Por otro lado tenemos a las aerolíneas, especialmente las dedicadas al transporte de carga y la paquetería. Ejemplos como Fedex, UPS y DHL son entre los más conocidos en el mundo con servicios propios terrestres pero donde el principal negocio es el transporte aéreo. A pesar de que estas empresas pueden mover considerables volúmenes de carga terrestre, la mayor parte de este servicios es complementaria al principal negocio de entregas *express* o de carga aérea.

También existen los intermediarios u operadores logísticos globales con fuertes movimientos de carga terrestre, por ejemplo: DB Schenker, Kuehne + Nagel y Ceva Logistics. Estos operadores igualmente con significativos movimientos terrestres dentro de su modelo de negocios pero donde su mayor negocio es el transporte internacional aéreo o marítimo. Los agentes de carga manejan sus propios equipos principalmente en sus países o regiones de origen pero no de forma global.

La participación propia de estas empresas en la región latinoamericana es mínima comparada con la que puedan tener en sus regiones de origen. En términos

generales, estas empresas manejan sus propios equipos en Norteamérica y Europa más no en el resto de los subcontinentes. En América Latina la mayor parte de estos actores logísticos ha tercerizado los servicios terrestres o han firmado acuerdos de servicio con transportistas locales o regionales.

El mercado de empresas o transportistas terrestres es por su propia naturaleza desarrollado principalmente a nivel local o por áreas de varios países. No encontramos operadores de transporte terrestres a nivel global y muy pocos a nivel regional. En América Latina esta industria parece estar segmentada en operadores norteamericanos, principalmente empresas estadounidenses que manejan los corredores terrestres desde Canadá hasta México. Luego tenemos el mercado centroamericano con algunos transportistas con equipos y servicios desde Guatemala hasta Panamá. También se da el mercado andino con proveedores dedicados al movimiento de mercancías principalmente entre los grandes mercados de Venezuela y Colombia y en menor medida Ecuador y Perú. Igual podemos mencionar los grupos del Mercosur que básicamente se manejan entre los colosos Brasil y Argentina, y a menor escala Uruguay, Paraguay, Bolivia y Chile. El negocio del transporte terrestre suele ser un negocio muy competido con bajos márgenes de ganancia y muchas empresas de tipo familiar. Por lo general, ha sido afectado por barreras no arancelarias de los países que han pretendido proteger operadores locales, controlar el contrabando de cualquier tipo y usualmente relacionado a grupos sindicados.

MODALIDADES CORRIENTES DE CONTRATACIÓN DE LOS SERVICIOS, TENDENCIAS

En términos generales podemos decir que las modalidades de contratación o términos comerciales más usados hasta el año pasado eran “franco a bordo” o FOB por sus iniciales en inglés y el “costo, seguro y flete” o CIF. FOB es el término para delimitar la responsabilidad de entrega del agente vendedor o proveedor hasta que la mercancía haya sido cargada sobre el barco en el puerto de salida acordado. Esto incluye los costos portuarios y aduaneros necesarios para la exportación. CIF es el término utilizado para delimitar la responsabilidad del vendedor hasta que la mercancía haya sido bajada del buque en el puerto de destino acordado. Este término incluye todos los cargos de exportación hasta el descargue de la carga incluyendo un seguro mínimo de transporte de mercancías.

Los términos utilizados exclusivamente para el transporte marítimo son:

- FOB = Libre abordó - nombre del puerto de embarque convenido
- FAS = Libre al costado del buque - nombre del puerto de embarque convenido
- CFR = Costo y flete - nombre del puerto de atraque convenido
- CIF = Costo, seguro y flete - nombre del puerto de atraque convenido

Dentro de estos términos, los de uso más frecuente son FOB, CFR y CIF. Su uso es para el modo de transporte marítimo, ya que deben ir relacionados con un buque y puertos. En otras palabras, el término solo no tiene relevancia a menos que sea

usado antes del puerto marítimo acordado de exportación o de importación de las mercancías. Otro término exclusivo del transporte marítimo, pero menos usado por el tipo de mercancía al que se debe aplicar es, FAS. Igualmente la abreviatura debe ir seguida por el puerto de embarque e implica que el vendedor es responsable de entregar la carga hasta un costado del buque en el puerto de carga convenido. Se ocupa básicamente para cargas sobredimensionadas, cargas para grandes proyectos de infraestructura o cargas a granel. Para el nuevo término de los Incoterms ® 2010, DAT o “entregado en terminal” de destino acordada, el vendedor cumple su obligación al entregar su mercadería sobre el puerto, aeropuerto, terminal terrestre o zona franca de destino convenido. Uno de los términos que reemplaza DAT es DEQ o “entrega en muelle”, que era principalmente usado para mercancías sobre dimensionadas o a granel transportado por vía marítima.

Para el modo de transporte aéreo usualmente se ocupaban los términos:

- CPT = Transporte pagado hasta - lugar de entrega convenido en destino
- CIP = Transporte y seguro pagado hasta - lugar de entrega convenido en destino
- DAP = Entrega en un punto - lugar de entrega convenido en destino
- DDP = Entrega derechos pagados - lugar de entrega convenido en destino

El término CPT obliga al vendedor a entregar la carga hasta el punto de destino acordado con su cliente y su responsabilidad termina cuando entrega al transportista en destino. Mismo caso para el CIP solo que incluye el seguro de transporte. Para el término DAP, el vendedor se compromete a entregar los bienes hasta el lugar de entrega acordado con su cliente, que regularmente es su almacén o punto de venta en el mercado de destino, incluidos todos los costos de importación menos los derechos e impuestos a pagar por el importador. Este es uno de los dos nuevos términos de los Incoterms ® 2010 y reemplaza a los antiguos DAF, DDU y DES. La contratación DDP es similar al DAP pero en la cual el vendedor inclusive paga los derechos e impuestos de importación. Este tipo de contrataciones es mayormente usado cuando los agentes deben entregar en puntos o lugares específicos y aunque antes era utilizado principalmente para el transporte aéreo, hoy día pueden servir para cualquier modo de transporte.

Un término típicamente utilizado en el transporte terrestre o carretero era el término DAF o “entregado en frontera” que fue recientemente reemplazado por el DAP. En este tipo de contratación el vendedor tenía que entregar la mercancía antes de pasar aduanas en la frontera del país exportador. Con el cambio a DAP, los proveedores pueden usarlo en cualquier modo de transporte.

Es importante aclarar que con la implementación de las nuevas reglas de los Incoterms ® 2010, a partir del año 2011 la definición del verbo entregar, no solo se refiere a cuando el vendedor pone los bienes disponibles en el lugar acordado con el comprador, sino que también debe ser con el transportista convenido y en el tiempo convenido. De la misma forma, se entiende que dependiendo del término contratado, el vendedor cumple el acto de entrega aunque no lo haga directamente al comprador, pero al transportista u operador logístico seleccionado por su cliente.

Las organizaciones mayormente interesadas en lograr entrar a nuevos mercados o comercializar sus productos en lugares altamente competidos, se ven obligadas a ofrecer sus bienes puestos en el punto más cercano a los clientes por lo que venden

en términos CIF o CFR. De tal forma el proveedor, toma la mayor responsabilidad del producto al transportarlo y asegurarlo o no, hasta el destino final; minimizando el riesgo de los compradores. En otras palabras los términos CFR y CIF son más utilizados por los productores con bienes de baja diferenciación o tecnificación que es el caso de la mayor parte de los productos de América Latina.

Por otro lado, los agentes vendedores con productos mayormente diferenciados o menos competidos no tienen la necesidad de tomar mayores riesgos ya que los compradores tienden a buscar sus productos y toman la responsabilidad desde su punto de origen, por lo que venden en términos FOB o EXW. La diferencia de estas empresas es que sus productos son más codiciados por los consumidores de tal forma, los consignatarios o distribuidores estarán más interesados en buscar las mercancías donde sea necesario para llevarla a sus mercados.

Los productos del sector primario como frutas o verduras, por ser perecederos, son generalmente comercializados en términos EXW planta de producción o FOB puerto de despacho. En este caso, los productores –que en su mayor parte son PyME– siembran en base a la demanda de los mercados –entiéndase, en base a pedidos de sus compradores– por lo que su mayor compromiso después de la cosecha es el de llevar sus productos de la manera más rápida y segura posible a las plantas empacadoras para su efectiva entrega a los compradores en contenedores marítimos o aéreos debidamente preparados para un transporte refrigerado. De esta forma los productores limitan su responsabilidad hasta la planta empacadora o puerto de embarque.

Debido a los graduales cambios en la forma de compras de los consumidores como el creciente uso internet, compras directas a los fabricantes –eliminando intermediarios y el aumento hasta un 90% de la carga marítima transportada en contenedores, existe una tendencia mundial por el uso de términos de comercialización con modos multimodales o intermodales. De tal forma, principalmente los embarcadores o consignatarios han dejado de usar contratos que impliquen un solo modo de transporte o la tradicional negociación de puerto-a-puerto y han pasado a trabajar mayormente con transportes multimodales o del tipo puerta-a-puerta. Para esta nueva tendencia global, los comerciantes prefieren usar términos como: EXW, FCA, CPT y CIP. Dependiendo del tipo de negociaciones que logren firmar los involucrados en un contrato de compraventa, así será el transporte principal que deberán utilizar y el “incoterm” a escoger.

De tal forma, para las negociaciones que implican entregas en origen, los compradores tendrán opciones como EXW o FCA. La tendencia es que los compradores están buscando trabajar a través de operadores logísticos que se encarguen de recolectar sus mercancías en los diferentes puntos de entrega en origen y usar los medios que sean necesarios para hacerlas llegar a su destino final, de ser posible, con un solo documento de embarque.

Por otro lado, las negociaciones que implican entregas en destino, los vendedores tendrán opciones como CPT o CIP. En este caso la tendencia también es de negociaciones con operadores logísticos o 3PL, por sus siglas en inglés (*third party logistics*) para entregar sus productos en los puntos acordados con sus clientes usando los medios de transporte que sean necesarios y con un solo punto de contacto.

En ambos casos los clientes exigen completa visibilidad de todos los puntos que toca su cadena de suministros por lo que los operadores logísticos están cada vez más

invirtiendo en tecnología para llevar los mejores controles sobre cada evento involucrado en la cadena de suministros, además de medidores de desempeño según sean requeridos por sus clientes.

A pesar de que los Incoterms ® son términos comerciales de uso práctico internacional no todos los comerciantes entienden plenamente sus implicaciones por lo cual es de fundamental importancia su estudio y correcta aplicación en cualquier negociación contractual que implique dos o más países. Al manejar la terminología incorrecta, los proveedores o consignatarios podrían caer en disputas comerciales y legales en casos de cualquier tipo de siniestro. Debido a su involucramiento, estos términos son regularmente manejados por los agentes intermediarios como: agentes de carga o *freight forwarders* y agentes o corredores de aduanas. Los agentes de carga los utilizan para delimitar la cobertura en las cotizaciones de los servicios que ofrecen ya que regularmente ofrecen servicios integrales involucrando servicios adicionales a los fletes internacionales como despachos de aduana, almacenamiento, entregas y distribución. Igualmente son de vital importancia para los agentes o corredores aduanales ya que ellos deben establecer el valor ante aduanas contemplando todos los costos involucrados en el término CIF antes de aplicar los respectivos aranceles de importación.

ACTORES COMO CADENA DE VALOR

- a. Términos y condiciones de servicios
- b. Servicios de valor
- c. Fusiones, adquisiciones, concentración
- d. Tendencias globales y en América Latina

En su libro publicado en 1985, “Ventaja Competitiva, Creando y Sosteniendo un Desempeño Superior”, el gurú la gerencia moderna Michael Porter describe la cadena de valor como un modelo teórico sobre el desarrollo de las actividades que debe hacer una empresa u organización para generar valor al cliente final. Cada jugador en la cadena debe agregar un valor y ese valor final es determinado por la cantidad extra que los consumidores están dispuestos a pagar los productos o servicios ofrecidos. En este caso, estudiaremos cómo los principales actores –descritos en el primer punto– agregan valor a los clientes globales y brindan soluciones integrales a las necesidades de los consumidores.

De acuerdo a un informe de la Agencia de Desarrollo Internacional de Estados Unidos (USAID) del año 2009, la gobernabilidad es una función dinámica de las cadenas de valor que caracteriza las relaciones o los vínculos que existen entre las partes interesadas. De allí que la gobernabilidad sea importante para nuestro análisis ya que se relaciona con la capacidad de una parte para determinar, controlar y/o coordinar las actividades de otros actores en la cadena de valor agregado. En otras palabras, quien manda, pone precios, adquiere capacidades de producción, controla accesos a mercados y distribuye los beneficios o ganancias en la cadena de valor de las actividades logísticas globales. Uno o varios agentes pueden establecer parámetros con los que los demás eslabones de la cadena deben operar. Las partes interesadas responsables de establecer parámetros pueden ser una o más empresas de la cadena, actores activos del entorno o una combi-

nación de ambos. Distintos actores pueden ejercer más o menos influencia en los mercados y el alcance del impacto de un actor puede afectar a toda una economía o a una industria específica.

Los actores de la cadena de valor en logística internacional son:

- Operadores de terminales portuarias
- Líneas navieras
- Líneas aéreas
- Transportistas terrestres
- Operadores logísticos
- Cadenas minoristas, mayoristas o distribuidores

Cadenas minoristas, mayoristas o distribuidoras

Aun cuando en la cadena de valor cada uno de los actores juega un papel importante y sus relaciones son complementarias, quien lleve la posición dominante dependerá de varios factores cuantitativos y puede variar dependiendo del mercado. En los grandes mercados de consumo como lo son Europa y Estados Unidos, las grandes cadenas detallistas, mayoristas o distribuidoras, debido al volumen de carga en las rutas desde Asia hasta sus mercados, tienen una mejor posición negociadora y por lo regular son la voz de mando en sus rutas. Esto quiere decir que son los clientes y no los prestadores de servicios logísticos lo que dirigen y controlan la cadena. De esta forma, el resto de la cadena busca cumplir con los requerimientos de servicio de los clientes que pagan por el servicio. De tal forma, los clientes manejan contrataciones directas con las líneas navieras a través de licitaciones periódicas y en donde negocian, utilizando sus grandes volúmenes. Igualmente existe una tendencia de estas grandes cadenas de negociar con operadores logísticos globales para el manejo integrado de sus complejas cadenas de suministro, incluyendo servicios de rastreo y seguimiento a través de sofisticados programas de software. Algunos programas pueden dar seguimiento a nivel de orden de compra (PO) o unidad (SKU). Este tipo de servicios ofrecidos por algunas navieras, pero principalmente por los operadores logísticos, son considerados servicios de valor añadido para los clientes. Y es que al ofrecer visibilidad sobre su cadena de suministros, los clientes pueden notar con anticipación sobre situaciones en sus órdenes de compra y tomar medidas correctivas.

Líneas navieras, aerolíneas o transportistas terrestres

En los mercados de consumo donde no existen grandes cadenas minoristas que manejan importantes volúmenes de carga, las navieras tienden a manejar las actividades de la cadena. De esta forma, son las navieras, quienes controlan las rutas y las capacidades, las que establecen precios sobre los servicios ofrecidos afectando el resto de los actores de la cadena. Al igual que las navieras, las aerolíneas, los transportistas terrestres y, los actores de transporte en general, tiene un mayor control sobre los precios de venta de sus servicios, en la medida en que tengan menos competencia en los mercados donde operan. En este caso los grandes operadores logísticos toman mayor relevancia en la cadena ya que tienen un mayor poder de negociación con las navieras que el que puedan tener los clientes de manera independiente.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Alphaliner (Agosto, 2013). Top 100. Recuperado de: <http://www.alphaliner.com/top100/>
- Air Cargo World (2011). Mayores 50 transportistas aéreos. Recuperado de: <http://www.aircargoworld.com/Air-Cargo-News/wp-content/uploads/2011/09/Top-50.jpg>
- CEPAL (Junio, 2013). Movimiento contenedorizado de América Latina y el Caribe, Ranking 2012. Recuperado de: <http://www.eclac.cl/cgi-bin/getProd.asp?xml=/Transporte/noticias/noticias/7/49997/P49997.xml&xsl=/Transporte/tpl/pif.xsl&base=/perfil/tpl/top-bottom.xsl>
- CEPAL (Agosto, 2011). Infraestructura logística portuaria podría transformarse en el cuello de botella de Latinoamérica. Nota de la CEPAL no. 68. Recuperado de: http://www.eclac.cl/notas/68/EnFoco_2.html
- COCATRAM (2011). Resumen Estadístico 2011. Red de estadísticas marítimas portuarias del istmo Centroamericano. Recuperado de http://www.cocatram.org.ni/Estadisticas_Portuarias_2011.pdf
- Drewry (2012). Los operadores de terminales globales e internacionales permanecen dinámicos. Recuperado de: <http://www.drewry.co.uk/news.php?id=149>
- Drewry (2013). El sector de puertos de contenedores permanece dinámico y lucrativo a pesar de los numerosos cambios. Recuperado de: <http://www.drewry.co.uk/news.php?id=229>
- Supply Chain Digital (2013). Top 10 de firmas logísticas por ingresos. Recuperado de: http://www.supplychindigital.com/top_ten/top-ten-logistics-firms-by-revenue
- UNCTAD (2012). Revisión del transporte marítimo. Recuperado de: http://unctad.org/en/PublicationsLibrary/rmt2012_en.pdf (e-ISBN 978-92-1-055950-8)
- World Shipping Council (2013). Rutas de comercio. Recuperado de: <http://www.worldshipping.org/about-the-industry/global-trade/trade-routes>





7

Anexos

Anexo 7.1: América Latina: despliegue de fibra óptica en las redes de acceso

Categoría	Indicador	Fuente	
Asequibilidad	Costo de instalación de banda ancha fija residencial normalizado por PIB per cápita	UIT	
	Precio de servicios de telecomunicaciones que permiten acceder a la digitalización a usuarios individuales y empresas	Tarifa de telefonía fija residencial normalizada por PIB per cápita	UIT
	Tarifa de telefonía móvil prepaga promedio normalizada por PIB per cápita	UIT	
	Tarifa de telefonía móvil promedio normalizada por PIB per cápita	UIT	
	Tarifa promedio de banda ancha fija normalizada por PIB per cápita	UIT	
Confiabilidad	Grado de confiabilidad de las redes	Inversión por abonado (fijo, móvil y banda ancha)	Banco Mundial
Acceso	Adopción de terminales y servicios que permiten a individuos y empresas acceder a la digitalización	Penetración de banda ancha fija	UIT
		Penetración telefonía móvil	UIT
		Penetración de banda ancha móvil	UIT
		Penetration de computadores personales	UIT
		Penetración de terminales móviles 3G	GSMA Intelligence
Capacidad	Capacidad de las redes como indicador de calidad del servicio	Ancho de banda internacional (bits/Segundo/usuario Internet)	UIT
		Broadband speeds (Peak Mbps, Average Mbps) (% above 2 Mbps)	Akamai, OECD
Utilización	Adopción de aplicaciones y servicios que indican la asimilación de tecnologías digitales	Comercio electrónico minorista como porcentaje del comercio minorista	Euromonitor
		Indicador Web de gobierno electrónico	UN
		Porcentaje de población usando Internet	UIT
		Datos como porcentaje del ingreso promedio por abonado móvil	Merrill Lynch
		Dominios de Internet por 100 habitantes	Webometrics
		Direcciones IP per cápita	Bgexpert
		Visitantes únicos a la red social dominante per cápita	Internet WorldStats
		Número de SMS promedio por abonado	WCDM, GSMA Intelligence, ITU
		Capital humano	
Porcentaje de mano de obra con educación superior a escuela secundaria	Banco Mundial		

Anexo 7.2: PIB de los países que componen América Latina y el Caribe

(Millones de dólares a precios constantes de 2005) Tasa de variación

País	2010	2011	2012	2013/P
Argentina	9,2	8,9	1,9	3,5
Bolivia	4,1	5,2	5,2	5,0
Brasil	7,5	2,7	0,9	3,0
Chile	6,1	6,0	5,6	5,0
Colombia	4,0	5,9	4,0	4,5
Costa Rica	4,7	4,2	5,1	3,5
Cuba	2,4	2,7	3,1	3,5
Ecuador	3,3	8,0	4,8	3,5
El Salvador	1,4	1,5	1,6	2,0
Guatemala	2,9	3,9	3,0	3,2
Haití	-5,4	5,6	2,8	6,0
Honduras	2,8	3,6	3,3	3,3
México	5,6	3,9	3,9	3,5
Nicaragua	3,1	5,1	5,2	5,0
Panamá	7,6	10,6	10,7	8,0
Paraguay	13,1	4,4	-1,2	10,0
Perú	8,8	6,9	6,2	6,0
República Dominicana	7,8	4,5	3,9	3,0
Uruguay	8,9	5,7	3,9	3,8
Venezuela	-1,5	4,2	5,6	2,0
Sub-total América Latina	6,0	4,3	3,0	3,5
Antigua y Barbuda	-7,9	-5,0	2,3	2,4
Bahamas	0,2	1,6	2,5	2,4
Barbados	0,2	0,4	0,0	0,7
Bélice	2,7	2,3	5,3	2,7
Dominica	0,9	-0,3	-1,5	1,1
Granada	0,0	1,0	1,2	3,3
Guyana	4,4	5,4	4,8	4,9
Jamaica	-1,5	1,3	-0,3	0,4
San Kitts y Nevis	-2,4	2,1	-1,1	2,9
San Vicente y las Granadinas	-2,8	0,1	1,5	1,1
Santa Lucía	0,4	1,3	-3,0	2,7
Suriname	7,3	4,4	4,5	4,3
Trinidad y Tobago	0,0	-1,4	0,4	2,5
Sub-total Caribe	-0,1	0,4	0,9	2,0
América Latina y el Caribe	5,9	4,3	3,0	3,5
Istmo Centroamericano más Cuba, Haití y Rep, Dominicana	4,1	4,3	4,3	3,8
Istmo Centroamericano	3,9	4,9	5,0	4,3
América del Sur (10 países)	6,5	4,5	2,5	3,5

p - pronóstico

Fuente: CEPAL, sobre cifras oficiales.

Anexo 7.3: Desempeño de puertos de América Latina en TEU

RNK	PUERTO	PAÍS	TEU 2010	TEU 2011	TEU 2012	Var.
2012						2012/11
1	Colón (MIT, Evergreen, Panamá Puerto)	Panamá	2.810.657	3.371.714	3.518.672	4,40%
2	Balboa	Panamá	2.758.506	3.232.265	3.304.599	2,20%
3	Santos	Brasil	2.715.568	2.985.922	2.961.426	-0,8%
4	Cartagena (inc. S.P.R, El Bosque, Contecar, ZP)	Colombia	1.581.401	1.853.342	2.205.948	19,0%
5	Manzanillo	México	1.511.378	1.762.508	1.930.893	9,6%
6	Callao (inc. DPW/APM)	Perú	1.346.186	1.616.165	1.817.663	12,5%
7	Buenos Aires (incluye Exolgan)	Argentina	1.730.831	1.851.687	1.656.428	-10,5%
8	Guayaquil	Ecuador	1.123.098	1.405.762	1.448.687	3,1%
9	Lazaro Cárdenas	México	796	953	1.242.777	30,3%
10	Freeport	Bahamas	1.125.000	1.116.272	1.202.000	7,7%
11	Kingston	Jamaica	1.891.770	1.756.832	1.139.418	-35,1%
12	San Antonio	Chile	871	928	1.069.271	15,2%
13	Limón-Moin	Costa Rica	858	901	1.045.215	16,0%
14	Caucedo	República Dominicana	1.004.901	851	995 e	17,0%
15	Valparaíso	Chile	879	973	861	-11,6%
16	Buenaventura (inc. SPR, TCBUEN y ZP)	Colombia	663	748	850	13,6%
17	Puerto Cabello	Venezuela	630	722	846	17,2%
18	Veracruz	México	663	730	799	9,6%
19	Montevideo	Uruguay	672	861	754	-12,5%
20	Paranagua	Brasil	547	682	744	9,1%
21	Río Grande	Brasil	647	618	611	-1,1%
22	San Vicente (SVTI)	Chile	364	426	585	37,4%
23	Altamira	México	488	548	579	5,7%
24	Puerto Cortes	Honduras	539	577	573	-0,6%
25	La Guajira	Venezuela	328	467	543	16,1%
26	Manaus	Brasil	383	481

Continúa

Continuación

RNK	PUERTO	PAÍS	TEU 2010	TEU 2011	TEU 2012	Var.
2012						2012/11
27	Santo Tomas de Castilla	Guatemala	431	495	469	-5,3%
28	Río de Janeiro	Brasil	315	415	437	5,2%
29	Suape	Brasil	324	418	393	-5,8%
30	Itajai	Brasil	385	439	385	-12,2%
31	Port of Spain	Trinidad y Tobago	389	380
32	Haina	República Dominicana	288	352	380	7,7%
33	Puerto Barrios	Guatemala	327	318	365	14,9%
34	Puerto Quetzal	Guatemala	251	364	325	-10,8%
35	Chibatao	Brasil	154	156	274	75,7%
36	Itapoa	Brasil	0	33	270	...
37	Vitória	Brasil	244	280	270	-3,5%
38	Iquique	Chile	265	238	245	3,2%
39	Salvador	Brasil	234	243
40	La Habana	Cuba	228	247	240	-2,7%
41	Puerto Plata	República Dominicana	44	211	228	7,9%
42	Jarry	Guadeloupe	151	165	211	28,1%
43	Superterminais	Brasil	216	325	187	-42,3%
44	Caldera	Costa Rica	155	168	184	9,7%
45	Itaguai/Sepeitiba	Brasil	125	184
46	Arica	Chile	131	170	182	7,0%
47	Barranquilla (Inc. SPR y ZP)	Colombia	104	148	180	21,3%
48	Sao Francisco do Sul	Brasil	113	178
49	Paita	Perú	127	154	171	11,2%
50	Point Lisas	Trinidad y Tobago	184	171
51	Oranjestad	Aruba	50	170	168	-1,0%
52	Coronel	Chile	139	171	168	-1,8%
53	Acajutla	El Salvador	146	160
54	Puerto Angamos	Chile	129	158
55	Pecem	Brasil	167	191	149	-21,8%
56	Lirquen	Chile	232	315	144	-54,4%
57	Ensenada	México	136	133	140	5,8%
58	Santa Marta (inc.SPR y ZP)	Colombia	91	87	118	34,9%

Continúa

Continuación

RNK	PUERTO	PAÍS	TEU 2010	TEU 2011	TEU 2012	Var.
2012						2012/11
59	Santo Domingo (ITTS)	Dominican Republic	22	34	117	241,3%
60	Zárate	Argentina	87	108
61	Nieuw e Haven (Paramaribo)	Suriname	60	97
62	Willemstad	Curacao	94	
63	Puerto Castilla	Honduras	81	86	91	5,5%
64	Antofagasta	Chile	104	88	90	2,3%
65	Corinto	Nicaragua	65	80	90	11,8%
66	Esmeraldas	Ecuador	62	67	87	29,8%
67	Philipsburg, St. Maarten	Saint Martin	71	77
68	Maracaibo	Venezuela	42	58	76	29,9%
69	Bridgetown	Barbados	80	77	72	-6,3%
70	Ushuala	Argentina	63	63	72	13,8%
71	Guanta	Venezuela	42	59	71	21,0%
72	Georgetown	Guyana	60		66	
73	Progreso	México	56	62	64	3,7%
74	Fortaleza	Brasil	70	57	59	3,4%
75	Puerto Bolívar	Ecuador	62	54	55	1,6%
76	Vieux Fort	Saint Lucia	22	33	51	55,6%
77	Georgetown - Cayman	Islas Caimán	46	45	45	1,4%
78	Mazatlán	México	26	23	39	72,6%
79	Degrad-des-Cannes	Guayana Francesa		
80	Castries	Santa Lucía	31	30	38	27,5%

Obs.: El ranking es elaborado a partir de información pública o proporcionada por los propios puertos u organizaciones nacionales a CEPAL

Para comentarios o actualización por favor contactar

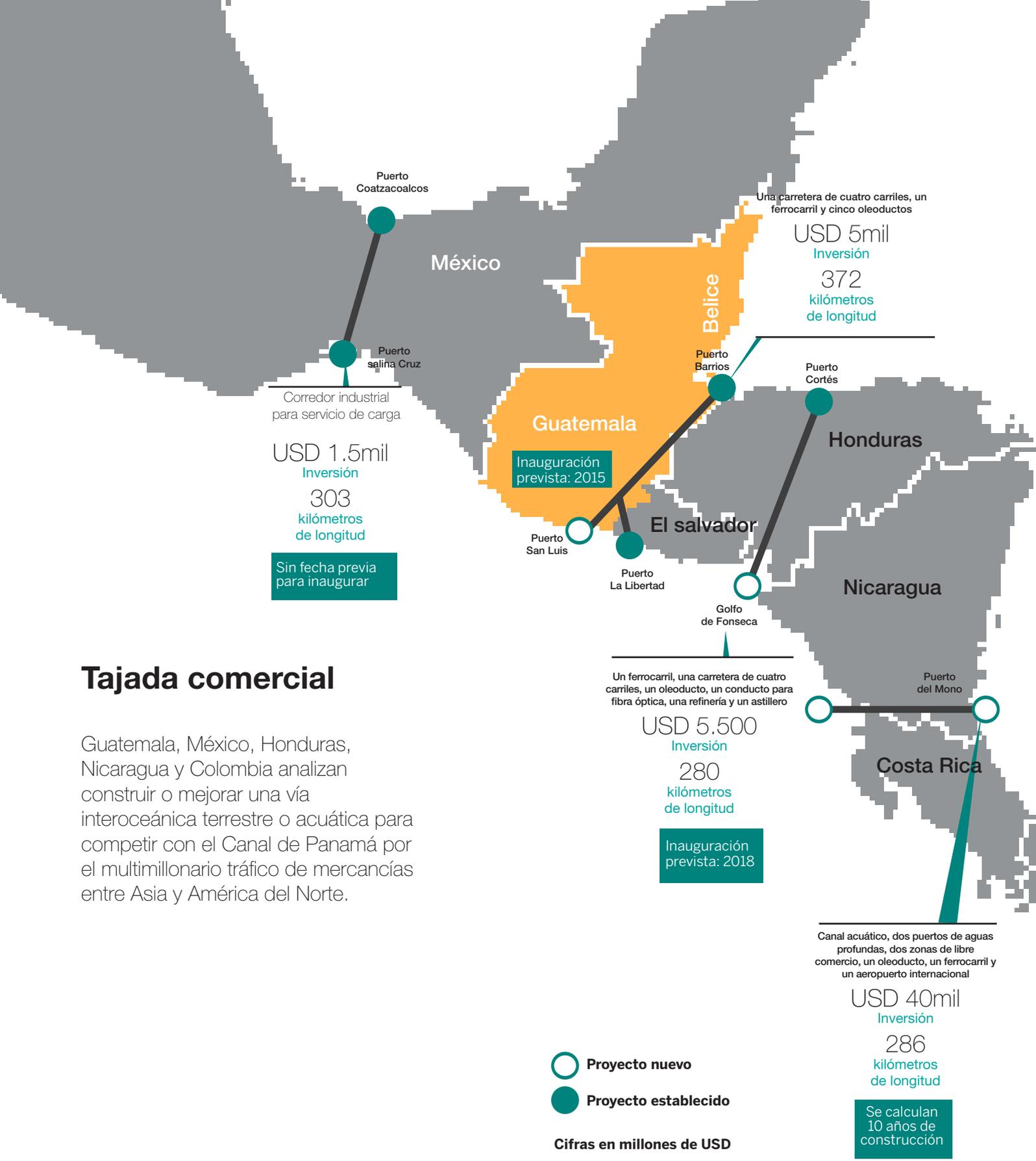
... no disponible

e: estimado

p: provisorio

Última actualizada 25/06/2013

Fuente: Unidad de Servicios de Infraestructura, DRNI/CEPAL/Naciones Unidas, 2013.



Tajada comercial

Guatemala, México, Honduras, Nicaragua y Colombia analizan construir o mejorar una vía interoceánica terrestre o acuática para competir con el Canal de Panamá por el multimillonario tráfico de mercancías entre Asia y América del Norte.

Fuente: Prensa libre.

Características del Proyecto de Guatemala

Ferrocarril

Tendrá trenes de ida y vuelta, cada uno con 25 vagones y 400 metros de largo.

Los trenes

Viajarán a una velocidad de 60 kilómetros por hora

Durante los primeros años saldrán entre 30 mil y 40 mil trenes anuales

Carretera

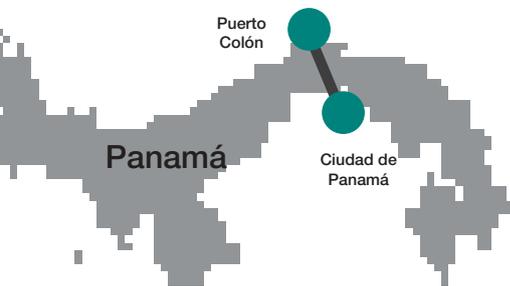
En la segunda fase del proyecto se construirá una carretera de dos carriles por vía.

10m
Vía del ferrocarril

10m
Oleoducto

30m

100m
de construcción



Oleoducto

Será subterráneo y tendrá cinco tuberías

En las tuberías se transportará petróleo y algunos derivados



120 m
de diámetro

Construcción de tercer juego de esclusas

USD 5.250

Inversión

80*
kilómetros de longitud

Inauguración prevista:
2015

46
MUNICIPIOS
se beneficiarán del proyecto

3,500
EMPLEOS
generará el proyecto

3,919
FINCAS
se comprarán para esta construcción

* 6,1km nuevos en el Paso de la Culebra

