

# INFRAESTRUCTURA

# **IDEAL 2014**

INFRAESTRUCTURA EN EL  
DESARROLLO DE AMÉRICA LATINA

**Tendencias y novedades  
de la infraestructura en la región**

**Título: La Infraestructura en el Desarrollo de América Latina**

Tendencias y novedades de la infraestructura en la región

Depósito legal: Ifi7432015333931

ISBN: 978-980-7644-98-3

IDEAL 2014

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

**Autores:**

Carlos Skerk (sector eléctrico), Abel Mejía (agua y saneamiento),

Raúl Katz (telecomunicaciones), Raúl García y Pablo Givogri (transporte de gas

natural), Germán Lleras (transporte) y Jorge Kohon (transporte ferroviario).

Las ideas y planteamientos contenidos en la presente

edición son de exclusiva responsabilidad de sus

autores y no comprometen la posición oficial de CAF.

Este documento se ha beneficiado con las contribuciones de:

**Diseño gráfico:**

Gatos Gemelos Comunicación

Bogotá, Colombia

**Concepto de portada:**

Estudio Bilder

La versión digital de este libro se encuentra en: [scioteca.caf.com](http://scioteca.caf.com)

©2015 Corporación Andina de Fomento

Todos los derechos reservados

# IDEAL 2014

INFRAESTRUCTURA EN EL  
DESARROLLO DE AMÉRICA LATINA

**Tendencias y novedades  
de la infraestructura en la región**



# IDEAL 2014

## contenido

<b>Capítulo 1. Análisis del sector eléctrico</b> .....	12
La sostenibilidad sectorial .....	13
Panorama sobre la evolución actual de la demanda eléctrica en América Latina .....	23
Conclusiones .....	24
<b>Capítulo 2. Agua y saneamiento</b> .....	26
Estado y mercado en la infraestructura y servicios urbanos del agua .....	27
Gestión de las inundaciones: un enfoque estratégico para el drenaje urbano .....	43
Gestión de sequías: el caso de la ciudad de São Paulo .....	50
Conclusiones .....	53
Referencias bibliográficas .....	56
<b>Capítulo 3. Telecomunicaciones</b> .....	58
Resumen ejecutivo .....	59
Introducción .....	62
Avances en el desarrollo del sector .....	63
Estrategias de promoción de la demanda .....	71
La gestión del espectro radioeléctrico .....	80
El modelo de competencia .....	84
Nivel de inversión en infraestructura de telecomunicaciones .....	88
Conclusiones .....	92
Referencias bibliográficas .....	95
<b>Capítulo 4. Transporte de gas natural</b> .....	96
Novedades relevantes del sector de gas natural en la región y el mundo .....	97
Aspectos relevantes del sector público en lo referente a los roles del Estado y del sector privado en las diversas etapas del ciclo de los proyectos de infraestructura. Desarrollo empresarial para la provisión de infraestructura y sus servicios .....	114
Indicadores clave del desempeño del sector de gas natural en América Latina y el Caribe .....	125
<b>Capítulo 5. El sector transporte en América Latina, transporte aéreo y contribución a gases de efecto invernadero</b> .....	138
El mercado de transporte aéreo en América Latina y el Caribe: alto crecimiento y retos para el corto y mediano plazo .....	139
América Latina y el Caribe frente a una senda de mayor contribución a las emisiones de gases efecto invernadero .....	147
Referencias bibliográficas .....	159
<b>Capítulo 6. Corriendo las fronteras de los modelos de gestión ferroviaria: el caso de Brasil</b> .....	162

# IDEAL 2014

## índice de cuadros

<b>Cuadro 1.1.</b> Tasa de crecimiento promedio de la región durante las últimas cuatro décadas .....	23
<b>Cuadro 2.1.</b> Inversiones en infraestructura urbana de agua, proyección al 2030 .....	29
<b>Cuadro 2.2.</b> Inicio y situación actual de la descentralización en los países de América Latina (2011) .....	33
<b>Cuadro 2.3.</b> Distribución de funciones sociales .....	41
<b>Cuadro 2.4.</b> Inundaciones de mayor impacto (2010-2011) .....	43
<b>Cuadro 2.5.</b> Fuentes de agua en la región metropolitana de São Paulo .....	51
<b>Cuadro 3.1.</b> América Latina: penetración de banda ancha fija (porcentaje de hogares) .....	63
<b>Cuadro 3.2.</b> América Latina: penetración de banda ancha móvil (porcentaje de la población) .....	64
<b>Cuadro 3.3.</b> América Latina: velocidad promedio de la banda ancha fija (Mbps) .....	65
<b>Cuadro 3.4.</b> América Latina: velocidad promedio de banda ancha móvil (2012-2014) (en Mbps) .....	66
<b>Cuadro 3.5.</b> América Latina: cobertura de banda ancha fija (porcentaje de la población) .....	67
<b>Cuadro 3.6.</b> América Latina: cobertura de banda ancha móvil (porcentaje de la población) .....	67
<b>Cuadro 3.7.</b> América Latina: brecha de la demanda de banda ancha fija (porcentaje de la población) .....	68
<b>Cuadro 3.8.</b> América Latina: brecha de la demanda de banda ancha móvil (porcentaje de la población) .....	69
<b>Cuadro 3.9.</b> Chile: motivos de no adopción de Internet en hogares con computadora (2009) .....	70
<b>Cuadro 3.10.</b> México: motivos de no adopción de Internet en hogares con computadora (2011) .....	70
<b>Cuadro 3.11.</b> Brasil: motivos de no adopción de Internet en el hogar, por nivel socioeconómico, en hogares con disponibilidad del servicio (2011) .....	70
<b>Cuadro 3.12.</b> América Latina: índice de digitalización (2009-2012) .....	71
<b>Cuadro 3.13.</b> América Latina: brecha de la demanda en banda ancha .....	72
<b>Cuadro 3.14.</b> América Latina: lista de operadores virtuales por país .....	86
<b>Cuadro 3.15.</b> América Latina: índice Herfindahl-Hirschman (HHI) en banda ancha fija .....	87
<b>Cuadro 3.16.</b> América Latina: índice Herfindahl-Hirschman (HHI) en banda ancha móvil .....	88
<b>Cuadro 3.17.</b> Inversión en telecomunicaciones (2012) (millones de USD) .....	89
<b>Cuadro 3.18.</b> Inversión en telecomunicaciones (2006-2012) (millones de USD) .....	89

<b>Cuadro 3.19.</b> América Latina: comparación de fuentes del volumen de inversión (millones de USD) .....	90
<b>Cuadro 3.20.</b> Inversión en telecomunicaciones (2012).....	90
<b>Cuadro 3.21.</b> Inversión promedio en telecomunicaciones (2006-2012) .....	91
<b>Cuadro 3.22.</b> América Latina: tendencia de penetración y meta estipulada (2020) .....	92
<b>Cuadro 4.1.</b> Inyección local de gas natural al sistema de transporte (miles de metros cúbicos por día) .....	100
<b>Cuadro 4.2.</b> Inyección de gas natural al sistema de transporte de origen local e importado (miles de metros cúbicos por día) .....	100
<b>Cuadro 4.3.</b> Precio del gas en tarifa en el área de la ciudad de Buenos Aires y GBA, aumento para los usuarios que no ahorren en el consumo bimestral (USD por millones de BTU-British Thermal Unit).....	101
<b>Cuadro 4.4.</b> Evolución del consumo primario de energía per cápita y del PIB per cápita .....	126
<b>Cuadro 4.5.</b> Evolución del consumo de gas natural per cápita y penetración en la matriz (porcentaje de consumo de gas sobre el total de energía primaria consumida).....	127
<b>Cuadro 4.6.</b> Evolución de las emisiones de dióxido de carbono .....	128
<b>Cuadro 4.7.</b> Recursos estimados de <i>shale gas</i> (TCF).....	130
<b>Cuadro 4.8.</b> Consumo total de gas natural, importaciones vía gasoductos y GNL (1.000 millones de metros cúbicos) .....	131
<b>Cuadro 4.9.</b> Clasificación de los países de ALC según la madurez del mercado de gas natural .....	134
<b>Cuadro 5.1.</b> Distribución de la flota de aviación comercial para las principales aerolíneas de América Latina y el Caribe.....	141
<b>Cuadro 5.2.</b> Pasajeros-pagos-kilómetros (RPK) en 2012 y 2013 para las siete aerolíneas con mayor flota en la región.....	143
<b>Cuadro 5.3.</b> Sillas-disponibles-kilómetros (ASK) para las siete aerolíneas con mayor flota en la región (2012 y 2013) .....	143
<b>Cuadro 5.4.</b> Pasajeros transportados por las siete aerolíneas con mayor flota en la región (2012 y 2013).....	143
<b>Cuadro 5.5.</b> Participación del transporte carretero en emisiones de CO <sub>2</sub> en América Latina y el Caribe (2011) .....	149
<b>Cuadro 5.6.</b> Emisiones de CO <sub>2</sub> por tipo de vehículo en Europa y Brasil (São Paulo) .....	157
<b>Cuadro 5.7.</b> Emisiones de CO <sub>2</sub> de los vehículos más vendidos en México, todos a gasolina (2014).....	157

# IDEAL 2014

## índice de figuras

<b>Figura 1.1.</b> El trilema energético para garantizar la sostenibilidad .....	14
<b>Figura 1.2.</b> Ejemplos de desbalances en las dimensiones del trilema energético que afectan la sostenibilidad del sector eléctrico .....	15
<b>Figura 1.3.</b> Impacto en la sostenibilidad de la falta de infraestructura de redes .....	18
<b>Figura 1.4.</b> Impacto en la sostenibilidad de la falta de opciones eficientes para garantizar el suministro .....	19
<b>Figura 1.5.</b> Impacto en la sostenibilidad de la priorización de la accesibilidad mediante tarifas no representativas de costos .....	20
<b>Figura 1.6.</b> Impacto en la sostenibilidad por falta de políticas de largo plazo .....	22
<b>Figura 1.7.</b> Impacto en la sostenibilidad por priorización exclusiva del impacto medioambiental .....	23
<b>Figura 2.1.</b> Industria del agua en Estados Unidos (compras 2012) .....	30
<b>Figura 2.2.</b> Industria del agua en Estados Unidos (ventas 2012) .....	30
<b>Figura 2.3.</b> Distribución de población urbana de América Latina por tamaño (2007) .....	37
<b>Figura 2.4.</b> Número de municipios por país y rango de tamaño (miles) .....	37
<b>Figura 2.5.</b> Número de municipios en América Latina y rango de tamaño (miles) .....	38
<b>Figura 2.6.</b> Cobertura de la región .....	39
<b>Figura 2.7.</b> Cobertura de la participación privada .....	39
<b>Figura 2.8.</b> Proyección del mercado del agua en América Latina (2013-2020) .....	42
<b>Figura 2.9.</b> Inversiones en agua potable y saneamiento, proyección al 2020 (millones de USD) .....	42

<b>Figura 2.10.</b> Sistema Cantareira .....	50
<b>Figura 3.1.</b> Relación entre nivel de desarrollo económico y adopción de banda ancha fija en la base de la pirámide (2011) .....	73
<b>Figura 3.2.</b> Argentina: asequibilidad de planes de banda ancha fija (2013) .....	73
<b>Figura 3.3.</b> Brasil: adopción de banda ancha por segmento socio-demográfico .....	74
<b>Figura 3.4.</b> Brasil: asequibilidad de la banda ancha popular .....	75
<b>Figura 3.5.</b> Plan más económico de banda ancha móvil para computadoras con al menos 1 GB de límite (USD) .....	76
<b>Figura 3.6.</b> América Latina: composición de los 100 sitios de Internet más populares (%) .....	79
<b>Figura 3.7.</b> Porcentaje de contenido local por región, índice de popularidad (2013) .....	79
<b>Figura 3.8.</b> Relación entre porcentaje de contenido local y penetración de banda ancha .....	80
<b>Figura 3.9.</b> Espectro asignado a la industria de telecomunicaciones móviles en América Latina (MHz) (2T11, 3T33) .....	81
<b>Figura 3.10.</b> Costo económico del retraso en el lanzamiento de redes de cuarta generación .....	82
<b>Figura 3.11.</b> La autopista mesoamericana de la información .....	85
<b>Figura 6.1.</b> Roles de los distintos actores en las líneas ferroviarias nuevas .....	165

# IDEAL2014

## índice de gráficos

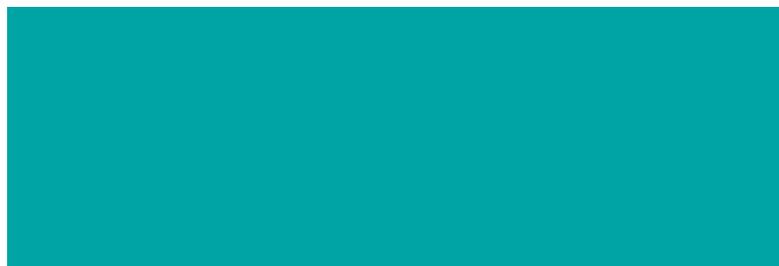
<b>Gráfico 1.1.</b> Tasa de crecimiento promedio de la demanda eléctrica en la región durante los últimos diez años .....	24
<b>Gráfico 4.1.</b> Distribución del consumo de gas natural en América Latina y el Caribe (2013) .....	128
<b>Gráfico 4.2.</b> Distribución de las reservas de gas natural en América Latina y el Caribe (2013) .....	129
<b>Gráfico 4.3.</b> Importaciones regionales y extra regionales vía gasoducto y GNL (millones m <sup>3</sup> /día) .....	132
<b>Gráfico 4.4.</b> Flujos de comercio intrarregional de gas en ALC (millones m <sup>3</sup> /día) .....	133
<b>Gráfico 5.1.</b> Número de aerolíneas operando en la región por origen .....	140
<b>Gráfico 5.2.</b> Comportamiento del mercado en la región según número de aerolíneas operando y <i>revenue passenger kilometers</i> referido a los valores para el 2006 .....	141
<b>Gráfico 5.3.</b> Distribución de sillas-disponibles-kilómetros (ASK) en 2013 .....	142
<b>Gráfico 5.4.</b> Comportamiento del transporte aéreo desde y hacia la región medido en pasajeros-pagos-kilómetros (RPK) .....	144
<b>Gráfico 5.5.</b> Comportamiento del número de pasajeros por aeropuerto .....	145
<b>Gráfico 5.6.</b> Comportamiento del número de operaciones por aeropuerto .....	145
<b>Gráfico 5.7.</b> Comportamiento de las toneladas transportadas por aeropuerto .....	146
<b>Gráfico 5.8.</b> Comportamiento del consumo de barriles diarios de petróleo basado en el dato para 2009 .....	150
<b>Gráfico 5.9.</b> Producto Interno Bruto per cápita y emisiones de CO <sub>2</sub> per cápita .....	151
<b>Gráfico 5.10.</b> Porcentaje de población urbana y emisiones de CO <sub>2</sub> per cápita .....	151
<b>Gráfico 5.11.</b> Tasa de motorización y emisiones de w per cápita en pasajeros-pagos-kilómetros (RPK) .....	152
<b>Gráfico 5.12.</b> Tasa de motorización y PIB per cápita .....	152
<b>Gráfico 5.13.</b> Tiempo de viaje diario promedio por habitante y tamaño de la ciudad .....	154
<hr/>	
<b>Recuadro 2.1.</b> ¿Cómo se define la cobertura? .....	31
<b>Anexo 2.1.</b> Indicadores de cobertura de acceso .....	54
<b>Mapa 6.1.</b> Expansión de la red ferroviaria brasileña .....	164



# IDEAL 2014

## capítulo 1

ANÁLISIS DEL SECTOR ELÉCTRICO



## ANÁLISIS DEL SECTOR ELÉCTRICO

Las dinámicas propias de los sectores eléctricos de cada uno de los países de la región han llevado a que cada vez más se emprendan distintas acciones de índole regulatorio que promuevan la solución de distintos problemas que se van presentando. Varios de ellos han sido abordados en versiones anteriores del informe IDEAL.

La multiplicidad de medidas adoptadas, que comprenden aspectos sociales, económicos y técnicos, hace cada vez más complejo el análisis de tendencias de los cambios ocurridos en los últimos años, pues se ve inmersa en un escenario donde, a su vez, cada vez más elementos, que históricamente tuvieron un peso menor en las decisiones sectoriales, adquieren mayor relevancia. Es el caso de la variable socio ambiental y todos los elementos asociados a ella.

Aparece así la necesidad de tomar cierta distancia de las situaciones particulares del sector eléctrico de cada país de América Latina y de fijar ciertas pautas que permitan tener elementos objetivos para evaluar el impacto de las diferentes soluciones instauradas en función de un objetivo superior: el desarrollo sustentable.

La energía juega un papel importante en la concepción del desarrollo sustentable y, dentro de ésta, se destaca la electricidad, que ha acrecentado su rol decisivo en los últimos tiempos, como un vector que adquiere cada vez más protagonismo de la mano del avance tecnológico.

### La sostenibilidad sectorial

La sostenibilidad energética emerge cada vez más claramente como el principal desafío tanto para las actuales, como para las futuras generaciones.

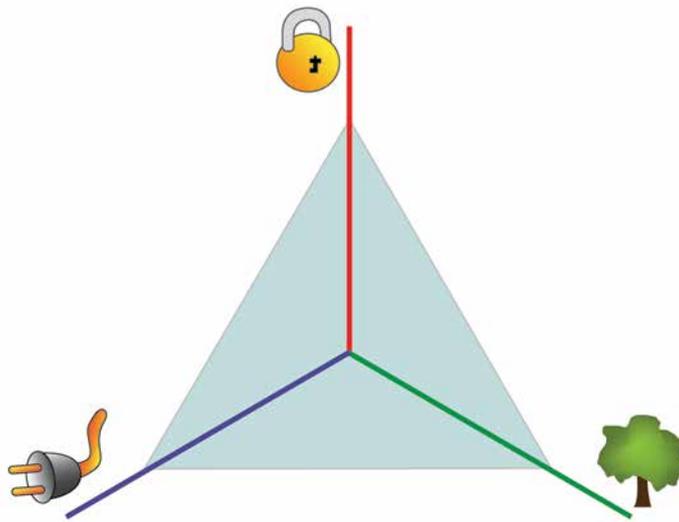
La conjunción de múltiples objetivos que deben alcanzarse de forma simultánea en un ambiente global que impone retos adicionales debido al contexto de múltiples liderazgos políticos y económicos, resalta la necesidad de que cada país cuente con estrategias propias a largo plazo, que permitan viabilizar su desarrollo aún en escenarios más inestables que los vividos

en las últimas décadas, que pueden caracterizarse por la ausencia de grandes “traccionadores” externos que impulsan el crecimiento, incluso con políticas a largo plazo no demasiado claras.

En este contexto que, de alguna manera, determina la necesidad de “valerse por sí mismo” para prosperar, la sostenibilidad energética adquiere una relevancia creciente como uno de los elementos clave del desarrollo sustentable.

Un escenario internacional caracterizado por una mayor inestabilidad que en el pasado, dará mayores oportunidades a aquellos que se hayan posicionado mejor en las tres dimensiones del “trilema energético”: seguridad de suministro, accesibilidad al servicio (equidad) y sostenibilidad ambiental.

**Figura 1.1.** El trilema energético para garantizar la sostenibilidad



Fuente: Elaboración propia basada en el Consejo Mundial de Energía.

Indudablemente, cualquier mejora relevante en cada una de esas tres dimensiones requiere de tiempo para materializarse y será consecuencia de la adopción de políticas a largo plazo que sean consistentes con los desafíos del trilema (que serán analizados más adelante).

En ediciones anteriores de IDEAL, se estudiaron los cambios de paradigma que han ocurrido en el sector eléctrico de los países de América Latina y el Caribe. Algunos se han manifestado como consecuencia de hechos externos como la volatilidad experimentada en los mercados internacionales de combustible desde fines de la década precedente; mientras que otros comienzan a plantearse a modo de desafíos, como el de promover el desarrollo de una infraestructura eléctrica que permita alcanzar el auge socio económico en general.

Surge entonces el planteamiento de nuevas interrogantes, tales como:

- ¿Están alineados esos cambios de paradigma con el desafío del trilema energético?
- ¿La vigencia de paradigmas anteriores es consistente con los nuevos paradigmas?
- ¿Las distintas medidas que se adoptan en el “día a día”, tanto en el plano institucional como regulatorio de los sectores eléctricos de cada país provocan efectos que se alinean con políticas a largo plazo que permitan avances en las dimensiones del trilema?

Los países de América Latina han mostrado durante los últimos diez años la adopción de medidas muy variadas en sus respectivos sectores eléctricos. No queda claro, al menos a primera vista, hasta qué punto éstas responden a políticas de largo plazo, si buscan resolver urgencias planteadas por los hechos o, quizás, si han sido implementadas para aprovechar oportunidades. Probablemente sea una combinación de todos estos factores, pero tampoco resulta evidente cuáles elementos predominan: si los de largo plazo (avanzar equilibradamente en las dimensiones del trilema), o los de corto plazo (resolver situaciones planteadas y/o aprovechar oportunidades).

## Los desafíos del trilema energético

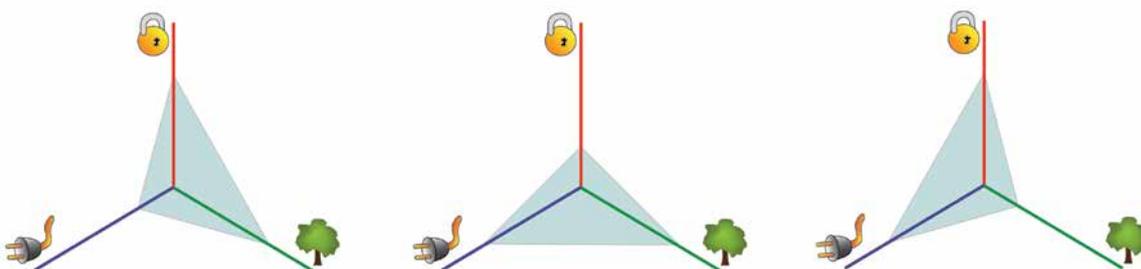
La electricidad es, en forma creciente y tal como hemos mencionado, uno de los vectores más importantes mediante el cual se satisfacen las necesidades de energía tanto de la población en general, como de la industria, el comercio y los servicios.

Más aun, se espera que esta tendencia crezca en la medida en que, progresivamente, vaya reemplazando a los hidrocarburos en el suministro de energía a ciertos sectores como el de transporte en los que su participación ha sido históricamente minoritaria.

La equidad, interpretada como la accesibilidad de la sociedad a la electricidad a precios eficientes, la seguridad de suministro y la sostenibilidad del medioambiente conforman una tríada cuyo cumplimiento equilibrado es condición ineludible para garantizar la sostenibilidad energética. Un avance desbalanceado en estas tres dimensiones afectará indefectiblemente la sostenibilidad sectorial, con los consiguientes costos para la sociedad en su camino hacia el desarrollo sustentable en el largo plazo.

No alcanzar la seguridad de suministro o no lograr la equidad en el acceso al servicio eléctrico, o no respetar el medioambiente son situaciones que afectan con igual severidad la sostenibilidad del sector y, por ende, el desarrollo.

**Figura 1.2.** Ejemplos de desbalances en las dimensiones del trilema energético que afectan la sostenibilidad del sector eléctrico



Fuente: Elaboración propia.

Existen, así, casos en América Latina en los que se han logrado grandes avances en accesibilidad, con coberturas del servicio eléctrico cercanas al 100%, pero donde se afecta la seguridad de suministro como consecuencia de esquemas tarifarios ineficientes que determinan subsidios crecientes y que, por tanto, provocan retrasos en el desarrollo de la oferta energética. También se ha evidenciado un impacto negativo en el eje medioambiental debido a un mayor uso de tecnologías que incrementan la intensidad de carbono, o bien se presentan problemas de accesibilidad por el bajo nivel de electrificación o las altas tarifas al consumidor final.

A continuación se analizarán las implicaciones de cada una de las tres dimensiones del trilema en los sectores eléctricos de los países de la región, y, en ese contexto, el impacto de la adopción de políticas de largo y corto plazo.

### La seguridad de suministro

#### *El cambio de paradigma sobre el desarrollo de la generación de electricidad*

Las reformas sectoriales aplicadas en numerosos países de América Latina en los últimos veinte años implicaron un cambio de paradigma respecto al modelo sectorial tradicional vigente desde

mediados del siglo XX, particularmente en lo referente al desarrollo de la oferta eléctrica a gran escala (generación). La planificación centralizada fue reemplazada, en muchos Estados, por un mercado que decide, a través de un sistema de señales económicas, qué proyectos de generación realizar y cuándo efectuarlos.

El conjunto de señales regulatorias y económicas que usualmente se implementó a nivel latinoamericano involucró, en su versión general:

- Acceso abierto, no discriminatorio, a las redes de transmisión.
- Un mercado de energía de corto plazo o de oportunidad en el que los generadores pueden vender su energía generada.
- Despacho económico sobre la base de costos variables de producción.
- Un mecanismo regulado de pago de potencia o capacidad.
- Sistema de peajes o cargos de transmisión.
- Mercados auxiliares con obligaciones y/o precios para otros servicios conexos, como los servicios complementarios (regulación de frecuencia, control de tensión, reserva fría, arranque en negro y otros).

Todos estos elementos se implementaron con el objetivo de garantizar que:

- Todo aquel inversor que desee desarrollar un proyecto de generación pueda conectarse a la red en la medida en que cumpla con los requerimientos técnicos regulados, y tenga derecho a comercializar su energía en un mercado organizado sujeto a las reglas de despacho económico.
- El inversor reciba por ello un precio por su producto que refleja la relación oferta/demanda del mercado.
- El inversor pague por todos aquellos servicios que requiera usar, u obtenga un pago que refleje precios eficientes por todos aquellos servicios que eventualmente provea.

Detrás de este esquema subyace el concepto de que las señales de eficiencia a corto plazo conducen al desarrollo eficiente a largo plazo. De esta forma, los paradigmas del modelo tradicional aplicados a la generación son reemplazados radicalmente por la participación y toma de decisión libres del mercado.

La intención principal de estas reformas fue lograr, a través del financiamiento articulado por el sector privado, el desarrollo de la oferta de generación suficiente para garantizar el suministro de la demanda, aspecto que había estado en crisis con los modelos sectoriales tradicionales, debido a falta de capacidad financiera de los Estados para desarrollar la oferta y problemas de gestión que redundaron en serios problemas de eficiencia.

El esquema aplicado logró, en general, el desarrollo de la oferta buscando, que en algunos casos, esto se tradujera, además, en tarifas más eficientes a los consumidores finales, con la consiguiente mejora de accesibilidad.

Sin embargo, tales logros se obtuvieron en ambientes de alta disponibilidad de recursos energéticos para generación, a precios estables. Como ejemplo vale la pena citar la estabilidad de precios competitivos en los mercados internacionales de hidrocarburos y las expectativas de alta disponibilidad de recursos domésticos en algunos países (caso del gas natural en Argentina, Bolivia, Colombia y, posteriormente, en Perú).

En los últimos años, las crisis enfrentadas por los Estados de la región respecto a la oferta de los energéticos mencionados reabrieron la discusión sobre la seguridad de suministro. Como ejemplos podemos mencionar: 1) la reducción de la disponibilidad de gas natural en Argentina que alteró las exportaciones de ese combustible a Brasil, Chile, y Uruguay, 2) la disminución en las expectativas de desarrollo del gas natural doméstico en Colombia y 3) el fuerte incremento de los precios en el mercado internacional de combustibles que, entre los años 2007 y 2008, afectó a la mayoría de los países de América Latina y el Caribe.

El replanteo de las estrategias para garantizar la seguridad de suministro ha implicado un mayor involucramiento del Estado en la toma de decisiones asociadas a la expansión de la generación, lo que en la práctica se tradujo en un cambio de paradigma, en el que las decisiones pasaron de ser tomadas por el mercado, a ser determinadas por el Estado. Este cambio fue objeto de análisis en el informe IDEAL 2012.

El hecho relevante a destacar, a los fines del presente análisis, es la cuestión sobre el origen del cambio de paradigma: el giro hacia una mayor intervención del Estado como forma de asegurar la garantía de suministro se produce de forma reactiva a situaciones de crisis. Esto quiere decir que cuando se aplicaron las reformas sectoriales de mercado, si bien se buscaba asegurar el suministro a través de la materialización en tiempo y forma de la infraestructura de generación eléctrica, la cuestión sobre la disponibilidad de energéticos para esa generación no constituyó una preocupación que ameritara la implementación de políticas para diversificar el riesgo asociado a la no disponibilidad; por el contrario, previó la confianza en el desarrollo de la fuente más competitiva, imperando el desarrollo de la generación térmica (gas natural argentino en Argentina y Chile; gas natural propio en Colombia; combustibles líquidos, por entonces de bajo costo, en varios países de América central; e incluso en Brasil ante una situación de escasez de oferta).

La alteración, debido a algún factor externo, de las condiciones de estabilidad (disponibilidad y precio) de los energéticos produjo la reacción de los distintos países, que migraron inicialmente a esquemas de diversificación de las fuentes. En esto contexto, aparecieron nuevos elementos, cuya incorporación puede ser clave para la sostenibilidad sectorial en los términos del trilema energético planteado.

### *Los nuevos elementos*

Casi simultáneamente con las crisis de disponibilidad de los energéticos tradicionales, comienzan a aparecer en la escena nuevos actores:

- Las energías renovables no convencionales (ERNC), especialmente la eólica en una primera instancia, y luego la solar fotovoltaica.
- El gas natural licuado (GNL), en creciente tendencia a convertirse en un “commodity” internacional al que todos los países podrían tener acceso.

### *Las opciones renovables*

La irrupción de las energías renovables, de la mano con una significativa reducción de los costos de desarrollo, vino acompañada por la posibilidad de incrementar la seguridad de suministro al requerir energía primaria disponible en el propio territorio nacional, disminuyendo la dependencia de importaciones.

Por su parte, el GNL representa una opción más eficiente que el uso de los combustibles líquidos, en términos de precio y sostenibilidad ambiental. Sin embargo, su utilización requiere, al menos en el presente, de una escala mínima para asegurar su viabilidad, elemento que comienza a resultar crítico en países con sectores eléctricos de escala relativamente pequeña.

La experiencia muestra que el significativo avance de las ERNC en América Latina desde 2010, liderado por la tecnología eólica, se está materializando esencialmente por la competitividad de la tecnología (y la constante reducción de sus costos), en vez de haber sido impulsado por la implementación de políticas definidas con anticipación para promover su desarrollo. Algo similar está ocurriendo con la tecnología solar fotovoltaica.

Nuevamente, entonces, más allá de objetivos de largo plazo en materia de ERNC que se puedan haber establecido en algunos países, es relevante evaluar si el desarrollo efectivo de estas tecnologías se logra por la adopción de medidas enmarcadas en políticas a largo plazo, o si, por el contrario, se debe a acciones reactivas a una situación, en este caso favorables al logro de determinado objetivo.

En este sentido, está claro que la obtención de precios competitivos de generación eólica en las primeras licitaciones específicas llevadas a cabo en Brasil y Uruguay promovió una posterior contratación mayor de esa tecnología. En el caso de Chile, el desarrollo eólico ha sido proporcionalmente más moderado, en un marco de precios de mercado más elevados que los de Uruguay y Brasil. Sin embargo, en Perú, país que dispone de alternativas domésticas de menor precio como el gas natural, el desarrollo eólico ha sido muy escaso a pesar de que se haya implementado un esquema regulatorio específico para energías renovables.

Adicionalmente, la reducción de costos más recientes en la tecnología solar fotovoltaica, ha determinado la aparición de un número significativo de proyectos en Chile, uno de los países mejor posicionados de la región en cuanto a disponibilidad del recurso.

Si bien los desarrollos renovables contribuyen a la seguridad energética y a la sostenibilidad ambiental, responden más a reacciones frente a una externalidad positiva dominada por la competitividad de las tecnologías, que al resultado de la implementación de políticas que los promovieran.

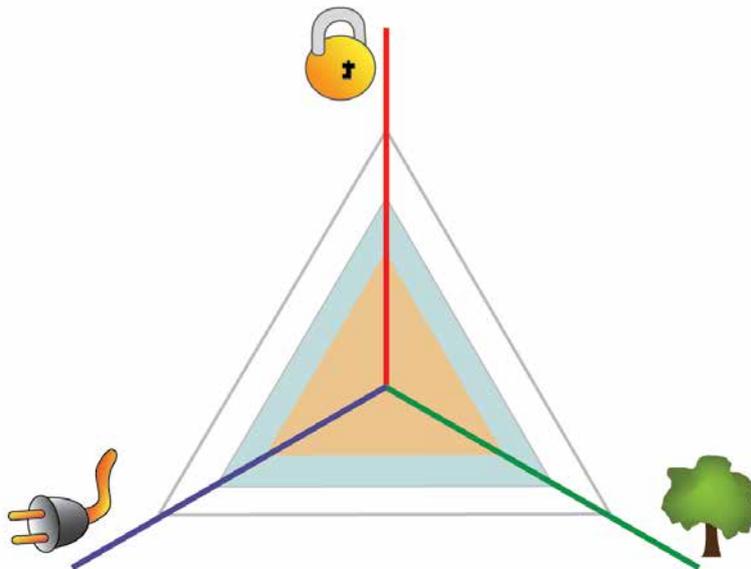
En aquellos países con disponibilidad de otros recursos tanto no renovables como renovables convencionales, como Perú o Colombia, el auge de las ERNC es marcadamente menor, siendo superado por el incremento de la oferta térmica a gas (Perú) e hidroeléctrica (Perú y Colombia).

¿Cuáles son los riesgos de las políticas reactivas? Es cierto que aprovechar las oportunidades siempre es positivo, pero los problemas se presentan cuando el “único plan” es aprovechar oportunidades, sin una visión a más largo plazo.

La captura del beneficio de una oferta competitiva de las ERNC depende de las condiciones que presentan los distintos sistemas eléctricos para absorberlas; por ejemplo, la disponibilidad de tecnologías de generación complementarias que favorezcan la provisión de las reservas necesarias para garantizar el suministro dada la variabilidad de las fuentes renovables, o la disponibilidad de capacidad de transmisión para conectar los nuevos proyectos.

La introducción de ERNC a precios competitivos permite avances simultáneos en las tres dimensiones del trilema energético. Sin embargo, el no disponer de la infraestructura adecuada para su incorporación determina una pérdida de beneficio que, en algunos casos, puede ser significativa.

**Figura 1.3.** Impacto en la sostenibilidad de la falta de infraestructura de redes



Fuente: Elaboración propia.

Un ejemplo de esto es el desarrollo de generación solar fotovoltaica en Chile. La competitividad del recurso es suficiente para desplazar a otras tecnologías de expansión, el sistema central posee recursos de generación aptos para proveer los servicios de reserva dada la importante componente hidroeléctrica, el país dispone de un marco regulatorio que permite el desarrollo de proyectos de generación por libre iniciativa, pero carece de una infraestructura de transmisión significativa en el área donde se encuentra el recurso natural, lo que determina que se desarrollen proyectos ERNC hasta la capacidad de transmisión disponible, cuya expansión requiere tiempos mucho mayores a los requeridos para emprender un proyecto ERNC.

La problemática de la migración hacia un paradigma distinto respecto del desarrollo de infraestructura eléctrica, que consiste en disponer de infraestructura para el desarrollo, en vez de promoverla en función de las necesidades predeterminadas de la oferta y la demanda, fue objeto de análisis en el informe IDEAL 2013.

### El gas natural licuado (GNL)

Un nuevo factor está adquiriendo progresivamente más importancia en la evaluación de la seguridad de suministro nacional: el gas natural licuado (GNL), tecnología que permite la importación de gas desde mercados lejanos, a través de su licuefacción para transporte, y posterior regasificación en el mercado de consumo.

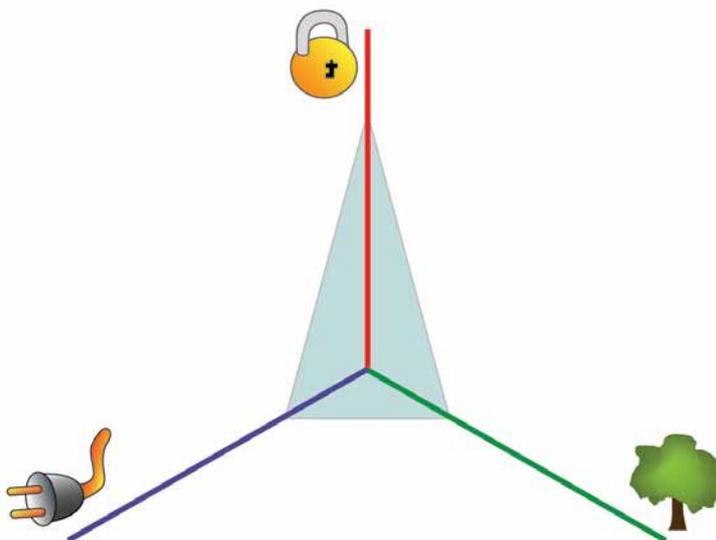
La experiencia en la región muestra que las naciones que tienen cierta escala han logrado viabilizar instalaciones de regasificación, de manera tal de sustituir, aunque sea parcialmente, el uso de combustibles líquidos por este energético, de menor precio e impacto medioambiental. En países con sistemas eléctricos de menor escala, los intentos individuales de introducir el GNL en la matriz, si bien continúan avanzando, han enfrentado más dificultades.

Nuevamente las iniciativas individuales de los Estados parecen enmarcarse como acciones reactivas frente a la disponibilidad de este recurso como un elemento más para contribuir a la seguridad energética. En este caso, aunque conlleva un mayor riesgo que las energías renovables debido a su dependencia de la importación, como contrapartida presenta la oportunidad de contar con una oferta firme de producción en situaciones de baja disponibilidad a corto plazo de los recursos renovables, asociada a la variabilidad de los mismos.

Las mayores dificultades para la introducción del GNL en mercados de menor escala, evidenciadas en retrasos de los proyectos más recientes como los de El Salvador, Panamá o Uruguay, ponen de manifiesto que la integración regional, con el consiguiente cambio de escala, puede ser un factor clave para viabilizar el GNL en esas situaciones. Sin embargo, este elemento no parece verse reflejado con claridad en políticas a largo plazo con efectos concretos en su aplicación actual.

De no lograrse el desarrollo de alternativas eficientes para garantizar el suministro de base que no pueda ser logrado mediante generación renovable, como puede ser el GNL a precios eficientes, se incrementará la necesidad de empleo de combustibles líquidos o bien del carbón como sustituto de base, afectando así a la accesibilidad (mayores costos por uso de combustibles líquidos), o el plano medioambiental (obtención de seguridad de suministro a precios eficientes mediante el uso de carbón en vez del GNL).

**Figura 1.4.** Impacto en la sostenibilidad de la falta de opciones eficientes para garantizar el suministro



Fuente: Elaboración propia.

Plantearse como objetivo la seguridad de suministro sin procurar que la misma se logre mediante alternativas eficientes, afectará previsiblemente tanto la accesibilidad, como la sostenibilidad ambiental. Es por

ello que alternativas como el acceso al GNL en países de pequeña escala representan un desafío, particularmente en lo referente a que éste, necesariamente, debe promoverse a escalas regionales para viabilizar su desarrollo.

## La accesibilidad

La accesibilidad al servicio eléctrico implica dos aspectos esenciales:

- La disponibilidad de conexión física del consumidor.
- La existencia de tarifas que permitan el acceso efectivo del servicio por parte del consumidor.

El primer factor está representado por el nivel de electrificación. En este sentido América Latina y el Caribe han mostrado grandes avances respecto a otras regiones en vías de desarrollo, con índices cercanos al 100% en números países, y siempre superiores al 75% de la población, con excepciones puntuales en el Caribe, como el caso de Haití.

A diferencia de lo expuesto sobre el desarrollo de la generación, la región ha mostrado una mayor estabilidad a lo largo del tiempo en las políticas de electrificación, particularmente rurales, que ha posibilitado el alto grado de acceso de la población a la red.

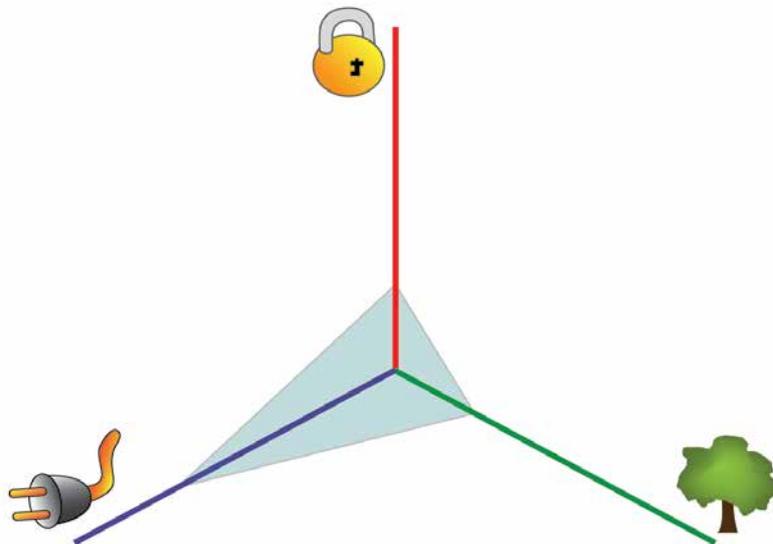
El aspecto relativo a las tarifas es de desarrollo más dispar y, nuevamente aquí, la mayor inestabilidad se debe a las diferentes políticas de traslado de los costos de la generación. En situaciones donde un factor externo tiene impacto directo en las tarifas, tales como la crisis económica de Argentina a finales de 2001, o la crisis en los mercados internacionales de combustibles de los años 2007 y 2008, que afectó el costo de la generación en varios países de la región, la reacción inicial ha sido la de proteger, en distinto grado, al consumidor del impacto de corto plazo, minimizando los incrementos de tarifa.

Sin embargo, la evolución posterior ha mostrado que en algunos casos, las tarifas se han mantenido bajas, incluso por debajo del costo medio de abastecimiento, provocando la necesidad de subsidios crecientes para mantener el servicio; en otros, por el contrario, se han realizado ajustes para recuperar la representatividad de los costos en la tarifa.

Surge entonces nuevamente el concepto del progreso equilibrado en las dimensiones del trilema energético como condición para la sostenibilidad: una tarifa que no representa costos tendrá como efecto una necesidad creciente de recursos económicos del Estado para mantener el servicio, lo que tarde o temprano repercutirá en el adecuado desarrollo de la oferta, y también tenderá a eliminar la señal de eficiencia en el consumo, por lo que se genera una presión mayor para desarrollar oferta en virtud de que el consumidor no recibirá señales que promuevan el uso racional de la energía.

En consecuencia: una tarifa que no representa adecuadamente los costos tenderá a producir una mejora concentrada en uno de los ejes del trilema, afectando previsiblemente la seguridad de suministro y la sostenibilidad ambiental (ver Figura 1.5).

**Figura 1.5.** Impacto en la sostenibilidad de la priorización de la accesibilidad mediante tarifas no representativas de costos



Fuente: Elaboración propia.

En este caso se pone de manifiesto que ninguna de las tres dimensiones del trilema puede ser desarrollada de forma independiente de las restantes. Si el objetivo de las políticas se concentra fuertemente en solo una de ellas, seguramente las otras se verán afectadas en alguna medida. Una tarifa que emita señales de eficiencia al consumidor y sea representativa de los costos de proveer el servicio es una condición ineludible para lograr el progreso armónico en las tres dimensiones.

## La sostenibilidad ambiental

### *Las políticas a largo plazo*

Tal y como se ha explicado en las secciones anteriores, la introducción de energías limpias y renovables en la región ha obedecido predominantemente al concepto de aprovechar oportunidades, más que el ser fruto de la implementación de políticas a largo plazo.

Sucesivamente se han instaurado distintas normativas de promoción de energías renovables en la región, a través del otorgamiento de ventajas impositivas, exenciones de cargos por uso de red, y/o mecanismos para posibilitar a los proyectos ERNC mayores ingresos a los que obtendría con las reglas estándar del mercado. Sin embargo, el factor decisivo de su introducción está directamente vinculado a la mejora relativa de la competitividad de estas tecnologías frente a las convencionales, esencialmente por la considerable reducción de los costos de inversión requeridos. Tal es así que en los países en los cuales los costos de las energías renovables no convencionales no han resultado más competitivos que las tecnologías convencionales, las mismas prácticamente no se han introducido de forma significativa, como ha ocurrido en Perú y Colombia.

La sostenibilidad ambiental en el sector eléctrico no solo involucra la promoción de la generación eléctrica, sino también el impacto ambiental del desarrollo de la infraestructura de redes. En este sentido, la creciente dificultad para la creación de líneas de transmisión eléctricas, además de las experimentadas en los procesos de desarrollo de proyectos de generación convencional, particularmente a carbón, debe ser abordada desde el Estado procurando una asignación eficiente de riesgos en lo referente a la obtención de permisos ambientales.

Adicionalmente, en términos generales, los países de América Latina carecen de objetivos mensurables a mediano o largo plazo en materia de emisión de gases de efecto invernadero (GEI), o del impacto en la huella de carbono en sus productos de exportación.

En síntesis, más allá de declaraciones de principios y normas específicas, ya mencionadas, sobre promoción de la generación con base a ERNC (objetivos de cuota e incentivos), las políticas a largo plazo en materia de sostenibilidad ambiental presentan todavía un amplio campo de desarrollo, con su consecuente implementación. Incluso existe el riesgo de que la adopción de políticas de corto plazo, que procuran solucionar problemas sectoriales existentes, pueda afectar el desarrollo de energías limpias, aun cuando las mismas sean competitivas desde el punto de vista económico.

En particular, la dinámica de los mercados eléctricos implementados puede producir cambios regulatorios a corto plazo que pueden motivar, involuntariamente, transformaciones pragmáticas de regulación que posteriormente podrían quedar desadaptadas. Así, se llega comúnmente a situaciones en las que muchas de las normas no producen un concepto único que permite comprender el contenido y sus relaciones, debido a la multiplicidad de formulaciones normativas aparentemente dispares y hasta contradictorias, por lo que resulta imprescindible la existencia de un enfoque conceptual de las normas que se aleje, en la medida de lo posible, de las soluciones pragmáticas que no se deben a problemas estructurales, sino de gestión.

La propia dinámica de los mercados crea una nueva normativa que da solución a un problema experimentado, pero ese marco regulatorio no necesariamente conduce al cumplimiento de objetivos a largo plazo.

En este sentido, diversas discusiones que se han registrado en el último año sobre el principio de acceso abierto a las redes de transmisión eléctrica para nuevos proyectos renovables en distintos países de la región, tales como Chile, Perú o Panamá, han puesto en el centro de debate si se debe verificar la capacidad de transmisión disponible, en función del uso que de la misma hacen las centrales que ya están conectadas a la red, para otorgar (o no) la conexión. Es decir: una interpretación de la normativa vigente a la luz de una situación que se presenta en el corto plazo ante pedidos de conexión de proyectos renovables, corre el riesgo de derivar en una nueva normativa que afecte al desarrollo de esos proyectos, al reconocer derechos preexistentes sobre la capacidad de transmisión de otros generadores que participan del merca-

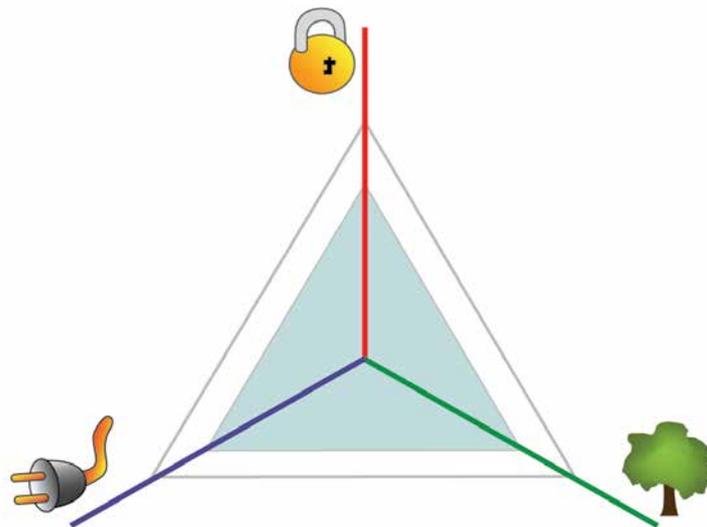
do, si no se realiza una interpretación de las consecuencias de la decisión que se adopte en el marco de una política de largo plazo.

En consecuencia, es de vital relevancia avanzar en la fijación de objetivos de sostenibilidad de largo plazo, que den marco adecuado a la interpretación de los ajustes normativos que se aplican en el corto plazo como consecuencia de la propia dinámica sectorial y de los mercados.

De esta manera se podrá evaluar adecuadamente si tales ajustes tienen un impacto negativo o positivo en función de esos objetivos de largo plazo, y, en caso de ser negativo, poder evaluar así el grado de desvío que los mismos producen, para posteriormente procurar la necesaria readecuación, evitando la acumulación de desvíos a lo largo del tiempo.

Nuevamente estamos ante la presencia de decisiones a corto plazo, que pueden afectar todas las dimensiones del trilema energético, pero particularmente la ambiental, puesto que es la que plantea nuevos desafíos en un marco de poca claridad en las políticas a largo plazo.

**Figura 1.6.** Impacto en la sostenibilidad por falta de políticas de largo plazo



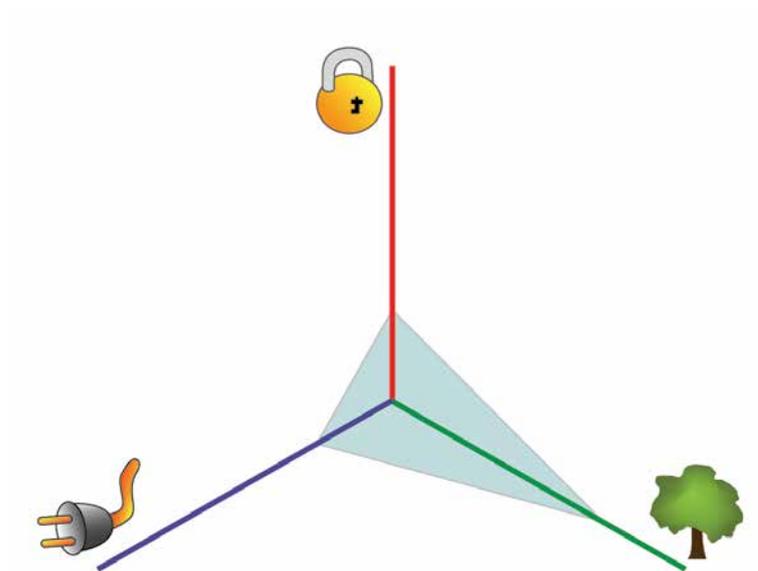
Fuente: *Elaboración propia.*

### *El impacto en el medioambiente*

Una adecuada interpretación de los roles institucionales, conjuntamente con una evaluación de las capacidades reales de gestión de riesgos de todos los actores involucrados, es la base para evitar la creciente conflictividad para el desarrollo de infraestructura asociada a cuestiones de impacto ambiental. En este sentido, un mayor involucramiento del Estado en la gestión de los permisos resulta vital, de modo que se puedan ponderar adecuadamente todas las dimensiones del trilema en la resolución de los conflictos.

Un elevado nivel de conflictividad en esta materia quizás tenga impacto positivo si es evaluado exclusivamente desde la óptica ambiental, pero redundará en mayores costos económicos, que eventualmente pueden afectar la accesibilidad, y, posiblemente, también la seguridad de suministro. Estaremos otra vez en una situación de desbalance en el triángulo de la sostenibilidad (ver Figura 1.7).

**Figura 1.7.** Impacto en la sostenibilidad por priorización exclusiva del impacto medioambiental



Fuente: Elaboración propia.

### Panorama sobre la evolución actual de la demanda eléctrica en América Latina

De la mano de su desarrollo, América Latina ha experimentado recientemente un significativo aumento de la demanda eléctrica. En particular, durante las últimas cuatro décadas el promedio de la tasa de crecimiento anual de la demanda eléctrica de la región fue de 5% anual. Esto último se corresponde con una región que se encuentra en pleno desarrollo de sus sistemas eléctricos y en aumento del consumo eléctrico per cápita.

**Cuadro 1.1.** Tasa de crecimiento promedio región durante las últimas cuatro décadas

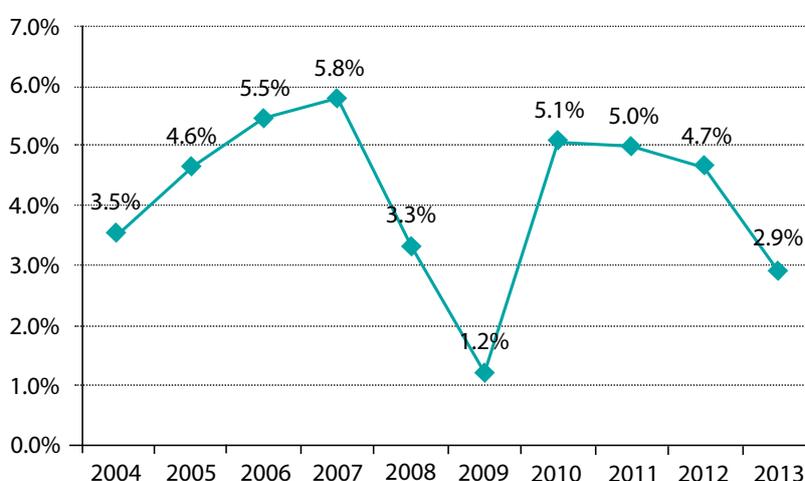
País	1970-1980	1980-1990	1990-2000	2000-2010	Promedio
<b>Promedio de países seleccionados</b>	<b>6,7%</b>	<b>4,3%</b>	<b>5,2%</b>	<b>3,9%</b>	<b>5,0%</b>
Argentina	5,8%	2,1%	6,5%	4,1%	4,6%
Brasil	12,1%	5,9%	4,3%	3,1%	6,4%
Perú	5,5%	3,1%	3,9%	6,2%	4,7%
Uruguay	4,1%	3,2%	5,8%	3,4%	4,1%
Colombia	6,8%	5,3%	2,2%	3,7%	4,5%
México	9,2%	5,8%	4,9%	2,5%	5,6%
Chile	3,6%	4,7%	9,0%	4,1%	5,4%

Fuente: Elaboración propia con datos de la International Energy Agency y organismos locales de despacho eléctrico.

Sin embargo, la evolución reciente de la tasa de crecimiento eléctrico de la región ha mostrado una desaceleración. En los últimos 10 años, dicha tasa se incrementó entre 2004 y 2007, pasando de 3,5% a 5,8% anual, para luego sufrir una importante desaceleración como consecuencia de la crisis económica internacional del 2008-2009, llegando a un valor promedio de crecimiento de 1,2% anual en 2009.

El "efecto rebote" de la crisis que se observa en 2010 alcanzó un promedio para la región de 5,1% anual (el cual, de todos modos, es un valor menor al crecimiento registrado en 2007). Desde el 2010 al 2013, la tasa se desaceleró a un ritmo creciente llegando a un porcentaje de 2,9% en 2013, segundo valor más bajo en los últimos 10 años.

**Gráfico 1.1.** Tasa de crecimiento promedio región durante los últimos 10 años



Fuentes: Elaboración propia con datos de los organismos locales de despacho eléctrico de países seleccionados (Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Colombia, Costa Rica, República Dominicana, Perú, Uruguay, Panamá, Guatemala).

Estas cifras podrían evidenciar una desaceleración de la economía regional. Los valores parciales que se están registrando este año parecen confirmar esta tendencia. Hasta el presente, este efecto no se ha trasladado al ritmo de inversiones en el lado de la oferta, que sigue impulsada fuertemente por las tecnologías renovables, en particular la solar debido a su incremento de competitividad relativa. Sin embargo, esta evolución de la demanda puede tener un efecto negativo en las políticas que hemos analizado, así como en el ritmo de inversiones en nueva generación.

En efecto, un exceso de oferta por menor crecimiento de la demanda respecto al previsto, fomenta la postergación de implementación de políticas de desarrollo sectorial, en la medida en que se advierta que la oferta eléctrica no está comprometida en el corto plazo.

## Conclusiones

El análisis desarrollado pretende poner evidencia que, cualquiera sea la medida adoptada en el sector eléctrico de cada país, ésta tendrá algún impacto positivo o negativo en, al menos, una de las dimensiones del trilema energético: seguridad de suministro, accesibilidad al servicio (equidad) y sostenibilidad ambiental.

En la medida en que tales acciones obedezcan a solucionar problemas de corto plazo, el riesgo de que el impacto sea negativo es mayor, particularmente si no existe claridad en la formulación de las políticas a largo plazo. Urgencias impuestas por situaciones externas al sector eléctrico o

derivadas de la propia dinámica de las instituciones y actores involucrados en el mismo, pueden determinar acciones que desvíen el rumbo de los objetivos del trilema, sin que se evalúen los efectos negativos de tales acciones en el largo plazo.

Es así que los cambios de paradigmas que fueron objeto de análisis en las anteriores ediciones del informe IDEAL se deben inscribir en el marco de la sostenibilidad sectorial esbozado en esta edición.

Adicionalmente, atender solo algunas de las dimensiones del trilema también tiene consecuencias negativas en el objetivo superior de lograr la sostenibilidad. Es decir, preocuparse solamente por la equidad, o la seguridad de suministro o los aspectos ambientales, tarde o temprano resultará en una afectación de la sostenibilidad a nivel general por el impacto negativo sobre las dimensiones desatendidas.

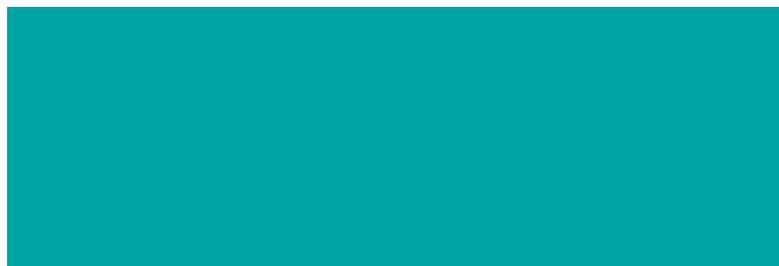
El sistema que se emplee para definir las inversiones en generación eléctrica, el agrupamiento de países de menor escala a través de acuerdos regionales para lograr soluciones eficientes, así como las metas medioambientales, deben formar parte de las políticas a largo plazo que permitan progresar simultáneamente sobre cada uno de los ejes que, en su conjunto, garantizan la sostenibilidad. La desaceleración del crecimiento de la demanda puede obrar como incentivo para que los gobiernos posterguen decisiones en esta materia.

El avance equilibrado sobre todos los ejes de la sostenibilidad tiene como actor central el mejoramiento de la infraestructura como vehículo promotor del desarrollo, reflejando el paradigma de “infraestructura para el desarrollo” analizado en IDEAL 2013.

# IDEAL 2014

## capítulo 2

AGUA Y SANEAMIENTO



## AGUA Y SANEAMIENTO

IDEAL 2014 tiene como objetivo auspiciar una reflexión sobre el papel del Estado y del mercado en la cadena de valor de la infraestructura pública, con un énfasis particular en la participación empresarial en la inversión y en la provisión de los servicios relacionados con el agua en el medio urbano. Esta temática sigue un hilo conductor que se inicia en discusiones previas sobre la infraestructura y los servicios del agua, las cuales han sido documentadas anualmente por CAF a través de la serie IDEAL.

También se recogen tendencias y novedades sobre tópicos relacionados con el agua que pueden ser de interés para la audiencia objetivo de estos textos, que está constituida primordialmente por tomadores de decisión en los países, profesionales en los ámbitos técnicos y gerenciales y, en general, académicos y públicos diversos que acompañan los temas del agua desde diversos ángulos de la sociedad civil.

En esta oportunidad, se discutirán tendencias recientes que permiten orientar sobre la gestión de eventos hidrológicos extremos en ciudades de América Latina, específicamente en temas relacionados con inundaciones y sequías. Sobre las primeras se revisan los enfoques modernos que se proponen para la región con miras a mejorar la planificación y operación de la infraestructura para el drenaje urbano y, para ello, se utilizan referencias de Porto Alegre, Buenos Aires y Guayaquil. Con relación a las sequías, se describe la estrategia y herramientas que utiliza la empresa de agua potable y saneamiento del estado de Sao Paulo (SABESP), para enfrentar una situación de escasez hídrica que no tiene precedentes en la historia de la ciudad.

Finalmente, se presenta una actualización de indicadores sobre agua e infraestructura para los países de la región. Este documento será publicado con motivo de la Cumbre de Jefes de Estado de Iberoamérica que se efectuará en Veracruz, México, el 3 de noviembre de 2014.

### **Estado y mercado en la infraestructura y servicios urbanos del agua**

Para iniciar la discusión sobre la temática específica del Estado y el mercado en la cadena de valor de los servicios urbanos del agua, podemos visitar algunas cuestiones basilares que fueron reseñadas y discutidas en anteriores entregas de IDEAL, y que se refieren al tamaño y estructura del mercado para la infraestructura y los servicios del agua en las ciudades de América Latina.

Sin embargo, debe quedar claro que, aunque el mercado para los servicios urbanos del agua<sup>1</sup> es, sin duda, el de mayor importancia en cuanto a sus dimensiones monetarias e impacto social, no se quiere por ello desconocer la existencia de otros mercados vinculados al agua que tienen una importancia enorme, como es el caso del agua en el medio rural, en la productividad y competitividad de la agricultura irrigada, en la generación de electricidad a partir de desarrollos hidroeléctricos, la utilización del recurso para el enfriamiento de plantas térmicas y las demandas de agua que exige el desarrollo minero, especialmente en las altas y áridas sierras andinas, entre otros.

## Una aproximación al tamaño y organización del mercado para los servicios urbanos del agua en América Latina

En la primera edición de IDEAL 2011 (CAF, 2011), se presentó una estimación de las inversiones que deben realizar los países de América Latina hasta el 2030 para cerrar las brechas de acceso a los servicios de agua potable, saneamiento<sup>2</sup> y drenaje en el medio urbano de la región. Este cálculo tomó en cuenta que el habitante urbano espera que su domicilio se conecte a redes públicas de agua potable y alcantarillado. Además, se incluyeron las inversiones para el desarrollo de fuentes de agua que permitan cubrir los déficits actuales y el crecimiento poblacional durante ese período, las inversiones para alcanzar un 64% de tratamiento de las aguas residuales urbanas y los costos de infraestructura para cubrir un 85% del espacio urbano con servicios de drenaje. Se consideraron no solamente las expansiones de infraestructura, sino también los costos de rehabilitación de redes de agua y alcantarillado y los costos de nuevas conexiones en zonas urbanas donde predomina la informalidad y la vivienda precaria –aproximadamente un 25% de la población urbana de las grandes ciudades–.

Para alcanzar estos objetivos, se requieren inversiones equivalentes al 0,3% del PIB regional<sup>3</sup>, de modo que se puedan cubrir tanto las mejoras directamente relacionadas con la operación de los servicios y aquellas con fuertes externalidades ambientales y sociales, como las destinadas a la creación y rehabilitación de infraestructuras que pueden catalogarse como *public goods* (bienes públicos). Estas últimas incluyen inversiones con propósitos múltiples para la regulación, provisión segura de agua y control de avenidas, inversiones en drenaje urbano, instalaciones para el tratamiento de aguas servidas, inversiones en ciudades pequeñas y medianas con altos índices de pobreza e inversiones para la formalización de conexiones domiciliarias en zonas de informalidad urbana en las grandes ciudades, entre otras. Con parámetros referenciales del 2010, se necesita ejecutar inversiones por un monto de, al menos, USD 12.500 millones por año para el conjunto de los países de América Latina que, en valores constantes, alcanzaría un valor agregado de USD 250.000 millones para el período 2010-2030 (ver Cuadro 2.1).

Cabe destacar que dentro de esta estimación se integran prácticamente todas las inversiones relacionadas con el ciclo urbano del agua y también se toma en cuenta el ciclo de vida de la infraestructura, porque incluye el costo de la rehabilitación y renovación de los activos operacionales. Por lo tanto, este cálculo contrasta con el que realizan rutinariamente las organizaciones internacionales, donde generalmente se consideran los costos unitarios aplicados a los déficits de provisión de servicios mejorados de agua potable y saneamiento siguiendo las definiciones utilizadas para reportar sobre el grado de cumplimiento de la Metas de Desarrollo del Milenio (ver Recuadro 2.1: ¿Cómo se define la cobertura?).

Por otra parte, con base en el análisis de datos e indicadores de los países que reportan las mejores estadísticas sectoriales<sup>4</sup>, se estimó que el costo para operar los servicios de agua potable

<sup>1</sup> En este documento, los servicios urbanos del agua tienen una interpretación amplia. Se refieren a todos los componentes del ciclo hidrológico de las aguas urbanas, desde la gestión de los recursos hídricos hasta la devolución del agua tratada en los cuerpos receptores; incluyendo el abastecimiento de agua potable, la recolección y tratamiento de aguas servidas y la gestión del drenaje urbano.

<sup>2</sup> Saneamiento y alcantarillado se utilizan indistintamente a lo largo de este texto. Sin embargo, en sentido estricto, saneamiento comprende las redes de alcantarillado, los conductos de transporte, el tratamiento de aguas residuales y los medios de disposición final en cuerpos receptores finales.

<sup>3</sup> Para el caso de Brasil, se llegó a un porcentaje semejante de acuerdo con un informe presentado por el Banco Mundial en el 6to Foro Mundial del Agua, realizado en Marsella en marzo del 2012.

<sup>4</sup> Chile, Colombia y Brasil.

**Cuadro 2.1.** Inversiones en infraestructura urbana de agua, proyección al 2030

Proyección al 2030			
Servicio	USD (miles de millones) (2010-2030)	USD (miles de millones) Promedio/año	Meta para el 2030
Agua potable <sup>1</sup>	45,4	2,27	100% cobertura
Alcantarillado <sup>1</sup>	79,4	3,97	94% cobertura
Depuración <sup>1</sup>	33,2	1,66	64% aguas residuales
Drenaje <sup>1</sup>	33,6	1,68	85% área urbana
Fuentes de agua <sup>2</sup>	27,1	1,35	100% demanda incremental
Formalización de conexiones de APyS	30,5	1,52	50% reducción de la brecha
<b>Total</b>	<b>249,2</b>	<b>12,45</b>	

1) expansión, rehabilitación, renovación 2) nuevas fuente del agua

Fuente: IDEAL (2011).

y alcantarillado sanitario es de unos USD 21.000 millones, equivalentes aproximadamente al 0,5% del PIB regional del año 2010. Este monto puede aproximarse al ingreso tarifario que reciben las empresas considerando los bajos, o incluso negativos, márgenes operacionales, y el valor medio regional del servicio de agua y alcantarillado, el cual era de USD 0,62/m<sup>3</sup> y superior en los mayores mercados de México y Brasil (USD 0,92/m<sup>3</sup> y USD 0,98/m<sup>3</sup> respectivamente). Con estas cifras puede sugerirse que el tamaño de la industria del agua urbana en América Latina alcanzaría los USD 33.500 millones.

El tamaño del mercado urbano del agua calculado con base en un análisis sistemático de los déficits estructurales de los servicios de infraestructura y en las inversiones para alcanzar metas realizables hasta el año 2030, se aproxima notablemente a los gastos de capital y de operación que se reportan para cada uno de los países de América Latina en la acreditada publicación Global Water Intelligence (GWI – por sus siglas en inglés). En efecto, los levantamientos de información que realiza periódicamente GWI registran un costo operacional (operational expenditures - OPEX) de unos USD 19.000 millones y una inversión de capital (capital expenditures - CAPEX) de USD 10.200, ambos reportados para el año 2011. Cabe destacar que Brasil representa un 50% del OPEX y 40% del CAPEX regional. Cuando estos valores se agregan a los de México, Colombia y Chile, se llega al 75% y 84% del OPEX y CAPEX regional, respectivamente.

A título comparativo, GWI reporta que el mercado global de los servicios urbanos del agua se acerca a los USD 500.000 millones, de los cuales América Latina representaría solamente un 6%. Este mismo mercado en los Estados Unidos tiene un valor estimado en USD 130.000 millones, de los cuales dos terceras partes corresponden a los ingresos por la venta de servicios que reciben las empresas de agua potable y las de recolección y tratamiento de aguas servidas; y el tercio restante lo constituyen las compañías que venden materiales, equipos o servicios a esta industria (ver Figuras 2.1 y 2.2) (Maxwell, 2012).

Cuando estos estimados se comparan con el PIB global y con el de Estados Unidos, USD 71,83 trillones y USD 17,29 trillones, respectivamente, para el año 2011 (The World Bank, 2014) se observa que el tamaño de la industria del agua representa un 0,7% del PIB global y 0,75% del correspondiente a Estados Unidos.

Un cálculo semejante para América Latina muestra que el tamaño de la economía ligada al agua urbana representa solamente un 0,6% del PIB regional, o sea 20% por debajo de los valores referenciados. Además, en países de rápido crecimiento como China, donde se realizan enormes inversiones de infraestructura para acomodar un acelerado crecimiento urbano, se materializan grandes obras de transporte de agua para cubrir déficits territoriales entre la oferta y demanda de agua. Allí y en otras naciones del

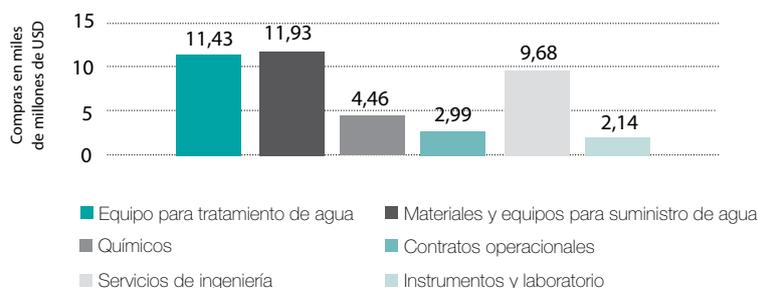
<sup>5</sup> Estimado en USD 4.200 millones. World Development Indicators. World Bank. 2010.

<sup>6</sup> Por ejemplo, la empresa de agua potable y saneamiento de Buenos Aires recupera con tarifas, menos del 25% de su costo operacional, el cual tienen que ser subsidiado por el gobierno federal como parte de su política social.

<sup>7</sup> Estimado en función de los metros cúbicos de agua facturados.

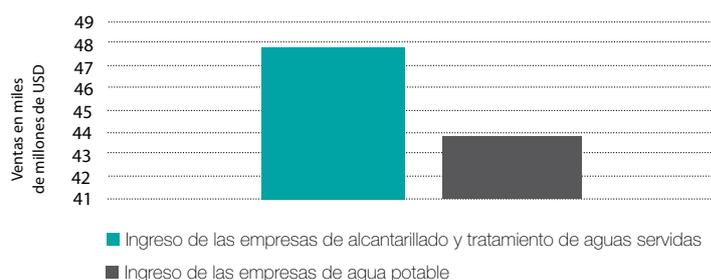
sudeste asiático, el tamaño de la industria del agua urbana debe representar un porcentaje aún mayor del PIB. Por lo tanto, es válido pensar que en América Latina hay espacio para expandir el tamaño de este sector y así alcanzar los niveles de países competidores en el mercado mundial.

**Figura 2.1.** Industria del agua en Estados Unidos (compras 2012)



Fuente: Maxwell (2012).

**Figura 2.2.** Industria del agua en Estados Unidos (ventas 2012)



Fuente: Maxwell (2012).

Como puede esperarse, cuando se desagregan los estimados para la región se descubren diferencias notables entre los países, y también hacia el interior de los mismos. Por ejemplo, Chile tiene una industria del agua consolidada y ha alcanzado índices de atendimento con servicios de agua potable y alcantarillado sanitario que son comparables a los que se observan en estados europeos con un alto desarrollo económico. En el resto de la región, a nivel de las capitales y grandes concentraciones urbanas de cada nación, unas pocas ciudades reportan deficiencias graves que se reflejan en un abastecimiento intermitente de agua potable para un porcentaje mayoritario de la población, y en el incumplimiento de los estándares de calidad del agua. Al mismo tiempo, en la mayoría de estas mismas ciudades se mantienen muy bajos niveles o simplemente no se dispone de algún tratamiento de aguas servidas.

Al interior de los países también se percibe que ciudades de tamaños superiores a los 500.000 habitantes, por lo general, cuentan con empresas profesionalizadas<sup>8</sup>, y avanzan hacia el ofrecimiento de mejores servicios, como consecuencia de una fuerte presión social y política sobre este universo de prestadores. En ciudades de tamaño medio y pequeño, entre 20.000 y 200.000 habitantes, la condición operacional suele ser precaria, a pesar de los esfuerzos de inversión pública dirigida a este segmento en la última década. Esto ocurre, especialmente, a partir de la adopción de las Metas de Desarrollo del Milenio por parte de los países, en el año 2002, y también debido a la influencia del debate sobre políticas públicas relacionado con el cumplimiento del derecho universal al agua y saneamiento, en el cual algunos estados de América Latina han asumido un papel protagónico a nivel internacional (CAF, 2014).

<sup>8</sup> Entendido como el nivel profesional de los cuadros técnicos y gerenciales.

Sin embargo, a pesar de los altos niveles de cobertura de acceso a las redes de agua potable y alcantarillado que reportan las estadísticas oficiales internacionales, los servicios de agua potable en los domicilios todavía muestran importantes deficiencias en cuanto al cumplimiento de estándares sanitarios y a la prestación de servicios en forma continua, a presiones adecuadas, siete días a la semana y 24 horas al día. Estas fallas crónicas afectan en forma asimétrica e injusta a las poblaciones urbanas vulnerables y pobres en las periferias de las ciudades<sup>9</sup>. Además, el tratamiento de las aguas residuales es deficitario a nivel regional, puesto que menos del 30% del agua residual generada en los domicilios recibe algún tipo de tratamiento antes de ser descargada nuevamente en el medioambiente. A este cuadro, que contrasta notablemente con una visión optimista centrada en mostrar avances con datos sobre coberturas de acceso, habría que agregar carencias significativas de capacidad en la infraestructura y gestión del drenaje urbano.

Entender las razones subyacentes detrás de estas aparentes contradicciones es una discusión abierta y una temática poco estudiada. En esta nota se argumenta que la enorme fragmentación de prestadores de servicios de agua potable y saneamiento (que se traduce en un universo de docenas de miles de gestores de diversos tamaños a lo largo y ancho de la región, sin atención a su capacidad para poder operar a escalas económicas adecuadas) puede tener un peso importante para desmadejar el dilema. Por ello, conviene entender por qué otros sectores de servicios públicos en redes no tienen los mismos problemas de organización industrial que presentan los servicios de agua potable y alcantarillado.

Quizás la característica más resaltante del sector agua potable y saneamiento, frente a otros servicios públicos domiciliarios como la electricidad, las comunicaciones y el gas, por ejemplo, es el grado de centralización de las operaciones en estos otros sectores de la infraestructura. A esto se suman las rigideces estructurales para introducir competencia tanto entre operadores a nivel horizontal, como también verticalmente y las implicaciones sociales y ambientales asociadas a la producción de agua y a la generación de agua contaminada.

A partir de estas observaciones, un análisis crítico sobre la diversidad de prestadores de América Latina levanta interrogantes fundamentales sobre la necesidad de revisar rigurosamente las prioridades para la asignación de recursos financieros, así como también de evaluar la eficiencia y eficacia del gasto de inversión en infraestructura (CAPEX) que realizan los países. Por ejemplo, en lo referente a los gastos operacionales (OPEX), en el informe IDEAL 2011 se presentó un análisis del costo escondido de la ineficiencia operacional mediante la comparación de los valores medios reportados en diversas fuentes para varios Estados con indicadores estandarizados de eficiencia en cuanto a un porcentaje aceptable de pérdidas de agua de 20%, la recaudación del 100% de la facturación y una productividad laboral equivalente a un empleado por cada 1.000 cuentas. El costo de estas ineficiencias se estimó en un valor cercano a USD 6.000 millones por año (CAF, 2011).

Por lo tanto, una conclusión inmediata y obvia apunta hacia la necesidad imperiosa de promover políticas públicas que contrarresten las ineficiencias crónicas de esta industria en sus diferentes segmentos, las cuales permitirían canalizar los flujos que hoy día financian ineficiencias, hacia inversiones prioritarias sin necesidad de incrementar los cargos a los usuarios. Otra conclusión no menos evidente e importante se refiere a la necesidad de priorizar y mejorar la eficiencia del gasto en inversiones de capital, de forma tal que se atiendan los déficits actuales de servicios en redes, se rehabiliten los activos con precario mantenimiento y altos niveles de obsolescencia, y se garantice la seguridad del abastecimiento hídrico de las ciudades.

### **Recuadro 2.1:** ¿Cómo se define la cobertura?

En el léxico común de América Latina, cuando se utiliza el término cobertura de los servicios de agua potable y saneamiento se pueden entender conceptos muy diferentes. Por ejemplo, para el público más amplio que se informa a través de medios de comunicación masiva, la cobertura generalmente se asocia con el acceso de una vivienda o de una familia a una red de agua potable o alcantarillado. De la misma forma, también se perciben variaciones importantes entre los países con relación a las definiciones del concepto de agua o saneamiento seguro o mejorado; e igualmente existen discrepancias con las concepciones sobre población urbana y rural. Además, cuando se examinan las estadísticas de cobertura de los países (ver apéndice de indicadores) se detectan variaciones y un crecimiento de la cobertura

<sup>9</sup> Entendido como el nivel profesional de los cuadros técnicos y gerenciales.

en los Estados a lo largo de los años, los cuales son muy poco creíbles independientemente de la definición que se adopte.

Hasta 1996, dos terceras partes de los países que reportaban a los sistemas de las Naciones Unidas indicaban cómo definían el acceso. En ese momento, la descripción más común estaba centrada en la distancia o el tiempo desde una vivienda a la fuente de agua, la cual variaba entre 50 y 2.000 metros, y entre 5 y 30 minutos. En algunos casos, se tomaba en cuenta la cantidad de agua, considerándose que valores de 15 a 50 litros por persona por día eran aceptables. Para el saneamiento, se utilizaban diversas definiciones que agrupaban las tecnologías que rompen la ruta de contaminación oral-fecal. A partir del año 2000, aparecen cambios importantes en estas definiciones y, como tal, se utilizan los términos de acceso mejorado al agua y saneamiento.

Desde el año 2000, la Organización Mundial de la Salud (WHO – por sus siglas en inglés) y el Programa de Monitoreo Conjunto (JMP – por sus siglas en inglés) intentan cambiar el énfasis en la búsqueda de información, la cual se basaba solamente en la aportada por los proveedores de servicios, para incorporar la data directamente de los usuarios que reflejen el uso de las instalaciones sanitarias en las viviendas a través de encuestas de hogares. Como consecuencia, la definición de “acceso razonable” actualmente se asocia con la disponibilidad de 20 litros por persona por día, de una fuente a una distancia no mayor de 1 kilómetro de la vivienda. Lamentablemente, las encuestas de hogares no se realizan regularmente lo que hace difícil efectuar comparaciones entre países, en incluso dentro de los mismos Estados y sus estratos socioeconómicos.

Bajo este nuevo enfoque, el cual está alineado para responder al monitoreo de las Metas de Desarrollo del Milenio, se entiende que una fuente mejorada de agua potable es aquella que, como consecuencia de su construcción y a través de una intervención activa, se encuentra protegida de contaminación externa, en particular de origen fecal. Con base en esta definición, las tecnologías aceptables incluyen: conexiones domiciliarias, pilas públicas, pozos excavados y perforados, manantiales protegidos y recolección de agua de lluvia. De la misma manera no se consideran fuentes de agua mejoradas los pozos y manantiales no protegidos, ríos y lagunas, agua suministrada por vendedores individuales de agua, agua embotellada y agua suministrada en camiones cisterna. También se definieron las siguientes tecnologías para calificar el saneamiento mejorado: conexión a una red de alcantarillado, conexión a un pozo séptico y letrinas secas simples y mejoradas con ventilación. Además, se cataloga como saneamiento no mejorado aquel que consiste en letrinas públicas o compartidas y en sistemas de disposición en letrinas abiertas o en balde.

Es importante aclarar que las estadísticas presentadas por el WHO/JMP no permiten deducir automáticamente que la calidad del servicio de agua potable o saneamiento sea “adecuada” o “segura”. Tampoco están diseñadas para informar sobre la intermitencia del servicio, ni sobre la calidad sanitaria del agua en cuanto al cumplimiento de la normativa. Sin embargo, las metodologías establecidas indican que sistemas de agua potable en redes se consideran en “funcionamiento” cuando operan diariamente sobre el 50% de su capacidad. De forma similar, las bombas manuales de agua deben operar al menos el 70% del tiempo, y los plazos entre fallas y reparaciones no deben superar los 15 días.

Fuente: [http://who.int/docstore/water\\_sanitation\\_health/Globassessment/globalAnnex.htm](http://who.int/docstore/water_sanitation_health/Globassessment/globalAnnex.htm)

### *Estructura del mercado*

Durante las últimas dos décadas, en la mayoría de los países de América Latina se ha venido arraigando un entendimiento normativo sobre la estructura industrial del sector agua potable y saneamiento, el cual considera tres componentes principales.

Primero, según esta nueva concepción, las funciones de política sectorial y asignación de recursos fiscales recaen sobre los órganos del ejecutivo y legislativo, y en agencias sectoriales, especialmente aquellas en el nivel nacional de gobierno. En segundo lugar, se entiende que cuando existen monopolios naturales, como es el caso de los servicios en red de agua potable y alcantarillado, no actúan

las fuerzas competitivas del mercado y, por ello, se necesitan instituciones y procedimientos para la regulación de precios y defensa del consumidor. Este concepto, novedoso en la región, agrupa un conjunto de funciones que teóricamente deben establecerse en instituciones públicas con un adecuado nivel de autonomía y representatividad. Por último, la responsabilidad directa de los servicios públicos de agua potable y saneamiento están adscritos constitucionalmente en cabeza de los municipios, aunque existen importantes excepciones como es el caso de Chile, Uruguay y Centroamérica.

### *Prestadores de servicios*

A partir de la década de los 80, en prácticamente todas las naciones de América Latina, se consolidan las decisiones políticas y legislativas sobre la responsabilidad municipal para la prestación de los servicios de agua potable y saneamiento. Esta tendencia acompaña los procesos de reforma del Estado y descentralización política que ocurren en muchos países, siguiendo agendas de política pública que aplican principios de subsidiaridad y reducción del tamaño de los gobiernos centrales. Esta agenda ha tenido una expresión notable y benéfica en el continuo de Estados de la región porque ha conducido positivamente hacia la profundización de la democracia mediante la elección popular de autoridades políticas en casi 16.000 municipios, los cuales reciben nuevas competencias, abren más espacios a la participación social y ciudadana y aumentan el gasto público local, el cual se acerca al 20% del gasto gubernamental, que se traduce en incrementos considerables de la inversión en infraestructura (Rosales, 2011).

Como veremos más adelante, una comprensión de las reformas dirigidas desde la descentralización de funciones públicas hacia los municipios aporta elementos que ayudan a explicar la conformación y evolución del mercado para la prestación de los servicios de agua potable y saneamiento en América Latina. Para avanzar en este cometido, el Cuadro 2.2 proporciona una visión sintética sobre el estado actual de los procesos de descentralización en la región, donde se evidencia que dichas reformas han perdido parte de sus ímpetus iniciales y en algunos casos incluso existe un ajuste regresivo hacia la recentralización y también hacia la transferencia condicionada de competencias.

**Cuadro 2.2.** Inicio y situación actual de la descentralización en los países de América Latina 2011

País	Inicio	Situación actual
Argentina		Estancada. No es tema prioritario en la agenda política actual.
Bolivia	1994	En revisión. Adecuación de las leyes descentralizadores a la nueva constitución.
Brasil	1988	Descentralización consolidada. No es prioridad en la agenda política actual.
Chile	1990	Estancada desde mediados de los 90. No es tema de la agenda política actual.
Colombia	1986	Tendencias a la re-centralización por crisis fiscal y conflicto armado.
Costa Rica	2001	Ley descentralizadora. Dilema sobre cómo traspasar las competencias y recursos.
Ecuador	1997	En revisión. Ajustes a las leyes descentralizadoras en la nueva constitución de 2008.
El Salvador	1992	Hay normativa descentralizadora y demandas por incremento de recursos.
Guatemala	2002	Estancada. No es tema en la agenda política actual.
Haití	1987	Detenida. Crisis general del sistema político e institucional nacional y local.
Honduras	1993	Postpuesta por crisis política. Debate por municipalización de la educación pública.
Nicaragua	2003	Recentralización por conflicto político: menos poder y recursos municipales.

País	Inicio	Situación actual
México		Gobiernos estatales y del Distrito Federal fortalecidos, municipios afuera.
Panamá	2004	Detenida. La ley de descentralización ha sido suspendida por el gobierno.
Paraguay	1992	Mayores transferencias a los municipios. ¿Cómo fortalecer la gestión municipal?
Perú	2002	En proceso, pero municipios reclaman por reducción en la entrega de recursos.
República Dominicana	2003	No se cumple la ley que asigna 10% del presupuesto nacional a los municipios.
Uruguay	1996	Creación de 89 gobiernos municipales como tercer nivel de gobierno.
Venezuela	2005	Recentralización y debilidad municipal por el agudo conflicto político.

Fuente: Rosales (2011).

En este contexto, los casos de Brasil, Colombia y Chile merecen mención especial porque han implantado modelos inéditos para la organización industrial de los servicios de agua potable y saneamiento. Para ello, y sin ninguna pretensión de ser exhaustivos, se describen someramente los principales conceptos e instrumentos de política pública que les dan soporte a dichos modelos nacionales en el contexto de la descentralización política. Seguidamente, se identifican diferentes tipologías de prestación para las grandes ciudades y se formulan algunas interrogantes sobre la eficacia de dichos modelos para las ciudades medianas y pequeñas de la región.

### Brasil

La constitución de 1988 confirmó las prerrogativas municipales sobre los servicios de saneamiento y asoma la necesidad de que exista una coordinación entre los municipios y los estados en las regiones metropolitanas. Sin embargo, en lo relativo a los servicios urbanos del agua, desde la década de los 70, Brasil ya había promovido la creación de empresas estatales de saneamiento para la prestación de los servicios de agua potable y alcantarillado bajo contratos de concesión con los municipios.

Este modelo tiene su fundamento conceptual en el reconocimiento de la necesidad imperiosa de capturar las economías de escala intrínsecas a las inversiones hídricas y a los servicios de agua y saneamiento. También busca acelerar el ritmo de inversiones para recuperar déficits crónicos de infraestructura y responder efectivamente a las tasas de urbanización sin precedentes que experimentó Brasil entre 1950 y 1980. Para hacer frente a estos desafíos se requieren inversiones e instrumentos de gestión de recursos hídricos en ámbitos que generalmente traspasan los límites de las jurisdicciones político-territoriales. Además, también por consideraciones prácticas y administrativas que lleven a reducir los costos de transacción para la implementación de políticas públicas y canalizar recursos para la inversión en infraestructura.

Con el beneficio de una revisión retrospectiva, Brasil dio una respuesta eficaz a la atomización de servicios radicados exclusivamente en las jurisdicciones municipales. Con la intención de incentivar la adopción de este modelo de prestación basado en empresas estatales bajo contratos de delegación con los municipios, el gobierno federal utilizó diversos mecanismos relacionados con el acceso a recursos de financiamiento para inversiones en agua y saneamiento, y propuso esquemas de actuación con fuerte respaldo de asistencia técnica especializada. Como consecuencia de estas decisiones, un 80% de la población urbana pasó a ser atendida por 28 empresas de saneamiento, y el restante se mantuvo en compañías y autarquías en el ámbito municipal.

Posteriormente, desde mediados de la década de los 90 y en forma más acentuada después de algunas reformas complementarias aprobadas a partir del año 2007 para promover la participación privada, el mercado para empresas privadas dedicadas a la prestación de servicios de agua y saneamiento ha experimentado un crecimiento significativo, el cual alcanza aproximadamente a un 15% de la población

urbana de Brasil, y además, existen fuertes expectativas de que crecerá significativamente en los próximos 10-15 años para lo cual cuentan con apoyo de los bancos nacionales de desenvolvimiento, especialmente la Caixa Económica Federal (CEF, por sus siglas en portugués).

### Colombia

La política de agua potable y saneamiento básico de Colombia se enmarca dentro de la Ley de Servicios Públicos Domiciliarios de 1994, con la que el país se propuso los siguientes objetivos: ampliar las coberturas en servicios, particularmente deficitarias en ese momento en el subsector de saneamiento básico y en las regiones, localidades y áreas habitadas por los sectores más pobres de la población; dar continuidad en la financiación de la inversión; avanzar en el proceso de descentralización y la autonomía municipal en la prestación de algunos servicios; y, mejorar la gestión de las entidades prestadoras de los servicios.

La ley define competencias en los distintos niveles de gobierno y promueve la transformación del servicio público de agua potable y saneamiento con la obligatoria constitución de empresas regidas por el derecho privado. También establece los mecanismos para la regulación, inspección, vigilancia y control del Estado y ratifica la responsabilidad del municipio como responsable por la prestación de los servicios de acueducto, alcantarillado y aseo. Con relación al financiamiento, crea el Fondo de Solidaridad y Redistribución del Ingreso para la administración de los subsidios a los usuarios, integrado por un sistema de subsidios cruzados y aportes fiscales.

La heterogeneidad de entidades prestadoras obligó a realizar diversos ajustes a un modelo que sigue siendo un referente conceptual importante para América Latina. Uno de los objetivos específicos se refiere a la vinculación del sector privado en esquemas de actuación que permitan el aprovechamiento de economías de escala e incentivos a la eficiencia. Con esto, se pretende diseñar un modelo que simultáneamente le permita a los municipios medianos y pequeños resolver su problema de capacidad de gestión e ineficiencia, y beneficiarse de economías de escala.

En paralelo, para facilitar el cumplimiento de los Objetivos de Desarrollo del Milenio, se refuerza la meta de contrarrestar la pulverización de los servicios de agua potable y alcantarillado de unos 1.123 municipios y un universo de más de 10.000 prestadores<sup>10</sup>. Para ello, se considera potenciar las capacidades de actuación concurrente que se encuentran en los 32 departamentos del país, de modo que desde allí se pueda ejercer la coordinación financiera y técnica al servicio de los municipios en cada jurisdicción, creando así, en diversos formatos, una instancia intermedia entre el municipio y los organismos de gobierno a nivel nacional para la prestación de los servicios de agua potable y saneamiento.

La participación del sector privado ha crecido y actualmente alcanza aproximadamente un 10% de la población del país, incluyendo ciudades como Barranquilla, otras ciudades medianas, y pequeños operadores. Actualmente, se reactivan diversas iniciativas para estimular la realización de asociaciones público privadas a través de diversos instrumentos legales y regulatorios.

### Chile

En 1988, Chile aprobó un marco regulatorio para el sector agua potable y saneamiento, y el siguiente año constituyó 11 sociedades anónimas para la prestación regionalizada de los servicios de agua potable y saneamiento en el país. Todas estas sociedades eran dependientes de la Corporación de Fomento de la Producción (CORFO) la cual tiene la responsabilidad por la gestión de las empresas del Estado. Inicialmente, CORFO procedió a la venta de los activos de las mayores compañías de agua potable de saneamiento del país, incluyendo las correspondientes la zona metropolitana de Santiago, y otra para la región Valparaíso-Viña del Mar. Posteriormente, otras sociedades regionales fueron transferidas al sector privado mediante modelos de concesión (CAF, 2013).

El objetivo de política pública fue potenciar la eficiencia y asegurar a la población el acceso a los servicios de agua potable y alcantarillado. Para ello, se crea simultáneamente la Superintendencia de Servicios Sanitarios (SISS), lo cual da una señal clara que privilegia el papel regulador del Estado por encima de una función empresarial. Las empresas de servicios privatizadas se constituyen bajo el régimen de sociedades anónimas abiertas, bajo la fiscalización de la Superintendencia de Valores y Seguros (SVS) y de la SISS. Este modelo ha permitido satisfacer de manera eficiente y oportuna las necesidades de los

<sup>10</sup> Incluye servicios rurales.

clientes, aumentar las inversiones y coberturas, descentralizar las decisiones, rentabilizar los activos y dar mayor transparencia a la gestión de las compañías del sector.

Se espera que estas empresas puedan responder de forma eficiente a las expectativas de desarrollo económico y social de Chile, aumentar la cantidad y calidad de la cobertura de los servicios de agua potable y saneamiento, atender los requerimientos para el mantenimiento y reposición de la infraestructura y, por encima de todo, garantizar niveles de tarifas económicas que financien el costo real de los servicios, sin subsidios cruzados entre las diferentes regiones.

En paralelo se estableció una regulación del sector con más autonomía y un sistema de subsidio al pago de consumo de agua potable y servicio de alcantarillado, para los usuarios residenciales de escasos recursos. De esta manera, el gobierno central subsidia entre 25% y 85% de la cuenta mensual del cliente que califica para recibirlo, hasta un consumo de 20 m<sup>3</sup>. La selección de los beneficiarios se realiza por medio de los municipios utilizando información normalizada en el sistema de protección social. El subsidio aparece en la cuenta de aquellos que lo reciben y es abonado directamente a las empresas prestadoras.

### *Tipologías de prestación*

La organización industrial para la prestación de los servicios de agua potable y saneamiento en América Latina ofrece modelos muy diversos. Por lo general, en las 198 ciudades de mayor tamaño de la región<sup>11</sup>, con una población agregada de 260 millones (McKinsey Global Institute, 2011), se observa un mosaico heterogéneo. Usualmente debido a su tamaño e importancia relativa, las mayores metrópolis, disponen de una razonable capacidad técnica y gerencial. Es el caso de Santiago, Valparaíso y otras en Chile; Sao Paulo, Curitiba, Belo Horizonte y Brasilia, entre otras muchas en Brasil; Buenos Aires y Córdoba en Argentina; Montevideo en Uruguay; Santa Cruz de la Sierra en Bolivia; Quito, Guayaquil y Cuenca en Ecuador; Lima, Arequipa y Cuzco en Perú; Monterrey y San Luis Potosí en México, entre otras. En este grupo predomina notablemente la empresa pública como responsable de los servicios de agua potable y saneamiento.

Dentro de este universo, se detectan modelos prestacionales variados y razonablemente exitosos<sup>12</sup> que incluyen: empresas privadas en Chile, empresas estatales en Brasil, una compañía pública con alcance nacional en Uruguay, una cooperativa en Santa Cruz en Bolivia, empresas municipales en Bogotá y Medellín, y prestación privada bajo una concesión a 30 años en el caso de Guayaquil y en un grupo creciente de ciudades en Brasil. México organiza sus servicios de agua potable y saneamiento alrededor de organismos operadores, los cuales tienen una responsabilidad primaria por la operación, quedando la inversión y los ingresos por venta de los servicios, generalmente, en cabeza de los presupuestos de los municipios.

Estos modelos de prestación ofrecen experiencias valiosas y replicables al interior de cada uno de los países, y también lecciones que podrían asimilarse en otras ciudades dentro del contexto de la región de América Latina. Con relación al alcance de los servicios cabe destacar, que a diferencia de los Estados Unidos y muchas ciudades europeas, donde es común que los servicios de agua potable y de saneamiento estén a cargo de organizaciones diferentes, en América Latina, la mayoría de las empresas abarcan el ciclo completo, integrando agua y saneamiento en una sola organización. Incluso, en algunas ciudades como Guayaquil y Bogotá, las compañías se responsabilizan, al menos parcialmente, por los servicios de drenaje de aguas de lluvia.

El verdadero desafío prestacional en América Latina se encuentra en las ciudades medianas y pequeñas<sup>13</sup>, donde, por lo general, priva la precariedad de resultados e indicadores operacionales, y donde las capacidades técnicas y gerenciales son normalmente bajas. La población y centros urbanos en este segmento son difíciles de determinar con exactitud debido a las inconsistencias entre diferentes fuentes estadísticas y también por la utilización de definiciones discordantes, especialmente para establecer el tamaño de lo que se considera estrictamente rural. Sin embargo, esta limitación no impide construir una lógica argumentativa y conceptual, para lo cual no es imprescindible contar con una precisión estadística absoluta.

La Figura 2.3 intenta capturar esta realidad mediante un resumen de la información disponible sobre el tamaño de las ciudades referido al año 2007 utilizando diversas fuentes de información<sup>14</sup>. Aun-

<sup>11</sup> Superior a 200.000 habitantes.

<sup>12</sup> Se refiere primordialmente a indicadores de eficacia en cuanto a coberturas de las redes y continuidad de los servicios.

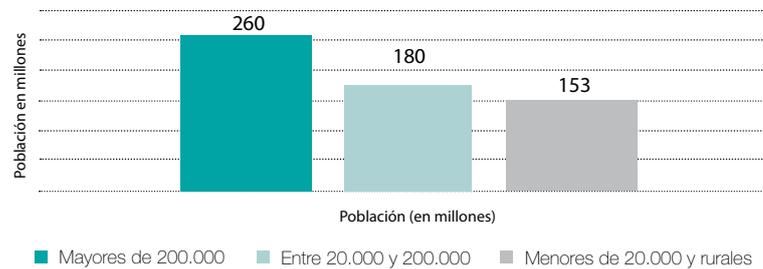
<sup>13</sup> Entre 20.000 y 200.000 habitantes.

<sup>14</sup> Básicamente CEPAL y MGI.

que se reconoce que hay diferencias entre ese año y el momento actual, se asume que éstas no deberían modificar lo esencial del análisis.

En el caso de la población rural, y en general para poblaciones urbanas pequeñas, el modelo prestacional que se construye a través de juntas de agua y alcantarillado, auxiliadas por asociaciones de juntas, es razonablemente exitoso para la prestación local bajo un fuerte control social; con el apoyo de las asociaciones para proporcionar algunos servicios técnicos que necesitan escalas operativas regionales; y también para adquirir poder político para la negociación sobre asignaciones presupuestarias con las autoridades formales de gobierno al nivel local y central de los países.

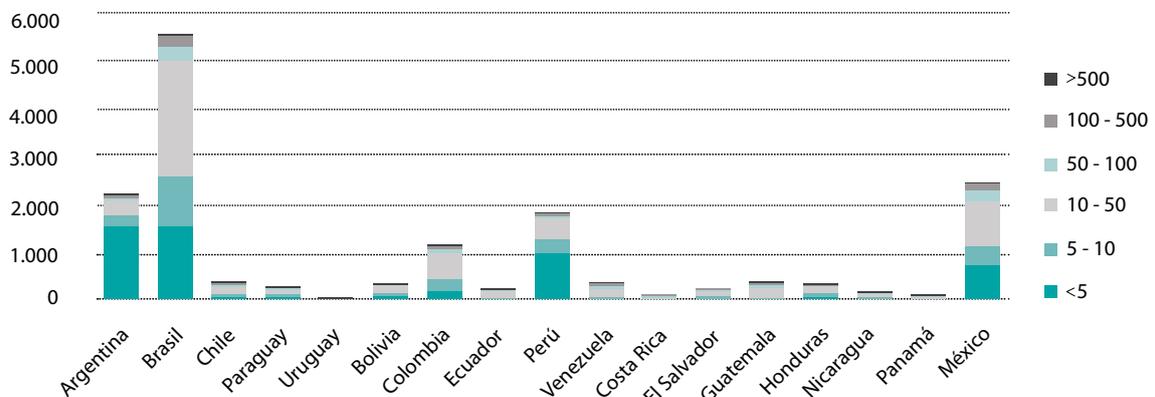
**Figura 2.3.** Distribución de población urbana de América Latina por tamaño (2007)



Fuente: Maxwell (2012).

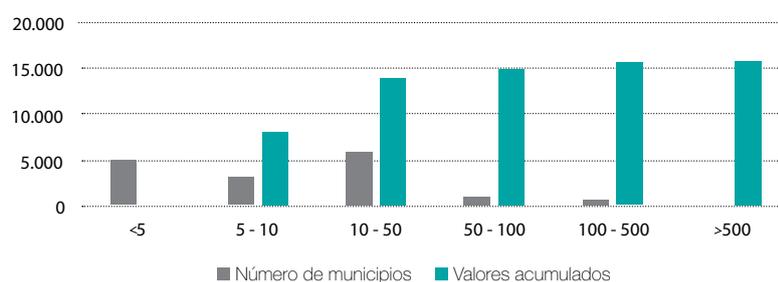
Siguiendo con el razonamiento anterior, puede inferirse que una población de aproximadamente 333 millones, donde se agrupan todos los que hacen vida en concentraciones menores de 200.000 habitantes, incluyendo población rural y dispersa, puede estar recibiendo servicios de agua potable y saneamiento con déficits importantes de infraestructura y de gestión operacional. Por tanto, no extraña que los gobiernos de muchos países de la región estén tratando de implementar ambiciosos programas de inversión dirigidos hacia este segmento de la población. Esta prioridad política no es gratuita dado que en este estrato (56% del total de la población) se concentran más del 95% de los municipios y gobiernos locales (Figuras 2.4 y 2.5).

**Figura 2.4.** Número de municipios por país y rango de tamaño (miles)



Fuente: Maxwell (2012).

**Figura 2.5.** Número de municipios en América Latina y rango de tamaño (miles)



Fuente: Maxwell (2012).

Además, si consideramos que 25% de la población urbana habita en centros mayores de 200.000, es decir, que 65 millones de personas viven en casas precarias y sujetas a la informalidad sobre la propiedad de la tierra y a urbanismo deficitario en muchos órdenes<sup>15</sup>, entonces, puede estimarse que una población combinada de 245 millones aún presenta carencias notables en sus servicios de agua potable y saneamiento, como consecuencia de un modelo prestacional que no los ha favorecido de la misma manera que al resto de la población urbana; es decir, unos 195 millones que sí disponen de servicios en red con calidad razonable. Nuevamente debe recordarse que la gran mayoría de la población en todos los segmentos, no dispone de tratamiento de sus aguas servidas.

### *Instancias regulatorias*

Tanto las empresas públicas como las privadas dedicadas a la provisión de servicios de agua potable y alcantarillado, necesitan una regulación de precio y de calidad del servicio, cuando el mercado no es competitivo. Este concepto parece obvio y de alguna manera se ha adoptado en una forma más o menos generalizada por las autoridades políticas y sectoriales en América Latina. Sin embargo, hasta hace pocos años no existía en la práctica de la política pública de la región.

A pesar de que se conocía la experiencia de los *public utility regulatory commissions*, que existen en Estados Unidos desde hace más de 100 años, esta noción solamente tomó un papel central en la discusión de políticas públicas en América Latina cuando se instaló un debate sobre la participación del sector privado en los servicios de agua potable y saneamiento en la región, a finales de la década de los 80 e inicios de la década de los 90. En ese momento se propuso un agresivo plan para privatizar los servicios de agua potable y saneamiento en el Reino Unido, que tuvo un impacto notable en el mundo entero y especialmente a través de las instituciones de desarrollo, con un fuerte impulso por parte de la banca multilateral.

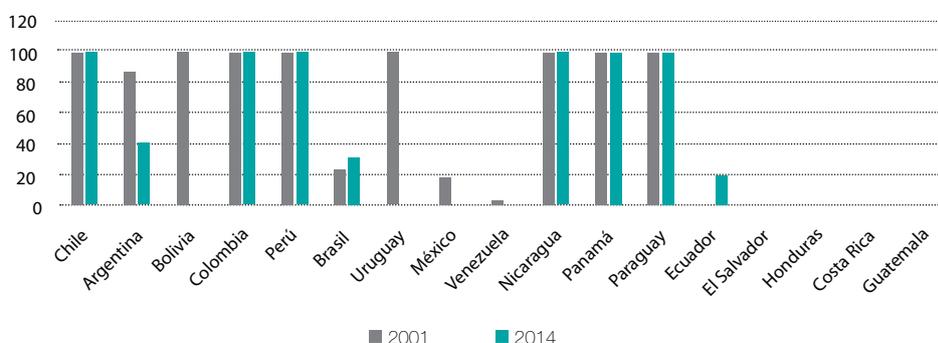
En Inglaterra y Gales, las razones de fondo para convocar al sector privado en la prestación de servicios públicos fueron principalmente dos: el convencimiento de la necesidad de reducir el tamaño del sector público, que debería optar por un papel subsidiario (regulador) porque el sector privado podría prestar estos servicios con mayor eficiencia al seguir los incentivos que ofrece el mercado. Y, en segundo lugar, la necesidad de realizar grandes inversiones para cumplir con la normativa europea sobre agua, especialmente con relación al tratamiento y disposición de aguas residuales. Como parte central de este modelo se crea la oficina reguladora de agua para Inglaterra y Gales (OFWAT – por sus siglas en inglés).

Este nuevo concepto institucional se adoptó con rapidez en América Latina. En 2001 se reportaron avances significativos sobre la población teóricamente amparada por instituciones regulatorias con responsabilidad sobre los servicios urbanos de agua potable y saneamiento (ver Figuras 2.6 y 2.7). La instalación de la normativa avanzó con mayor rapidez que la participación privada en los servicios regulados de los países. Como es conocido, después de unos pocos años, la participación privada disminuyó considerablemente; reduciéndose casi a cero en los casos de Bolivia, Uruguay y Argentina. En otros países, como Colombia y Brasil, las corporaciones privadas aumentaron su cuota en el mercado, alcanzando entre 10% y 15%, respectivamente, mientras que en Ecuador llegó a 18%, y en Chile prácticamente a 100%.

<sup>15</sup> Esta afirmación es congruente con los estimados de población con Necesidades Básicas Insatisfechas (NBI) que reportan diversas organizaciones internacionales.

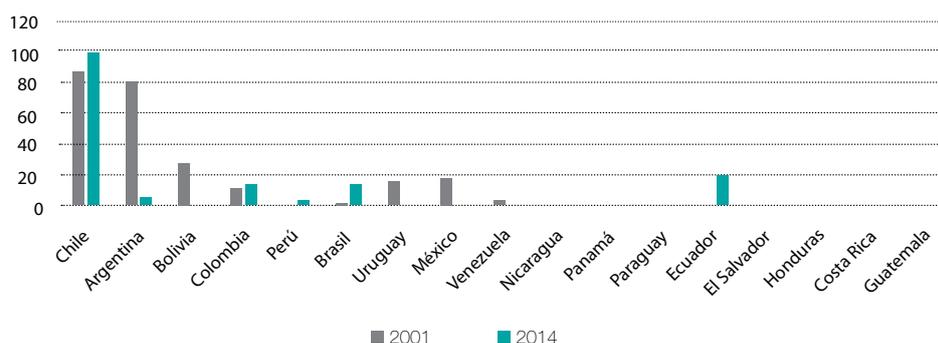
En el caso de México, aparentemente se incluyeron contratos de servicios especializados para micro medición y disminución de pérdidas de agua, contratos de construcción y financiamiento de instalaciones.

**Figura 2.6.** Cobertura de la región



Fuente: Foster (2001) y estimaciones propias.

**Figura 2.7.** Cobertura de la participación privada



Fuente: Foster (2001) y estimaciones propias.

El concepto básico para la creación de esta nueva figura en el paisaje de las instituciones públicas en América Latina fue el reconocimiento de que el suministro de servicios de agua y alcantarillado en red tiende a ser monopólico. Para contrabalancear el poder monopólico, los países disponen de mecanismos de regulación que normalmente se ubican en alguna rama del poder ejecutivo o en alguna agencia gubernamental con algún grado de independencia. Los reguladores deciden sobre asuntos relacionados con el precio y la calidad de los servicios regulados, y algunas veces sobre inversiones y desempeño de las empresas controladas. Con relación al precio, se trata de balancear incentivos que lleven a un uso eficiente del agua con otros criterios de carácter social, como son la prestación universal de los servicios, esquemas de subsidios, tarifas asequibles a la población de bajos ingresos, etc.

La clave para una regulación efectiva es la generación de información que permite tomar buenas decisiones y facilite a los grupos interesados hacerle seguimiento y garantizar una rendición de cuentas por parte de las empresas y de los reguladores. La mejor forma para lograrlo es mediante la participación de múltiples jugadores y la introducción de mecanismos de competencia directos e indirectos, especialmente, a través de la posible minimización de los derechos exclusivos de prestación de los servicios, abriendo la posibilidad de competencia por el mercado, ya que con la tecnología actual, ésta no es posible para servicios de agua en red.

De esta forma, se crean incentivos fuertes para competir y actuar con eficiencia cuando está en juego el dinero propio de los operadores e inversionistas. Por estas simples razones, puede esperarse que empresas en manos de agentes privados tengan un desempeño más eficiente que organizaciones dirigidas por agentes públicos, que además son objeto de cambios frecuentes y carecen por lo general de una perspectiva de largo plazo. Bajo este enfoque, empresas públicas con un desempeño razonable

y financieramente viables en cuanto a su escala operacional, podrían competir sobre la misma base con compañías privadas, en lugar de mantenerlas protegidas de las fuerzas de la competencia (Klein, 1996).

Desde principios de la década de los 90, estas ideas generales tomaron cuerpo y se arraigaron en muchos países de América Latina. Los casos de Colombia, Chile y Perú son particularmente emblemáticos porque además se han mantenido y fortalecido a lo largo de los años. Por ello, se hace una muy breve reseña de los principios que rigieron para su gestación y eventual aprobación legislativa.

La regulación en estos tres países tiene elementos en común y, sin duda, ha llenado un vacío importante en muchos renglones de interés para el desarrollo del sector agua potable y saneamiento. Uno de ellos es la recopilación, sistematización, análisis y disseminación de información sectorial; otro está relacionado con la profesionalización y desarrollo técnico para las decisiones sobre precios y subsidios. Por lo general, estas instituciones han sido mucho más efectivas para el universo de prestadores en las urbes de mayor tamaño, que en las ciudades de menor escala. Para estos últimos, el modelo regulatorio debe ser objeto de una revisión que diferencie las problemáticas de dimensiones e inversiones en ciudades medianas y pequeñas. De no ser así, al aplicar las mismas herramientas para grandes y pequeñas ciudades, las instituciones regulatorias mantienen sesgos y rigideces que son inoperantes y, por último, pueden incluso obstaculizar el desarrollo sectorial.

En 1992, se creó en Colombia la Comisión de Regulación de Agua Potable y Saneamiento Básico (CRA), al igual que las comisiones de energía y telecomunicaciones, con el propósito fundamental de regular los monopolios, promover la competencia, e impulsar la sostenibilidad de los sectores de servicios públicos domiciliarios, evitando abusos de posición dominante, garantizando la prestación de servicios de calidad, con tarifas razonables y amplia cobertura. La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) está establecida en la Constitución de 1991 con el fin de ejercer la inspección, control, vigilancia e intervención de las empresas de servicios públicos.

En 1990 se creó en Chile la Superintendencia de Servicios Sanitarios (SISS), institución responsable de regular los servicios de agua potable y saneamiento en el país. Sus principales funciones son fijar las tarifas de los servicios de agua potable y alcantarillado de aguas servidas que prestan las empresas públicas y privadas, otorgar las concesiones, evaluar la calidad del servicio, fiscalizar los establecimientos industriales generadores de residuos industriales líquidos, participar en el establecimiento de normas y estándares en el ámbito de su competencia y generar y difundir información sectorial.

En 1992, Perú decretó la existencia de la Superintendencia Nacional de Servicios de Saneamiento (SUNASS), como parte de una reforma sectorial amplia que orienta al Estado a cumplir un papel rector, regulador y supervisor. Al mismo tiempo se reafirmó la responsabilidad de los gobiernos municipales en la prestación de los servicios. La reforma buscaba el autofinanciamiento de las compañías prestadoras de los servicios de agua potable y saneamiento a través de tarifas reales que cubrieran los costos de operación e inversión. También quiso establecer soluciones tecnológicas apropiadas para atender con recursos fiscales a los sectores sociales más desfavorecidos. Finalmente, otro de sus objetivos, fue fomentar la participación privada en la prestación de servicios de agua potable y saneamiento.

### *Rectoría sectorial*

Para construir una verdadera rectoría sectorial no se requiere de muchas instancias burocráticas, ni de cuerpos asesores o consultivos. Bastarían una oficina gubernamental, secretaría o ministerio, que se encargue de la fijación de políticas y de validar el planeamiento; y un cuerpo independiente que atienda la regulación y el control. Sin embargo, en la mayoría de los países se observa una compleja maraña administrativa que dificulta y limita el funcionamiento del sistema y principalmente, la formulación de políticas y el establecimiento de metas sectoriales.

En los últimos años, Brasil, Colombia y Perú han tratado de insertar la problemática del sector agua potable y saneamiento en el contexto de una visión coordinada con la temática de desarrollo urbano y de vivienda. Para ello, han trasladado las responsabilidades de rectoría y de políticas sobre agua potable y saneamiento hacia ministerios de vivienda y agua. Para atender las funciones de información, planificación, y asignación de derechos o autorizaciones de uso del agua, Brasil y Perú crearon agencias especializadas para la regulación de los recursos hídricos. En el caso de México, la Comisión Nacional del Agua (CONAGUA), adscrita a la Secretaría de Medioambiente, ejerce funciones como las indicadas para las agencias reguladoras, pero además opera la infraestructura de regulación en la cabecera de las cuencas hidrográficas, y financia inversiones. En Argentina se da un caso diferente, aunque existe una Subsecretaría de Recursos Hídricos a nivel federal, adscrita al Ministerio de Planificación, la administración del agua

es un derecho provincial de acuerdo a la constitución política del Estado. Sin embargo, las inversiones se financian desde el nivel federal, lo cual le da en la práctica un peso considerable en cualquier decisión sobre los recursos hídricos.

Como puede observarse, la rectoría sectorial para los servicios de agua potable y saneamiento en los países de América Latina lleva muy diversas trayectorias y hasta ahora se considera un tema institucional en etapa evolutiva. La región todavía no ha logrado consolidar modelos con un mínimo de eficacia administrativa y está lejos de alcanzar un esquema que facilite una efectiva coordinación transversal a través de otras dependencias vinculadas al uso del agua en las áreas de energía, agricultura, y medioambiente, entre otros. Se considera, sin embargo, que dado el eminente carácter urbano de la región, ubicar la rectoría de políticas sobre agua potable y saneamiento en ministerios de vivienda, constituye un precedente transformador, pero que todavía no arroja resultados que sugieran recomendar una adopción generalizada.

El Cuadro 2.3 proporciona una visión sintética sobre la distribución de funciones en varios países, destacando los cuatro pilares funcionales de la gobernabilidad sectorial. De él se desprende, en definitiva, que la mejor concepción institucional dependerá del peso y trascendencia que se le asigne a una solución que permita solventar en el menor plazo, la precariedad de los servicios del agua en zonas de informalidad urbana en las grandes y pequeñas ciudades, dentro de una visión integrada de la problemática hídrica. La gobernabilidad a nivel prestacional dependerá, a su vez, de las esferas políticas que detentan la titularidad de los servicios.

**Cuadro 2.3.** Distribución de funciones sectoriales

<b>Distribución de funciones sectoriales</b>				
<b>País</b>	<b>Políticas</b>	<b>Planeación</b>	<b>Regulación y control</b>	<b>Prestación</b>
Argentina	Gobiernos o prestadores locales <sup>1</sup>	Local <sup>1</sup>	Local <sup>2</sup>	Empresas locales.
Brasil	Central y locales (estatales y municipales)	Central/estatal	Estadual o municipal <sup>2</sup>	Municipal, pero en muchos casos los municipios han concesionado a empresas estatales o privadas.
Bolivia	Central	Central y local <sup>1</sup>	Central <sup>2</sup>	Empresas locales – cooperativas.
Chile	Central	Central	Central	Concesionarios regionales y municipales.
Colombia	Central y provincial	Central y departamental	Central	Empresas municipales.
Costa Rica	Central <sup>1</sup>	Central <sup>1</sup>	Central <sup>2</sup>	Empresa nacional.
Ecuador	Central		Sólo en Guayaquil	Empresas municipales.
Paraguay	Central <sup>1</sup>	Central <sup>1</sup>	Agencia nacional <sup>2</sup>	Empresa nacional.
Perú	Central y local		Agencia nacional	Empresas municipales.
Uruguay	Central <sup>1</sup>	Central <sup>1</sup>	Agencia nacional <sup>2</sup>	Empresa nacional.
Venezuela	Central <sup>1</sup>	Central	Central <sup>2</sup>	Empresa nacional.
América Central	Central <sup>1</sup>	Central <sup>1</sup>	Nacional (excepto El Salvador y Honduras) <sup>2</sup>	Empresa nacional y empresas municipales.

1) Bajo injerencia del prestador    2) Funcionamiento limitado

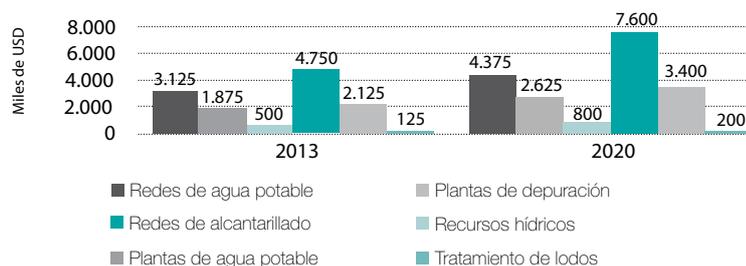
Fuente: CAF (2001).

### Participación privada

La participación empresarial en la cadena de valor de la infraestructura y servicios de agua potable y saneamiento es considerable y crecerá sostenidamente en el futuro. En el año 2013 se estima que ya superaba los USD 15.000 millones, y se espera que aumente en unos USD 10.000 adicionales en los próximos siete años. Estos montos resultan de una proyección conservadora del mercado del agua urbana que alcanzaría USD 47.200 millones<sup>16</sup> en el 2020 (Figura 2.8). Este valor ha sido calculado con base en un análisis agregado de las estimaciones para cada país presentadas por GWI utilizando como año referencial el 2013. La Figura 2.8 permite visualizar un orden de magnitud del tipo y la composición de las inversiones, las cuales crecerán con tasas interanuales entre 4% y 7%, siguiendo tendencias observables en ésta y otras regiones del mundo. En América Latina, las inversiones en alcantarillado sanitario, tratamiento de efluentes y lodos aumentarán con tasas relativamente mayores, debido a los déficits actuales de infraestructura.

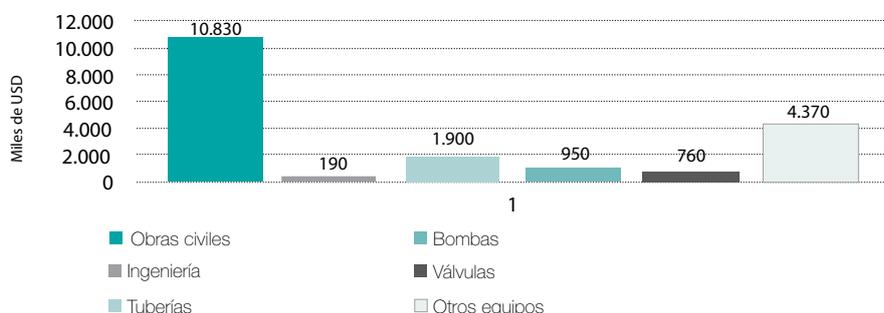
Por otra parte, se estima que los ingresos operacionales (como un proxy de los costos operacionales) crecerán a una tasa relativamente menor debido a las dificultades que existen para aprobar incrementos tarifarios en un ambiente de ineficiencia operativa. Sin embargo, todo apunta a que la participación privada crecerá, especialmente como consecuencia de su eventual expansión hacia ciudades de mayor porte en Brasil. Adicionalmente a la participación privada en la operación de las empresas, estimada en unos USD 5.000 millones para el año 2020, las inversiones pueden desglosarse en obras civiles y en función de los componentes de equipos y servicios de mayor relevancia tal y como se presenta en la Figura 2.9.

**Figura 2.8.** Proyección del mercado del agua en América Latina (2013-2020)



Fuente: GWI (2014).

**Figura 2.9.** Inversiones de agua potable y saneamiento, proyección al 2020 (millones de USD)



Fuentes: GMaxwell (2012) y GWI (2014).

<sup>16</sup> Calculado en sus rubros de mayor peso relativo alcanza un crecimiento de 5% interanual en dólares corrientes que, descontando una inflación en dólares de 2% anual, deja un saldo de 3% de crecimiento real.

## Conclusiones

A manera de resumen de la discusión que se presenta en esta sección sobre el papel de Estado y el mercado en la inversión en infraestructura y provisión de servicios de agua potable y saneamiento en el medio urbano de América Latina, puede destacarse un mensaje central. Existen oportunidades significativas para consolidar el desarrollo empresarial, desde la construcción de obras civiles e instalaciones de tratamiento, como para el suministro de equipos y materiales. El verdadero desafío se encuentra en la ampliación de mercados para la actividad empresarial en la provisión de servicios, lo que, en gran medida, dependerá de la fortaleza y credibilidad de las instituciones regulatorias para que sean efectivas en el cuidado del equilibrio financiero de las empresas, bajo principios de eficiencia y equidad.

El desarrollo empresarial en ciudades intermedias y pequeñas tendrá lugar en la medida en que se creen los incentivos e instrumentos regulatorios que promuevan una prestación a escalas operativas adecuadas<sup>17</sup>. Finalmente, los países todavía no encuentran fórmulas institucionales efectivas y duraderas para la rectoría de políticas sobre agua potable y saneamiento que se coordinen con visiones integradas de los recursos hídricos, el desarrollo urbano y los usos del agua en otros sectores de la economía.

### Gestión de las inundaciones: un enfoque estratégico para el drenaje urbano

Los problemas de drenaje urbano en América Latina continúan sin resolverse y solo tienden a agravarse permanentemente como consecuencia de una mayor variabilidad climática. Lamentablemente, la estrategia que hasta ahora siguen la mayoría de los países es eminentemente reactiva a la ocurrencia de eventos catastróficos, con una mínima integración con la gestión de las cuencas hidrográficas y con el planeamiento urbano. Por lo general, las decisiones para corregir problemas de inundaciones urbanas son puntuales y casi exclusivamente de carácter estructural, y consisten en trasladar la escorrentía hacia aguas abajo de los sitios de inundación, mediante conductos y canales. Esta estrategia no es sustentable si no se consideran las políticas de uso del suelo en conjunto con el agua, y sin una contabilidad técnica y económica de los volúmenes de escorrentía que se incrementan exponencialmente con la impermeabilización urbana.

Para ilustrar la gravedad de la problemática de inundaciones en América Latina se destacan algunos eventos que figuraron en los titulares de la prensa regional en el período 2011-2012 (Cuadro 2.4). A estos, deben sumarse cientos de incidentes de menor cuantía que ocurren en muchas ciudades, y que dejan un balance de pérdidas materiales y humanas, daños a la infraestructura e impacto en los flujos económicos. Desafortunadamente, las consecuencias de estos hechos también afectan desproporcionadamente a las poblaciones más pobres y vulnerables, que frecuentemente habitan en viviendas precarias construidas en zonas naturalmente inundables y de grandes pendientes que no son aptas para la edificación y dotación de servicios urbanos.

**Cuadro 2.4.** Inundaciones de mayor impacto (2010-2011)

Inundaciones de mayor impacto (2010-2011)			
Fecha		País	Descripción
Inicio	Fin		
3/02/10	9/02/10	México	Mueren 43 personas y 14 desaparecen, tras las intensas lluvias e inundaciones, especialmente en el estado de Michoacán.
27/03/10	3/04/10	Perú	Fallecen 32 personas tras los deslizamientos de lodo y piedra, causados por las fuertes lluvias caídas en la región de Huánuco y en Ambo.
6/04/10	6/04/10	Brasil	Mueren 249 personas, 30 desaparecen y miles resultan damnificadas, tras un fuerte aguacero de 24 horas, que causó 300 derrumbes de tierra en los cerros de Río de Janeiro y en municipios vecinos.

<sup>17</sup> De acuerdo con estimaciones recientes realizadas por el Banco Mundial, una escala operativa eficiente corresponde a un mercado de unas 50.000 cuentas. Sin embargo, esto depende de los contextos específicos en cada caso.

Fecha		País	Descripción
Inicio	Fin		
30/05/10	30/05/10	Centroamérica	Mueren 197 personas, 104 desaparecen y miles resultan damnificadas en Centroamérica, tras el paso de la tormenta Agatha, que causó 170 muertos, 101 desaparecidos y 231.048 afectados en Guatemala; 10 muertos y 2 desaparecidos en El Salvador y 17 muertos y 1 desaparecido en Honduras.
14/06/10	22/06/10	Brasil	Mueren 51 personas, 69 desaparecen y 116.180 resultan damnificadas tras las lluvias caídas en el nordeste de Brasil. La crecida de los ríos Mundaú y Paráíba inundó una decena de ciudades, arrasó 17.000 viviendas y rompió una represa.
15/07/10	15/07/10	Colombia	Fallecen 59 personas, 119 resultan heridas, ocho desaparecidas y 270.000 personas afectadas, debido a las fuertes lluvias registradas.
25/09/10	29/09/10	México	Las lluvias provocadas por el huracán Matthews, dejan 15 muertos, tres desaparecidos, 150.000 evacuados y daños en mil viviendas.
1/01/11	24/02/11	Bolivia	Mueren 50 personas y 6.500 familias resultan damnificadas por las riadas en Bolivia.
11/01/11	12/01/11	Brasil	Fallecen 902 personas y 405 desaparecen, tras las lluvias torrenciales en el estado de Río de Janeiro. Otras 25 personas murieron en el estado de São Paulo y cinco en el de Santa Catarina.
10/10/11	23/11/11	Centroamérica	Las lluvias en Centroamérica, consecuencia de un sistema de baja presión, provocan 120 muertos, 650.000 afectados, 90.000 evacuados y 50.000 personas refugiadas en Guatemala, El Salvador, Honduras y Costa Rica.
1/10/31	31/10/11	Perú	Las lluvias torrenciales en Perú causan 33 muertos, 12 desaparecidos, 91.128 personas afectadas y 917 casas destruidas.
2/11/11	25/11/11	Bolivia	Las lluvias, riadas e inundaciones ocasionadas por el fenómeno de "El Niño", dejan en Bolivia 23 muertos y 10.000 familias damnificadas.

Fuente: Titulares de prensa.

Para atender esta problemática, CAF, con el apoyo del Dartmouth Flood Observatory de la Universidad de Colorado, ha puesto en marcha un programa de monitoreo de inundaciones (GeoSUR) para América Latina casi en tiempo real. Se trata de un sistema de libre acceso donde los usuarios pueden visualizar y descargar mapas digitales para conocer la localización y extensión de cada inundación en un momento dado, y además obtener información histórica en mapas para los últimos 15 años. Como parte del mismo programa, la Universidad de Colorado incrementará la densidad de puntos de control de caudal, con el objetivo de mejorar el monitoreo de sequías e inundaciones en cuencas hidrográficas seleccionadas y de facilitar los pronósticos de inundaciones catastróficas.

Con relación a las inundaciones urbanas, CAF ha propuesto lineamientos de acción agrupados alrededor de tres pilares: una concepción técnica integrada del suelo y del agua en el ámbito urbano, un modelo institucional diferenciado con responsabilidad por la rendición social de cuentas a la sociedad y un sistema de financiamiento que permita recuperar, al menos, los costos de planificación, ingeniería y gestión del drenaje urbano. Estos asuntos se discuten someramente en los siguientes apartados.

## Hacia una planificación integrada del agua y el uso del suelo urbano

La concepción moderna del drenaje urbano necesita una visión a largo plazo<sup>18</sup> que generalmente se materializa en un Plan Integrado de Drenaje Urbano, que orienta las decisiones sobre asuntos técnicos de diversa naturaleza, como son las alternativas de menor costo para alcanzar un determinado objetivo y el cumplimiento de las regulaciones ambientales. El plan se construye a partir de un entendimiento adecuado de la relación entre la lluvia, la escorrentía y el uso del suelo; y debe sugerir alternativas de ingeniería y construcción de obras, dentro de una concepción integrada del ciclo urbano del agua y una estrecha vinculación funcional con otros sectores de infraestructura en las ciudades. De la misma manera, propone medidas no estructurales, especialmente las referidas a regulaciones sobre el uso del suelo, la construcción de edificaciones, medidas e incentivos para reducir los volúmenes de escurrimiento en su origen, sistemas de alerta de inundaciones, y de gestión de emergencias para eventos extremos de lluvia e inundación (Tucci, 2007).

Las medidas estructurales se relacionan con la ejecución de obras hidráulicas tanto en la cuenca hidrográfica, como sobre los cursos de agua que actúan de colectores principales. Estas obras incluyen canales, conductos, diques laterales, micro represas, etc, que se orientan principalmente hacia la mitigación de los impactos actuales de las inundaciones. Usualmente implican mayores costos que las no estructurales; las cuales intentan compatibilizar los gastos de obras y la regulación del suelo, con los recursos realmente disponibles. La tendencia actual está dirigida a realizar una combinación de ambos tipos de medidas, objetivando el logro de la mejor solución posible.

Las medidas no estructurales son de tipo preventivo y presuponen una convivencia razonable de la población con los problemas derivados de los procesos naturales. Su objetivo es anticipar los impactos de la urbanización futura en la escorrentía mediante legislación y regulaciones que ordenen el uso del suelo y que promuevan la sostenibilidad de la operación y cobro de los servicios de aguas pluviales. También incluyen la constitución y funcionamiento de sistemas de alerta y respuesta a las inundaciones urbanas.

Por ello, desde hace ya varias décadas, los países desarrollados han cambiado la estrategia de diseño del drenaje urbano. En Europa y Norteamérica, se priorizan las acciones para reducir el caudal, ya sea mediante obras de amortiguación o de infiltración, evitando así la transferencia de impactos y las responsabilidades asociadas dentro del entorno espacial de la ciudad. Para lograrlo, se realizan inversiones de privados y urbanizadores a nivel del lote urbano, desarrollos comerciales o industriales, denominadas medidas de "control en la fuente"; o a nivel de barrios, y también en el sistema de macro drenaje, cuando se refiere a bienes e infraestructuras de uso público.

Este enfoque no está exento de resistencia por parte de los cuadros técnicos y de planificación en los gobiernos locales, que alegan razones como la falta de espacio para la construcción de obras de retención y amortiguación de picos de caudales que se generan con la impermeabilización. Estas posturas obedecen a concepciones anticuadas porque se ha demostrado ampliamente la posibilidad técnica de amortiguar crecientes, incluso dentro de los sistemas de canales convencionales de drenaje. Quizás la mayor dificultad para adoptar esta postura, se relaciona con la falta de procesos eficientes para negociar socialmente este tipo de soluciones y, por lo tanto, resulta más sencillo para las burocracias técnicas, rechazarlas a priori.

Uno de los conceptos técnicos más importantes a tomar en cuenta es saber distinguir entre dos sistemas de infraestructura que se corresponden con el macro y el micro drenaje urbano. El primero se asocia a todas las depresiones topográficas naturales de la cuenca, poniendo en evidencia la tendencia natural del escurrimiento, incluso cuando no se ejecuten obras específicas de drenaje. Dentro de las áreas urbanas los cursos del macro drenaje pueden ser efímeros y, por lo general, cumplen con dos condiciones: existen siempre, aun sin obras (dada la tendencia del agua a escurrir por gravedad hacia las zonas más bajas) y son esenciales para eliminar o reducir los daños provocados por lluvias excepcionales.

Estas dos características obligan al análisis y evaluación del macro drenaje para eventos con tiempos de recurrencia considerables, entre 25 y 100 años, dependiendo de la importancia de los bienes públicos y privados que deban protegerse, y del potencial destructivo; esto dentro de una evaluación económica y financiera. En algunos casos, en los que los niveles de riesgo tolerables sean muy bajos, es posible considerar tiempos de recurrencia para los eventos de diseño, aún más elevados. En función de las características de la región y de la ciudad, las obras del macro drenaje por lo general se asocian a sub cuencas que drenan áreas mayores a tres kilómetros cuadrados.

<sup>17</sup> Generalmente entre 10 y 25 años.

El micro drenaje urbano comprende todas las obras donde el escurrimiento natural suele no estar bien definido, pues viene determinado por la ocupación del suelo. En un área urbana el subsistema de micro drenaje suele incluir el trazado de las calles, los sistemas de andenes y/o alcantarillas, las bocas de tormentas y los sistemas de conducción subterránea hasta el macro drenaje. El nivel de riesgo típicamente adoptado para este subsistema implica considerar obras que operen sin inconvenientes ante tormentas con períodos de recurrencia entre 2 y 10 años, según el tipo de ocupación del suelo en un sector determinado. Los análisis efectuados en diversas ciudades señalan que, para obras del micro drenaje de control del escurrimiento, el nivel de riesgo a considerar es de 10 años, porque así se captura un porcentaje muy elevados de los beneficios, cuando estos se descuentan sobre la vida útil de las infraestructuras.

## Hacia un modelo institucional moderno con rendición de cuentas a la sociedad

La gestión del drenaje urbano generalmente se encuentra muy fragmentada y América Latina no es la excepción. Para ofrecer recomendaciones sobre el modelo institucional más adecuado para encararlo de forma sustentable, es útil revisar el enfoque que siguen algunas ciudades latinoamericanas que sufren de significativas inundaciones urbanas. Entre ellas, se destacan Guayaquil (Ecuador), Buenos Aires (Argentina) y Porto Alegre (Brasil), las cuales tienen modelos institucionales diferentes que han sido capaces de realizar inversiones significativas de drenaje urbano. Sin embargo, todas presentan un contraste en cuanto a la autonomía y eventual sostenibilidad financiera cuando se les compara con el modelo que ha sido adoptado por un gran número de ciudades estadounidenses en los últimos 20 años.

### *Guayaquil*

Guayaquil sufre inundaciones pluviales cuando la frecuencia de lluvia dentro de la ciudad excede la capacidad de descarga del drenaje natural o artificial, y por el efecto combinado de los niveles de marea y de los ríos en las partes más bajas. Estas condiciones se relacionan con la baja capacidad de descarga y de amortiguamiento de los sistemas de drenaje local, y con la falta de control del efecto de remanso desde aguas abajo. Además, la ocupación urbana tradicional produce un impacto hidrológico importante porque aumenta el caudal y la velocidad del escurrimiento superficial.

En el año 2000, Guayaquil tenía una población de casi 2 millones de habitantes y en 2031 alcanzará los 3,4 millones. En ese lapso de tiempo, la densidad aumentará de 93 a 129 habitantes por hectárea. La urbe es objeto de un fuerte proceso de ocupación irregular en áreas de expansión “fuera del perímetro urbano” donde no necesariamente se siguen las normas establecidas en ordenanzas municipales. Paradójicamente, como en otras ciudades de la región, la expansión irregular de la metrópoli ocurre de forma cuasi organizada, generalmente por urbanizadores ilegales que invaden y subdividen propiedades rurales, con o sin acuerdo del propietario, y con ello activan un mercado sumergido de la tierra urbana que se inicia con el establecimiento ilegal de lotes sin servicios básicos de agua potable, alcantarillado y drenaje. A lo largo de los años, estas poblaciones, consiguen recibir servicios y formalizan la titularidad de sus propiedades, casi siempre en forma precaria y frecuentemente en sitios inadecuados para la construcción de infraestructura urbanística. En algunos países es frecuente que políticos se valgan de estos mismos mecanismos que promueven la ocupación informal de la tierra para obtener réditos electorales.

En el caso de Guayaquil, la municipalidad lleva adelante el proceso de regularización con la ampliación de la oferta de agua potable a los domicilios. En paralelo con estas ocupaciones el gobierno municipal y la nación tienen programas de lotes urbanizados y construcción de viviendas para gente de bajos ingresos en determinadas áreas de la ciudad. Algunos de estos desarrollos se localizan en zonas de riesgo por inundación y los proyectos aparentemente siguen soluciones convencionales, con extensos urbanismos sobre rellenos y construcción de conductos para drenaje que absorben picos de escorrentía generados por nuevas áreas impermeables. Estas opciones de ingeniería no representan claramente la mejor opción para garantizar su sustentabilidad en el futuro.

En áreas de riesgo con ocupación irregular, la municipalidad delimita los terrenos y regulariza únicamente las viviendas que están fuera de los espacios peligrosos y planea la recuperación urbana en conjunto con la infraestructura de agua. El abastecimiento de agua es el primer servicio que se atiende, seguido de alcantarillado sanitario y, finalmente, siguiendo un enfoque tradicional ligado a la instalación exclusivamente de obras de conducción, se atiende el drenaje pluvial.

En la gestión de los servicios asociados al agua, Guayaquil posee un modelo institucional que prácticamente no existe en ninguna otra ciudad de América Latina. La decisión de integrar los servicios de

agua potable, saneamiento y drenaje en un solo gestor y en una única jurisdicción político-administrativa contrasta notoriamente con la fragmentación sectorial y espacial que se observa en otras urbes del continente (CAF, 2013).

En el año 2001, la tarea de prestar los servicios de agua potable, saneamiento y drenaje de Guayaquil fue transferida por el Estado, a través de la Empresa Cantonal de Agua Potable y Alcantarillado de Guayaquil (ECAPAG), a una compañía privada (Interagua) mediante una concesión con un plazo de 30 años. El contrato es objeto de dos auditorías anuales externas: una financiera y de gestión; y otra, técnica que revisa el cumplimiento de las metas de calidad, el plan de expansión, los proyectos de inversión quinquenales y la aplicación de la tarifa. Para cubrir los costos eficientes de operación y las inversiones necesarias de acuerdo con los planes quinquenales, Interagua recibe los siguientes ingresos: tarifas por concepto de agua potable y alcantarillado sanitario, tasa de mantenimiento de alcantarillado pluvial, valor del impuesto por servicio de telecomunicaciones y radio y contribuciones especiales por mejoras (CEM).

### *Porto Alegre*

Esta urbe brasilera tiene 1,5 millones de habitantes y llega a cuatro millones con el área metropolitana, sobre una superficie total de 471 kilómetros cuadrados. La ciudad se ubica en la ribera y delta del río Jacuí y la laguna Guaíba, y se asienta sobre 27 sub cuencas y arroyos, que hacen parte integral de la planificación y gestión del drenaje urbano. Dispone, además, de un dique marginal construido en 1971 para protegerla contra los desbordes de río Jacuí y de la Laguna Guaíba, y el cual tiene acoplado un sistema de compuertas y estaciones de bombeo.

El Departamento de Esgotos Pluviais (DEP – por sus siglas en portugués) con responsabilidad por las aguas de lluvia fue creado en 1973 y es uno de los más antiguos de Brasil. En 1999 este organismo inició el desarrollo del Plan Maestro de Drenaje Urbano para la ciudad con medidas no estructurales, que incluyeron una legislación para el control del drenaje urbano medidas estructurales para las 27 sub cuencas urbanas, y acciones para la consolidación institucional del DEP.

El DEP actúa sobre un territorio de 419 km<sup>2</sup>, en el cual la mancha urbana adensada es de solamente 150 km<sup>2</sup>. El sistema de drenaje es complejo: está integrado por de 3.000 kilómetros de red, 70 kilómetros de canales y conductos forzados, 68 kilómetros de diques de protección, 19 estaciones de bombeo y 2.647 metros de cortina de protección de concreto con 14 compuertas que disponen de accionamiento hidráulico. Se trata de una institución semiautónoma adscrita al gobierno municipal de la ciudad de Porto Alegre que cuenta con una plantilla de 240 funcionarios. En el año 2013, el presupuesto municipal de la ciudad de Porto Alegre fue de USD 2.670 millones, de los cuales DEP recibió USD 51 millones como aporte fiscal y también una parte de los ingresos de los servicios de alcantarillado sanitario en los tramos donde el sistema sanitario pluvial es mixto (CAF, 2014).

### *Ciudad Autónoma de Buenos Aires*

La Ciudad Autónoma de Buenos Aires (CABA), capital de Argentina, ocupa un área de 203 kilómetros cuadrados con una población de unos 3 millones de habitantes, y está rodeada por las zonas urbanas del Gran Buenos Aires, en la provincia de Buenos Aires, sobre un territorio de unos 800 km<sup>2</sup>, donde viven unos 8 millones de personas. Entre 1985 y 1998, el área metropolitana fue impactada con 26 episodios de inundación por precipitación pluvial y desborde del sistema de drenaje sanitario y pluvial. Entre los antecedentes más recientes, se destaca el evento trágico de mayo de 1985, cuando fallecieron 14 individuos como consecuencia de la escorrentía generada por 300 milímetros de lluvia en un período de 36 horas.

En abril de 2013, nuevamente la ciudad fue escenario de una lluvia intensa (155 y 175 milímetros de precipitaciones durante 5 horas), que abarcó distintas áreas del sector norte y oeste de la urbe. Los daños materiales de la inundación urbana que se generaron fueron estimados en el orden de USD 40 millones dentro de Buenos Aires, y en buena medida son atribuibles a la falta de preparación para afrontar una catástrofe de magnitud semejante. También en esa oportunidad hubo que lamentar víctimas fatales.

Actualmente la capital argentina cuenta con un complejo sistema de desagües que descargan en el Río de la Plata. Este sistema está conformado por dos subsistemas que abarcan dos grandes áreas: Radio Antigo y Radio Nuevo. El Radio Antigo constituye un sistema mixto pluvial-cloacal que cubre aproximadamente 45 km<sup>2</sup>. Originariamente, la ciudad contó con una red de servicios de aguas corrientes y desagües conformado por redes pluvio-cloacales combinadas, con capacidad para evacuar en el Río de la Plata unos 30 m<sup>3</sup>/s (metros cúbicos por segundo), que cubría alrededor de 30 km<sup>2</sup> en la zona más densa de

la urbe. Este sistema comenzó a construirse en 1869 y las obras se completaron en 1905. Fue erigido para evacuar las aguas cloacales y el escurrimiento ligado a una lluvia con intensidad de unos 38 milímetros por hora. En síntesis, ambos radios fueron proyectados para una población y densidad habitacional menores a las actuales, considerando una ciudad de edificación abierta, con espacios no impermeabilizados y un bajo coeficiente de escorrentía. En la situación actual, el alto porcentaje de superficies impermeables directamente conectadas, la escasa pendiente superficial y la gran extensión de las cuencas hídricas complican el desagüe cuando ocurren lluvias intensas.

En Buenos Aires desde siempre se consideró una solución única a las inundaciones: la construcción de obras de ingeniería como canales y conductos que, si bien son necesarias, no bastan. En relación con la gestión de la ocupación de la ciudad, es decir los instrumentos de planificación urbana, solo recientemente se incluyó la problemática del riesgo por inundaciones como elemento clave a considerar en la definición de zonificaciones del suelo e intensidades de uso. Ejemplos concretos de tal ausencia son la permisividad de los códigos respectivos en cuanto a aumentos de factores de ocupación y la construcción de sótanos a la vera de un antiguo arroyo canalizado.

En la práctica, las dos gestiones fueron históricamente independientes una de la otra. La primera, con dominio sobre la ciudad oculta bajo el asfalto para el escurrimiento de las aguas de lluvia; la segunda, con predominancia sobre la urbe visible para los temas urbanísticos propiamente dichos. El gran desafío de las últimas décadas ha sido la integración de ambas, complementando la construcción de obras de ingeniería con una política urbana capaz de redefinir las pautas de ocupación de áreas con riesgo de inundación. Este manejo integral, que aún se mantiene como una asignatura pendiente, debería incluir mecanismos efectivos de comunicación del riesgo y participación ciudadana, como forma de vincular a todos los actores en juego.

En 1998, la CABA propuso la elaboración del Plan Director de Ordenamiento Hidráulico (PDOH), que constituyó el segundo esquema de planificación hidráulico de la ciudad en más de 100 años. El alcance del trabajo no se confinó a los límites administrativos de Buenos Aires, sino que cubrió la totalidad del área de las cuencas de los arroyos que la atraviesan. La población directamente beneficiada por este proyecto supera el millón de habitantes, no obstante, de modo indirecto, el PDOH favorece a otros 2 millones de personas. Este plan comprende la planificación del funcionamiento del sistema de drenaje de toda la ciudad, mediante la aplicación de modernas herramientas de ingeniería, el diseño de nuevas obras para un horizonte de 50 años y el desarrollo de un conjunto complementario de normas y procedimientos para reducir la vulnerabilidad de la ciudad a los desastres de origen hídrico.

El PDOH incluyó la modelación matemática de todas las cuencas de la ciudad, lo que permitió conocer y predecir el funcionamiento de la red de desagüe pluvial urbano ante distintas eventualidades, y estableció el nivel de riesgo del plan de mejoras del sistema de drenaje pluvial de la urbe con miras a brindar protección ante lluvias de 10 años de recurrencia (CAF, 2014).

Los enfoques institucionales y de planificación encarados por el gobierno de la CABA reflejan la realidad actual del drenaje dentro de la metrópoli, especialmente los aspectos económicos y financieros. Actualmente la gestión del drenaje pluvial urbano se realiza desde el Ministerio de Desarrollo Urbano del gobierno de la CABA. Entre otras funciones, este ministerio asiste al jefe de gobierno, en la formulación de las políticas e instrumentación de los planes destinados al planeamiento urbano de la capital. También apoya el diseño e instauración de programas necesarios para la ejecución y fiscalización de obras públicas destinadas a mejorar la calidad de la vida, y la codificación y elaboración de normas urbanísticas y constructivas.

### *Estados Unidos*

El drenaje de las aguas de lluvia es un serio problema en ciudades estadounidenses localizadas en zonas costeras muy planas, como es el caso del estado de Florida, y de otras metrópolis del país ubicadas en áreas de riesgo de inundación por desbordes de los ríos y por otros fenómenos meteorológicos extremos. Desde hace unos pocos años, estos problemas se enfrentan exitosamente a través de empresas públicas municipales para el drenaje de aguas de lluvia.

En la década de los 70, Colorado y Washington crearon las primeras empresas de drenaje urbano y, para finales de los años 80, ya existían unas 20 a nivel nacional. Desde entonces, se han instaurado más de 1.400, de acuerdo con las estadísticas disponibles para el año 2013 (Western Kentucky University, 2012). Este crecimiento vertiginoso responde a que este nuevo concepto ha logrado darle una respuesta efectiva a la dificultad tradicional de los gobiernos locales para gestionar y financiar el drenaje urbano. Las empresas municipales de drenaje urbano han resuelto un problema de estabilidad en el fondeo para las

operaciones de drenaje y, por ello, se han adoptado con éxito y en variadas formas a lo largo del país (Florida Stormwater Association, 2013).

Originalmente el modelo de empresas municipales de drenaje se aplicó casi exclusivamente al control de la cantidad de agua, es decir, para atender primordialmente los problemas de inundaciones. Sin embargo, el concepto ha evolucionado para abarcar no solo asuntos de inundación y erosión, sino también para controlar el impacto de los contaminantes que se arrastran con las aguas de lluvia. Este enfoque ha tenido un notable desarrollo en muchos estados, pero particularmente en el sureste, donde la combinación de lluvias de alta intensidad y huracanes, con una geografía plana y niveles freáticos altos, hacen que gran parte de las urbes costeras sean vulnerables a inundaciones. A pesar de esta condición geográfica desfavorable, la infraestructura de drenaje no cuenta con recursos estables para realizar las inversiones, ni tampoco para operar y mantener los sistemas. A estas preocupaciones, se añade un énfasis cada vez mayor en garantizar la calidad del agua, por mantener los más altos estándares ambientales que permitan retener flujos turísticos de importancia mundial y darle sostenibilidad contra desastres a significativas inversiones inmobiliarias.

### Hacia un sistema financiero sustentable

Bajo cualquier modelo institucional que se adopte para el drenaje urbano, es necesario contar con un sistema financiero estable que permita la generación predecible de ingresos para alcanzar las metas de inversión y operación establecidas por las autoridades locales. Este sistema, al menos debería cubrir los costos de operación y mantenimiento de la infraestructura de drenaje, pero también, en forma total o parcial, los costos de expansión y renovación. Sus componentes esenciales son la comercialización del servicio con base en catastros de las propiedades y mecanismos socialmente aceptables para la facturación y cobro de los servicios.

Generalmente, los costos de inversión y operación del drenaje urbano se financian con asignaciones del presupuesto general del municipio, mediante sobre tasas asociadas a otros servicios, como podría ser un porcentaje sobre la facturación por alcantarillado sanitario, o tarifas relacionadas directamente al área impermeable de las propiedades o a su contribución al aumento de escorrentía. Por ejemplo, en Florida, las propiedades pagan entre USD 2 y USD 10 mensuales por cada incremento de 250 metros cuadrados de su área impermeable (Florida Stormwater Association, 2013). Con esto, se consigue cubrir los costos de planificación, operación y mantenimiento de rutina de la infraestructura de drenaje en las localidades. Por lo general, la infraestructura troncal (el macro drenaje) se financia con recursos del municipio, mientras que los urbanizadores y la construcción de vialidad pública absorben la inversión del micro drenaje, que se traslada al valor de venta de los lotes y viviendas, en el caso de los urbanizadores, y a los impuestos locales, en el caso de la vialidad.

Otra forma de financiamiento de los costos de inversión y operación del drenaje urbano es a través de cargos específicos incluidos en los impuestos prediales, que hacen parte del ingreso general de los gobiernos locales. Sin embargo, con frecuencia el drenaje no tiene la misma prioridad que otros servicios municipales, al menos que sea como una reacción a inundaciones recientes y de gran impacto en la colectividad. Usualmente, los costos y beneficios del drenaje son difusos y no se ajustan a medida que crecen las necesidades. Además, puede haber un número considerable de propiedades que están exentas del impuesto predial como edificios públicos y educativos, y establecimientos deportivos, que pueden generar una escorrentía considerable. Por último, el precio del servicio de drenaje no guarda relación con el valor de las propiedades, por lo tanto, un sistema de recuperación de costos basado en el valor de la propiedad no es equitativo.

### Conclusiones

En esta sección se resumen algunos conceptos sobre inundaciones e infraestructura para el drenaje urbano, con especial énfasis en el contexto de América Latina. La intención es mostrar la complejidad de un problema hídrico creciente para las ciudades y, al mismo tiempo, reseñar los enfoques técnicos e institucionales que siguen algunas ciudades para gestionarlo. Este es un tema de antiguo cuño en la agenda regional sobre infraestructura hídrica, pero que lamentablemente ha quedado como un reglón muy rezagado, con relación a otros servicios de infraestructura. Por ejemplo, para la prestación de los servicios de agua potable y saneamiento se ha conseguido armar una estructura de mercado con una visión empresarial, con una robusta regulación pública e instituciones rectoras de política. En el caso del drenaje urbano, formulaciones equivalentes están en un nivel muy incipiente. Para llenar este vacío, las modelaciones institucionales que se han florecido en Estados Unidos en las últimas dos décadas ofrecen un camino promisorio a seguir.

## Gestión de sequías: el caso de la ciudad de São Paulo

São Paulo sufre una sequía histórica. Durante los últimos dos años se han tomado un conjunto de medidas que afectan tanto la demanda de agua, como la disponibilidad de suministro. Aunque hasta la fecha de este documento la crisis hídrica persiste, es útil revisar algunas de las lecciones preliminares que surgen de la gestión de este problema por ser de interés en otras urbes de América Latina, especialmente para Ciudad de México, Lima y Caracas, que necesitan de sistemas complejos de trasvase desde cuencas hidrográficas remotas para abastecer la demanda de la población y de las actividades económicas en su entorno urbano.

## Seguridad hídrica en la región metropolitana de São Paulo

Garantizar la seguridad del abastecimiento hídrico en la región metropolitana de São Paulo (RMSP) es un objetivo estratégico para satisfacer el consumo de una población superior a 20 millones de personas, y para darle soporte a la actividad económica de una región que es responsable por un 12% del PIB de la economía brasilera.

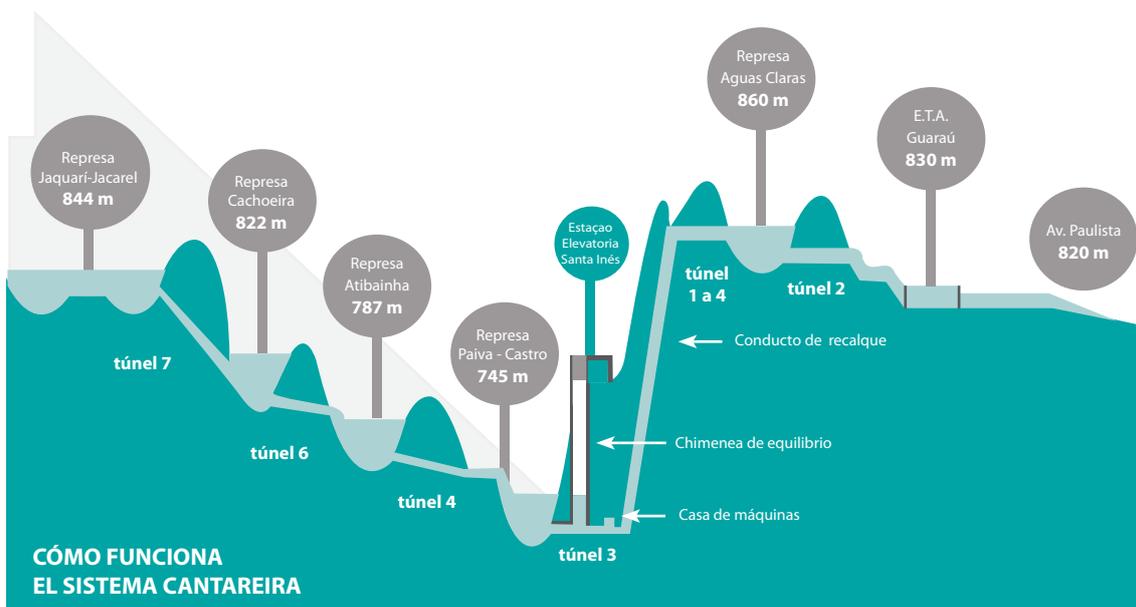
La causa principal de la crisis es una excepcional reducción de la lluvia en la principal cuenca abastecedora, correspondiente a los ríos Piracicaba, Capivarí y Jundiáí, donde se han registrado los valores de precipitación más bajos de los últimos 80 años, evento para el cual se estima una recurrencia estadística de uno cada 3.378 años (Nakayama, 2014).

En esta cuenca se encuentra el sistema Cantareira, desde el cual se pueden trasvasar hasta 33 m<sup>3</sup>/s de agua hacia la RMSP para satisfacer la demanda de agua potable de 47% de la población, localizada en 29 de los 39 municipios del área conurbada (SABESP, 2013), y abastecer otras regiones urbanas de intensa actividad industrial en los municipios de Piracicaba y Campinas, con un caudal medio de 5 m<sup>3</sup>/s.

El sistema está integrado por un complejo conjunto de represas de almacenamiento, túneles, estaciones de bombeo y plantas de potabilización, tal y como se muestra esquemáticamente en la Figura 2.10.

Desde hace varias décadas, el crecimiento urbano de la ciudad no puede ser atendido únicamente por sus fuentes propias de agua, por ello, la regulación y conducción de agua mediante trasvases desde cuencas hidrográficas vecinas hacia São Paulo es indispensable. Es importante destacar que las disponibilidades hídricas en las cuencas hidrográficas que drenan hacia la metrópoli equivalen a solamente unos 200 m<sup>3</sup> por habitante año, cuando las demandas son 15 veces superiores, o sea, unos 1.500 m<sup>3</sup> por habitante por año (2030 Water Resources Group, 2009).

**Figura 2.10.** Sistema Cantareira



**Cuadro 2.5.** Fuentes de agua en la región metropolitana de São Paulo

Sistema productor	Producción nominal (m <sup>3</sup> /s)
Sistema Cantareira	33
Sistema Alto Tiete	15
Sistema Guarapiranga	14,5
Sistema Río Grande	5
Sistema Río Claro	3,8
Sistema Alto Cotía	1,2
Sistema Baixo Cotía	0,9
Sistema Riberão da Estiva	0,1
Total	73,5
Caudal máximo mensual 12/02/2012	71,3
Caudal máximo diario 09/02/2012	72,4

Fuente: SABESP (2014).

### Medidas para disminuir la demanda de agua

- **Racionamiento.** Consiste en interrupciones del suministro de agua potable con el objetivo de reducir el consumo y, en consecuencia, las extracciones de agua de las fuentes. Para implementarlo se agruparon los sectores de abastecimiento dependientes del sistema Cantareira en bloques para viabilizar las maniobras operacionales de campo, las cuales incluyen aperturas y cierres de válvulas y operaciones de los sistemas de bombeo. También se dividió el área de servicio en tres bloques, cada uno con una población aproximada de 2,7 millones. En todos se establecieron reglas de operación para diversos niveles de severidad de racionamiento, con suspensión de servicio por períodos de 24 hasta 72 horas.
- **Incentivos a la reducción del consumo.** Para contribuir a la reducción del volumen que debe ser extraído de sus fuentes de agua, SABESP diseñó un sistema de incentivos destinado a disminuir el consumo mensual de cada cliente en un 20%, con base en la media de los 12 meses anteriores. Se ofreció una rebaja de 30% en la tarifa para aquellos que superen la meta de reducción del 20%, y quienes no lo consigan, mantienen la tarifa anterior. El programa se acompaña por campañas de información, educación y concientización ciudadana que consiguieron una adhesión de 80% de los clientes en menos de 3 meses de implantado el plan.

### Medidas para aumentar la oferta de agua

- **Flexibilización operacional.** Los ocho sistemas productores de agua que abastecen la RMSP están conectados y, por ello, es posible realizar una gestión integrada para la optimización operacional de cada uno de ellos. El sistema de transporte y distribución de agua tratada comienza en las estaciones de potabilización y, desde allí, el agua es conducida por aductoras y estaciones de bombeo hasta llenar los reservorios en los diversos sectores de abastecimiento de la ciudad. Desde ese lugar, se alimentan las redes de distribución, las cuales pueden contar con sistemas de bombeo (booster) para reforzar la presión hasta llegar a su destino final en los sitios más alejados de la red, para así garantizar la calidad y presión en el punto de entrega al consumidor final. Para mejorar la flexibilidad se reforzaron y ampliaron varias interconexiones con sistemas de bombeo y valvulería que permiten, entre otros objetivos, la reversión de flujo en grandes aductoras de agua no tratada que conectan

a los sistemas productores. De esta forma, se pueden reconfigurar los sectores de abastecimiento ligados a cada sistema productor. De igual manera, se han implantado sistemas de bombeo y válvulas para cambiar la dirección de flujo en aductoras de agua tratada y también para aumentar los caudales en sistemas existentes.

- **Ampliación de la capacidad de tratamiento.** Mediante la implantación de nuevas tecnologías como son ultrafiltración, optimizaciones en la operación de los sistemas de potabilización existentes y aumento de la capacidad de almacenamiento de agua tratada se mejoró significativamente la flexibilidad operativa para atender diferentes sectores de abastecimiento en la RMSP.
- **Reducción de pérdidas físicas.** En los últimos años, la reducción de pérdidas físicas de agua en las redes de la RMSP ha permitido llevarlas de 35% hace unos diez años, hasta cerca de 25% antes de que comenzara la crisis actual. En los últimos meses este programa se ha intensificado especialmente en grandes áreas de crecimiento desordenado de la urbe, alrededor de los anillos periféricos urbanos y en zonas de ocupación cerca de los ríos y arroyos del drenaje natural. En estas zonas se incrementaron los programas de detección de fugas y control de presiones con la instalación y optimización de válvulas reductoras de presión. Algunas de estas ocupaciones se ubican alrededor de sistemas de producción y de las represas que abastecen a la ciudad, como es el caso de los embalse Guarapiranga y Billings. La reducción de pérdidas, medida en los caudales nocturnos en las redes de alcantarillado, ha sido considerable y supera los 3 m<sup>3</sup>/s desde que comenzó la crisis.
- **Aprovechamiento de la reserva técnica de los embalses.** Como una medida extrema, SABESP decidió aprovechar 182 millones de m<sup>3</sup> almacenados en la reserva técnica de dos embalses del sistema Cantareira (Jaguarí, Jacaré y Atibainha). La reserva técnica es el volumen que se encuentra por debajo de la cota de las obras de toma en el embalse<sup>19</sup>. Para poder aprovecharla se construyeron dos represas de 80 a 100 metros de largo y se instalaron motobombas sobre sistemas fluctuantes en los embalses existentes. La cota de construcción de las nuevas represas permite que desagüen en los túneles y sistemas existentes de conducción de agua no tratada hacia las plantas de potabilización.

## Lecciones

La estrategia seguida por SABESP en la gestión de la crisis hídrica en São Paulo ha sido exitosa porque su implementación ha permitido absorber una reducción neta de capacidad de suministro del sistema Cantareira de unos 10 m<sup>3</sup>/s.

En particular, el aprovechamiento de la reserva técnica de dos embalses del sistema Cantareira, en conjunto con las otras medidas de gestión de la oferta de agua y la reducción del consumo con el programa de incentivos, han permitido evitar el racionamiento hídrico, el cual tienen un impacto dañino en la población y en las actividades productivas, además de poner en riesgo la salud de las personas.

La implantación estas medidas deja un balance positivo en diversos órdenes, especialmente porque hacen a SABESP una empresa con mayor flexibilidad operacional para atender la demanda instantánea de agua mediante obras, equipos y maniobras para conducir importantes volúmenes de agua entre las diferentes fuentes de la ciudad y sectores de abastecimiento. Por lo tanto, aunque la crisis no se está superada, SABESP se encuentra con una resiliencia incrementada para enfrentar los nuevos desafíos que impone la variabilidad climática en el abastecimiento hídrico de mega ciudades.

Al mismo tiempo, la crisis deja en evidencia situaciones de conflictos no resueltos sobre la asignación de derechos de agua en fuentes compartidas entre diversas jurisdicciones políticas que se abastecen de las mismas cuencas hidrográficas. Estos asuntos reclaman un tratamiento urgente por parte de la Agencia Nacional del Agua y las administraciones estatales correspondientes. Otro efecto negativo son los impactos en los ingresos por la reducción del consumo, y el efecto financiero del programa de incentivo basado en la reducción tarifaria. Por el lado de los costos, deben evaluarse

<sup>19</sup> También conocido como volumen muerto del embalse.

los precios incrementales de inversión y operación; estos últimos, principalmente por el aumento del monto de electricidad en la estructura de costos de la empresa.

## Conclusiones

En esta nueva entrega de IDEAL se discuten dos temas prioritarios de la agenda sobre políticas públicas en la infraestructura hídrica de las ciudades de América Latina. Primero, el balance de los roles de los sectores público y privado en la infraestructura y los mercados para los servicios urbanos del agua. En segundo lugar, se reseñan dos aspectos clave de la gestión urbana del agua relacionada con eventos extremos: inundaciones y sequías.

En cuanto a la participación pública y privada en el mercado del agua se resaltan oportunidades para consolidar el desarrollo empresarial, desde la construcción de obras civiles e instalaciones de tratamiento, hasta para el suministro de equipos y materiales. El verdadero desafío se encuentra en la ampliación de mercados para la actividad empresarial en la provisión de servicios. Esto, en gran medida, dependerá de la fortaleza y credibilidad de las instituciones regulatorias en el ámbito público para que sean efectivas en el cuidado del equilibrio financiero de las empresas, bajo principios de eficiencia y equidad. El desarrollo empresarial en ciudades intermedias y pequeñas tendrá lugar en la medida que se creen los incentivos e instrumentos regulatorios que promuevan una prestación a escalas operativas adecuadas.

En lo referido a los eventos extremos del ciclo hidrológico en las ciudades, se resaltan el rezago institucional y las limitaciones para financiar las infraestructuras de drenaje urbano y protección contra inundaciones. También se discuten las lecciones preliminares que surgen de la gestión de una sequía sin precedentes en la región metropolitana de São Paulo. La importancia de estos dos asuntos de la infraestructura y los servicios urbanos del agua se acrecienta ante las incertidumbres e impactos potenciales de variaciones climáticas inéditas en la región y en el mundo. La atención de eventos hídricos extremos es inseparable de los servicios de abasto y depuración del agua, los cuales, en conjunto con la adecuada protección de las fuentes, obligan a una gestión integral del ciclo hidrológico en las ciudades.

## Anexo 2.1. Indicadores de cobertura de acceso

### 1. Acceso a fuentes mejoradas de agua potable

	Urbano											1970	1975	1980	1985	1990	
	1970	1975	1980	1985	1990	1994	2000	2002	2004	2005	2008						2011
Argentina	69	76	61	63			85	97	98	98	98	100	12	26	17	17	
Bolivia	92	81	69	75	76	78	93	95	95	95	96	96	2	6	10	13	30
Brasil	78	87	83	85	95	85	95	96	96	98	99	100	28		51	56	61
Chile	67	78	100	98		90	99	100	100	99	99	100	13	28	17	29	
Colombia	88	86	93	100	87	88	98	99	99	99	99	100	28	33	73	76	82
Costa Rica	98	100	100	100		85	98	100	100	100	100	100	59	56	82	83	
Cuba	82	96			100	96	99	95	95	95	96	96	15				91
República Dominicana	72	88	85	85	82	74	83	98	97	89	87	82	14	27	34	33	45
Ecuador	76	67	79	81	63	82	81	92	97	96	97	96	7	8	20	31	44
El Salvador	71	89	67	68	87	78	88	91	94	94	94	94	20	28	40	40	15
Guatemala	88	85	90	72	92		97	99	99	97	98	99	12	14	18	14	43
Haití		46	51	59	56	37	46	91	52	70	71	77		3	8	30	35
Honduras	99	99	93	56	85	81	97	99	95	95	95	96	10	13	40	45	48
México	71	70	90	99	94	91	94	97	100	96	96	96	29	49	40	47	
Nicaragua	58	100	97	76		81	95	93	90	97	98	98	16	14	6	11	
Panamá	100	100	100	100			88	99	99	97	97	97	41	54	62	64	
Paraguay	22	25	39	53	61		95	100	99	98	99	99	5	5	9	8	9
Perú	58	72	68	73	68	74	87	87	87	90	90	91	8	15	18	17	24
Uruguay	100	100	95	96	100		98	98	100	100	100	100	59	87	2	27	
Venezuela	92		93	93		80	88	85	85	94			38		53	65	36

Fuentes: OMS/UNICEF Joint Monitoring Programme (JMP) for Water Supply and Sanitation, mayo, 2013.

### 2. Acceso a saneamiento mejorado

	Urbano											1970	1975	1980	1985	1990	
	1970	1975	1980	1985	1990	1994	2000	2002	2004	2005	2008						2011
Argentina	87	100	80	75			89		92	91	91	96	79	83	35	35	
Bolivia	25		37	33	38	58	82	58	60	33	34	57	4	9	4	10	14
Brasil	85			86	84	55	85	83	83	86	87	87	24		1	1	32
Chile	33	36	100	100		82	98	96	95	98	98	100	10	11	10	4	
Colombia	75	73	93	96	84	76	97	96	96	81	81	82	8	13	4	13	18
Costa Rica	66	94	99	99		85	98	89	89	95	95	95	43	93	84	89	
Cuba	57	100			100	71	96	99	99	92	94	94					68
República Dominicana	63	74	25	41	95	76	75	67	81	86	87	86	54	16	4	10	75
Ecuador			73	98	56	87	70	80	94	95	96	96		7	17	29	38
El Salvador	66	71	48	82	85	78	88	78	77	89	89	79	18	17	26	43	38
Guatemala			45	41	72		98	72	90	88	89	88	11	16	20	12	52
Haití			42	42	44	42	50	52	57	28	24	34	43	1	10	13	17
Honduras	64	53	49	24	89	81	94	89	87	78	80	86	9	13	26	34	42
México			77	77	85	81	87	90	91	88	90	87	13	14	12	13	
Nicaragua			34	35		34	96	78	56	62	63	63	8	24		16	
Panamá	87	78	83	99			87	89	89	75	75	77	69	76	59	61	
Paraguay	16	28	95	89	31		95	94	94	88	90				80	83	60
Perú	52		57	67	76	62	90	72	74	79	81	81	16		0	12	20
Uruguay	97	97	59	59			96	95	100	99	100	99	13	17	6	59	
Venezuela			60	57		64	86	71	71	94			45		12	5	72

Fuentes: OMS/UNICEF Joint Monitoring Programme (JMP) for Water Supply and Sanitation, mayo 2013.

Rural							Total											
1994	2000	2002	2004	2005	2008	2011	1970	1975	1980	1985	1990	1994	2000	2002	2004	2005	2008	2011
	30		80	80	80	95	56	66	54	56			79		96	96	97	99
22	55	68	68	63	67	72	33	34	36	43	53	55	79	85	85	84	86	88
31	54	58	57	81	84	84	55		72	77	87	72	87	89	90	95	97	97
37	66	59	58	75	75	90	56	70	84	87		85	94	95	95	96	96	98
48	73	71	71	73	73	72	63	64	86		86	76	91	92	93	92	92	93
99	98	92	92	90	91	91	74	72	90	91		92	98	97	97	96	97	96
85	82	78	78	83	89	86	56				98	93	95	91	91	92	94	94
67	70	85	91	83	84	81	37	55	60	62	67	71	79	93	95	87	86	82
55	51	77	89	86	88	82	34	36	50	57	55	70	71	86	94	92	94	92
37	61	68	70	73	76	81	40	53	50	51	47	55	74	82	84	86	87	90
	88	92	92	88	90	89	38	39	46	37	62		92	95	95	92	94	94
23	45	59	56	53	55	48		12	19	38	41	28	46	71	54	60	63	64
53	82	82	81	74	77	81	34	41	59	49	64	65	90	90	87	94	86	89
62	63	72	87	83	87	89	54	62	73	83	69	83	86	91	97	93	94	94
27	59	65	63	66	68	68	35	56	39	48		61	79	81	79	83	85	85
	86	79	79	83	83	86	69	77	81	82		83	87	91	90	93	93	94
	58	62	68	93	66		11	13	21	28	34		79	83	86	83	86	
24	51	66	65	58	61	66	35	47	50	55	55	60	77	81	83	81	82	85
	93	93	100	95	100	98	92	98	81	85	89		98	98	100	100	100	100
75	58	70	70	75			75		86	89		79	84	83	83	93		

Rural							Total												
1994	2000	2002	2004	2005	2008	2011	1970	1975	1980	1985	1990	1994	2000	2002	2004	2005	2008	2011	
	48		83	77	77	98	85	97		69			85		91	90	90	96	
16	38	23	22	9	9	24	12		18	21	26	41	66	45	46	24	25	46	
3	40	35	37	37	37	48	58			63	71	44	77	75	75	78	80	81	
	93	64	62	83	83	89	29	32	83	84			97	92	91	96	96	99	
33	51	54	54	53	55	65	47	48	61		64	63	85	86	86	74	74	78	
99	95	97	97	95	96	92	52	93	91	95		92	96	92	92	95	95	94	
51	91	95	95	78	81	87					92	66	95	98	98	89	91	92	
	83	64	43	73	72	74	74	58	42	15	23	87	78	71	57	78	81	83	82
34	37	59	82	81	84	86			43	65	48	64	59	72	89	90	92	93	
59	78	40	39	79	83	53	37	39	35	58	59	68	83	63	62	85	87	70	
	76	52	82	69	73	72			30	24	60		85	61	86	78	81	80	
16	16	23	14	12	10	17			19	21	25	24	28	34	30	19	17	26	
53	57	52	54	56	62	74	24	26	35	30	63	65	77	68	69	66	71	81	
26	32	39	41	61	68	77			55	58		66	73	77	79	82	85	85	
27	68	51	34	35	37	37				27		31	84	66	47	50	52	52	
	94	51	51	51	51	54	78	77	71	81		86	99	72	73	68	69	71	
	95	58	61	39	40		6	10	86	85	46		95	78	80	69	70		
10	40	33	32	33	36	38	36		36	49	59	44	76	62	63	66	68	72	
	89	85	99	96	99	98	82	83	51	59			95	94	100	99	100	99	
30	69	48	48	57					52	50		58	74	68	68	91			

## Referencias bibliográficas

2030 Water Resources Group. (2009). *Charting Our Water Future. Economic frameworks to inform decision-making*. Washington: The 2020 Water Resources Group.

CAF. (2011). *Infraestructura para el Desarrollo de América Latina. Agua y saneamiento*. Caracas: CAF.

CAF. (2013). *Equidad e inclusión social en América Latina: Acceso universal al agua y saneamiento*. Caracas: CAF.

CAF. (2013). *La inundación de Guayaquil en marzo 2013. Opinión de expertos*. Caracas: CAF.

CAF. (2014). *Infraestructura en el Desarrollo de América Latina 2014. Agua y saneamiento*. Caracas: CAF.

CAF. (2014). *Lineamientos estratégicos para la gestión de inundaciones en la cuenca occidental de Barranquilla*. Caracas: CAF.

CELADE. (2009). *Demographic bulletin*. Santiago, Chile: ECLAC.

Florida Stormwater Association. (2013). *Establishing a stormwater utility in Florida*. 2013 Edition. Tallahassee: FSA.

Global Water Intelligence. (2014). *Global water market 2014*. Media Analytics Inc.

Klein, M. (1996). *Economic regulation of water companies*. Washington: World Bank.

Maxwell, S. (2012). *A concise review of challenges and opportunities in the World Water Market*. Denver: TechKNOWLEDGEy Strategic Group.

McKinsey Global Institute. (2011). *Building globally competitive cities: The key to latin american growth*. New York: McKinsey.

Nakayama, P. T. (2014). *Centro Tecnológico de Hidráulica y Recursos Hídricos. Universidad de Sao Paulo. Relatorio Técnico*. Sao Paulo: USP.

Rosales, M. (2011). *Descentralización en América Latina y tareas del municipalismo*. Quito: FLACMA.

SABESP. (2013). *Sistema Cantareira. Plano de contingencia. Acoes y resultados*. Sao Paulo: Directoria Metropolitana.

The World Bank. (22 de agosto de 2014). Data. Recuperado de: The World Bank: <http://data.worldbank.org/indicator/GDP>.

The World Bank, WSP. (2011). *The IBNET water and sanitation performance blue book*. Washington: The World Bank.

Tucci, C. (2007). *Gestión de inundaciones urbanas*. Porto Alegre: RHAMA.

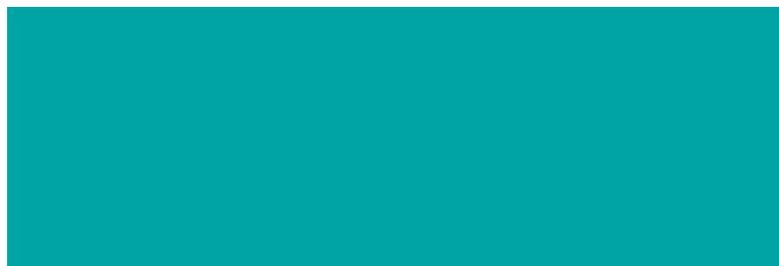
Western Kentucky University. (2012). *Stormwater utility survey*. Bowling Green: Western Kentucky University.

World Water Council. (2003). *Financing water for all. Camdessus Report*. Paris: WWC.

# IDEAL 2014

## capítulo 3

TELECOMUNICACIONES



# TELECOMUNICACIONES

## Resumen ejecutivo

El objetivo de este estudio es analizar las grandes tendencias identificadas en el último año en el sector de telecomunicaciones de América Latina, enfocándose en las siguientes áreas:

- Medición del progreso en la penetración de servicios de banda ancha fija y móvil.
- Identificación de avances y desafíos existentes en el área de estímulo de la demanda de servicios de banda ancha.
- Análisis de la disponibilidad del espectro radioeléctrico y determinación de los desafíos en la gestión del mismo.
- Evaluación del modelo de competencia y la participación del Estado en el sector.
- Estimación de niveles de inversión en infraestructura de telecomunicaciones y cálculo de posible brechas.

La banda ancha fija continúa su avance en lo que hace a la penetración, alcanzando una penetración ponderada a nivel continental de 35,46% de hogares, lo que implica una tasa anual de crecimiento compuesto (TACC) del 13,16% entre el 2009 y el 2013. Cinco países de la región ya han logrado un nivel de penetración de banda ancha fija cercano al 50% de los hogares (Argentina, Chile, México, Trinidad y Tobago y Uruguay). Al mismo tiempo, varias naciones obtendrán una adopción similar en un máximo de tres años (Brasil, Colombia, Costa Rica, Ecuador y Venezuela), o cinco años (Perú y Panamá). En vista de la importancia de la banda ancha en la generación de externalidades positivas y la transformación de la matriz productiva, es fundamental que aquellos Estados todavía retrasados en el proceso de adopción (Bolivia, República Dominicana, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua y Paraguay) acentúen su inversión para alcanzar niveles comparables con el de las naciones líderes.

Por otra parte, la banda ancha móvil (entendida como la adopción de dispositivos inalámbricos de tercera o cuarta generación que permiten el acceso a Internet) mantiene su crecimiento vertiginoso a una TACC del 93%. Nuevamente, ciertos países de la región ya han excedido o se encuentran en un umbral de alcance de una tasa de penetración del 50% de individuos (Brasil, Costa Rica y Uruguay). Estas altas tasas de crecimiento permiten inferir que la mayor parte de los Estados de América Latina y el Caribe

lograrán una penetración del 50% en dos años (Argentina, Bolivia, Chile, Colombia, República Dominicana, El Salvador, Guatemala, México, Nicaragua, Panamá, Perú y Venezuela) o tres años (Ecuador, Paraguay). Esta tendencia de crecimiento es importante en la medida en que la banda ancha móvil es particularmente adecuada para satisfacer las necesidades de segmentos de la población para los cuales la banda ancha fija sigue siendo no asequible.

En paralelo con la adopción de banda ancha fija y móvil, la calidad de servicio, medida en términos de la velocidad de descarga de contenidos, está acelerándose. Entre 2012 y 2014, la velocidad promedio de banda ancha fija en América Latina creció de 2,3 Mbps a 2,6 Mbps, lo que equivale a una TACC del 6%. Sin embargo, es importante mencionar, que las estadísticas de velocidad promedio no indican diferencias importantes en el nivel de servicio dentro de cada país. En la actualidad, todos los Estados ofrecen planes de, al menos, 5 Mbps de velocidad de descarga y en el segundo trimestre del 2013, cinco ya disponían de planes superiores a los 100 Mbps: República Dominicana, Uruguay, Chile, México y Brasil.

Si bien la tendencia es positiva, la brecha de velocidad de banda ancha que separa a América Latina del resto del mundo, especialmente los países industrializados, se está acrecentando. Esto tiene implicancias para el nivel de inversión, pues los operadores deben incrementar su despliegue de banda ancha de alta velocidad para construir una posición de paridad con el mundo desarrollado.

La velocidad promedio de la banda ancha móvil se ha incrementado de 1,11 Mbps en el 2012 a 1,72 Mbps en el 2014, lo que implica una TACC del 25%. El mejoramiento a nivel regional es común a todos los países, excepto Argentina que registra una reducción desde el año 2012. Si un Estado enfrenta un cuello de botella en la atribución del espectro radioeléctrico, y los operadores son renuentes a aumentar la inversión de capital, el deterioro de la calidad de servicio (en términos de velocidad) es una consecuencia ineludible.

El despliegue de redes de banda ancha fija ha ido progresando y se ha acrecentado la cobertura del servicio en la mayoría de los países de la región. Con marcadas excepciones, como Bolivia y México, el porcentaje de la población que puede acceder a la tecnología es superior al 85%, alcanzando en muchos casos el 95%. La cobertura de la banda ancha móvil también se ha incrementado: considerando que países como Chile y Colombia ya han alcanzado 100% de cobertura, se puede inferir que, sobre la base del último dato disponible para cada Estado, la mayor parte de la región gozará de una cobertura completa en el curso de los próximos dos o tres años.

Con base en la cobertura de servicio (oferta) se pasa a determinar la brecha de demanda, es decir, la diferencia entre la población que puede acceder al servicio de telecomunicaciones y la penetración del mismo. La brecha de la demanda de banda ancha, aunque en disminución, continúa siendo significativa en América Latina: 49,85% en banda ancha fija y 60,80% en banda ancha móvil. Estos porcentajes representan la proporción de hogares e individuos respectivamente que pueden adoptar la tecnología, pero no lo hacen por razones de asequibilidad limitada, falta de contenidos relevantes o escasa alfabetización digital.

En este sentido, los precios de banda ancha fija todavía siguen estando fuera del alcance de importantes segmentos de la población. El análisis de tarifas de banda ancha fija, incluso en el contexto de ofertas sociales como la "banda larga popular" en Brasil, muestra que grandes estratos se encuentran imposibilitados de adquirir banda ancha fija. Así, aun considerando el servicio básico de banda ancha fija, las tarifas se encuentran fuera del alcance de la base de la pirámide socio-demográfica latinoamericana. En Argentina, el servicio no es asequible a hogares cuyo ingreso promedio sea menor al del sexto decil; mientras que en Brasil, gracias a la "banda larga popular", la falta de asequibilidad se reduce a los tres últimos deciles. En el caso colombiano, la situación es más grave, pues solo los tres deciles superiores de la pirámide pueden acceder a la banda ancha fija.

Afortunadamente, parte de la brecha de asequibilidad se encuentra solucionada por ofertas de banda ancha móvil. En primer lugar, impulsadas por la competencia, las tarifas de banda ancha móvil, tanto en los planes de conectividad para computadoras personales (USB módems), como en los planes de datos para teléfonos inteligentes, se han reducido de manera significativa en los últimos años. En segundo lugar, la banda ancha móvil ofrece una flexibilización de precios (consumo por día o por contenido restringido) que permite regular el consumo de acuerdo con los niveles de asequibilidad. En tercer lugar, el acceso móvil a Internet desde teléfonos inteligentes representa una respuesta adecuada a otras barreras a la adopción de banda ancha en la base de la pirámide (como, por ejemplo, costo de adquisición de una computadora personal, alfabetización digital limitada o falta de acceso al servicio de energía eléctrica).

En cuanto a la barrera de falta de relevancia en contenidos de Internet, un análisis de las 100 páginas web más populares en América Latina muestra que la región tiene un retraso marcado en lo que se refiere a disponibilidad de contenido local. En promedio, de los 100 sitios más populares por país, sólo 26%

son generados localmente, el resto es creado fuera de la región en otras lenguas, o son meras traducciones al español o portugués de sitios desarrollados en el extranjero.

Una de las barreras potenciales al desarrollo futuro de la banda ancha móvil es la disponibilidad del espectro radioeléctrico. Si el espectro no es atribuido para satisfacer las necesidades de desarrollo de la industria, se producen cuellos de botella, que se materializan en una erosión de la calidad de servicio (por ejemplo, aumento de latencia en la descarga de contenidos, incremento en la tasa de llamadas perdidas, etc.). A pesar de los avances en la última década, la región se encuentra muy lejos de alcanzar los 1.300 MHz recomendados por la Unión Internacional de Telecomunicaciones para acomodar las necesidades de las telecomunicaciones móviles hacia el 2015.

Más allá de las bandas de espectro que ya han sido asignadas para la telefonía móvil, la satisfacción de necesidades futuras requiere la liberación (o reatribución) de bandas que están siendo ocupadas por otros servicios como la radiodifusión. Entre las bandas consideradas para atribución potencial futura se pueden incluir la banda UHF (470-698 MHz), la banda L (1.350-1.400/1.427-1.518 MHz), la banda de 2.7-2.9 GHz y la banda C (3.4 GHz a 4.2 GHz). Sin embargo, su identificación no basta para que este espectro pueda ser utilizado por los operadores móviles. Una vez que las bandas son detectadas, se debe proceder a un proceso complejo de tres etapas: 1) el cambio en la atribución al servicio, 2) la limpieza de la banda (o sea la migración de usuarios actuales a otras bandas) y 3) su asignación a operadores móviles requiere un período de tiempo extenso.

La primera etapa involucra un cambio en el marco regulatorio que impacta el plan nacional de frecuencias. Esto significa que el gobierno debe decretar que la nueva banda sea atribuida al servicio móvil. La segunda etapa requiere que los usuarios de la banda retribuida sean asignados a otras porciones del espectro radioeléctrico, lo que puede requerir cambios en equipamiento de red o dispositivos terminales. Una vez liberada la banda, la tercera etapa involucra la asignación de espectro a los operadores móviles, lo que habitualmente se hace mediante subastas. Este proceso puede requerir un plazo de hasta diez años, como lo demuestra la reciente reatribución de la banda de 700 MHz en muchos países de la región.

Desde el punto de vista de la estructura de los mercados, después de los ciclos de apertura irrestricta y privatización de la década de los 90 y la reentrada directa del Estado como operador en la industria, el modelo de competencia del sector de las telecomunicaciones en América Latina está llegando a un punto de estabilización. Esta situación se caracteriza por tres tendencias:

- En lugar de extender la inversión directa en la industria, el Estado se enfoca en la creación de asociaciones público-privadas centradas en el lanzamiento de grandes proyectos para resolver fallos de mercado en lo que hace la entrega de servicio a zonas rurales o la reducción de tarifas de banda ancha.
- La entrada y salida de operadores ha alcanzado un punto de estabilidad, donde los operadores regionales se concentran en los grandes mercados como el brasilero y mexicano y, si bien continúan participando en los mercados secundarios, lo hacen sobre la base de posiciones dominantes que garantizan altas tasas de retorno (por ejemplo, Claro en Colombia, o Telefónica en Perú).
- A pesar de la salida gradual de jugadores no viables a largo plazo, las cuotas de mercado se han estabilizado en puntos más igualitarios en mercados que contienen, como mínimo, tres jugadores; el realineamiento de cuotas de mercado ha resultado en un aumento de la intensidad competitiva en contextos oligopólicos que siguen entregando beneficios estáticos y dinámicos a los usuarios.

UNA DE LAS BARRERAS POTENCIALES AL DESARROLLO FUTURO DE LA BANDA ANCHA MÓVIL ES LA DISPONIBILIDAD DEL ESPECTRO RADIOELÉCTRICO

Para finalizar, es preciso evaluar hasta qué punto la inversión bruta del sector es suficiente para financiar la siguiente etapa de desarrollo. En el período que va del 2006 al 2012, la industria de telecomunicaciones de América Latina invirtió aproximadamente USD 159.568 millones. Considerando los extremos de la serie histórica, la inversión ha ido aumentando a una tasa acumulada promedio anual de 9%, aunque se observa una caída en el 2009, después de la cual el sector recuperó su volu-

men histórico. En los años de inversión más intensa (2008, 2011 y 2012), el volumen agregado estuvo cercano a los USD 28.000 millones.

Asumiendo que la región requeriría una inversión de aproximadamente USD 44,8 mil millones por año para acercarse a niveles de desarrollo de las telecomunicaciones comparable con la Unión Europea, la brecha respecto a la extrapolación de la inversión histórica es de USD 143 mil millones. Incluso si la estimación de la necesidad de inversión futura fuese extremadamente ambiciosa, resulta evidente que el sector debería elevar su volumen de inversión de 0,48% del PIB a por lo menos 0,80%, lo que implica USD 359 mil millones entre el 2013 y el 2020.

En conclusión, el sector continúa presentando avances significativos en lo que hace al desarrollo de la banda ancha: la cobertura se acrecienta, la velocidad del servicio aumenta, los precios se reducen (aunque no lo suficiente para permitir una universalización del servicio) y el nivel de digitalización de América Latina está incrementándose.

Los desafíos mirando hacia adelante son cinco:

- Hacer énfasis en estrategias de promoción de la demanda, en particular apalancar los servicios de banda ancha móvil para resolver la brecha económica y acentuar la creación de contenidos de Internet locales para desarrollar contenidos más relevantes a la población en general.
- Acelerar la puesta a disposición del espectro para los operadores, lo que es necesario para satisfacer el crecimiento exponencial del tráfico.
- Aumentar el nivel de inversión del sector más allá de la tendencia histórica para desplegar redes de banda ancha capaces de entregar servicios a mayor velocidad y alcanzar una cobertura casi completa de las redes de cuarta generación.
- Continuar promoviendo la creación de asociaciones publico-privadas que permitan la combinación de recursos de ambos sectores en la satisfacción de las necesidades futuras de inversión.
- Las áreas fundamentales de inversión en infraestructura incluyen el desarrollo de 4G, la modernización de redes de banda ancha fija a ADSL 2+, DOCSIS 3.0, y FTTH, el despliegue de cables submarinos a otros continentes más allá de América del Norte, y el despliegue continuo de puntos de intercambio de tráfico de Internet (IXP).

## Introducción

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 que se examinarán incluyen:

- Análisis del progreso en la penetración de servicios de telecomunicaciones, concentrándose en la banda ancha fija y la banda ancha móvil (la exclusión de la telefonía móvil se justifica pues ha alcanzado niveles de penetración casi universales<sup>19</sup>).
- Discusión de avances y desafíos existentes en el área de estímulo de la demanda de servicios de banda ancha, concentrándose en las mejoras en cuanto a asequibilidad, el desarrollo de contenidos locales de Internet, y la implantación de programas de alfabetización digital.
- Análisis de la disponibilidad del espectro radioeléctrico y los desafíos en su gestión, en el marco del crecimiento de la demanda de tráfico móvil.
- Estimación del nivel de intensidad competitiva por país y sector, con consideraciones relativas a la concentración (o no) de los mercados de banda ancha fija y móvil.
- Estudio de niveles de inversión en infraestructura de telecomunicaciones por país, evaluando la brecha existente entre la inversión histórica y las necesidades de la región para alcanzar niveles comparables con los países de desarrollo medio.

<sup>19</sup> La penetración de dispositivos móviles en la región al final del segundo trimestre del año 2014 ha alcanzado 127% en América del Sur y 95,55% en América Central (fuente: GSMA Intelligence). Es importante mencionar, sin embargo, que el número de usuarios representa 54% de la población. La diferencia está dada porque muchas personas poseen más de un dispositivo o tarjeta SIM.

## 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 banda ancha fija y la banda ancha móvil. Adicionalmente, se estudiarán las mejoras 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 2013, se estimarán los nuevos valores para este año, con el objeto de examinar progresos en el uso de las TIC.

### Desarrollo de la banda ancha fija

La banda ancha fija continúa su avance en lo que hace a la penetración, alcanzando una penetración ponderada a nivel continental de 35,46%, lo que implica una tasa anual de crecimiento compuesto (TACC) del 13,16% entre el 2009 y el 2013 (ver Cuadro 3.1).

**Cuadro 3.1.** América Latina: penetración de banda ancha fija (porcentaje de hogares)

País	2009	2010	2011	2012	2013	TACC* (%)
Argentina	31,46	33,03	36,76	45,72	50,56	13
Bolivia	4,19	4,12	2,78	4,60	5,80	8
Brasil	19,59	22,81	28,73	31,18	34,42	15
Chile	36,68	39,32	43,76	46,76	46,44	6
Colombia	17,41	21,36	26,76	31,19	35,48	19
Costa Rica	14,06	30,72	31,60	33,74	35,19	26
República Dominicana	10,27	12,73	13,71	14,98	16,07	12
Ecuador	7,97	6,47	19,95	26,03	31,22	41
El Salvador	9,41	10,98	12,83	15,00	17,37	17
Guatemala	4,78	7,75	7,77	7,79	7,73	13
Honduras	...	0,06	3,28	3,43	3,74	296
México	33,28	39,42	41,64	44,10	46,68	9
Nicaragua	7,65	7,03	8,05	9,45	12,10	12
Panamá	27,84	30,21	32,59	33,44	33,24	5
Paraguay	0,99	1,74	3,76	4,76	6,33	59
Perú	12,48	13,90	17,95	21,21	23,17	17
Trinidad y Tobago	32,20	36,65	38,61	45,20	47,85	10
Uruguay	22,38	27,24	33,64	41,47	52,82	24
Venezuela	21,01	25,01	27,00	29,95	32,67	12
Total ponderado	21,63	25,16	29,45	32,53	35,46	13

Nota: La reducción en la penetración en ciertos años está determinada por cambios en la denominación del servicio de banda ancha establecida por el regulador. / \*Tasa Anual de Crecimiento Compuesto.

Fuente: Análisis TAS.

Tal y como se observa en el Cuadro 3.1, varios países de la región ya han alcanzado un nivel de penetración de banda ancha fija cercano al 50% de los hogares (Argentina, Chile, México, Trinidad y Tobago y Uruguay). Al mismo tiempo, considerando la tasa de crecimiento de la penetración, algunos Estados lograrán una adopción similar en un máximo de tres años (Brasil, Colombia, Costa Rica, Ecuador y Venezuela), o cinco años (Perú y Panamá)<sup>2</sup>.

<sup>2</sup> Hasta el año pasado, la penetración de banda ancha fija estaba contabilizada en términos de habitantes y no hogares. En este sentido, en el 2012, la penetración era de 7,97%; mientras que en 2013 alcanzó 8,68%.

Esta estadística es particularmente importante en la medida que demuestra el avance de los países líderes de la región y, de alguna manera, acentúa la necesidad de reducir las desigualdades entre las naciones líderes y aquellas que deben realizar un esfuerzo adicional para no quedar rezagadas a nivel regional (Bolivia, República Dominicana, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua y Paraguay). Reconociendo la importancia de la banda ancha en la generación de externalidades positivas y la transformación de la matriz productiva, las tendencias disímiles entre los dos grupos de países puede acentuar la diferencia en procesos de desarrollo económico.

### Crecimiento de la banda ancha móvil

La banda ancha móvil (entendida como la adopción de dispositivos inalámbricos de tercera o cuarta generación que permiten el acceso a Internet) continúa creciendo vertiginosamente a una TACC del 93% (ver Cuadro 3.2).

**Cuadro 3.2.** América Latina: penetración de banda ancha móvil (porcentaje de la población)

País	2009	2010	2011	2012	2013	TACC* (%)
Argentina	0,50	1,89	3,67	8,41	19,28	149
Bolivia	0,13	0,53	3,02	7,62	14,26	224
Brasil	2,93	8,63	19,54	32,77	55,33	108
Chile	3,32	7,49	14,90	24,49	31,86	76
Colombia	1,35	2,39	4,61	8,62	16,70	88
Costa Rica	0,17	2,91	11,79	29,05	52,01	318
República Dominicana	1,00	1,36	5,51	13,59	24,37	122
Ecuador	2,21	3,69	7,26	8,56	15,86	64
El Salvador	0,98	2,22	3,97	7,55	14,67	97
Guatemala	0,91	1,97	3,12	6,24	13,21	95
Honduras	0,66	1,20	1,86	3,97	7,00	80
México	1,93	6,43	11,45	17,88	27,54	94
Nicaragua	0,17	0,71	3,34	8,29	16,47	214
Panamá	0,98	1,71	5,51	13,56	22,08	118
Paraguay	0,54	1,50	2,32	4,99	10,02	108
Perú	0,26	0,92	4,08	12,26	24,17	211
Trinidad y Tobago	0,00	0,00	0,00	0,03	0,14	...
Uruguay	3,74	10,60	17,68	28,29	42,92	84
Venezuela	11,81	16,04	20,81	28,07	32,31	29
Total Ponderado	2,31	5,77	11,58	19,41	32,10	93

\*Tasa Anual de Crecimiento Compuesto.

Fuente: GSMA Intelligence.

Nuevamente, ciertos países de la región ya han excedido o se encuentran en un umbral de alcance de una tasa de penetración del 50% de individuos (Brasil, Costa Rica, y Uruguay). Al mismo tiempo, en vista de las alzas de crecimiento, algunas naciones alcanzarán una penetración del 50% en dos años (Argentina, Bolivia, Chile, Colombia, República Dominicana, El Salvador, Guatemala, México, Nicaragua, Panamá, Perú y Venezuela) o tres años (Ecuador y Paraguay).

Las altas tasas de aumento de la penetración de banda ancha móvil son el resultado de múltiples tendencias. En primer lugar, esta representa una tecnología óptima para acceder a Internet en contextos de movilidad. Segundo, las tecnologías de tercera y cuarta generación (LTE) conllevan una mayor eficiencia en el uso del espectro radioeléctrico con lo cual los operadores están particularmente interesados en estimular el recambio de dispositivos 2G, por aquellos que operan en normas 3G y 4G. Tercero, la banda ancha móvil es particularmente adecuada para satisfacer las necesidades de segmentos de la población

para los cuales la banda ancha fija continua siendo no asequible (sobre este punto, ver la sección: “Estrategias de promoción de la demanda: mejoramiento de asequibilidad”).

En este sentido, la tendencia casi universal para alcanzar altas tasas de penetración responde al posicionamiento de la banda ancha móvil tanto como complemento a la tecnología fija (en el segmento de empresas y en los estratos medio y alto de la población) o como sustituto a la banda ancha fija para sectores de menores recursos.

### Aceleración de las velocidades de descarga en la banda ancha fija y móvil

Paralelamente a la adopción de banda ancha fija y móvil, la calidad de servicio, medida en términos de la velocidad de descarga de contenidos, está acelerándose. De acuerdo al informe de Akamai<sup>3</sup>, entre 2012 y 2014, la velocidad promedio de banda ancha fija en América Latina creció de 2,3 Mbps a 2,6 Mbps, lo que equivale a una TACC del 6% (ver Cuadro 3.3).

**Cuadro 3.3.** América Latina: velocidad promedio de banda ancha fija (Mbps)

	1Q2012		1Q2013		1Q2014		TACC* (%)
	Ranking mundial	Velocidad	Ranking mundial	Velocidad	Ranking mundial	Velocidad	
Argentina		2,2	82	2,1	77	3,2	21
Bolivia			128	0,9	134	0,9	0
Brasil		2,2	73	2,3	87	2,6	9
Chile		3,4	63	3,0	72	3,3	-1
Colombia		2,7	64	2,8	81	3,0	5
Costa Rica			78	2,1	109	2,0	-5
Ecuador			72	2,3	71	3,3	43
México		2,8	57	3,3	65	4,0	20
Panamá					88	2,6	
Paraguay			117	1,2	128	1,2	0
Perú		1,6	85	2,0	85	2,7	30
Uruguay			99	1,7	57	4,3	153
Venezuela		0,9	123	1,1	125	1,3	20
Promedio		2,3		2,1		2,6	6
Global		2,6		3,1		3,9	

Nota: Las estadísticas son compiladas por Akamai en su plataforma inteligente / \*Tasa Anual de Crecimiento Compuesto.

Fuente: Akamai State of the Internet; Análisis TAS.

Como se observa en el Cuadro 3.3, la mayor parte de los países han aumentado su velocidad promedio, y, en los casos en los que ésta ha disminuido, ello ocurrió a una tasa reducida. Uruguay registró un incremento significativo como resultado del despliegue de fibra óptica al hogar (parte del programa del operador ANTEL).

Es importante mencionar, sin embargo, que las estadísticas de velocidad promedio no permiten identificar diferencias importantes en el nivel de servicio dentro de cada país. En la actualidad, todos los Estados de la región ofrecen planes de, al menos, 5 Mbps de velocidad de descarga, y en el segundo trimestre del 2013, cinco ya disponían de planes superiores a los 100 Mbps: República Dominicana, Uruguay, Chile, México y Brasil. Esto significa que dentro de cada nación, la calidad del servicio varía significativamente dependiendo del tipo de servicio adquirido.

<sup>3</sup> En IDEAL 2013 la velocidad de banda ancha fija fue analizada con base en datos de Net Index, que recopila información de usuarios por país. Esto explica por qué las estadísticas de velocidad en el informe anterior son marginalmente diferentes. Sin embargo, tanto la tendencia como el posicionamiento de países es el mismo entre ambas fuentes.

Si bien el promedio latinoamericano de velocidad de acceso es inferior al promedio global (3,9 Mbps), la tendencia es positiva aunque a una tasa inferior a la que se observa a nivel mundial, con lo que la brecha que separa América Latina del resto del mundo, especialmente los países industrializados, se está acrecentando. Esto puede observarse en el posicionamiento de la región en el ranking mundial.

**Cuadro 3.4.** América Latina: velocidad promedio de banda ancha móvil (2012-2014) (Mbps)

	1Q2012	1Q2013	1Q2014	TACC* (%)
Argentina	1,9	1,6	1,0	-27
Bolivia	0,4	0,9	1,2	73
Brasil	1,1	1,1	1,2	4
Chile	1,4	1,7	1,4	0
Colombia	1,0	1,4	1,7	30
Paraguay	0,7	1,3	1,4	41
Uruguay	1,4	1,5	1,6	7
Venezuela	1,0	1,1	4,3	107
Promedio	1,11	1,32	1,72	25

Nota: Las estadísticas son compiladas por Akamai en su plataforma inteligente. / \*Tasa Anual de Crecimiento Compuesto.

Fuente: Akamai State of the Internet; Análisis TAS.

De los países medidos por Akamai, entre 2013 y 2014 solamente tres (Argentina, Ecuador y Uruguay) mejoraron su posicionamiento, mientras que ocho (Bolivia, Brasil, Chile, Colombia, Costa Rica, México, Paraguay y Venezuela) han perdido posiciones en el ranking mundial de velocidad de descarga. Esto tiene implicaciones para el nivel de inversión, en la medida de que los operadores deben incrementar su despliegue de banda ancha de alta velocidad para construir una posición de paridad con el mundo desarrollado (ver sección: "Nivel de infraestructura de telecomunicaciones").

En términos de la banda ancha móvil, la velocidad promedio se ha incrementado de 1,11 Mbps en el 2012, a 1,72 Mbps en el 2014, lo que implica una TACC de mejoramiento del 25% (ver Cuadro 3.4).

El mejoramiento a nivel regional es común a todos los países, excepto Argentina que registra una reducción en la velocidad de acceso desde el año 2012. La banda ancha móvil, a diferencia de la fija, no puede distinguirse en la región por nivel de velocidad ya que todos los operadores ofrecen un servicio similar que consiste en una conexión 3G o 3,5G, que permitirá como máximo una velocidad de descarga de 3Mbps en condiciones óptimas de transmisión y utilización de la red. Sin embargo, la variación en velocidad por país está determinada por dos factores: la disponibilidad de espectro radioeléctrico y la inversión en el despliegue de radio bases. Si un Estado enfrenta un cuello de botella en la atribución del espectro, y los operadores son renuentes a aumentar la inversión de capital, el deterioro de la calidad de servicio (en términos de velocidad) es una consecuencia ineludible. Ambos temas –disponibilidad de espectro, y volumen de inversión– serán tratados en detalle en las secciones: "La gestión del espectro radioeléctrico" y "Nivel de infraestructura de telecomunicaciones", respectivamente.

## Cobertura en banda ancha fija y móvil

El análisis de la cobertura de banda ancha fija y móvil permite establecer cuál es el desarrollo de las redes de telecomunicaciones y determinar, en última instancia, si existen sectores importantes de la población que se encuentran marginados del proceso de digitalización. Si bien la información no está completamente disponible, la recopilación de datos anuales de reguladores y ministerios de telecomunicaciones expone una visión de la tendencia respecto al porcentaje de la población que puede acceder al servicio de banda ancha fija (ver Cuadro 3.5).

**Cuadro 3.5.** América Latina: cobertura de banda ancha fija (porcentaje de la población)

País	2010	2011	2012	2013
Argentina	95,98	95,98	95,98	95,98
Bolivia	40,27	40,63	41,00	41,37
Brasil	93,60	100,00	100,00	100,00
Chile	98,66	98,66	98,66	98,66
Colombia	...	82,70	88,37	94,42
Costa Rica	94,86	94,86	94,86	94,86
Ecuador	...	86,83	86,83	86,83
México	62,45	66,38	70,56	75,00
Uruguay	100,00	100,00	100,00	100,00

Nota: \*Nota: Los datos en gris provienen de las fuentes mencionadas abajo, mientras que el remanente está basado en interpolaciones e inferencias del autor.

Fuentes: Argentina (TAS, Ministerio de Planeamiento), Bolivia (TAS, Entel), Brasil (Anatel), Chile (TAS, Entel), Colombia (MINTIC), Costa Rica (Plan Nacional de Banda Ancha), Ecuador (Mintel), México (COFETEL), Uruguay (EUTIC).

El Cuadro 3.5 revela que el despliegue de redes de banda ancha fija ha ido progresando, con un incremento de la cobertura del servicio en la mayoría de los países de la región. A excepción de Bolivia y México, el porcentaje de la población que puede acceder a la tecnología es superior al 85%, alcanzando en muchos casos el 95%. Más allá de aquellos lugares de topografía favorable, como Uruguay, es razonable considerar que la banda ancha fija no logrará una cobertura del 100% en todos los Estados y que la porción final de población no cubierta será servida por banda ancha móvil.

En cuanto a la banda ancha móvil, la cobertura también se ha incrementado en la mayoría de los países en donde se dispone de estadísticas (ver Cuadro 3.6).

**Cuadro 3.6.** América Latina: cobertura de banda ancha móvil (porcentaje de la población)

País	2009	2010	2011	2012	2013
Argentina	...	82,00	84,93	89,00	...
Bolivia	...	29,00	42,30	61,70	90,00
Brasil	64,60	72,60	83,20	87,90	91,30
Chile	...	...	72,47	100,00	100,00
Colombia	...	...	100,00	100,00	100,00
Costa Rica	44,85	64,67	93,25	...	...
Ecuador	62,21	66,29	77,75	87,47	...
Guatemala	...	...	...	53,00	...
México	...	77,29	91,00	...	...
Panamá	...	...	80,00	...	...
Paraguay	...	...	...	...	70,00
Perú	...	55,02	62,51	79,40	...
Trinidad y Tobago	...	...	...	75,00	...
Uruguay	...	32,10	81,00	...	...
Venezuela	...	...	96,08	...	...

\*Nota: Los datos en gris provienen de las fuentes mencionadas abajo, mientras que el remanente está basado en interpolaciones e inferencias del autor.

Fuentes: Argentina (Personal), Bolivia (Entel), Brasil (Teleco), Chile (UIT), Colombia (Deloitte), Costa Rica (UIT, MINAET), Ecuador (UIT), Guatemala (UIT), Panamá (Deloitte), México (Deloitte, SCT), Trinidad y Tobago (UIT), Uruguay (TAS, Deloitte), Venezuela (TAS).

El mejoramiento en la tasa de cobertura año a año impide proyectar un cambio a futuro. Dado que Chile y Colombia ya han alcanzado 100% de cobertura, se puede inferir que, sobre la base del último dato disponible para cada país, la mayor parte de los Estados de la región alcanzarán una cobertura completa en el curso de los próximos dos o tres años.

En síntesis: al observar el estado de la cobertura de banda ancha tanto fija como móvil, es razonable proyectar que en los próximos dos años, el conjunto de la población de la región latinoamericana tendrá la posibilidad de acceder a Internet, mediante dispositivos fijos o móviles. En otras palabras, la brecha de la oferta estará prácticamente resuelta. Ahora bien, esto no significa que la brecha digital lo esté, pues existen otras barreras a la adopción. Para ello, se debe abordar la evaluación de la brecha de la demanda.

Por otra parte, aunque la cobertura de banda ancha ha avanzado significativamente, esto no quiere decir que no existan todavía problemas en términos de la infraestructura de telecomunicaciones. Por ejemplo, si bien la cobertura en tecnología 3G está avanzada, el despliegue de redes en 4G es todavía incipiente. La penetración de dispositivos LTE no excede 1.06%. De manera similar, la cobertura de la banda ancha fija se basa principalmente en xDSL o cable módem en DOCSIS 2.0, lo que no entrega velocidades suficientes para la descarga de contenidos de modo eficiente.

Adicionalmente, el despliegue de cables submarinos se encuentra orientado principalmente a apoyar el tráfico hacia y desde Estados Unidos, postergando otras regiones como Europa o Asia. La infraestructura de interconexión de Internet está progresando parcialmente. En el último año, México lanzó su primer IXP en el Distrito Federal, y se prevé la instalación de un segundo en Mérida. Bolivia ha comenzado a desplegar tres IXP en La Paz, Santa Cruz y Cochabamba. Finalmente, Perú ha contratado el despliegue de IXP en Arequipa y Cusco, como parte del despliegue de su red dorsal. El mejoramiento de la infraestructura también se extiende a las redes dorsales, considerando que varias están en estado avanzado de construcción, y al desarrollo de capilaridad (ARSAT en Argentina, Red Dorsal en Perú, Red Azteca en Colombia y Telebras en Brasil).

## La brecha de demanda

La brecha de demanda se define como la diferencia entre la población que puede acceder al servicio de telecomunicaciones y la penetración del mismo. Está determinada por tres factores: asequibilidad limitada (los precios del servicio excluyen una porción de la población), falta de contenidos y aplicaciones relevantes (que se manifiesta en una falta de interés en acceder a Internet) y analfabetismo digital (población que no tiene la capacitación tecnológica básica para utilizar servicios). A continuación, con base en la tasa de cobertura, se examinará la brecha de la demanda, calculándola como la diferencia entre la cobertura y la penetración. El Cuadro 3.7 presenta la evolución de la brecha de demanda en banda ancha fija.

**Cuadro 3.7.** América Latina: brecha de la demanda de banda ancha fija (porcentaje de la población)

País	2010	2011	2012	2013	2013
Argentina	...	62,95	59,21	50,26	45,42
Bolivia	...	36,15	37,85	36,40	35,57
Brasil	74,01	70,79	71,27	68,82	65,68
Chile	61,98	59,34	54,90	51,90	52,22
Colombia	...	...	55,94	57,18	58,94
Costa Rica	...	64,14	63,26	61,12	59,67
Ecuador	...	...	66,89	60,80	55,61
México	29,17	23,03	24,74	26,46	28,32
Uruguay	77,62	72,76	66,36	58,53	47,18

Fuente: Análisis TAS.

La interpretación de estas estadísticas requiere de ciertas precisiones. Como se mencionó anteriormente, los porcentajes representan la diferencia entre la tasa de cobertura y la tasa de penetración. Por ejemplo, en Argentina al final del 2013, la tasa de cobertura de hogares era 95,98%,

mientras que la penetración de banda ancha fija es 50,56%. Esto implica que la brecha de demanda es 45,42%. Ahora bien, si la cobertura del servicio (es decir, número de hogares que pueden acceder) aumenta y el alza no es acompañada por iniciativas que reduzcan las barreras del lado de la demanda (por ejemplo, rebaja de precios del servicio para aumentar la asequibilidad, desarrollo de contenidos relevantes y campañas de alfabetización digital), la penetración no aumenta significativamente, y, por lo tanto, la brecha de demanda se acrecienta. Esto es lo que ocurre en Colombia donde, pese a los éxitos del plan Vive Digital, el avance en la oferta de servicio no se combinó con un aumento similar en la penetración (lo que implica que la brecha de demanda se acrecienta, en vez de reducirse). Lo mismo ocurre en México donde la brecha de demanda creció después de 2010.

Por otra parte, una vez que la cobertura de banda ancha fija se estabiliza alrededor del 95% de los hogares, todo progreso en la reducción de las barreras de la demanda se traduce en una disminución de la brecha. Esto se detecta en el resto de los países, lo que representa un logro importante en lo que hace a la penetración de la banda ancha fija. Esto implica que, en la mayoría de los Estados, más allá de aumentar la cobertura del servicio, incrementa la penetración, aunque en algunos casos (Colombia, México) se identifica un desfase entre las tasas de aumento de cobertura y la adopción de banda ancha fija.

En el caso de la banda ancha móvil, la brecha de demanda se encuentra en franca disminución (ver Cuadro 3.8).

**Cuadro 3.8.** América Latina: brecha de la demanda de banda ancha móvil (porcentaje de la población)

País	2010	2011	2012	2013	2013
Argentina	...	...	81,26	80,59	69,72
Bolivia	...	28,47	39,28	61,70	90,00
Brasil	61,67	63,97	63,66	55,13	34,97
Chile	...	...	57,57	75,51	68,14
Colombia	...	...	95,39	91,38	83,30
Costa Rica	44,68	61,76	81,46	64,20	41,24
Ecuador	60,00	62,60	70,49	78,91	71,61
Guatemala	...	...	...	46,76	39,79
México	75,36	70,86	79,55	73,12	63,46
Panamá	...	78,29	74,49	66,44	57,92
Paraguay	...	...	...	65,01	59,98
Perú	54,76	54,10	58,43	67,14	55,23
Trinidad y Tobago	...	...	75,00	74,97	74,86
Uruguay	28,36	21,50	63,32	52,71	38,08
Venezuela	...	80,02	75,25	67,99	63,75

Fuente: GSMA Intelligence; Análisis TAS.

Las estadísticas de brecha de demanda de banda ancha móvil reflejan la misma volatilidad que la de la banda ancha fija, aunque más acentuada debido a la velocidad de despliegue de redes y la rapidez en los procesos de adopción. En términos generales, la brecha se acrecentó entre el 2009 y el 2011 gracias al desarrollo acelerado de redes 3G a lo largo de la región. A partir del 2011 (2012 en Chile, Ecuador y Perú), la brecha comienza a disminuir, porque la cobertura de las redes alcanza un punto máximo de despliegue y la reducción de la brecha de demanda queda librada a la adopción de banda ancha móvil. Esta tendencia a la disminución de la brecha de demanda de banda ancha móvil va a continuar en los próximos años como consecuencia del ritmo con el cual la banda ancha móvil se está difundiendo en la región.

En América Latina la principal causa de la no adopción del servicio es consistentemente el costo (Katz y Galperin, 2012). Pero, en segundo lugar en la mayoría de los países, el servicio no se adopta por falta de interés. Por ejemplo, una encuesta realizada en Chile durante 2009, indica que en los hogares con computadora pero sin conexión, un 37% cita el precio del servicio como la causa para la no adopción, un 24% la falta de interés, un 8% la falta de habilidad para su uso y un 31% otras razones, como puede constatarse en el Cuadro 3.9.

**Cuadro 3.9.** Chile: motivos de no adopción de Internet en hogares con computadora (2009)

Motivos	Porcentaje (%)
Falta de relevancia/interés	24
Costo del servicio de conectividad	37
Falta de habilidades de uso	8
Otras razones (falta de disponibilidad, uso en otros lugares, etc.)	31

Fuente: Encuesta sobre acceso, uso y usuarios de Internet banda ancha en Chile. Universidad Alberto Hurtado/SUBTEL, (2009).

**Cuadro 3.10.** México: motivos de no adopción de Internet en hogares con computadora (2011)

Motivos	Porcentaje (%)
Falta de relevancia/interés	60
Costo del servicio de conectividad	19
Otras razones (falta de disponibilidad, uso en otros lugares, etc.)	21

Fuente: Encuesta sobre disponibilidad y uso de tecnología de información y comunicaciones en los hogares. INEGI (2011).

Por último, en Brasil el costo sigue siendo la principal razón para la no adopción del servicio en el hogar (46%), seguido por tener acceso en otro lugar (17%) y en tercer término figura la falta de interés o relevancia (13%). La desagregación de los datos por nivel socioeconómico permite analizar las causas de no adopción en aquellos hogares que sí pueden afrontar el costo del servicio (el nivel socioeconómico A). En este grupo la principal causa de no adopción es la falta de interés o relevancia, como se indica en el Cuadro 3.11.

**Cuadro 3.11.** Brasil: motivos de no adopción de Internet en el hogar, por nivel socioeconómico, en hogares con disponibilidad del servicio (2011)

Motivos	NSE A	NSE B	NSE C	NSE DE	Total
Costo elevado	0,00%	33,64%	49,04%	51,89%	45,71%
Acceso en otro lugar	25,29%	23,64%	15,38%	7,55%	17,14%
Falta de interés/relevancia	31,03%	13,64%	12,50%	17,92%	13,33%
Falta de habilidad	10,34%	9,09%	9,62%	12,26%	9,52%
Baja relación coste/beneficio	17,24%	10,91%	7,69%	3,77%	7,62%
Otros	16,09%	9,09%	5,77%	6,60%	6,67%

Fuente: Pesquisa sobre o Uso das Tecnologias da Informação e da Comunicação no Brasil. CGI, (2011).

La barrera lingüística también ha sido identificada como una razón de peso en países emergentes. Por ejemplo, en Perú, apenas 8% de aquellos individuos cuya primera lengua no es el español son usuarios de Internet. Este porcentaje aumenta al 40% en el caso de hispano-parlantes. Más allá del lenguaje, la falta de contenidos relevantes siéndole mantiene como una variable determinante en los motivos de la no adopción. Por ejemplo, en Colombia, 20% de los hogares que no han contratado banda ancha explican este comportamiento alegando que no consideran Internet como “un bien necesario” (MITIC, 2011).

Estas barreras serán examinadas en el apartado: “Estrategias de promoción de la demanda”, en cuanto avances y desafíos en el último año.

## Avances en el índice de digitalización de América Latina

Esta 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 formulado para 157 países (Katz y Koutroumpis, 2013; Katz, Koutroumpis y Callorda, 2013). Se trata de 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.). El Cuadro 3.12 presenta la evolución del índice de digitalización hasta el año 2012<sup>4</sup>.

**Cuadro 3.12.** América Latina: índice de digitalización (2009-2012)

País	2009	2010	2011	2012	TACC* (%)
Argentina	35,19	39,55	41,36	44,08	7,8
Bolivia	15,19	15,66	19,94	22,55	14,1
Brasil	29,33	32,60	36,72	37,87	8,9
Chile	38,35	41,87	48,08	49,12	8,6
Colombia	31,02	34,39	37,90	40,94	9,7
Costa Rica	31,16	31,67	36,05	40,73	9,3
Ecuador	26,58	28,34	33,16	40,15	14,7
El Salvador	24,25	26,31	28,58	29,14	6,3
Guatemala	21,58	21,35	20,65	21,93	0,5
Honduras	19,09	21,83	21,79	21,94	4,7
México	30,27	34,06	37,85	39,79	9,5
Panamá	36,39	38,38	44,28	43,43	6,1
Paraguay	26,43	25,24	28,68	29,29	3,5
Perú	27,26	29,00	32,92	35,20	8,9
República Dominicana	25,34	27,81	30,51	30,59	6,5
Uruguay	33,45	41,01	48,01	47,89	12,7
Venezuela	29,03	29,96	32,52	33,25	4,6
Total	28,23	30,53	34,06	34,61	7,0

\*Nota: Es importante mencionar que, en vista de los 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. / \*Tasa Anual de Crecimiento Compuesto.

Fuente: Katz, Koutroumpis y Callorda (2013).

El Cuadro 3.13 muestra que el promedio latinoamericano de digitalización ha alcanzado los 34,61 puntos en el año 2012, con una tasa anual de crecimiento promedio del 7%. Entre los países que más han avanzado se encuentra Uruguay que, con una tasa de crecimiento anual del 12,7 %, logró posicionarse en el 2012 como el segundo 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 el país con mayor digitalización en 2009 y 2012. En el período analizado tuvo un crecimiento en su digitalización del 8,6% anual lo que lo sitúa por arriba de la media del crecimiento regional.

## Estrategias de promoción de la demanda

En términos generales, los individuos que no adquieren el servicio de banda ancha se dividen en dos grupos: aquellos que no lo hacen porque no tienen acceso a la oferta en su lugar de residencia,

<sup>3</sup> La falta de datos estadísticos para el 2013 no permite la construcción del índice para el último año.

y aquellos que, pese a que tienen la posibilidad de adquirir servicio dado que la zona en donde viven es servida por diferentes operadores de telecomunicaciones, no lo hacen. Al primer grupo se lo categoriza como la brecha de la oferta, mientras que el segundo es denominado brecha de la demanda.

En la sección “La brecha de la demanda” quedó en evidencia que la brecha de la demanda de banda ancha sigue siendo significativa en América Latina (ver Cuadro 3.13).

**Cuadro 3.13.** América Latina: brecha de la demanda en banda ancha

País	Banda ancha fija	Banda ancha móvil
Argentina	45,42	69,72
Bolivia	35,57	90,00
Brasil	65,68	34,97
Chile	52,22	68,14
Colombia	58,94	83,30
Costa Rica	59,67	41,24
Ecuador	55,61	71,61
Guatemala	...	39,79
México	28,32	63,46
Panamá	...	57,92
Paraguay	...	59,98
Perú	...	55,23
Trinidad y Tobago	...	74,86
Uruguay	47,18	38,08
Venezuela	...	63,75
Promedio	49,85	60,80

Fuente: Análisis TAS.

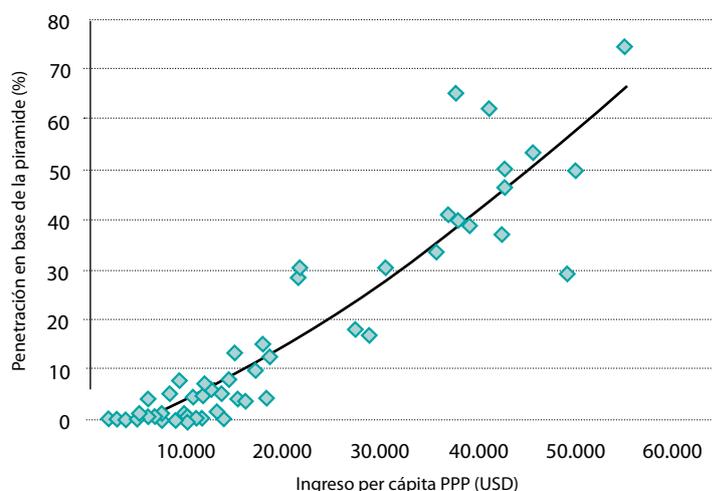
De acuerdo al Cuadro 3.13, el promedio de brecha de demanda es 49,85% en banda ancha fija y 60,80% en banda ancha móvil. Estos porcentajes representan la proporción de hogares e individuos que pueden adoptar la tecnología, pero no lo hacen por razones de asequibilidad limitada, falta de contenidos relevantes o alfabetización digital escasa. En este contexto, corresponde examinar los progresos y desafíos realizados en el último año para enfrentar las principales barreras a la adopción de banda ancha.

Las razones que explican la brecha de demanda son tres: asequibilidad limitada (el costo de la banda ancha excede la porción del ingreso del hogar dedicado a los gastos de comunicación y entretenimiento), un déficit en alfabetización digital (falta de habilidades para operar computadoras o acceder a Internet desde un teléfono móvil) o ausencia de contenidos relevantes (debido a factores culturales, educacionales o lingüísticos, la información disponible en Internet no satisface necesidades noticiosas o de entretenimiento). Las siguientes dos secciones se concentran en tendencias y desafíos que enfrenta América Latina para superar las barreras de asequibilidad y relevancia.

### Mejoramiento de la asequibilidad

Si bien el obstáculo de la asequibilidad está presente no solo en países emergentes sino también en aquellos avanzados, la barrera de la asequibilidad es un fenómeno preponderante en los primeros (ver Figura 3.1).

**Figura 3.1.** Relación entre nivel de desarrollo económico y adopción de banda ancha fija en la base de la pirámide (2011)



Fuentes: Katz y Callorda (2013).

Como se observa en la Figura 3.1 existe una relación exponencial entre el nivel de ingreso per cápita, medido en USD dólares en paridad de poder de compra (eje horizontal) y la tasa de penetración de la banda ancha fija en la base de la pirámide (eje vertical). Cuando el ingreso per cápita de un país supera USD 20.000, la adopción de banda ancha fija en la base de la pirámide excede el 20%. Esto ratifica que el mayor ingreso permite resolver en gran parte el problema de asequibilidad del servicio.

El ejemplo argentino ayuda a entender las razones de la brecha digital en el servicio de banda ancha fija. La base de la pirámide socio-demográfica argentina está compuesta por 3.933.000 hogares en tres deciles con un rango de ingreso mensual promedio por hogar que oscila entre 2.431 y 5.118 pesos argentinos<sup>5</sup>. Considerando este nivel de ingreso, inclusive bajo las condiciones de retraso tarifario, la banda ancha fija está fuera del alcance económico de estos hogares. Esta premisa se basa en el supuesto que establece que el umbral de asequibilidad de la banda ancha no puede exceder el 2% del ingreso total del hogar (tomando en cuenta que 3% del ingreso debe ser asignado a otros gastos de comunicación y entretenimiento como telefonía celular)<sup>6</sup> (ver Figura 3.2).

**Figura 3.2.** Argentina: asequibilidad de planes de banda ancha fija (2013)

	DECIL 1	DECIL 2	DECIL 3	DECIL 4	DECIL 5	DECIL 6	DECIL 7	DECIL 8	DECIL 9	DECIL 10
Ingreso total del hogar	USD 2.431	USD 4.088	USD 5.118	USD 5.522	USD 5.796	USD 7.026	USD 8.561	USD 9.489	USD 10.820	USD 16.724
Plan de banda ancha fija básico	Abono mensual Pesos argentinos en 123,33									
	% del abono mensual	5,07%	3,02%	2,41%	2,23%	2,13%	1,76%	1,44%	1,30%	1,14%
Plan de banda ancha fija medio	Abono mensual Pesos argentinos en 133,33									
	% del abono mensual	5,48%	3,26%	2,61%	2,41%	2,30%	1,90%	1,56%	1,41%	1,23%

UMBRAL DE ASEQUIBILIDAD: El abono mensual no puede exceder el 2% del ingreso total del hogar (considerando otros gastos en comunicaciones, como celular)

Fuente: Katz y Callorda (2013).

<sup>5</sup> Esto equivale a 4.389.000 individuos con un ingreso mensual de entre 510 y 1.329 pesos argentinos.

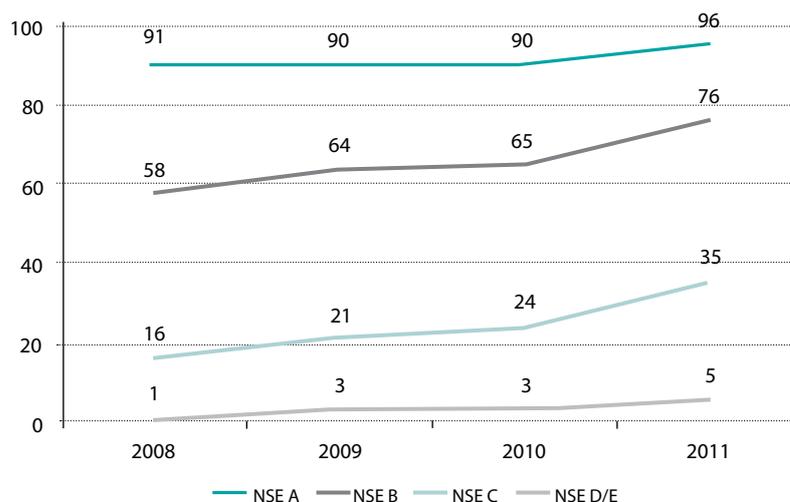
<sup>6</sup> La Comisión Internacional de Banda Ancha establece un límite de 5% del ingreso para gastos de comunicación y entretenimiento.

De acuerdo con la Figura 3.2, asumiendo que la tarifa mensual de un plan de banda ancha fija básico es de 123,33 pesos argentinos, y que el hogar promedio no destina más del 2% al abono de banda ancha, este producto no es asequible a hogares cuyo ingreso sea menor al promedio del sexto decil.

Cabe entonces preguntarse cuáles son las estrategias adecuadas para afrontar esta marginalización. Existen una serie de políticas públicas que ya han sido 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), producto que ofrece funcionalidad básica (por ejemplo, 1 Mbps de velocidad de descarga) a un precio significativamente menor al de las ofertas comerciales. Otras iniciativas 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, algunos programas atacan el problema por el lado del ingreso. Aunque no se focalizan específicamente en la brecha de banda ancha, políticas redistributivas como las instauradas 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 han beneficiado principalmente a los sectores medios, sin poder afectar la base de la pirámide (ver Figura 3.3).

**Figura 3.3.** 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 con base en 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), lavarropas (0 a 2 puntos), DVD (0 a 2 puntos), heladera (0 a 4 puntos) y congelador (0 a 2 puntos). 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: CGL. Encuesta Nacional de los Hogares.

El aumento de la adopción de banda ancha fija en Brasil es esencialmente un fenómeno de clases media y alta, tal y como lo demuestra la Figura 3.3. Al mismo tiempo, queda claro 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 Luiz Ignácio Lula Da Silva y Dilma Rousseff. Esto se confirma en el análisis de asequibilidad de la banda ancha fija en Brasil.

La base de la pirámide socio-demográfica brasilera incluye 15.300.000 hogares divididos en tres deciles con un ingreso mensual promedio inferior a 1.448 reales (lo que se traduce en 74.970.000 de individuos con un ingreso entre 456 reales y 1.448 reales). Considerando el supuesto que establece que el umbral de asequibilidad de la banda ancha no puede exceder el 2% del ingreso total del hogar, la banda ancha fija (siendo el precio asumido de la “banda ancha popular”) no es asequible más allá del cuarto decil de la población (ver Figura 3.4).

**Figura 3.4.** Brasil: asequibilidad de la banda ancha popular

		DECIL 1	DECIL 2	DECIL 3	DECIL 4	DECIL 5	DECIL 6	DECIL 7	DECIL 8	DECIL 9	DECIL 10
Ingreso total del hogar		USD 2.431	USD 4.088	USD 5.118	USD 5.522	USD 5.796	USD 7.026	USD 8.561	USD 9.489	USD 10.820	USD 16.724
Plan de banda ancha fija básico	Abono mensual	Reales 29,80 (Plan Nacional de Banda Ancha)									
	% del abono mensual	6,54%	3,01%	2,06%	1,56%	1,22%	0,98%	0,77%	0,60%	0,43%	0,17%
Plan de banda ancha fija medio	Abono mensual	Reales 59,90									
	% del abono mensual	13,14%	6,06%	4,14%	3,13%	2,46%	1,96%	1,56%	1,20%	0,86%	0,35%

UMBRAL DE ASEQUIBILIDAD: El abono mensual no puede exceder el 2% del ingreso total del hogar (considerando otros gastos en comunicaciones, como celular)

Fuente: Katz y Callorda (2013).

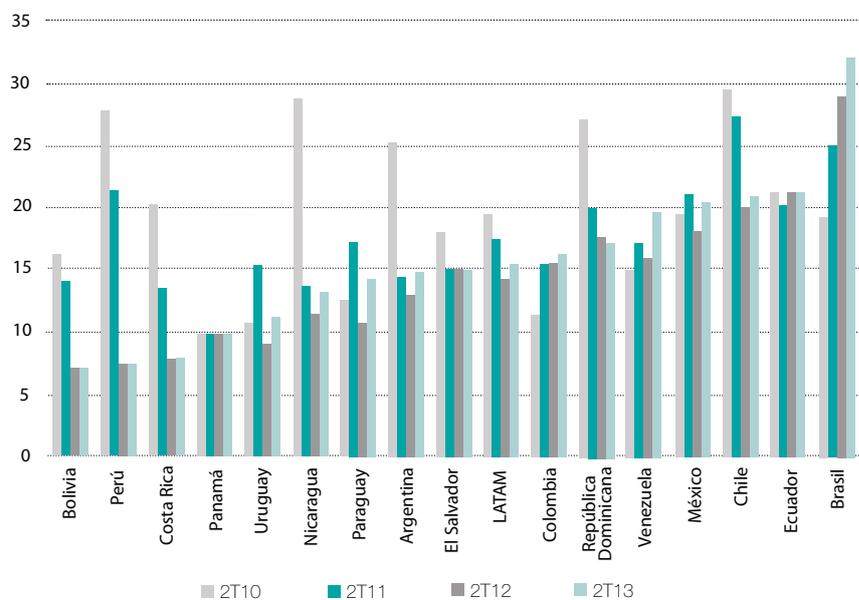
La Figura 3.4 muestra, de manera comparada, el grado de asequibilidad de dos ofertas de banda ancha fija. La primera, el plan básico, corresponde a la establecida en el contexto de la formulación del Plan Nacional de Banda Ancha, cuyo abono mensual es de 29,80 reales. Bajo el supuesto del umbral de asequibilidad del 2% del ingreso del hogar, la “banda ancha popular” podría ser adquirida por hogares de hasta el cuarto decil. En este sentido, la oferta de banda ancha fija “social” no hace más que magnificar el efecto positivo de las políticas redistributivas en los sectores medios, sin resolver la brecha en la base de la pirámide. Por otra parte, el segundo plan, que corresponde a un plan de banda ancha fija con una velocidad de descarga superior a 2,5 Mbps, al estar tarifado a 59,90 reales, acentúa la brecha de demanda, dado que a este precio tan solo los deciles del sexto en adelante pueden acceder al servicio.

Las conclusiones de este análisis son fundamentales en términos de la capacidad que tienen ciertas herramientas de políticas públicas para lidiar con la brecha de asequibilidad. Incluso en el contexto de iniciativas promotoras de equidad social, el fallo de mercado en la base de la pirámide en países emergentes sigue en pie. 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 son ofrecidas por el sector privado. En este sentido, la propuesta para explorar el potencial de la banda ancha móvil como factor de respuesta a la barrera de asequibilidad en la base de la pirámide no hace más que retomar la experiencia de la telefonía móvil en la resolución del desafío de universalización de la telefonía de voz.

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). Como es de esperar, a mayor intensidad competitiva, más pronunciada es la disminución de precios. Por ejemplo, en Costa Rica el plan de banda ancha móvil de al menos 1 GB de límite de descarga mensual pasó de USD 20,34 en 2010 (con la presencia de un solo operador en el mercado), a una tarifa mensual de USD 13,56 en 2011 (meses antes de la entrada de dos competidores) y luego a USD 7,94 en 2012, ya con la presencia de los tres operadores, para finalmente descender a USD 5,05 con la intensificación de la competencia.

La Figura 3.5 presenta la tarifa para los años 2010, 2011, 2012 y 2013 del plan más económico de banda ancha móvil que permite, al menos, una capacidad de descarga mensual de 1 GB en cada país de América Latina.

**Figura 3.5.** Plan más económico de banda ancha móvil para computadoras con al menos 1 GB de límite (USD)



Fuente: Katz y Callorda (2013).

Como se observa, el precio promedio de esta clase de planes en América Latina ha disminuido de manera importante. En 2010 la tarifa promedio del plan más barato era de USD 19,59, reduciéndose a USD 17,60 en 2011 y finalmente a USD 15,60 en 2013 (una tasa de crecimiento anual de la tarifa de -7,31%). La tendencia de decrecimiento de la tarifa de estos planes se dio principalmente entre 2010 y 2012, pues en 2013 se mantuvo el valor del plan en la mayoría de los países.

La ralentización de la caída de los precios se debe principalmente a que la adopción masiva de esta oferta crea una demanda de capacidad en las redes móviles, lo que lleva a los operadores a moderar su agresividad comercial en la estrategia de venta. Esto tiene implicancias en la disponibilidad de espectro para operadores en la medida de que si estos tuvieran acceso a mayor espectro radioeléctrico, se podría continuar enfatizando las estrategias de oferta de estos productos, maximizando su penetración. Por ejemplo, la experiencia de numerosos operadores de América Latina muestra que, en muchos casos, la necesidad de controlar los niveles de saturación de la red podría llevarlos a reducir la comercialización de productos de banda ancha móvil o inclusive, a retirar del mercado servicios que son asequibles para la población en la base de la pirámide. Este es un efecto perverso de políticas de espectro que debe resolverse mediante el otorgamiento del espectro radioeléctrico y la facilitación del despliegue de infraestructura (ver la sección: "La gestión del espectro radioeléctrico").

Por otra parte, resulta interesante que las tarifas más económicas de banda ancha móvil (para conectividad de computadora mediante USB módem) se encuentren en Bolivia y en Perú, países que tienen los planes de banda ancha fija más onerosos.

En particular llama la atención el caso boliviano donde durante el primer trimestre de 2010 existía un único proveedor de banda ancha móvil que ofrecía el plan más económico a USD 16,38. Con la entrada de VIVA (Nuevatel) en el mercado, la tarifa del plan más barato disminuyó significativamente, llegando a USD 7,13 mensuales en el segundo trimestre del 2013. Esta caída en los precios generó un efecto de sustitución que implicó una disminución de la penetración de la banda ancha fija en el período estudiado, multiplicando la cantidad de conectados a la banda ancha móvil.

El ejemplo de Bolivia demuestra que una disminución disruptiva de la tarifa de los planes de banda ancha móvil puede generar un efecto de sustitución hacia la misma (desde la banda ancha fija). Esto, sumado a las menores limitaciones para extender la red 3G (en relación con el despliegue de ADSL o cable módem), potencia a esta tecnología para llegar a regiones que, de otro modo, no tendrían oferta del servicio, satisfaciendo así las necesidades en los sectores más vulnerables socialmente.

Más allá de los planes de conectividad a computadores mediante USB módems, la banda ancha móvil ofrece planes para acceder a Internet desde dispositivos móviles (teléfonos inteligentes o tabletas). En este caso, las ofertas para esta clase de acceso en general arrancan con un menor límite de descarga, que las correspondientes para acceder desde una computadora. La tarifa de esta clase de planes también disminuyó drásticamente en los últimos años<sup>7</sup> pasando de USD 23,07 en promedio mensuales en el 2010, a USD 18,71 en 2011 y USD 14,44 en 2013 (una reducción del 37% en tres años).

### *El papel de la banda ancha móvil en la reducción de la brecha de asequibilidad*

La banda ancha móvil puede ayudar a reducir la brecha digital. En primer lugar, impulsadas por la competencia en el servicio móvil, las tarifas de banda ancha móvil, tanto en los planes de conectividad para computadoras personales (USB módems), como en los planes de datos para teléfonos inteligentes, se han reducido de manera significativa en los últimos años. En segundo lugar, la banda ancha móvil ofrece una flexibilización de precios que permite regular el consumo de acuerdo con niveles de asequibilidad. En tercer lugar, el acceso móvil a internet desde teléfonos inteligentes representa una respuesta adecuada a otras barreras a la adopción de banda ancha en la base de la pirámide (como, por ejemplo, costo de adquisición de una computadora personal, alfabetización digital limitada o falta de acceso al servicio de electricidad). Cada uno de estos tres aspectos de la proposición de valor de la banda ancha móvil será analizado en detalle a continuación.

### *Reducción de tarifas de banda ancha móvil*

En todos los países de la región se puede acceder a las funciones básicas de Internet mediante la banda ancha móvil por menos de USD 15 mensuales (desde los USD 4,28 en Bolivia a los USD 14,29 en Venezuela). El precio de esta clase de planes en todos los países ha descendido entre 2010 y 2013, a excepción de Venezuela. Así, el segundo trimestre de 2010 mostró una tarifa promedio de USD 17,68 que disminuyó a USD 12,79 en el 2011 y a USD 8,33 en el 2013 (una reducción del 52% en tres años).

Los planes de banda ancha móvil con tarifas más asequibles que las referentes a planes de banda ancha fija permiten proyectar un aumento de la masificación de la banda ancha hacia el conjunto de usuarios de telefonía celular. De este modo, la banda ancha móvil dejaría de ser un simple complemento de la fija para acceder a correo electrónico, redes sociales o navegar fuera del hogar, y pasaría a ser una puerta de entrada a Internet para la población en la base de la pirámide que aún considera como no asequible el pago mensual de un abono fijo.

### *Flexibilización de precios*

Más allá de la disminución agregada de tarifas de banda ancha móvil, los operadores han introducido planes que permiten categorizar el uso de banda ancha. La variedad de planes es extensa; por ejemplo, está el plan de tarifa diaria, bajo el cual el abonado adquiere el derecho a acceder a banda ancha por día, con lo que el precio a pagar por mes deriva del número de días adquiridos. De este modo, el usuario regula el precio de adquisición mensual, en función de lo que le resulta económicamente posible.

Otra alternativa de flexibilización es la adquisición por volumen agregado de descarga (20 MB o 100 MB por mes), lo que permite al abonado tener acceso a Internet permanentemente mientras adapta su consumo al tipo de contenidos accedidos. Por ejemplo, si el uso principal es el acceso a redes sociales (como Facebook y Twitter), la compra de un acceso con volumen de 20 MB puede ser la opción adecuada. Obviamente, esta alternativa restringe sustancialmente el acceso a

<sup>7</sup> Las únicas excepciones son Panamá y Ecuador, donde permaneció prácticamente constante, y Brasil donde la tarifa de este producto aumentó.

contenidos más “pesados”, como video clips de YouTube. Sin embargo, representa una opción inicial para quien no tiene acceso alguno más allá de lo posible en un centro público o cibercafé. Los ejemplos de acceso con límite de descarga también son muy populares en América Latina.

Por último, otro mecanismo usado por los operadores regionales para aumentar la penetración del servicio, es ofrecer tarifas diferenciadas sobre la base del tipo de uso que efectúe el usuario del servicio de banda ancha. Así, los planes que solo incluyen correo electrónico (Gmail) o únicamente chat (MSN, Talk y Yahoo Messenger) son los más asequibles, seguidos por los que ofrecen ambos mecanismos de uso de modo ilimitado durante el mes. Luego, la tarifa se incrementa en un 50% adicional en caso de adquirir el uso ilimitado de redes sociales (Facebook y Twitter); para finalmente el tener el plan más oneroso si se adquiere un uso ilimitado de YouTube y Google.

### *Contribución de los teléfonos inteligentes*

Más allá del precio del servicio, el bajo costo relativo del terminal de banda ancha móvil (*smartphone* o teléfonos inteligentes) conlleva otras ventajas adicionales. En primer lugar, los teléfonos inteligentes constituyen un dispositivo para acceder a Internet cuyo precio es más reducido que el de computador. En este sentido, representan una herramienta para reducir la brecha de demanda de sectores más vulnerables económicamente.

Por otro lado, la banda ancha móvil tiene características que permiten proporcionar conectividad a individuos que, de otro modo, no podrían adquirirla. Por ejemplo, no requiere de habilidades significativas comparadas con aquellas necesarias para operar un computador, como en el caso de la banda ancha fija. Esto permitiría resolver ciertas barreras en la falta de alfabetización digital.

Adicionalmente, para los individuos en el decil de menores ingresos, la falta de energía eléctrica sigue siendo una restricción para el uso de computador. En Ecuador, 7,80% de hogares no tiene acceso a electricidad, mientras que en Colombia, el porcentaje es de 6,40%. En este contexto, el *smartphone* que puede ser recargado fuera de casa, se transforma en una herramienta de acceso.

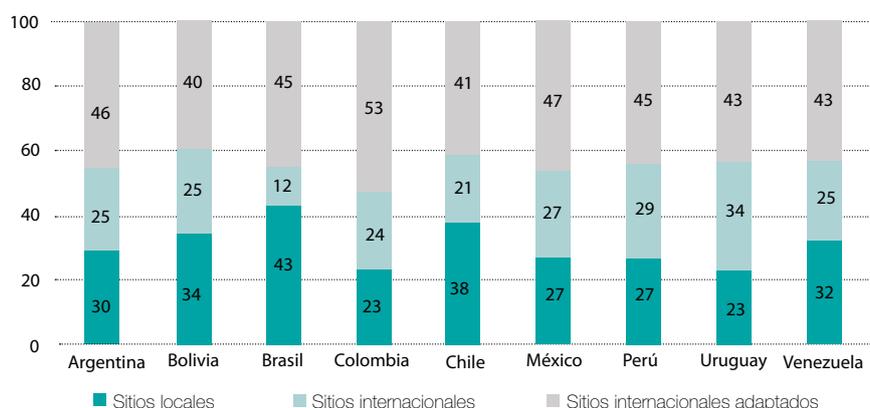
En conclusión, la brecha en la adopción de banda ancha en América Latina es todavía considerable. Si bien numerosas iniciativas de políticas públicas han contribuido, en combinación con la disminución de precios, a aumentar la penetración, el efecto se ha concentrado principalmente en los sectores medios de la pirámide socio-demográfica. Para atacar la brecha de demanda de banda ancha en la base de la pirámide, es decir, aquellos sectores más necesitados, es necesario apelar a nuevas estrategias que no se circunscriban solamente a la intervención estatal directa. Los mecanismos indirectos que incentiven la inversión y competencia en estos sectores pueden ser incluso más fructíferos. La banda ancha móvil, tanto en términos de los productos que proveen conectividad a las computadoras personales, como los planes de acceso a Internet en *smartphones*, representa una solución a este problema de índole social.

### *Desarrollo de aplicaciones y contenidos locales*

La evidencia empírica establece que una vez que logre superarse la barrera de la asequibilidad económica en la región, la falta de relevancia (lo que incluye el factor lingüístico) pasará a ser la principal causa para la no adopción de Internet. Es entonces cuando el análisis de la disponibilidad o no de contenido local en la región cobra relevancia, ya que al aumentar su importancia, se logrará que mayor porcentaje de la población se interese en el contenido de Internet, lo que contribuirá finalmente a disminuir la brecha de demanda de banda ancha.

En este sentido, el desarrollo de contenidos locales de Internet, es uno de los estímulos más importantes para aumentar la adopción de banda ancha. Katz y Callorda (2014) han analizado cuantitativamente la situación actual de América Latina en cuanto a la producción de información local de Internet. Efectuaron la investigación a partir de estadísticas generadas por el sitio Alexa, comparando el número de visitantes únicos diarios a cada sitio en cada país, y el tiempo promedio de permanencia en cada uno de ellos. A partir de estos dos indicadores, generaron un índice de popularidad (o intensidad de uso), que mide cuáles son las páginas web más visitadas, para determinar posteriormente qué porcentaje de éstas son nacionales o extranjeras. Los resultados de la composición de los 100 sitios más importantes por país latinoamericano son presentados en la Figura 3.6.

**Figura 3.6.** América Latina: composición de los 100 sitios de Internet más populares (%)

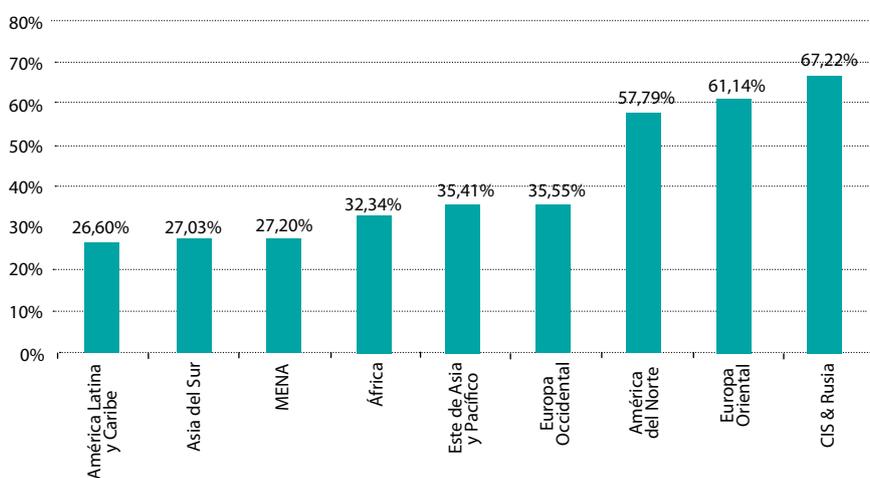


Fuente: Katz y Callorda (2014).

La data expone la carencia de contenido local entre los 100 sitios web más populares de América Latina. En primer lugar puede observarse que el porcentaje de páginas puramente internacionales se encuentra entre el 12% (Brasil) y el 34% (Uruguay). Por el contrario, el porcentaje de sitios de contenido local se encuentra entre el 23% (Colombia) y el 43% (Brasil). El porcentaje restante, corresponde a sitios internacionales adaptados<sup>8</sup> que representa entre un 40% (Bolivia) y un 53% (Colombia) del tráfico local.

Desde una perspectiva comparada, América Latina presenta un marcado retraso en lo que hace a la disponibilidad de contenido local de Internet (ver Figura 3.7).

**Figura 3.7.** Porcentaje de contenido local por región, índice de popularidad (2013)



Fuente: Katz y Callorda (2014).

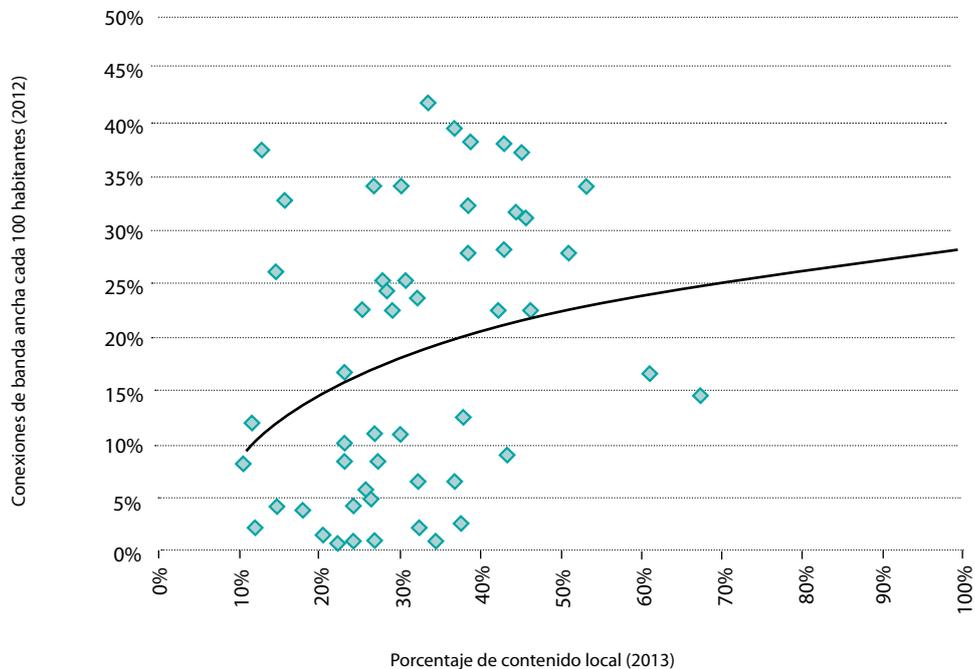
América Latina y el Caribe es la región del mundo con menor porcentaje de contenido local en el 2013 (26,60%), según el índice de popularidad. A pesar de ser la más retrasada en generación de contenidos propios, presenta valores similares a los de Asia del Sur (27,03%) y la región del Medio Oriente y el Norte de África (27,20%). América del Norte (57,79%) y Rusia (67,22%) duplican las cifras de América Latina, convirtiéndose en las zonas con mayores porcentajes de contenido local.

La generación de contenido específico local aumenta el interés de la población por el servicio de banda ancha, y puede llevar a incrementar su tasa de penetración como fue mostrado

<sup>8</sup> Un sitio internacional adaptado es una plataforma desarrollada fuera de la región que ha sido traducida al español e incorpora contenidos locales.

con datos de la OCDE para los países de Europa y de Asia. La correlación mencionada sigue presente al incluir los países de América Latina y usar el índice de popularidad, como revela la Figura 3.8.

**Figura 3.8.** Relación entre porcentaje de contenido local y penetración de banda ancha



Fuentes: Katzy Callorda (2014).

En la Figura 3.8, para un total de 52 países de todas las regiones del mundo y que incluye a 16 países de América Latina, se encuentra que; al aumentar en un punto porcentual el contenido local disponible medido por el índice de popularidad, existe un incremento en las conexiones de banda ancha cada 100 habitantes de 0,16 puntos porcentuales.

En conclusión, el análisis muestra el retraso existente en América Latina en cuanto a la producción de contenido local, incluso cuando se le compara con otras regiones emergentes. Este rezago se traduce en una limitación en la adopción de banda ancha y en el desarrollo de la digitalización. Estos hechos ponen de manifiesto la importancia de desplegar políticas públicas orientadas a estimular el desarrollo de contenidos locales, que deben estar centradas en generar los incentivos para que el sector privado asuma responsabilidad en el desarrollo de contenidos. En este sentido, la responsabilidad debe recaer no solo en el segmento de contenidos digitales, sino también en el sector de radiodifusión, casas de edición y medios de comunicación.

## La gestión del espectro radioeléctrico

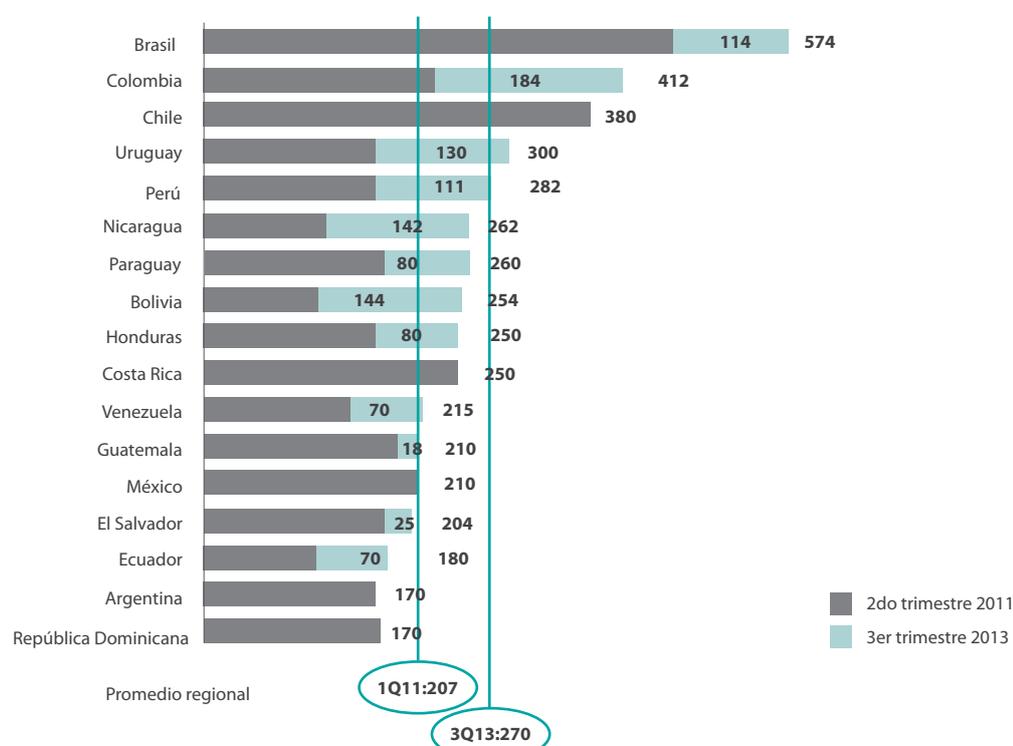
### Requerimientos futuros de espectro para facilitar el desarrollo de la banda ancha móvil

El espectro radioeléctrico es un componente esencial para la provisión de servicios de telecomunicaciones móviles. Por razones técnicas, se trata de un recurso escaso, lo que significa que desde el punto económico, es un factor de producción cuyo uso está limitado en relación con la cantidad requerida. Por ello, la maximización de su uso eficiente requiere una gestión proactiva por parte de los gobiernos. Si las autoridades no reconocen la necesidad de atribuir suficiente espectro a la industria de telecomunicaciones móviles, la escasez técnica del recurso aumenta por limitaciones artificiales. En otras palabras, si el espectro no es repartido para satisfacer las necesidades de desarrollo del sector, se producen cuellos de botella, que se materializan en una erosión de la calidad de servicio (por ejemplo, aumento de latencia en la descarga de contenidos, incremento en la tasa de llamadas perdidas, etc.).

Durante la última década, los gobiernos de América Latina han modificado sus políticas públicas respecto a la asignación de espectro. Sin embargo, su disponibilidad aún dista de las necesidades del sector y las telecomunicaciones móviles gozan de una atribución de bandas mucho menor a la que existe en otras regiones del mundo. Hacia finales del tercer trimestre del 2013, el promedio de capacidad de espectro atribuido en cada país latinoamericano rondaba los 270 MHz. Comparativamente, España tiene 668 MHz, Estados Unidos 593 MHz y Gran Bretaña 450 MHz, (todos ellos en el 2011).

Desde esta perspectiva, la región se encuentra muy lejos de alcanzar los 1.300 MHz recomendados por la Unión Internacional de Telecomunicaciones para acomodar las necesidades de las telecomunicaciones móviles hacia el año 2015. Sin embargo, hay que mencionar que, a pesar del diferencial con la meta estipulada, América Latina ha acelerado sus procesos de atribución espectral. Entre el año 2003 y junio del 2011, la cantidad de espectro promedio atribuido a servicios móviles por país aumentó de 104 MHz a 207 MHz, lo que implica un incremento del 35%, llegando a 270 en septiembre del 2013 (ver Figura 3.9).

**Figura 3.9.** Espectro asignado a la industria de telecomunicaciones móviles en América Latina (MHz) (2T11, 3T13)



Fuente: Katz & Flores-Roux, GSMA (2013)

Sin embargo, esta cifra está muy lejos de la recomendada en diferentes estudios. De acuerdo a las proyecciones del Visual Networking Index de Cisco hechas en junio del 2014, el tráfico total de Internet en el 2018 excederá los 1,6 zetabytes por año (lo que equivale a 1x10<sup>21</sup> bytes). En América Latina, Cisco estima que la cifra ascenderá a 21% por año, alcanzando en el 2018 9,5 exabytes (1x10<sup>18</sup> bytes) por mes. De este tráfico, 49% va a ser transportado por espectro no licenciado (como lo son las bandas en que operan los puntos de acceso inalámbrico) y 12% (1,1 exabytes) por redes celulares convencionales<sup>9</sup>. En los últimos dos años Cisco ha actualizado el porcentaje de tráfico a ser transportado por redes celulares de 8% a 12%, lo que pone de manifiesto el crecimiento acelerado en el uso de espectro radioeléctrico atribuido por licencias.

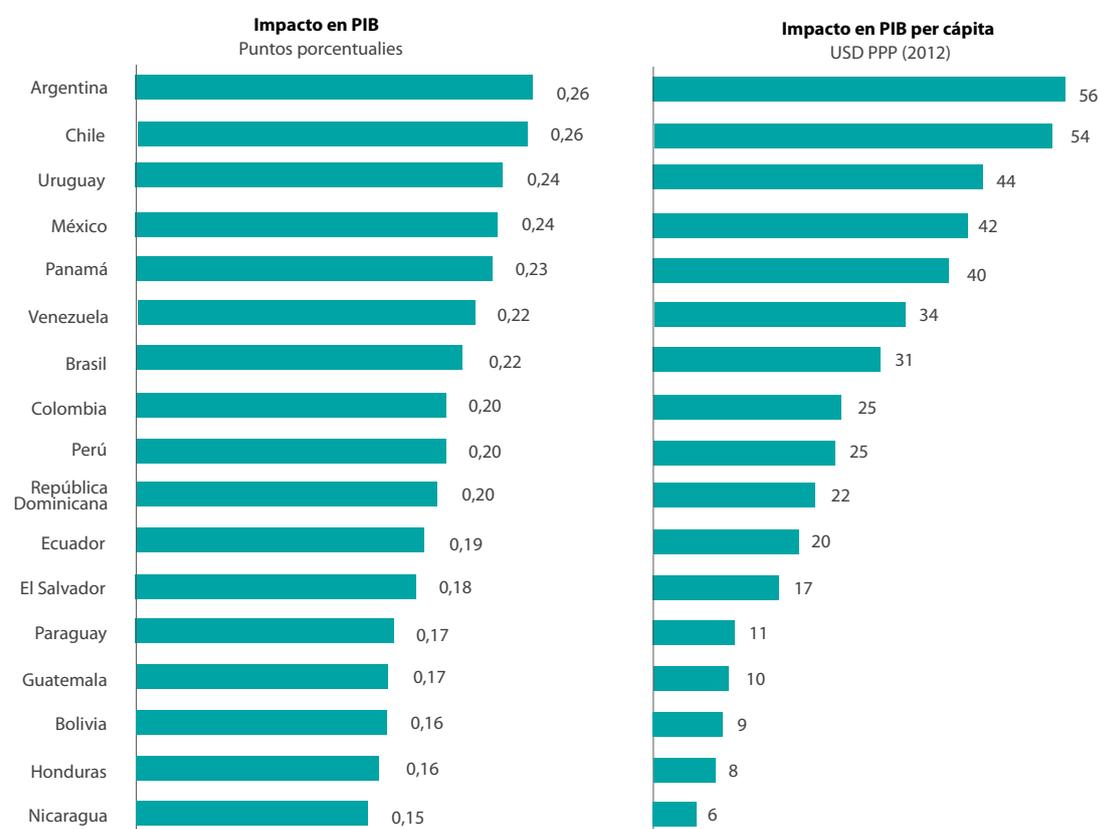
Considerando la brecha que separa la demanda de espectro adicional, de la disponibilidad actual, se ha estimado el impacto que esto tendría en el PIB de los países. Por ejemplo, Flores-Roux (2013) calcula que por cada año de retraso en la asignación de espectro necesario para

<sup>9</sup> El remanente será transportado por redes de banda ancha fija.

el lanzamiento de redes inalámbricas de alta velocidad (es decir, servicios de cuarta generación), se erosiona el PIB de los Estados de la región entre 0,15 y 0,26 % (ver Figura 3.10).

Los servicios de telecomunicaciones móviles en la región ya están usando numerosas

**Figura 3.10.** Costo económico del retraso en el lanzamiento de redes de cuarta generación.



Fuente: Flores-Roux in Jordán, Galperín, Peres (editors). "Broadband in Latin America: Beyond connectivity". UN/ECLAC, Dirsi, @LIS2 (2013).

bandas de espectro: 450, 700, 850, y 900 MHz, 1.8 y 1.9 GHz, 1.7/2.1 GHz, 2.5-2.6 GHz, y aun 3.4 GHz, aunque existen diferencias significativas en la atribución de espectro por país. Incluso en el caso de que la atribución fuese estandarizada en todos los Estados de la región, el espectro necesario para satisfacer el crecimiento de tráfico no sería suficiente.

### Políticas de atribución y disponibilidad de espectro

Más allá de las bandas de espectro que ya han sido atribuidas a la telefonía móvil, la satisfacción de necesidades futuras requiere la liberación (o reatribución) de bandas que están siendo ocupadas por otros servicios, como la radiodifusión.

Entre las bandas consideradas para atribución potencial futura se pueden incluir la banda UHF (470-698 MHz), la banda L (1.350-1.400/1.427-1.518 MHz), la banda de 2.7-2.9 GHz y la banda C (3.4 GHz a 4.2 GHz). Sin embargo, su identificación no es suficiente para que este espectro pueda ser utilizado por los operadores móviles. Una vez que las bandas son detectadas, se debe proceder a un proceso complejo de tres etapas: 1) el cambio en la atribución al servicio, 2) la limpieza de la banda (o sea la migración de usuarios actuales a otras bandas) y 3) su asignación a operadores móviles requiere un periodo de tiempo extenso.

La primera etapa involucra un cambio en el marco regulatorio que impacta el plan nacional de frecuencias. Esto significa que el gobierno debe decretar que la nueva banda sea atribuida al servicio móvil, en lugar de los servicios originales. La segunda etapa requiere que los usuarios originales de la banda retribuida sean asignados a otras porciones del espectro radioeléctrico. Esto puede requerir cambios en

equipamiento de red o dispositivos terminales.

Una vez liberada la banda, la tercera etapa involucra la asignación de espectro a los operadores móviles, lo que habitualmente se hace mediante subastas. Este proceso puede requerir un plazo de hasta diez años, como lo demuestra la reciente retribución de la banda de 700 MHz en muchos países de la región. En este caso, el proceso necesitó la transferencia de servicios de radiodifusión que utilizaban o que planeaban usar la banda a otras partes del espectro radioeléctrico (proceso conocido como el "apagón digital porque involucraba la transformación de la señal analógica de radiodifusión a tecnología digital).

### *La banda UHF (470-698 MHz)*

La banda UHF, que está siendo utilizada principalmente por servicios de radiodifusión, es una porción del espectro que, en teoría, podría ser más importante para la banda ancha móvil que la banda de 700 MHz, recientemente retribuida en muchos países. Es por ello, que la porción de 600 MHz es denominada por algunos el "segundo dividendo digital". Estados Unidos ya ha declarado un plan de reorganización para esta banda y está encaminado en la asignación del espectro sobre la base de un nuevo esquema de subastas (llamadas por incentivo). Este plan de reorganización incluye la transición de los usuarios actuales, así como aspectos técnicos relacionados con la interoperabilidad, los requerimientos de cobertura, y la utilización de las llamadas bandas blancas.

En la medida en que el apagón digital no ha sido completado todavía en América Latina<sup>10</sup>, y una parte importante de los servicios de radiodifusión estaba planeada para las porciones inferiores de la banda de UHF, la atribución de esta porción de espectro a la banda ancha móvil no va ser fácil, ya que sería complicado justificar una nueva transición para la radiodifusión (la primera siendo de la banda de 700 MHz a la banda de 600 MHz, y la segunda a otras porciones de espectro). Por otra parte, en tanto los servicios de radiodifusión logren una mayor eficiencia en su uso de espectro, la retribución podría ser emprendida sin perjuicios económicos importantes.

### *La banda L (1.350-1.400/1.427-1.518 MHz)*

Esta banda se encuentra posicionada cerca del punto de corte de 1 GHz, que separa el espectro de alto valor, del resto, y es muy apropiada para alcanzar alto nivel de cobertura y capacidad. Una porción de la misma (1452-1492 MHz) está libre en la mayoría de los casos, lo que implica que serviría para expandir la atribución a servicios de banda ancha móvil. El resto de la banda está siendo usada para servicios como sistemas de control aéreo, telemetría, radiodifusión digital, telefonía satelital, y servicios de radar (tanto militar como civil).

Las porciones superiores de esta banda ya han sido asignadas en algunos países al servicio de telecomunicaciones móviles. Por ejemplo, la empresa Light Squared de Estados Unidos que se declaró en quiebra en 2012, controla un bloque de espectro (1525-1559 MHz). Su propósito era construir una red de cuarta generación integrada con cobertura satelital. Iridium, el operador de telefonía satelital, usa frecuencias entre 1525 y 1646.5 MHz. Inmarsat, otro operador de telefonía satelital, funciona en las bandas de 1625.5-1646.5 MHz y 1525-1545 MHz.

Muchos países han otorgado una porción de esta banda a servicios controlados por el gobierno (por ejemplo, seguridad nacional). Por lo tanto, su retribución está ligada a una discusión intra-gubernamental. Sin embargo, a medida que la tecnología evoluciona, es posible demostrar que ciertas aplicaciones (como el radar y la telemetría) puede ser transferidas a otras bandas de espectro, liberando la banda L para uso de banda ancha móvil.

### *Frecuencias de 2.7-2.9 GHz*

Estas frecuencias forman parte de la banda S. Al igual que la banda de 2.6 GHz, esta porción de espectro representa una buena oportunidad para satisfacer utilización secundaria para servicios de LTE y para la provisión de banda ancha en edificios. Su uso es poco intenso, aunque incluye aplicaciones como radio-navegación aeronáutica, localización de servicios, control de trá-

<sup>10</sup> De acuerdo con la información más reciente, el último apagón ocurrirá en el 2020, aunque muchos gobiernos continúan demorando la fecha con base en consideraciones económicas y/o políticas.

fico aéreo y radar militar. Su aplicabilidad a las telecomunicaciones móviles ya ha sido estudiada y se estima que podría estar disponible para la reatribución en el mediano plazo. Dado que las frecuencias están adyacentes a la banda de 2.6 MHz, parte de la infraestructura ya desplegada en esta última (por ejemplo, infraestructura pasiva, torres de radiobase) podría ser aprovechada para su aprovechamiento. Sin embargo, como ocurre en el caso de la banda L, la decisión de reatribuir estas frecuencias a la banda ancha móvil depende de la negociación entre entes gubernamentales. Gracias a que su uso es menos intenso que el de la banda L, la negociación podría ser más sencilla, aunque esto variaría significativamente de país en país.

### *La banda C*

Esta banda es muy apropiada para aumentar la capacidad de servicios de banda ancha móvil. Sin embargo, está ubicada en una porción de alta frecuencia del espectro, por lo que tiene limitaciones de propagación. De esta manera, su aplicabilidad es más adecuada en áreas urbanas de uso intenso que requieren celdas pequeñas de cobertura reducida. La frecuencia receptora de la banda C (3.4-3.625 GHz y 3.625-4.2) fue la primera usada para comunicaciones satelitales y, por lo tanto, es empleada regularmente a nivel mundial. Su aplicabilidad para comunicaciones satelitales también está dada por la robustez para lidiar con precipitaciones pluviales. En los últimos quince años, muchos países han atribuido una porción de esta banda a servicios celulares.

Con el advenimiento de WiMAX, algunos países latinoamericanos otorgaron licencias para servicios terrestres (por ejemplo, Axtel en México, Telmex en Chile)<sup>11</sup>. Su reatribución para utilización en servicios de banda ancha móvil requerirá una modificación del marco regulatorio en el sentido de que se deberá lidiar con las licencias ya asignadas a operadores de WiMAX, previamente a su reatribución.

## **El modelo de competencia**

Después de los ciclos de apertura irrestricta y privatización de la década del 90 y la reentrada directa del Estado como operador en la industria, el modelo de competencia del sector de las telecomunicaciones en América Latina está llegando a un punto de estabilización. Esta situación se caracteriza por tres aspectos:

- En lugar de extender la inversión directa en la industria, el Estado se enfoca en la creación de asociaciones público-privadas centradas en el lanzamiento de grandes proyectos para resolver fallos de mercado en lo que hace a entrega de servicio a zonas rurales o la reducción de tarifas de banda ancha.
- La entrada y salida operadores han alcanzado un punto de estabilidad, donde los operadores regionales se enfocan en los grandes mercados como el brasilero y mexicano, y si bien continúan participando en los mercados secundarios, lo hacen sobre la base de posiciones dominantes que garantizan altas tasas de retorno (por ejemplo, Claro en Colombia, o Telefónica en Perú).
- A pesar de la salida gradual de jugadores no viables a largo plazo, las cuotas de mercado se han estabilizado en puntos más igualitarios en mercados con, como mínimo, tres actores; el realineamiento de cuotas de mercado ha resultado en un aumento de la intensidad competitiva en contextos oligopólicos que siguen entregando beneficios estáticos y dinámicos a los mercados.

## **Participación del Estado**

La participación directa del Estado en la industria de telecomunicaciones se ha estabilizado en términos de la presencia de operadores públicos en un número importante de países. La mayor parte de ellos han sido operadores públicos durante gran parte del desarrollo del sector (ICE en Costa Rica, CNT en Ecuador), otros han sido estatizados siguiendo un énfasis de políticas públicas tras la privatización de los noventa (CANTV en Venezuela, Entel en Bolivia), y finalmente otras operadores han sido fundados recientemente para resolver fallos de mercado en la oferta de servicio (ARSAT en Argentina, Telebras en Brasil). En el último año no se han registrado nuevos intentos de lanzamiento de operadores públicos o procesos de reestatización

<sup>11</sup> La banda de 3.5 GHz (junto con las de 2.3 GHz y 2.5 GHz) ha sido atribuida para su uso en WiMAX.

de jugadores privados.

La intervención estatal se está concentrando actualmente en el lanzamiento de asociaciones público-privadas para el desarrollo de grandes proyectos como la Red Azteca en Colombia, la Red Dorsal en Perú, y la Red Mesoamericana de la Información en América Central.

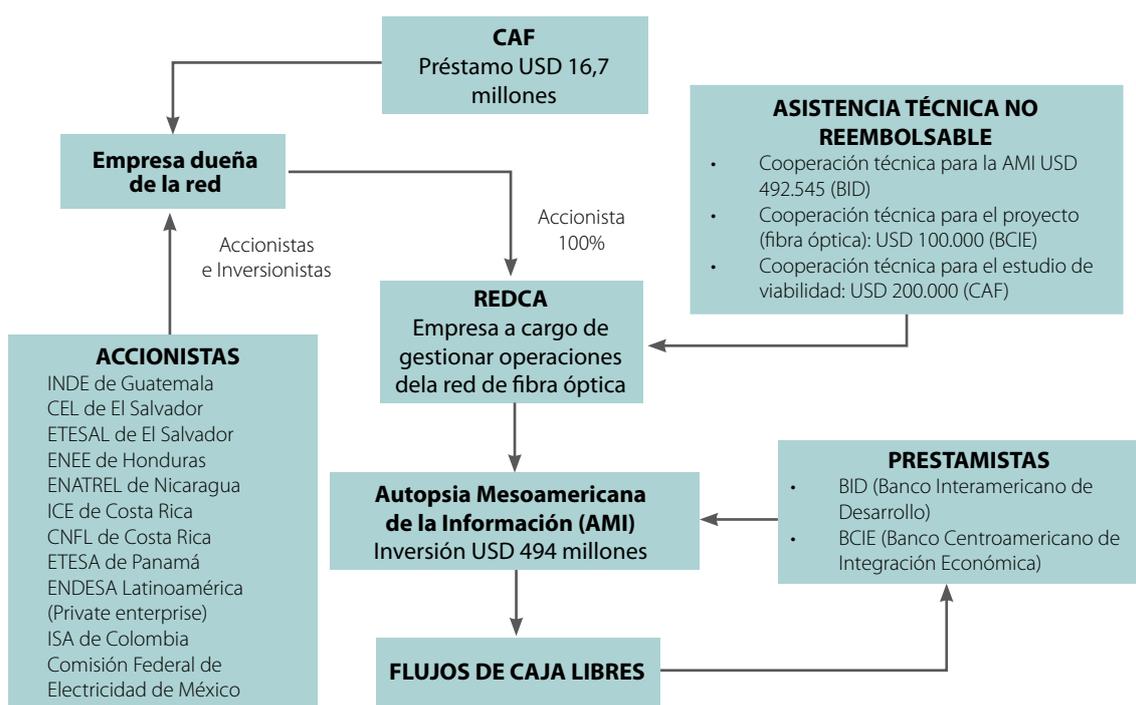
La red dorsal de Perú está parcialmente financiada por el FITEL, el fondo de servicio universal, que contribuye con USD 760 millones en capital y parte de los fondos operativos. El inversor privado – Red Azteca – invierte el remanente de fondos, a cambio de los cuales obtiene una licencia para operar la red por un plazo de veinte años, con opción de renovación. La red dorsal ofrece servicios de transporte interurbano a una tarifa regulada que no excede USD 27 por mes por vínculo de 1 Mbps. El gobierno peruano conserva la propiedad de la red, pero otorga una concesión al operador, quien deberá proveer capacidad para la transmisión de servicios de salud, educación y seguridad nacional. El Estado subsidia las pérdidas hasta que se comience a generar flujos de caja positivos.

Un mecanismo similar es usado para la Red Azteca de Colombia. En este caso, el licenciamiento dura 15 años, durante el los cuales el gobierno recibe un retorno a una inversión de USD 235 millones en términos de conectividad gratuita para 2.000 oficinas públicas. La inversión privada es estimada en USD 439 millones.

En otro tipo de asociación, una *joint venture* de empresas públicas (telecomunicaciones y electricidad) y privadas de América Central ha creado un vehículo de propósito especial, que es una empresa para desplegar y administrar una red que interconecta las redes nacionales de telecomunicaciones en Centroamérica. El vehículo, Red Mesoamericana, recibe financiamiento a largo plazo proveniente de bancas de desarrollo, como CAF, el BID y el BCIE (ver Figura 3.11).

Este tipo de asociaciones mixtas será el mecanismo preferido a futuro para que el Estado

**Figura 3.11.** La autopista mesoamericana de la información



Fuentes: Telecom Advisory Services, LLC.

resuelva problemas remanentes en la oferta de servicios de telecomunicaciones.

### Ingreso y salida de participantes del sector privado en el mercado

En informe IDEAL 2013, se definieron cinco tendencias respecto a la entrada y salida de jugadores en el mercado de telecomunicaciones de América Latina:

- Depuración de las posiciones de Nextel (Chile, Perú, Argentina) para focalizarse en los merca-

dos mexicano y brasilero.

- Salida parcial de Telefónica de algunos mercados secundarios (América Central) para focalizarse particularmente en Brasil y México, pero manteniendo posiciones en mercados lucrativos como Perú, Chile, y Argentina.
- Salida de operadores alternativos no viables en mercados consolidados (Maxcom en México).
- Ventas de activos físicos de la red (torres de radio bases, cables submarinos) a jugadores que se benefician de economías de escala regionales (por ejemplo American Tower, SBA Torres Brasil).
- Reanimamiento del sector de operadores móviles virtuales.

Los movimientos en este último año reflejan una extensión de las tendencias identificadas en el 2012-2013. Por ejemplo:

- Durante este año, Nextel prosiguió su proceso de depuración de presencia en ciertos mercados latinoamericanos. En agosto, se completó la venta de la operación peruana a Entel, el operador móvil chileno, y la venta de 1.940 torres a American Tower Corporation. Sin embargo, la posición de la empresa es relativamente débil, y existe la posibilidad de que deban llamar a una convocatoria de acreedores.
- Telefónica también prosiguió su depuración de ciertos mercados, como la operación centroamericana vendida el año pasado a un fondo de inversión, mientras que en este momento está en discusiones para la compra de lusacell, el operador móvil mexicano, con lo que acrecentaría su posición en frecuencias de espectro en ese país. Simultáneamente, el operador ha presentado una oferta para la adquisición de GVT en Brasil.
- En la salida de operadores alternativos no viables, Liberty Global está considerando la venta de su subsidiaria móvil VTR que opera en Chile.
- Para alcanzar escala, otros operadores menores móviles se están consolidando, como es el caso de la fusión de UNE y Tigo en Colombia.
- La expansión de operadores móviles virtuales continúa con la entrada de Virgin Mobile en México; la lista de operadores virtuales en la región sigue expandiéndose (ver Cuadro 3.14).

Adicionalmente, afectado por un volumen de deuda importante, Telecom Italia, está acele-

**Cuadro 3.14.** América Latina: lista de operadores virtuales por país

País	Operadores	Rubro	Fecha de entrada
Argentina	Quam (Movistar)	Telecomunicaciones (descuento)	2013
	Nuestro (Fecosur)	Telecomunicaciones	2010
Brasil	Porto Seguro	Seguros	2012
	Correios do Brasil	Servicios postales	2013
	Algar Telecom	Telecomunicaciones	2013
	Virgin Mobile	Comunicaciones y medios	2013
	CN Chama (Claro)	Comunicaciones y medios	2009
	Anaconda Travel SIM	Comunicaciones y medios	
	Datora Telecom	M2M	2012
	Porto Seguro	Seguros	2012
Chile	Virgin Mobile	Comunicaciones y medios	2012
	Falabella	Cadena minorista	2013
	Redvoiss	Comunicaciones	2013
	GTD Movil	Telecomunicaciones	2011
	Colo Colo Mobile	Telecomunicaciones (descuento)	
	Nomade	Telecomunicaciones	
	VTR Movil	Comunicaciones y medios	2013
Colombia	Netline	Telecomunicaciones	2012
	Éxito	Cadena minorista	2013
	Virgin Mobile	Comunicaciones y medios	2013

País	Operadores	Rubro	Fecha de entrada
	Uff Movil	Telecomunicaciones (descuento)	2010
	ETB	Telecomunicaciones	2010
	UNE (EPM)	Telecomunicaciones	2009
	Telebucaramanga	Telecomunicaciones	2012
Costa Rica	Fullmovil (RACSA)	Telecomunicaciones	2011
	TuYo Movil (Teletica)	Comunicaciones y medios	2011
México	Virgin Mobile	Comunicaciones y medios	2014
	Megacel (Megacable)	Comunicaciones y medios	2011
	Maxcom Cel	Telecomunicaciones	

Fuente: Elaboración propia.

rando movimientos de salida del mercado latinoamericano: por un lado, completó la venta de su participación en Telecom Argentina a un consorcio local; por el otro, está considerando la venta de sus operaciones celulares en Brasil.

### Tendencias de intensidad competitiva en el mercado de telecomunicaciones

La estructura de los mercados de telecomunicaciones de la región no ha cambiado radicalmente en los últimos dos años, aunque se nota un aceleramiento de la competencia en términos de un realineamiento de cuotas de mercado entre los operadores. En el siguiente análisis se ha calculado el coeficiente de Herfindahl-Hirschman (que mide el grado de concentración de mercados) para los segmentos de banda ancha fija y móvil.

El Cuadro 3.15 presenta el índice en los años en los que se dispone de información de cuota de mercado para los proveedores de banda ancha fija.

Si bien no se dispone información para todos los casos, entre 2011 y el 2013 el cuadro per-

**Cuadro 3.15.** América Latina: índice Herfindahl-Hirschman (HHI) en banda ancha fija

	2011	2012	2013
Argentina	2.415	2.301	...
Bolivia	1.658	1.713	...
Brasil	2.264	2.141	2.722
Chile	3.323	3.301	...
Colombia	2.042	2.337	2.200
Costa Rica	4.733	5.132	...
República Dominicana	5.664	5.600	...
Ecuador	3.697	3.509	3.628
El Salvador	4.521	5.406	...
Guatemala	5.390	5.568	...
Honduras	2.010	2.016	...
México	4.057	3.817	...
Nicaragua	8.073	7.744	...
Panamá	4.435	4.405	...
Paraguay	3.168	2.884	...
Perú	8.234	8.073	7.507
Trinidad y Tobago	4.236	4.206	...
Uruguay	9.231	9.400	...
Venezuela	6.731	6.973	...

■ Países donde el HHI reduce    ■ Países de HHI estable    ■ Países donde el HHI crece

Fuente: Análisis TAS.

mite identificar aquellos países donde se observa un incremento de la intensidad competitiva (Argentina, República Dominicana, Ecuador, México, Nicaragua, Panamá, Paraguay, Perú y Trinidad y Tobago), aquellas naciones donde se podría detectar una tendencia a la concentración (Bolivia, Brasil, Colombia, Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Uruguay y Venezuela) y los Estados donde la estructura de mercado permanece estable (Chile y Honduras).

De los ocho países donde se detecta una gradual concentración, cuatro de ellos (Bolivia, Costa Rica, Uruguay y Venezuela) poseen un proveedor de banda ancha fija público (Entel, ICE, Antel y CANTV). En el caso contrario, el mercado de banda ancha móvil muestra una tendencia casi universal a la intensificación de la competencia (ver cuadro 3.16).

El cálculo del índice de Herfindahl-Hirschman para cada uno de los mercados de banda

**Cuadro 3.16.** América Latina: índice Herfindahl-Hirschman en banda ancha móvil

	2010	2011	2012	2013	TACC*(%)
Argentina	4.080	3.853	3.495	3.565	-4
Bolivia	7.223	3.917	3.921	3.799	-19
Brasil	3.416	3.223	2.966	2.798	-6
Chile	4.214	4.376	3.706	3.599	-5
Colombia	3.494	4.098	4.019	3.510	0
Costa Rica	10.000	4.191	3.407	3.374	-30
República Dominicana	5.375	4.338	4.216	4.365	-7
Ecuador	4.909	5.372	5.266	5.284	2
El Salvador	4.727	3.694	4.010	3.936	-6
Guatemala	5.380	4.684	4.256	4.181	-8
Honduras	6.800	5.760	5.222	5.098	-9
México	5.138	5.346	5.326	4.865	-2
Nicaragua	6.134	5.121	5.054	5.035	-6
Panamá	5.020	3.016	3.221	3.531	-11
Paraguay	4.059	4.311	4.114	3.700	-3
Perú	4.692	4.479	4.352	4.494	-1
Trinidad y Tobago	...	...	5.065	5.276	...
Uruguay	3.837	3.866	3.840	3.849	0
Venezuela	4.825	4.602	4.288	4.556	-2

\*Tasa Anual de Crecimiento Compuesto.

Fuente: Análisis TAS y GSMA Intelligence.

ancha móvil denota una tendencia universal a su reducción, lo que muestra una intensificación de la competencia. Inclusive si las cifras no alcanzan los niveles considerados en análisis de mercados como de competencia adecuada (es decir, cercanos a 2.000), la tendencia es clara respecto al realineamiento de cuotas entre operadores.

## Nivel de inversión en infraestructura de telecomunicaciones

### Volumen de inversión histórica

A partir de la compilación de información de la Unión Internacional de Telecomunicaciones y el Banco Mundial, se ha realizado una estimación del volumen total de inversión en el sector de telecomunicaciones. Hacia finales del 2012, se calcula que la inversión total alcanza los USD 26.789 millones, de acuerdo con la siguiente distribución presentada en el Cuadro 3.17.

Excluyendo ciertos países, se construye una serie histórica, estableciendo la tendencia

**Cuadro 3.17.** Inversión en telecomunicaciones (2012) (millones de USD)

País	Inversión total (millones de USD)
Argentina	2.145
Bolivia	271
Brasil	8.428
Chile	2.463
Colombia	1.532
Costa Rica	997
República Dominicana	312
Ecuador	305
El Salvador	110
Honduras	90
México	6.799
Paraguay	43
Perú	920
Trinidad y Tobago	59
Uruguay	672
Venezuela	1.642
Total	26.789

Nota: El Banco Mundial reporta únicamente la inversión del sector privado, con lo que la estimación de Colombia, República Dominicana, El Salvador, Paraguay y Uruguay está subestimada.

Fuente: Análisis TAS, UIT, Banco Mundial.

en términos de inversión en el sector desde el año 2006 (ver Cuadro 3.18).

Las estadísticas del Cuadro 3.18 deben ser interpretadas con cautela. En primer lugar,

**Cuadro 3.18.** Inversión en telecomunicaciones (2006-2012) (millones de USD)

País	2009	2010	2011	2012	2013	TACC* (%)	2013	TACC* (%)
Argentina	1.023	1.111	1.580	1.319	1.814	2.117	2.145	13
Bolivia	56	101	180	268	270	310	271	30
Brasil	5.780	7.775	14.614	9.534	8.804	9.951	8.428	6
Chile	1.198	1.393	1.754	1.387	1.920	2.406	2.463	13
Colombia	1.633	1.071	1.763	1.738	1.658	2.096	1.532	-1
Costa Rica	144	305	305	254	279	870	997	38
República Dominicana	342	162	281	196	193	299	312	-2
Ecuador	231	213	1.062	259	239	250	305	5
México	3.748	3.273	3.648	2.891	5.940	5.106	6.799	10
Paraguay	167	153	179	93	60	164	43	-20
Perú	438	571	880	910	847	1.069	920	13
Uruguay	60	139	224	323	583	671	672	50
Venezuela	1.171	1.686	1.417	1.580	1.469	1.071	1.642	6
Total	15.991	17.953	27.887	20.752	24.076	26.380	26.529	9

Nota: El Banco Mundial reporta únicamente la inversión del sector privado, con lo que la estimación de Colombia, Ecuador, Paraguay y Uruguay para ciertos años está subestimada.

Fuente: Análisis TAS, UIT y Banco Mundial.

dada la exclusión de la inversión pública en los números del Banco Mundial, la inversión de ciertos países en determinados años puede estar subestimada. Sin embargo, las estadísticas comparadas con una fuente independiente indican cierto grado de consistencia (ver Cuadro 3.19).

En segundo lugar, la inversión en telecomunicaciones puede reflejar cierta volatilidad

**Cuadro 3.19.** América Latina: comparación de fuentes del volumen de inversión (millones de USD) (\*)

	2006	2007	2008	2009	2010	2011
TAS	15.505	17.486	27.301	20.302	23.604	25.211
Convergencia Research	15.621	17.529	23.212	19.158	23.815	28.475

(\*) Ambas fuentes consideran los siguientes países: Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Colombia, Ecuador, México, Paraguay, Perú, Uruguay y Venezuela.

Fuentes: Cuadro 18 (Análisis TAS) y Convergencia Research (2014).

como, por ejemplo, la necesidad de invertir en la adquisición de espectro que se efectúa en un solo año y no se repite a lo largo del tiempo. Por último, el despliegue de ciertos programas de construcción de infraestructura puede resultar en un aumento inusual del volumen de inversión durante un lapso limitado de tiempo. Sin embargo, el análisis es útil para determinar el estimado agregado de inversión en el sector en el curso durante un período de siete años, la tendencia en el largo plazo en lo que hace al volumen total de inversión en la región y si existen países que registran un aumento inusual en el volumen total de inversión en el sector.

En el período que va del 2006 al 2012, el sector de telecomunicaciones de América Latina invirtió aproximadamente USD 159.568 millones. Considerando los extremos de la serie histórica, el monto ha ido aumentando a una tasa acumulada promedio anual de 9%, aunque se observa una caída en el 2009, después de la cual el sector recuperó su volumen histórico. Nótese que en los años de inversión más intensa (2008, 2011 y 2012), el volumen agregado no excedió los USD 28.000 millones, lo que podría indicar que, tomando en cuenta una tasa de crecimiento promedio, la región estaría invirtiendo de manera agregada una cifra cercana a USD 28.000 millones<sup>12</sup>. Esto representa 0,48% del PIB y USD 48,50 por habitante de los países evaluados (ver Cuadro 3.20).

Un análisis del promedio de ambos indicadores (porcentaje del PIB e inversión por habi-

**Cuadro 3.20.** Inversión en telecomunicaciones (2012)

País	Inversión total (en millones de USD)	Porcentaje del PIB (%)	Inversión por habitante
Bolivia	271	0,91	25,83
Brasil	8.428	0,38	42,43
Chile	2.463	0,89	141,00
Colombia	1.532	0,40	32,11
Costa Rica	997	2,01	207,53
República Dominicana	312	0,51	30,33
Ecuador	305	0,32	19,69
El Salvador	110	0,45	24,70
Honduras	90	0,48	11,37
México	6.799	0,54	56,26
Paraguay	43	0,15	6,43
Perú	920	0,45	30,68
Trinidad y Tobago	59	0,21	44,42

<sup>12</sup> Convergencia Research (2014) estima que entre el 2007 y 2011, la inversión promedio anual de once países de América Latina fue de USD 22.437 millones.

País	Inversión total (en millones de USD)	Porcentaje del PIB (%)	Inversión por habitante
Uruguay	672	1,19	197,92
Venezuela	1.642	0,44	54,83
Total	26.789	0,48	48,50

Fuente: Análisis TAS, UIT y Banco Mundial.

tante) por país ayuda a controlar la volatilidad anual del volumen de inversión y a identificar aquellos países que registran una inversión comparada superior dentro de la región (ver Cuadro 3.21).

El Cuadro 3.21 permite identificar a aquellos Estados que lideran la región en términos

**Cuadro 3.21.** Inversión promedio en telecomunicaciones (2006-2012)

País	2006-2012		2010-2012	
	Porcentaje del PIB	Inversión por habitante (USD)	Porcentaje del PIB	Inversión por habitante (USD)
Argentina	0,33	38,63	0,41	49,29
Bolivia	0,70	19,83	0,95	27,03
Brasil	0,41	46,66	0,40	45,61
Chile	0,65	102,42	0,82	129,56
Colombia	0,43	34,41	0,46	36,93
Costa Rica	0,91	93,77	1,44	148,86
República Dominicana	0,42	24,82	0,44	26,08
Ecuador	0,39	23,59	0,28	17,08
El Salvador	1,49	58,48	0,94	36,98
Honduras	1,38	32,63	0,50	11,76
México	0,36	37,13	0,47	49,22
Paraguay	0,43	18,34	0,31	13,31
Perú	0,39	26,84	0,46	31,52
Uruguay	0,68	112,42	1,14	189,17
Venezuela	0,38	47,86	0,37	46,54
Total	0,42	42,50	0,46	47,16

Fuentes: Análisis TAS, UIT y Banco Mundial.

del volumen de inversión relativo: Chile, Costa Rica y Uruguay. Las fuerzas que impulsan esta posición difieren por país. Por ejemplo, en Chile, la inversión es el correlato de políticas públicas para el impulso de la digitalización de la economía y la sociedad, que lo han convertido en el líder de América Latina. En el caso costarricense, el progreso que se observa en los últimos tres años está directamente relacionado con la liberalización del mercado de telecomunicaciones y la incorporación de un sector privado dinámico. En el lado opuesto de políticas públicas, Uruguay refleja una visión centrada en el papel del sector público como variable dinamizadora de la industria.

### Necesidades de inversión

Convergencia Research realizó un estudio para determinar las necesidades inversión del sector de telecomunicaciones en América Latina con miras a cerrar la brecha de desarrollo que la separa de la Unión Europea en el 2020, asumiendo como punto de partida las metas preconizadas en la Agenda Digital Europea. Esto implicaría alcanzar una penetración de 75% en la banda ancha fija y 95% en la banda ancha móvil. La estimación no significa que todos los países alcancen de manera uniforme estos objetivos (los incluidos en las metas de la UE son Argentina, Uruguay para ambas tecnologías, y Brasil y

Chile para banda ancha móvil), sino que algunos realizarían un esfuerzo de inversión destinado a minimizar la diferencia con Europa. El Cuadro 3.22 presenta la penetración de servicios hacia el 2020 considerando la tendencia actual de la difusión, y la meta estipulada.

Para que esto ocurra, Convergencia Research establece que los 11 países de América Latina

**Cuadro 3.22.** América Latina: tendencia de penetración y meta estipulada (2020)

	Banda ancha fija		Banda ancha móvil	
	Tendencia	Meta	Tendencia	Meta
Argentina	62 %	75 %	74 %	95 %
Bolivia	9 %	30 %	57 %	70 %
Brasil	52 %	63 %	85 %	95 %
Chile	56 %	67 %	78 %	95 %
Colombia	48 %	52 %	60 %	66 %
Ecuador	41 %	52 %	49 %	67 %
Paraguay	15 %	46 %	60 %	74 %
Perú	33 %	39 %	45 %	57 %
Uruguay	73 %	75 %	84 %	95 %
Venezuela	44 %	54 %	71 %	84 %

Fuente: Convergencia Research (2014).

considerados en el análisis requerirían una inversión acumulada de USD 359 mil millones entre el 2013 y el 2020, o USD 44.8 mil millones por año. Tomando en cuenta que el volumen de inversión anual nunca ha superado los USD 27 mil millones, esto implicaría que la tendencia normal resultaría en una inversión bruta acumulada de USD 216 mil millones, lo que implica una brecha respecto de la extrapolación de la inversión histórica de USD 143 mil millones.

Aun si las proyecciones en cuestión fuesen extremadamente ambiciosas, resulta evidente que el sector debería elevar su volumen de inversión de 0,48% del PIB a por lo menos 0,80%, lo que implica USD 359 mil millones entre el 2013 y el 2020.

## Conclusiones

El objetivo de este estudio ha sido analizar las grandes tendencias identificadas en el último año en el sector de telecomunicaciones de América Latina, enfocándose en el progreso en la penetración de servicios de banda ancha fija y móvil, los avances y desafíos existentes en el área de estímulo de la demanda de servicios de banda ancha. Al mismo tiempo, con base en las posibles futuras barreras para el desarrollo del sector, se estudiaron la disponibilidad del espectro radioeléctrico y los desafíos en la gestión del mismo, así como la participación del Estado en el sector, estimándose los futuros niveles de inversión en infraestructura de telecomunicaciones.

El desarrollo del sector ha presentado, en términos generales, avances positivos:

### Aumento de la penetración de banda ancha

La banda ancha fija mantiene su avance en lo que hace a la penetración, alcanzando una penetración ponderada de hogares a nivel continental de 35,46%, de las viviendas, lo que implica una tasa anual de crecimiento compuesto (TACC) del 13,16% entre 2009 y 2013.

Sin embargo, el avance ponderado oculta el hecho de que ciertas naciones (Bolivia, República Dominicana, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua y Paraguay) presentan un retraso relativo respecto a los países líderes en hogares (Argentina, Chile, México, Trinidad y Tobago y Uruguay). Es fundamental que aquellos Estados retrasados en el proceso de adopción acentúen su inversión para alcanzar niveles comparables con el de las naciones líderes.

La banda ancha móvil continúa su crecimiento explosivo a una TACC del 93%. En este caso, el

crecimiento es homogéneo. Ciertos países de la región ya han excedido o se encuentran en un umbral de alcance de una tasa de penetración del 50% de individuos (Brasil, Costa Rica y Uruguay), mientras que otros alcanzarán una penetración del 50% en dos años (Argentina, Bolivia, Chile, Colombia, República Dominicana, El Salvador, Guatemala, México, Nicaragua, Panamá, Perú y Venezuela) o tres años (Ecuador y Paraguay).

### Mejoramiento de la velocidad de acceso

En paralelo con la adopción de banda ancha fija y móvil, la calidad de servicio, medida en términos de la velocidad de descarga de contenidos, está acelerándose. Entre 2012 y 2014, la velocidad promedio de banda ancha fija en América Latina creció de 2,3 Mbps a 2,6 Mbps, lo que equivale a una TACC del 6%. Es importante mencionar, sin embargo, que las estadísticas de velocidad promedio no muestran diferencias importantes en el nivel de servicio dentro de cada país. En la actualidad, todos los Estados de la región ofrecen planes de al menos 5 Mbps de velocidad de descarga y en el segundo trimestre del 2013, cinco ya disponían de planes superiores a los 100 Mbps: República Dominicana, Uruguay, Chile, México y Brasil.

Si bien la tendencia es positiva, la brecha de velocidad de banda ancha que separa a América Latina del resto del mundo, especialmente de los países industrializados, se está acrecentando. Esto tiene implicancias para el nivel de inversión, pues los operadores deben incrementar su despliegue de banda ancha de alta velocidad para construir una posición de paridad con el mundo desarrollado.

En términos de la banda ancha móvil, la velocidad promedio se ha incrementado de 1,11 Mbps en el 2012 a 1,72Mbps en el año 2014, lo que implica una TACC del 25%.

### Aumento de la cobertura

El despliegue de redes de banda ancha fija ha ido progresando, con un incremento en la cobertura del servicio en la mayoría de los países de la región. Con marcadas excepciones, como Bolivia y México, el porcentaje de la población que puede acceder a la tecnología es superior al 85%, alcanzando en muchos casos el 95%.

La cobertura de la banda ancha móvil también se ha incrementado en la mayoría de los países en los que se dispone de estadísticas. Considerando que Chile y Colombia ya han alcanzado 100% de cobertura, se puede inferir que, sobre la base del último dato disponible para cada Estado, la mayor parte de la región alcanzará cobertura completa en el curso de los próximos dos o tres años.

Sin embargo, la cobertura de banda ancha móvil debe enfatizar hacia el futuro el despliegue de tecnología 4G, con las implicancias del caso en términos de disponibilidad de espectro.

A pesar del desarrollo en el despliegue y calidad de la oferta de servicio, aunque la brecha de demanda está disminuyendo, sigue siendo importante: 49,85% en banda ancha fija y 60,80% en banda ancha móvil. Estos porcentajes representan la proporción de hogares e individuos que pueden adoptar la tecnología, pero no lo hacen por razones de asequibilidad limitada, falta de contenidos relevantes o alfabetización digital escasa. En particular, esta brecha se debe a dos barreras fundamentales:

- Los precios de banda ancha fija todavía son muy altos
- Los precios de banda ancha fija continúan estando fuera del alcance de importantes segmentos de la población. En Argentina, la banda ancha fija básica no es asequible a hogares cuyo ingreso promedio sea menor al promedio del sexto decil; mientras que en Brasil, la falta de asequibilidad se reduce a los tres últimos deciles. En el caso colombiano, la situación se agrava, debido a que solo los tres deciles superiores de la pirámide pueden contratar la banda ancha fija.

Incluso las ofertas sociales como la “banda larga popular” en Brasil no ayudan a cerrar la brecha económica en la base de la pirámide. La banda ancha móvil ayuda a resolver parcialmente este fallo de mercado:

- Impulsadas por la competencia en el servicio móvil, las tarifas de banda ancha móvil, tanto en los planes de conectividad para computadoras personales (USB módems) como en los planes de datos para smartphones, se han reducido de manera significativa en los últimos años.
- La banda ancha móvil ofrece una flexibilización de precios (consumo por día o por

contenido restringido) que permite regular el consumo de acuerdo con los niveles de asequibilidad.

En cuanto a otra de las barreras, que es la falta de relevancia en contenidos de Internet, un análisis de los 100 sitios web más populares en América Latina muestra que la región tiene un retraso marcado en la disponibilidad de contenido local. En promedio, de los 100 sitios más populares por país, apenas 26% son generados localmente, en tanto el resto es desarrollado fuera de la región en otras lenguas, o son meras traducciones al español o portugués de páginas web concebidas en el extranjero. Una de las barreras potenciales al desarrollo futuro de la banda ancha móvil es la disponibilidad de espectro.

### *El espectro atribuido a la banda ancha móvil no es suficiente para acomodar las necesidades*

La región presenta avances importantes en la atribución del espectro durante la última década: hacia finales del tercer trimestre del 2013, el promedio de capacidad de espectro atribuido en cada país latinoamericano rondaba los 270 MHz.

Pese a las mejoras, América Latina se encuentra muy lejos de alcanzar los 1.300 MHz recomendados por la Unión Internacional de Telecomunicaciones para acomodar las necesidades de las telecomunicaciones móviles hacia el año 2015.

Si el espectro no es atribuido para satisfacer las necesidades de desarrollo de la industria, se producen cuellos de botella, que se materializan en una erosión de la calidad de servicio (por ejemplo, aumento de latencia en la descarga de contenidos, incremento en la tasa de llamadas perdidas, etc.).

### *La satisfacción de necesidades futuras requiere la liberación (o reatribución) de bandas que están siendo ocupadas por otros servicios*

Entre las bandas consideradas para atribución potencial futura se pueden incluir la banda UHF (470-698 MHz), la banda L (1.350-1.400/1.427-1.518 MHz), la banda de 2.7-2.9 GHz y la banda C (3.4 GHz a 4.2 GHz).

Su identificación no es suficiente para que este espectro pueda ser utilizado por los operadores móviles. Una vez que las bandas son identificadas, se debe proceder a un proceso complejo de tres etapas: 1) el cambio en la atribución al servicio, 2) la limpieza de la banda (o sea la migración de usuarios actuales a otras bandas) y 3) su asignación a operadores móviles requiere un período de tiempo extenso.

Desde el punto de vista de la estructura de los mercados, después de los ciclos de apertura irrestricta y privatización de la década de los 90 y la re-entrada directa del Estado como operador en la industria, el modelo de competencia del sector de las telecomunicaciones en América Latina está llegando a un punto de estabilización. Esta situación se caracteriza por tres tendencias:

- En lugar de extender la inversión directa en la industria, el Estado se enfoca en la creación de asociaciones público-privadas enfocadas en el lanzamiento de grandes proyectos para resolver fallos de mercado en lo que hace a entrega de servicio a zonas rurales o la reducción de tarifas de banda ancha.
- La entrada y salida operadores ha alcanzado un punto de estabilidad, donde los operadores regionales se enfocan en los grandes mercados como el brasilero y mexicano, y, si bien continúan participando en los mercados secundarios, lo hacen sobre la base de posiciones dominantes que garantizan altas tasas de retorno.
- A pesar de la salida gradual de jugadores no viables a largo plazo, las cuotas de mercado se han estabilizado en puntos más igualitarios en mercados con, como mínimo, tres jugadores; el realineamiento de cuotas de mercado ha resultado en un aumento de la intensidad competitiva en contextos oligopólicos que siguen entregando beneficios estáticos y dinámicos a los mercados.

Para finalizar, corresponde evaluar hasta qué punto la inversión bruta del sector es suficiente para financiar la siguiente etapa de desarrollo. En el período que va del 2006 al 2012, la industria de telecomunicaciones de América Latina invirtió aproximadamente USD 159.568 millones. En los años de inversión más intensa (2008, 2011, y 2012), el volumen agregado no excedió los USD 28.000 millones.

Asumiendo que la región requeriría una inversión de aproximadamente USD 44.8 mil millones

por año para acercarse a niveles de desarrollo de las telecomunicaciones comparable con la Unión Europea, la brecha respecto a la extrapolación de la inversión histórica es de USD 143 mil millones. Incluso si la estimación de la necesidad de inversión futura fuese extremadamente ambiciosa, resulta evidente que el sector debería elevar su volumen de inversión de 0,48% del PIB a por lo menos 0,80%, lo que implica USD 359 mil millones entre el 2013 y el 2020.

Los desafíos mirando hacia adelante son cuatro:

- Enfatizar en estrategias de promoción de la demanda, en particular, apalancar los servicios de banda ancha móvil para resolver la brecha económica y acentuar la creación de contenidos de Internet locales para desarrollar contenidos más relevantes a la población en general.
- Acelerar la puesta a disposición de operadores del espectro necesario para satisfacer el crecimiento exponencial del tráfico.
- Aumentar el nivel de inversión del sector, más allá de la tendencia histórica para desplegar redes de banda ancha capaces de entregar servicios a mayor velocidad y alcanzar una cobertura casi completa de las redes de cuarta generación.
- Continuar promoviendo la creación de asociaciones público-privadas que permiten la combinación de recursos de ambos sectores en la satisfacción de las necesidades futuras de inversión.

Las áreas fundamentales de inversión en infraestructura incluyen el despliegue de 4G, la modernización de redes de banda ancha fija a ADSL 2+, DIOCSIS 3.0, y FttH, el despliegue de cables submarinos a otros continentes más allá de América del Norte, y el despliegue continuo de IXP.

## Referencias bibliográficas

Akamai. (2014). *The State of the Internet*. Q1, Vol 7, number 1.

Katz, R. y Flores-Roux, E. (2013). *Economic Benefits of the Digital Dividend for Latin America*. London: GSMA.

Katz, R. y Galperin, H. (2013). La brecha de demanda: determinantes y políticas públicas. Jordán, V., Galperin, H., Peres, W. *Banda ancha en América Latina: más allá de la conectividad*. Santiago: CEPAL, DIRSI.

Katz, R., Koutroumpis, P. y Callorda, F. (2013). *The Latin American path towards digitization*. INFO, Vol. 15, No. 3, pp.6-24.

Flores-Roux, E. (2013). Banda Ancha Móvil: la urgencia de acelerar su despliegue. Jordán, V., Galperin, H., Peres, W. *Banda ancha en América Latina: más allá de la conectividad*. Santiago: CEPAL, DIRSI.

Katz, R. y Callorda, F. (2013). *La banda ancha móvil en la base de la pirámide en América Latina*. Londres: GSMA.

Katz, R. y Callorda, F. (2014). *Desarraigo cultural en contenidos de Internet: Un análisis para América Latina*. Actas de la VIII Conferencia CPR LATAM. Bogotá, 30-31 de mayo.

Katz, R. and Berry, T. (2014). *Driving demand for broadband networks and Services*. Switzerland: Springer.

Convergencia Research (2013). *Desafío 2020: Inversiones para reducir la brecha digital*. AHCJET.

# IDEAL 2014

## capítulo 4

TRANSPORTE DE GAS NATURAL



## TRANSPORTE DE GAS NATURAL

El presente documento consta de tres componentes en los que se abordan diversos aspectos de la situación actual del sector de gas natural en América Latina y el Caribe (ALC), ampliando y actualizando los tres informes anteriores y referidos a esta temática en el IDEAL 2011, 2012 y 2013.

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

La segunda sección analiza la relación de los Estados de cada nación y su incidencia en el desarrollo de las infraestructuras hidrocarburíferas, tomando en cuenta los aspectos regulatorios y las directivas de sus políticas públicas, así como los mecanismos de articulación entre el sector público y el sector privado. También se destacan los hechos más relevantes a considerar en el entorno de ALC y se estudia el desarrollo empresarial y su vínculo en las actividades energéticas, su dinamismo, sus carencias y otros aspectos.

Finalmente, en el tercer apartado se actualizan los indicadores utilizados en los estudios anteriores, con énfasis en el mercado del gas natural licuado (GNL) y los recursos no convencionales que posee la región, como así también se efectúa una discusión sobre el 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 2013. Dichos eventos se presentan en los países de ALC, como es el caso de la reforma energética planteada por México sobre el desempeño y la incorporación del gas natural en las demandas locales de Perú y Bolivia; pero también se incluyen algunas novedades interesantes del mundo como perspectivas de exportación de GNL por parte de Estados Unidos hacia finales de 2015, y su posible incidencia internacional en América Latina y el Caribe.

## Novedades en los países de América Latina y el Caribe

La inclinación del mercado energético mundial hacia la adopción de combustibles más limpios y ecológicos favorece el auge del gas natural y, en consecuencia, del gas natural licuado, dentro de un entorno universal en el que el uso de este combustible se está globalizando rápidamente.

En este marco, las fuentes de provisión comienzan a diversificarse aun más, pues con la incursión de Estados Unidos en el panorama energético, se potencian la competencia y el factor geoestratégico, que se suma a los tradicionales orígenes de los recursos provenientes del Medio Oriente y Rusia.

Según el reporte “Oil and Gas Reality Check”, publicado por Deloitte en 2014, existen ciertos factores que demarcarían un nuevo esquema en el funcionamiento mundial del mercado del gas natural, a saber:

- Energía global: la revolución norteamericana.

Proyecciones emitidas por la Administración de Información Energética de Estados Unidos (EIA) señalan que ese país está posicionado para convertirse, a finales de esta década, en exportador neto de gas natural.

- Suministro de energía: nuevas fuentes, nueva geopolítica.

La Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) y Rusia han dominado el sector de las exportaciones de gas y petróleo durante más de medio siglo. Hoy, nuevos proveedores están retando su dominio y, en el proceso, alterando el actual entorno geopolítico.

- Portafolio energético: un cambio en el orden global.

El mercado energético global se está orientando hacia combustibles más limpios como el gas natural, que se está usando cada vez más para la generación de energía, manufactura y transporte. Japón tiene planes para incrementar la participación del gas natural en su mezcla de generación; mientras Europa continúa en su intención por adoptar combustibles más ecológicos.

- Producción energética: se amplía el horizonte tecnológico y, con ello, los recursos pasibles de explotación.

Las reservas de megaproyectos de gas y petróleo –aquellas que ascienden a más de 1.000 millones de barriles equivalentes de petróleo (BEP)– pueden ser agrupadas en tres categorías: proyectos tradicionales, nueva era y no convencionales. Los primeros comprenden actividades *onshore*, en aguas superficiales y crudo pesado; los segundos abarcan tecnologías para gas natural licuado (GNL), gas a líquido (GTL), aguas profundas y el Ártico; y, los terceros, no convencionales, se refieren a esquistos y petróleo de formaciones.

En este contexto, la posibilidad de un vuelco que facilite la rápida incorporación del gas natural y del GNL en la matriz de energía de América Latina y el Caribe es probable, e inclusive, deseable.

Se proyecta que en los próximos años los precios internacionales del gas acabarán convergiendo en una misma referencia global, con lo que se pondrá fin a las fuertes diferencias existentes en la actualidad entre regiones, según lo define el informe “Gas Market Outlook”.

La aparición de un mercado global acabaría con el escenario actual de precios, en el cual el costo de estos hidrocarburos en Asia es seis veces superior al registrado en Estados Unidos, y cuatro veces superior al de Europa.

El documento en cuestión hace énfasis en el impacto que tendrán sobre el mercado internacional dos fenómenos en auge: la extracción de gas pizarra y la distribución de gas natural licuado. “Al contrario de lo que ocurre con el petróleo, no existe un mercado global del gas. Hay mercados regionales, esencialmente tres: Estados Unidos, Asia y Europa”, explica el informe.

Los trazados de los gasoductos, la principal vía de distribución del gas, han conformado esas tres regiones que no están conectadas entre sí. Rusia, que controla el 26% del comercio mundial a través de gasoductos, es la principal fuente de gas en Europa; mientras que Estados Unidos, la otra gran potencia mundial, está interconectada con Canadá y México.

La irrupción en el mapa energético de una tercera región es reciente, aunque su participación es muy relevante, pues Asia consume el 22% del gas mundial, aun cuando solo es capaz de producir apenas un 12%. Las necesidades de ese continente han impulsado el desarrollo de una tecnología alternativa a los gasoductos: el gas natural licuado<sup>1</sup>.

En este sentido, Latinoamérica es la región de mayor crecimiento en el consumo de GNL a nivel global, según datos del Banco Mundial, y se espera que la tendencia se profundice en los próximos años. La demanda por este tipo de combustible en América Latina, llegaría a 13,3 millones de toneladas este año, y se duplicaría hasta alcanzar los 28,9 millones de toneladas para 2025. Esto representaría más del 12% de la demanda global esperada para ese año, que asciende a las 230,7 millones de toneladas.

El interés en el GNL se ha incrementado, a medida que el crecimiento económico y el alza del consumo aumentan la necesidad de energía.

### Argentina

Tal y como se explicó en el informe IDEAL 2013, el potencial del *shale gas* (gas de esquisto) y petróleo en Argentina resulta relevante: se producen aproximadamente 802 trillones de pies cúbicos (TCF) de gas y 27 miles de millones de barriles de crudo, y ya comienza a mostrar sus frutos. En agosto de 2014, la empresa argentina YPF anunció que Vaca Muerta pasó a ser el segundo yacimiento productor de petróleo del país.

En la actualidad, YPF produce diariamente unos 25.000 barriles de petróleo equivalentes en Vaca Muerta, con el 70% de los equipos de perforación que pertenecen a la empresa (de los 37 que hoy están activos en el yacimiento, 26 son de la petrolera); lo que muestra un importante crecimiento si se compara con los 6.000 barriles y 4 equipos de perforación de hace dos años.

Los anuncios de inversión también lo demuestran tras avanzar en las pruebas piloto en Loma Campana, que se ubica en Vaca Muerta, en donde Chevron se comprometió a abonar USD 1.240 millones en 2013, este año la petrolera desembolsaría cerca de USD 1.800 millones.

Las pruebas piloto han confirmado que Argentina cuenta con condiciones geológicas inmejorables en cuanto al contenido de la materia, la reflectividad, el espesor, la sobrepresión, el tipo de material orgánico y el tipo de lutita hallada. A ello se suma la conveniencia económica de la conformación de los pozos en Argentina, que permiten el desarrollo de técnicas de perforación vertical, en vez de las horizontales, que resultan más costosas y de mayor complejidad, y actualmente son empleadas en Estados Unidos.

Algunas estimaciones muy preliminares sitúan la posibilidad de que —de existir una política activa en áreas de exploración y explotación— el *shale gas* proporcione unos 60 millones de metros cúbicos diarios ( $m^3/día$ ) de gas en 2024, y que llegue a superar los 100 millones de inyección diaria hacia 2030<sup>2</sup>, lo que resulta vital ante los faltantes estructurales de gas que se verifican desde 2004.

Vaca Muerta es entonces la gran apuesta del gobierno para revertir el déficit energético que sufre Argentina desde hace más de dos años y que en 2013 alcanzó los USD 7.000 millones.

Se estima que para lograr la anhelada autosuficiencia energética en el mediano plazo, en un lapso no menor a los 15 años, será necesario contar con un flujo de inversiones continuas y constantes del orden de los USD 20.000 millones anuales. Todo un reto en el actual contexto macroeconómico y particularmente con los limitantes en el sector externo y financiero.

No obstante, las proyecciones establecidas en la actualidad dibujan una situación deficitaria creciente, especialmente en el mercado de gas natural. Esta carencia es suplida mediante la importación de gas de Bolivia, la importación de GNL y la compra de combustibles líquidos que desplazan parcialmente al gas, especialmente en el mercado de generación.

Nótese que la inyección de gas natural, que es consumido directamente por los usuarios finales del mercado (con medición en el punto de ingreso al Sistema de Transporte de las Licenciatarias), cuyo origen es propiamente la producción local, se ha reducido año a año, a razón de 5,4 millones como promedio diario entre los años 2010 y 2013, lo que representa una caída del orden del 5,5% interanual (ver Cuadro 4.1).

<sup>1</sup> Cabe mencionar que las tres cuartas partes del comercio de GNL se dan entre el Medio Oriente y Asia.

<sup>2</sup> Estimaciones elaboradas y presentadas en diversas exposiciones, CACME y World Energy Council (2014).

**Cuadro 4.1.** Inyección local de gas natural al sistema de transporte (miles de metros cúbicos por día)

Año	Noroeste	Neuquina	Austral	San Jorge	Gas local	Variación (vol)	Variación (%)
2010	12.560	58.120	25.197	7.427	103.303		
2011	10.753	54.548	26.473	6.988	98.762	-4541	- 4,4%
2012	9.047	50.010	26.870	7.050	92.977	- 5785	- 5,9%
2013	6.964	47.875	25.577	6.745	87.160	- 5817	- 6,3%

(\*) No se han considerado la inyección de gasoductos propios, ni el gas importado desde Bolivia, ni el GNL regasificado.

Fuente: Elaboración propia con datos de ENARGAS (Ente Regulador del Gas).

En este sentido, una parte importante del abastecimiento local de gas natural es provista por sustitutos importados, verificándose que, según la opinión de especialistas, esta situación no podrá revertirse estructuralmente en los próximos años mediante la explotación de los no convencionales y/o el esfuerzo denodado de YPF (ver Cuadro 4.2).

**Cuadro 4.2.** Inyección de gas natural al sistema de transporte de origen local e importado (miles de metros cúbicos por día)

Año	Gas local	LNG	Bolivia	Participación de gas local (%)	Participación importados
2011	98.762	11.273	7.464	84	16
2012	92.977	12.422	12.477	79	21
2013	87.160	16.439	15.604	73	27

Fuente: Elaboración propia con a datos de ENARGAS (Ente Regulador del Gas)

Cabe destacar que dichas cifras están influenciadas por un componente estacional, aunque en el Cuadro 4.2 se refleja el promedio anual. Así, actualmente en los días de máximo rigor térmico durante el invierno (mayo a septiembre) se están importando unos 50 millones m<sup>3</sup>/día procedentes de Bolivia y del GNL regasificado.

En este marco, y a los fines de garantizar la seguridad de abastecimiento, es que el gobierno argentino ha realizado las inversiones necesarias en el gasoducto de interconexión con Bolivia (Juana Azurduy) y ha negociado con el gobierno boliviano una adenda al actual contrato vigente para incorporar mayores volúmenes de gas, llegando incluso a solicitar entre 23 y 27,8 millones m<sup>3</sup>/día en el invierno de 2015.

Paralelamente, Argentina ha avanzado durante estos últimos años en dos caminos, con el fin de garantizar que el proceso de inversión en *shale* se mantenga. Por un lado, ha comenzado el tratamiento para la sanción de una nueva ley de hidrocarburos y darle así una mayor certidumbre al marco de inversiones de largo plazo<sup>3</sup>. Por ahora, la propuesta se encuentra bajo análisis entre las provincias y el gobierno nacional, y el debate versa sobre aspectos centrales de la política energética, a saber: a) asignación de regalías, b) de impuestos, c) el abandono del derecho de acarreo que ejercen las compañías petroleras provinciales sobre proyectos e inversión, y d) la prórroga de las concesiones otorgadas hasta 2017, entre los más relevantes.

<sup>3</sup> El dominio de las provincias sobre el subsuelo alcanzó rango constitucional en la reforma constitucional de 1994. Lo dispuso la ley 24.145 de Federalización de Hidrocarburos y Privatización de YPF, y una década después, mediante la ley 26.197, se le transfirió a las provincias los yacimientos. Este hecho generó que fueran las provincias productoras las que presentan la potestad para asignar concesiones hidrocarbúferas y prorrogarlas. De manera que las definiciones en materia de hidrocarburos se encuentran muy diversificadas, generando cierta incertidumbre a largo plazo en una actividad intensiva en capital y de largo plazo.

Por otro lado, se efectuó el levantamiento de la política de subsidios al servicio de gas natural, que se evidenciaba desde hace varios años. El esquema de aumentos se implementó bajo un criterio de racionalización de uso del gas natural, pues, favorece a aquellos usuarios que ahorren más de un 20% en su consumo, y penaliza a los que más consumen, con aumentos que superan el 400% en la factura.

**Cuadro 4.3.** Precio del gas en tarifa en el área de la ciudad de Buenos Aires y GBA, aumento para los usuarios que no ahorren en el consumo bimestral (USD por millones de BTU-*British Thermal Unit*)

<b>Evolución</b>	<b>R1-R21</b>	<b>R2-SDB</b>	<b>R23</b>	<b>R31</b>	<b>R32</b>	<b>R33</b>	<b>R34</b>	<b>Pequeños comercios</b>	<b>Medianos comercios</b>
Marzo de 2014	0,16	0,16	0,19	0,32	0,32	0,49	0,49	0,18	0,41
Abril de 2014	0,46	0,48	0,61	1,01	1,19	1,23	1,57	0,23	0,58
Junio de 2014	0,67	0,70	0,92	1,53	1,84	2,11	2,88	0,27	0,70
Agosto de 2014	0,89	0,92	1,24	2,04	2,50	3,44	4,83	0,31	0,83
Promedio año 2014	0,60	0,62	0,82	1,36	1,63	2,12	2,89	0,26	0,66
Variación marzo - agosto 2014	463%	485%	554%	531%	671%	605%	890%	66%	100%

Fuente: Resolución SE 226/2014 (Anexo IV) y cuadros tarifarios de ENARGAS (Metrogas y Gas Natural Ban).

Para finalizar, debe mencionarse el avance en la construcción del Gasoducto del Nordeste (GNEA), que beneficiará a unos 1,3 millones de habitantes. En este sentido, se ha avanzado en la firma de los contratos para la construcción y provisión de caños, por casi USD 600 millones. Este tendido se ha dividido en etapas, restando el tendido de la red de distribución y ramales menores. Entre las provincias a las cuales llegará el fluido, se destacan: Salta, Formosa, Chaco, Corrientes, Misiones y Norte de Santa Fe, con una inversión de aproximadamente USD 1.400 millones. Se estima que la construcción de las redes domiciliarias se ejecutará con financiamiento de CAF por USD 200 millones.

## México

Los detalles más relevantes en la actualidad se circunscriben al proceso de reforma del marco regulatorio energético, que estaba vigente desde hace más de 70 años y que preconizaba a Petróleos Mexicanos (PEMEX) como la única empresa estatal encargada de prestar todas las actividades hidrocarburíferas y asociadas.

En este sentido, la propuesta elaborada hacia fines de 2013 e inicios de 2014 en materia de hidrocarburos, fue modificar los artículos constitucionales 27 y 28 para permitir la participación de los sectores público y privado en las actividades de la industria energética. El 20 de diciembre de 2013 se publicaron en el Diario Oficial de la Federación (DOF), las reformas y adiciones constitucionales en materia energética. Asimismo, el 30 de abril de 2014, el Poder Ejecutivo envió al Congreso un paquete con proyectos de decreto que expiden, modifican, adicionan y derogan diversas disposiciones de leyes secundarias. A la fecha, el Senado ha aprobado este conjunto de medidas y se cree que será aceptado pronto en la Cámara de Diputados.

El sector de hidrocarburos y el sector eléctrico se consideran áreas estratégicas que serán reguladas por leyes secundarias. En este marco, las empresas públicas, empresas público-privadas o privadas podrán participar en: a) la explotación y extracción de petróleo y gas natural, b) el tratamiento, la refinación, comercialización, transporte y almacenamiento de petróleo, gas, gas licuado de petróleo y petroquímicos, c) el transporte, almacenamiento, distribución y expendio al público de petrolíferos, derivados y petroquímicos, d) el transporte por ducto y almacenamiento vinculado a ductos petroquímicos y, e) la generación y comercialización de energía eléctrica.

No obstante, se asegura la propiedad de los hidrocarburos en el subsuelo para el Estado y, asimismo, se estipula que la tarea de planeamiento a largo plazo será consagrada a la Secretaría de Energía del Gobierno Nacional de México (SENER) y otros organismos como la nueva Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) y la Comisión Reguladora de Energía (CRE). La CNH se encargará de licitar, adjudicar

y suscribir los contratos de exploración y extracción, junto con SENER, que también adjudicará las licitaciones y definirá las áreas que saldrán a licitación, en un marco de transparencia y competencia.

Los cambios estipulan que tanto PEMEX, como la CFE (Comisión Federal de Electricidad) se mantendrán como empresas estatales, que deberán competir en el mercado y que, a su vez, tendrán autonomía de gestión, presupuestaria y financiera. Por primera vez en su historia, ambas entidades estarán sujetas a las obligaciones específicas contenidas en la Ley del Mercado de Valores, para "garantizar una adecuada rendición de cuentas y evaluación de actividades y desempeño". Entre otros cambios se crea el Fondo Mexicano para la Estabilización y el Desarrollo, un fideicomiso público en el Banco de México destinado a inversiones en desarrollo tecnológico en sectores afines al energético y al sistema de pensiones.

Las reformas en curso han generado grandes expectativas entre los inversionistas privados sobre posibles nuevos negocios en México, especialmente en áreas poco explotadas como el petróleo y *shale gas*, y particularmente en explotaciones de aguas profundas (zona en el mar con profundidad entre 500 y 1500 metros) y ultraprofundas (profundidades mayores a los 1.500 metros) en el golfo de México, como así también en la industria petroquímica. En estos segmentos es donde PEMEX no había logrado incursionar de forma independiente y a costos competitivos. Cabe aclarar que Petroleros de México mantiene una declinación creciente en su producción de hidrocarburos, a pesar del aumento en las inversiones.

Los objetivos fijados por el gobierno fueron: a) aumentar las tasas de reservas probadas de petróleo y gas, b) incrementar la producción de crudo de 2,5 millones diarios (actualmente) a 3 millones en 2018, así como a 3,5 millones en 2025, c) aumentar la producción de gas natural de 5.700 millones de pies cúbicos (en la actualidad) a 8.000 millones en 2018, y a 10.400 millones en 2015. Finalmente, una de las metas centrales es la disminución marcada en el precio de combustibles y la incidencia correspondiente en las tarifas de electricidad y gas natural.

Especialistas del sector estiman que se requerirán USD 60.000 millones al año para aumentar la producción de hidrocarburos, y USD 72.000 millones anuales para modernizar el sector energético en su conjunto.

Según diversas fuentes del mercado, esta reforma beneficiará a la industria del gas, pues permitirá la importación directa de electricidad desde Estados Unidos, dependiendo de los costos que, en general, son menores en ese país. Este hecho permitirá la liberación de gas para otros destinos productivos, dado que actualmente cerca del 45% del gas natural se dirige a las generadoras eléctricas. Se espera que este arbitraje disminuya los gastos de provisión del sistema eléctrico y gasífero, y aumente la competencia, en tanto se incorpore también la producción de *shale gas*.

Paralelamente en el sistema gasífero, se permitirá la contratación y uso del sistema de gasoductos en un marco de acceso abierto, mediante la aplicación de tarifas *cost reflective*, bajo el control y regulación del Centro Nacional de Control de Gas (CENAGAS), independientemente de quién los construya u opere. En este marco, las grandes industrias podrán adquirir el gas por cuenta propia, inclusive de Estados Unidos, siempre que se garanticen las condiciones de transporte. Actualmente este segmento representa unos 1.500 millones de pies cúbicos.

Conforme documentación presentada por PEMEX en 2014, se proyecta que el objetivo a 10 años de iniciado el proceso de reforma, es que la participación de cualquier empresa estatal en la comercialización de gas natural descienda desde el 100% que representa en la actualidad, a apenas el 20% del total comercializado. Se esperaría que al quinto año de implementada la reforma, disminuya al 50%. La actividad de comercialización estará habilitada tanto para operar en el mercado local como para gestionar exportaciones e importaciones.

De acuerdo a la Agencia de Información Energética de Estados Unidos (EIA) y a la propia SENER, en 2014 las reservas probadas de gas natural ascienden a los 16.548 miles de millones de pies cúbicos, conforme la siguiente especificación: a) 2.710 miles de millones de pies cúbicos en Marina Noroeste, b) 4.298 miles de millones de pies cúbicos en Marina Suroeste, c) 3.510 miles de millones de pies cúbicos en el territorio Norte, y d) 6.029 miles de millones de pies cúbicos en el territorio Sur.

Adicionalmente, en su último documento publicado en abril de 2014, EIA, menciona que los recursos técnicamente recuperables de *shale gas* se mantienen en el orden de los 545 TCF.

En cuanto al gas no convencional, la cuenca de Burgos está llamada a ser el proyecto de exploración hasta el año 2026 y contempla más de 10.000 kilómetros cuadrados solo en el área de León, que es donde actualmente PEMEX está realizando exploraciones mediante el desarrollo de pruebas piloto. Según datos de la Secretaría de Desarrollo (SEDEC), con estos recursos en la cuenca de

Burgos, se podría considerar estimativamente la existencia de 343 miles de millones de pies cúbicos de gas y unos 6.300 millones de barriles de petróleo, lo que representa el 65% de los recursos que tiene el país en estas modalidades no convencionales de hidrocarburos.

Según información presentada por la Comisión Federal de Electricidad, otro de los hitos de los próximos períodos será el desarrollar una ampliación del sistema nacional de gasoductos, pues presenta limitada capacidad y escaso acceso a todas sus regiones. La propuesta de infraestructura para los próximos años consiste en ampliar la red de gasoductos existentes, unos 11.342 kilómetros, en 5.185 kilómetros adicionales, planificados de forma interconectada, que fomentarán no solo mayor seguridad sino también el acceso a áreas sin servicio.

### *Colombia*

A pesar del consumo interno y de las exportaciones de gas, en Colombia las reservas han crecido en los últimos años hasta alcanzar los 5,7 TCF. El Ministerio de Minas y Energía, mediante Resolución 72.472 (con fecha 6 septiembre de 2013), extendió el Índice de Abastecimiento de Gas Natural para el año 2013 de 14,2 años a 15,7 años.

En este marco, se realizó la Ronda Colombia 2014, que es una de las mayores ofertas de licitación de bloques petroleros promovida por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). Se licitaron 95 bloques y, del total ofertado, 57 corresponden a bloques convencionales continentales, 14 son costa afuera, 19 no convencionales de petróleo y gas de esquistos, y 8 bloques no convencionales de gas asociado a mantos de carbón. Esto demuestra los lineamientos dirigidos a expandir la exploración offshore y el desarrollo no convencional de hidrocarburos. A julio de 2014 ya fueron adjudicados 26 bloques.

En el último boletín que presenta la proyección de la demanda y oferta de gas colombiana, con fecha julio 2014, la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) menciona que la producción de gas natural en 2013 alcanzó los 12,6 miles de millones de metros cúbicos (unos 35 millones diarios en promedio anual). El gas natural tiende más a abastecer al mercado interno y solo se exportó el 13,4% de su producción a Venezuela. Actualmente, más del 80% de la oferta del gas se encuentra concentrada en los campos de la Guajira (56,4%), seguidos por los campos de Cusiana – Cupiagua (25,2%). Sin embargo, el mercado de oferta resulta concentrado con pocos proveedores como Ecopetrol, Chevron, el Estado y, en menor medida, Equión.

Según UPME, en 2013 la demanda aumentó en un 11,2%, debido al incremento cerca del 10,8% del consumo doméstico (que representa el 27,6% de la demanda de gas natural) y al aumento del 13,58% de la demanda industrial, que representa el 38,8% de la demanda de total de gas.

Los tres sectores más intensivos en el uso del gas natural son el doméstico, el industrial y el termoeléctrico. Este último tiene una participación de más del 25% de la canasta energética. Conforme estimaciones, se proyecta que la demanda mantendrá un perfil creciente a futuro, liderado por el área termoeléctrica y el propio segmento petrolero.

De acuerdo con las últimas proyecciones, la UPME estima que la producción de gas alcanzará su máximo en febrero de 2014, con un valor que supera los 49 millones de producción total diaria. La serie finaliza en diciembre de 2022 con apenas 33,2 millones en promedio por día. Este sentido, se estima que el balance de gas estaría equilibrado hasta abril de 2018, considerando un escenario de demanda moderado, mientras estas fechas podrían adelantarse a febrero de 2017, si la demanda se mantuviera con el patrón de crecimiento actual.

En el segundo semestre de 2013 se llevó a cabo el proceso de contratación de gas para los próximos años. De conformidad con la reglamentación de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), éste se realizó bajo el esquema de negociación bilateral. El mecanismo permitió la contratación entre oferta y demanda de 25 millones de gas diarios para los primeros años. Los precios oscilaron entre USD/ MMBTU 3,6 y USD/ MMBTU 4,7 para los contratos con duración de un año; y entre USD/ MMBTU 2,7 y 4,9 para contratos de 5 años.

Con el fin de cubrir la brecha, las autoridades energéticas manejan diversas alternativas, entre las que se encuentran el incorporar recursos no convencionales (objetivo de mediano plazo),

SEGÚN INFORMACIÓN PRESENTADA POR LA COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD, OTRO DE LOS HITOS DE LOS PRÓXIMOS PERÍODOS SERÁ EL DESARROLLAR UNA AMPLIACIÓN DEL SISTEMA NACIONAL DE GASODUCTOS.

efectuar importaciones desde Venezuela (mediano plazo) y establecer plantas de regasificación para la importación de GNL en la Costa Atlántica (corto plazo).

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

En este sentido, existen varias obras de regasificación tanto para la importación, como la exportación de gas. Con una inversión de USD 150 millones, se espera iniciar la construcción de una planta regasificadora del Caribe, cuyo objetivo resulta estratégico para el gobierno, que permitirá aumentar la oferta de gas mediante su importación. La primera etapa contempla la operación de un buque de almacenamiento y regasificación flotante (FSRU), y la segunda ya presupone la construcción de una planta en tierra. Además, se proyecta la creación de una nueva planta de regasificación en Barranquilla, conocida con el nombre de Planta Promigas.

También ha avanzado la estrategia para el desarrollo del Proyecto Pacific Rubiales, que será una de las primeras terminales flotantes de licuefacción y regasificación –*Floating, Liquefaction, Regasification and Storage Unit* (FLRSU)– en la Costa Atlántica de Colombia, a 100 Km de Cartagena, y cuya capacidad se estima en 500 mil toneladas métricas de GNL anuales, junto con el desarrollo de su infraestructura asociada. En una fase final podrá regasificar hasta 14 millones m<sup>3</sup>/día y permitirá exportar gas al mercado del Caribe.

La Corporación Financiera Internacional lidera el financiamiento del proyecto, con un aporte propio de USD 75 millones y el apalancamiento de los restantes USD 240 millones en el mercado financiero mediante la toma de deuda. La operación está prevista para mediados de 2015, y la construcción del FLRSU está realizándose en China.

Este proyecto mantiene importantes expectativas en generar un centro (hub) en Colombia destinado al abastecimiento de toda América Central y América Latina, que resulta atractivo por la rapidez en el crecimiento de su consumo de GNL, con una demanda proyectada de 28,9 millones de toneladas previstas hacia el 2025.

### 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 diciembre de 2013 el Plano Decenal de Expansión de Energía –PDE 2022. En dicho proyecto, el gas natural como consumo final energético pasa de representar el 7 % en 2013 hasta el 8,4% en 2022, lo que significa un crecimiento anual del 6,5% en el consumo primario de gas natural frente al 4,5% anual del consumo energético primario total.

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 38,5 millones m<sup>3</sup>/día en 2013 a 63,7 millones m<sup>3</sup>/día en 2022. Estas proyecciones de consumo doméstico significan una importante caída en relación a informes anteriores: por ejemplo, ya en el año 2021 se proyectaban unos 65,4 millones m<sup>3</sup>/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 76,2 millones m<sup>3</sup>/día verificados en 2013 asciende a 138,9 millones m<sup>3</sup>/día en 2022, con picos de consumo de 113,4 millones m<sup>3</sup>/día y 184,7 millones m<sup>3</sup>/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 e industrias.

De acuerdo con información publicada en el boletín mensual que elabora el Ministerio de Minas e Energía, la oferta local de gas natural ascendió en promedio durante 2013 a los 44,33 millones m<sup>3</sup>/día. En este sentido, las proporciones de abastecimiento importado resultan relevantes, con una inyección del orden de los 31,75 millones m<sup>3</sup>/día provenientes de Bolivia<sup>4</sup>, apenas 0,16 millones m<sup>3</sup>/día provenientes de Argentina y 14,56 millones m<sup>3</sup>/día correspondientes al GNL regasificado.

<sup>4</sup> En enero de 2014 se inyectaron unos 32,07 millones m<sup>3</sup> de gas natural provenientes de Bolivia y en febrero de 2014, 32,97 millones m<sup>3</sup>/día.

Cabe mencionar que en enero de 2014, se comenzó a inyectar la terminal de GNL de Bahía, cuya capacidad máxima alcanza a los 14 millones m<sup>3</sup>/día, pero que en febrero de 2014 apenas regasificó 4,12 millones m<sup>3</sup>/día y en enero solamente unos 0,14 millones m<sup>3</sup>/día. A ello se suman la terminal de Guanabara que inyectó en 2013 unos 10,52 millones m<sup>3</sup>/día y la terminal de Pecem, con una regasificación de 3,54 millones m<sup>3</sup>/día en el mismo año.

De esta manera, en el actual escenario se mantiene la oferta del gas Bolivia en un promedio de 31,5 millones m<sup>3</sup>/día al menos hasta 2022, e incluye hasta un pico de 40 millones m<sup>3</sup>/día de gas natural proveniente de GNL regasificado aproximadamente.

En el PDE 2022, se prevé una planificación de infraestructura asociada al gas natural, para los próximos años que consiste en: a) gasoductos por aproximadamente USD 700 millones, b) el remanente a invertir en la terminal de Bahía por USD 416 millones y c) plantas de procesamiento y tratamiento de gas por USD 2.400 millones. Por su parte, un reciente anuncio de PETROBRAS definió un plan de inversión por USD 5.000 millones durante los próximos cinco años, con el objeto de desarrollar principalmente gasoductos e infraestructura conexas para el desarrollo de los yacimientos del PreSal y la masificación de su consumo en el país.

Paralelamente, el gobierno de Brasil, mediante tres rondas organizadas por la Agencia Nacional del Petróleo (ANP), continúa en su proceso de licitación y exploración del PreSal. Recientemente se abrió a licitación el principal campo petrolero llamado Libra. Con 1.500 kilómetros y reservas probadas que oscilan entre 8.000 y 12.000 millones de barriles de crudo, a gran profundidad (entre 5 y 7 kilómetros bajo la superficie), este campo es uno de los mayores y podría producir un máximo de 1,4 millones de barriles por día. Nótese que actualmente Brasil produce unos 2,1 millones de barriles diarios. Cabe mencionar que el esquema licitatorio resultó con ciertas variantes, pues esta vez, se habilitó un sistema contractual de producción compartida<sup>5</sup>.

Por su parte, Repsol, que opera el bloque BM-C-33 en alianza con Statoil y PETROBRAS, ha comunicado a la ANP la presencia de una columna de unos 300 metros de hidrocarburos de buena calidad en el pozo Seat 2, en el presalino brasileño, concretamente en la formación Lagoa Feia, a 6.225 metros de profundidad.

La producción de los yacimientos PreSal supera actualmente los 500.000 barriles de petróleo al día, casi el triple frente a lo producido en el año 2012, y ahora equivale a casi una cuarta parte de la producción total de PETROBRAS.

## Perú

El Ministerio de Minas y Energía proyecta que los 200 mil usuarios residenciales conectados actualmente, ascenderán hacia el año 2020 hasta alcanzar un millón de conexiones de gas natural, que se distribuirán en diversas zonas del país. En 2015 se incorporarán 15 ciudades del interior mediante el desarrollo de gasoductos virtuales y el abastecimiento a través de GNL (Pampa Melchorita) o GNC, y su transporte en camión. Los proyectos más prominentes se desarrollarán en la zona norte y sur del país, a través del auspicio de Proinversión. Se calcula un precio final de gas estimado del orden de los 3,8 USDMMBTU a los 4 USDMMBTU.

Actualmente el mayor consumo de gas lo concentran las centrales de generación termoeléctrica y las industrias, pero el Ministerio incluye entre sus objetivos de planificación el ampliar el servicio a los consumidores minoristas locales, especialmente residenciales.

En este marco, el gobierno de Perú ha suscrito una adenda al contrato de Camisea del Lote 88 ubicado en Cusco, para que todo el gas sea destinado exclusivamente al mercado interno. Dichas reservas ascienden aproximadamente a los 10,32 TCF.

En el año 2005, el Estado suscribió un contrato con el Consorcio Camisea para dar en garantía 2,5 TCF de gas del Lote 88, destinado al proyecto de exportación de gas natural licuado de Perú GNL en el Lote 56 de Repsol, pero a partir de 2014 será destinado únicamente al mercado interno.

Un elemento a destacar es que fue adjudicada la licitación para la construcción del Gasoducto Sur, que incluyen un primer tramo a las ciudades de Malvinas, Chiquintirca, Quillabamba y Antay; y en un

<sup>5</sup> La oferta ganadora está liderada por PETROBRAS (40%), Shell y TOTAL (cada una por un 20%), y las estatales chinas CNPC y CNOOC (por 10% cada una) y habilita a explotar durante 35 años el campo de Libra. Las empresas propusieron el porcentaje mínimo de 41,65% de excedente de petróleo (profit oil) para el Estado, exigido por el gobierno brasileño para ganar la subasta, y deberán pagar un bono de USD 6.900 millones a las arcas públicas, además de las regalías cuando el crudo sea explotado.

segundo tramo a Anta, Espinar, Arequipa, Matarani e Ilo. El consorcio ganador fue el constituido por la empresa española Enagás y la brasileña Odebrecht. El gasoducto asciende a los USD 4.000 millones tendrá una longitud de 1.000 kilómetros y presenta una capacidad de 22 millones m<sup>3</sup>/día.

Las obras de la infraestructura de transporte de gas facilitarán la certificación de reservas de gas y líquidos en los lotes 88 y el 58, en Malvinas, y el 76, en Madre de Dios. El recorrido está comprendido con un inicio en el yacimiento de gas natural de Camisea, ubicado en selva sur de Perú y luego cruzará los Andes hasta la región costera de Moquegua, donde operan grandes mineras en el sur del país.

La construcción del gasoducto requiere de numerosos permisos multisectoriales del gobierno central, regional y local. Según recientes publicaciones, Odebrecht ha mencionado que la obra finalizará en 2017. Más allá del objetivo de masificar la utilización del gas natural para uso doméstico o de impulsar la industria petroquímica, una parte de la rentabilidad del Gasoducto Sur Peruano podría estar determinada por la posibilidad de exportar electricidad hacia Chile.

El desarrollo de infraestructura seguirá en ampliación. El Ministerio de Energía y Minas anunció que el gobierno tiene previsto dar en concesión la construcción y operación de un ducto para llevar el gas natural al centro y norte de Perú durante el año 2015. Se ha proyectado que tal ampliación deberá realizarse por una capacidad de 45 millones m<sup>3</sup>/día.

### *Venezuela*

Recientemente se ha publicado que Petróleos de Venezuela (PDVSA) evalúa yacimientos en su zona marítima. Los reconocimientos realizados en el área de Campo Dragón, del Proyecto Mariscal Sucre, sumarían unos 8,5 millones m<sup>3</sup>/día, hecho nada desestimable si se considera que existió un corte de abastecimiento de gas desde Colombia que dejó a la ciudad de Maracaibo sin luz, y que, por ende, se requiere avanzar en encontrar otras fuentes de suministro local.

Las actividades del Proyecto Mariscal Sucre contemplan el desarrollo de cuatro campos, ubicados en el norte de la península de Paria, Dragón y Patao, Mejillones y Río Caribe, para producir hasta 34 millones m<sup>3</sup>/día de gas y 28 mil barriles de condensado.

Adicionalmente PDVSA ha firmado un acuerdo con las empresas Repsol (España) y ENI (Italia) para la culminación del proyecto gasífero Rafael Urdaneta, en aguas del golfo de Venezuela. Se informó que la firma de estos acuerdos abre las puertas para la explotación de condensados en el bloque Cardón IV, en la península de Paraguaná, estado de Falcón, al noreste del país. Este es uno de los proyectos más importantes en desarrollo, e incluye trabajos adicionales en tierra para una planta de tratamiento, unido a ductos destinados al transporte del fluido. Después de hallar más de 400 mil millones de metros cúbicos de gas, el proyecto Perla aumentaría la producción de gas de Venezuela y reduciría la dependencia de otros combustibles que se han utilizado desde el 2010 para generar electricidad durante la crisis energética. Se espera que el proyecto se encuentre operativo hacia fines de 2014. Su producción inicial está estimada en 5,7 millones m<sup>3</sup>/día.

Para finalizar, PDVSA comenzará a desarrollar sus primeras exploraciones de gas de esquisto en el occidente del país, en el Lago de Maracaibo, a través de una sociedad con la brasileña PETROBRAS.

Vale la pena destacar que como consecuencia de la revolución de los no convencionales en Estados Unidos, las exportaciones de Venezuela han caído a su nivel más bajo en el último cuarto de siglo, lo cual revela la gravedad de la crisis en la que se encuentra la principal industria venezolana.

Los datos de la EIA, revelan que durante todo 2013 los envíos desde Venezuela se ubicaron en el promedio de 796.000 barriles diarios, 17% menos que en 2012.

En este marco, se han verificado una serie de medidas que demuestran la complejidad de la situación como lo sería el aumento del precio de los combustibles en el mercado interno. A ello hay que agregar la reciente propuesta pública del gobierno venezolano de vender uno de sus principales activos internacionales, Citgo Petroleum Corporation, que es de las mayores refinadoras y comercializadoras de combustible en Estados Unidos. Venezuela ya estaría considerando tres ofertas de compra presentadas a nombre de sus clientes por los bancos de inversión Goldman Sachs, J.P. Morgan y Deutsche Bank. Su valuación superaría los USD 13.000 millones.

### *Bolivia*

El 22 de julio de 2014 la consultora canadiense GLJ Consultants confirmó que las reservas de gas boliviano suman 10,45 trillones de pies cúbicos (al 31 de diciembre de 2013), es decir, apenas medio TCF más que lo que certificó la consultora Ryder Scott en 2009. Bolivia consume actual-

mente cerca de 1 TCF anual entre el consumo interno y los compromisos de exportación. Este hecho posee especial relevancia si se consideran en perspectiva el plazo temporal disponible y las negociaciones que se vienen realizando tanto con Brasil, como con Argentina para aumentar los volúmenes de exportación a mediano plazo.

El contrato de exportación a Brasil, actualmente provee 31,5 millones m<sup>3</sup>/día y su vigencia finaliza en 2019. El acuerdo con Brasil, que se honra desde los pozos tarijeños de San Alberto y San Antonio, es responsable de más de la mitad de los ingresos del país y también de las regalías departamentales. Con Argentina, los volúmenes de inyección se han ido incrementado hasta alcanzar, a inicios de 2014, los 17 millones de exportación diarios, con amplias posibilidades de lograr los 24 millones m<sup>3</sup>/día en un breve lapso (mediados de 2015). Según datos de YPFB, la actual capacidad de producción de Bolivia llega a los 65 millones m<sup>3</sup>/día, cifra muy superior a la demanda total actual.

En 2014 se ha mantenido vigente la política de industrialización de los hidrocarburos. Los dos grandes mega planes se circunscriben a los proyectos de urea y amoníaco, a partir de la planta separadora menor de Río Grande, y los proyectos de Etileno y Propileno<sup>6</sup> que se instalarán en el Gran Chaco, actualmente a cargo de la Empresa Boliviana de Industrialización de los Hidrocarburos (EBIH). El gobierno estudia invertir cerca de USD 5.000 millones en esta última iniciativa.

Las plantas de amoníaco y urea de Cochabamba, adjudicadas a la empresa de origen coreano Samsung, registran un avance global del 42%. Se estima una producción de 2.100 toneladas de fertilizantes que potenciarán el agro boliviano. El objetivo es iniciar sus operaciones en el primer semestre de 2016.

La obra, que se ejecuta con un presupuesto de USD 862,5 millones servirá para procesar gas natural y extraer el amoníaco que, a su vez, será convertido en urea, destinado a fertilizantes. Se proyecta que el 15% de lo producido irá destinado al mercado interno y el restante al externo, con preferencia al mercado brasileño.

La planta de separación de líquidos de Río Grande<sup>7</sup> en Santa Cruz, cumplió en agosto de 2014 su primer año de funcionamiento y alcanzó una ganancia de USD 147 millones para el Estado, según el informe de gestión del directorio de YPFB. Río Grande permitió abastecer de gas licuado de petróleo al mercado interno, evitando de este modo los requerimientos históricos de importación. Asimismo, ha permitido su exportación a Paraguay (92%), Uruguay (5%) y Perú (2%).

Tras separar los líquidos del flujo de gas que va a Brasil, Río Grande produjo, 108.773 toneladas métricas de GLP, cifra de la que el 71,5% se destinó al mercado interno y 28,5% a la exportación. En el país se verifica una demanda interna de 1.089 toneladas métricas diarias de GLP, de las cuales la planta separadora cubre el 20%.

Junto a la planta separadora de líquidos, también se construye en Río Grande una planta de GNL, que servirá para proveer de gas natural a 27 poblaciones intermedias en seis departamentos del país<sup>8</sup>.

La idea es convertir el gas natural en gas líquido, cargarlo a cisternas y transportarlo a poblaciones alejadas donde se instalarán plantas de regasificación. Allí, el combustible volverá a su estado gaseoso y se inyectará a un sistema de gasoductos para su distribución para el consumo doméstico, vehicular y comercial. Inicialmente se espera que estas primeras 27 poblaciones comiencen a recibir GNL durante el primer trimestre de 2015, y en un tiempo aún no precisado se aumenten otras 32 poblaciones. La inversión es de USD 144 millones, con recursos provenientes en su totalidad de YPFB.

Por su parte, la planta separadora de líquidos de Gran Chaco<sup>9</sup>, en Tarija, presenta un avance físico del orden del 55%. Su costo total superaría los USD 600 millones y su destino está pautado en un 20% para abastecer al mercado local y en un 80% para su exportación.

Finalmente, otro hecho relevante es que el Estado tomó el control del 55,5% de las acciones de la transportadora de hidrocarburos Transierra, con la compra del paquete accionario de PETROBRAS y TOTAL por USD 133 millones. Transierra opera el gasoducto Yacuiba-Río Grande (Gasyrg), de 432 kilómetros, que transporta

<sup>6</sup> El horizonte de la industrialización del polipropileno y el polietileno está fijado entre 2018 y 2022. Para entonces, se supone elevar las reservas y garantizar unos mercados continuos para el gas seco es una prioridad de Estado. YPFB estima una inversión de USD 40.000 millones en exploración y explotación hasta 2025.

<sup>7</sup> La capacidad de procesamiento de la planta es de 200 millones de pies cúbicos por día de gas natural, además, la planta tiene una capacidad de producción de GLP de 361 toneladas por día, aproximadamente 350 barriles por día (BPD) de gasolina natural y 195 BPD de Isopentano.

<sup>8</sup> YPFB instaló un 90% de red secundaria para suministrar gas domiciliario en la población de Challapata, en el departamento de Oruro y beneficiar a más de 6.000 personas con el proyecto del GNL. En ese sentido, también se realiza la construcción de la Red Secundaria, que es el tendido de una tubería de polietileno que servirá para la alimentación doméstica y comercial, y que en la actualidad presenta un 90% de avance. De igual manera, se realizan instalaciones internas con un 34% de avance y la construcción de una estación de regulación.

<sup>9</sup> La planta de separación de líquidos Gran Chaco tendrá una capacidad de proceso de 32,2 millones m<sup>3</sup>/día para producir entre 2.156 a 3.144 toneladas métricas diarias (TMD) de etano, 1.542 a 2.247 TMD de GLP, 716 a 1.044 barriles de isopentano (BPD) y 1.137 a 1.658 BPD de gasolina.

gas desde los campos de Gran Chaco, en Tarija, pasando por Chuquisaca hasta Río Grande, en Santa Cruz, donde está el principal centro de las exportaciones del energético hacia Brasil.

La empresa transportadora tiene la capacidad de movilizar cerca de 34 millones m<sup>3</sup>/día de gas, que se producen en los megacampo gasíferos de San Antonio y San Alberto, localizados en Tarija. Con la compra de las acciones de Transierra S.A. ahora YPFB logra la hegemonía en el transporte de hidrocarburos y el control de toda la cadena hidrocarburífera.

### Chile

La política energética chilena, plasmada en su Agenda de Energía 2014 presentada por el Ministerio de Energía, proyecta seguir incorporando al gas natural en su matriz energética. En este sentido, durante el próximo semestre de 2014, mediante un proceso de *open season*, se planificará la ampliación de la terminal de regasificación de gas natural licuado de Quintero, llevándola, en principio, a su máxima capacidad de regasificación que alcanza los 20 millones m<sup>3</sup>/día.

Este proceso de ampliación, se sumará a la inversión actualmente en curso, que hacia octubre de 2014, incrementó el procesamiento de la terminal de Quintero de 10 millones m<sup>3</sup>/día de gas a 15 millones m<sup>3</sup>/día.

Paralelamente en mayo de 2014, se inauguró un estanque de 187 mil metros cúbicos de capacidad de almacenamiento (equivalente a un buque de GNL) en la terminal de Mejillones, lo que garantizará una mayor seguridad energética. El desarrollo ha requerido una inversión de USD 200 millones.

Los proyectos de regasificación de GNL, vigentes actualmente son FSRU Gas Atacama, proyectado para el año 2018, con una capacidad de regasificación de 10 millones de gas diarios<sup>10</sup>; y la terminal flotante Quintero, también prevista para regasificar 10 millones de caudal máximo y con una fecha estimada de inicio en 2017. El proyecto Octopus-Bío Bío se encuentra suspendido en estos momentos.

En este sentido, la Empresa Nacional de Petróleo de Chile (ENAP), está avanzando en su tarea de buscar fórmulas para impulsar una mayor presencia del gas en la matriz eléctrica<sup>11</sup>, tal como planteó el gobierno en el marco de la Agenda de Energía 2014<sup>12</sup>.

Una estrategia de negociación que inició recientemente con Codelco es para desarrollar (y eventualmente adquirir) la central térmica Energía Minera. Esta unidad a carbón pertenece a Codelco y tiene una capacidad de generación de 1.050 MW. La intención de ENAP es impulsar esta generadora, transformando la fuente de energía que utiliza actualmente (carbón) a GNL.

El proyecto de la central térmica Energía Minera está ubicado en la zona de Quintero. La energía que generaría esta unidad se conectaría al Sistema Interconectado Central (SIC) mediante una línea de ocho kilómetros de 500 kilovoltios (kV). La transformación de Energía Minera en una central a GNL asegurará la demanda por este combustible y daría viabilidad a la ampliación del terminal de GNL Quintero.

Otro de los objetivos a corto y mediano plazo consiste en disminuir el costo de la generación eléctrica<sup>13</sup> y, a su vez, desincentivar las emisiones de gases que producen el efecto invernadero (CO<sub>2</sub>)<sup>14</sup> esto en un marco en el que el mayor proyecto de generación hidráulica, Hidroaysén, se ha paralizado por motivos ambientales, por lo que se han comenzado discutir las condiciones de abastecimiento actual, y puntualmente en ese marco, los precios del GNL abonados. Cabe mencionar que ENAP pagaría entre 10 USD/MMBTU y 12 USD/MMBTU y se requiere de una disminución para aumentar la competitividad en este segmento<sup>15</sup>.

Con el objeto de diversificar las fuentes de provisión de GNL y lograr negociaciones en términos de precio, el Ministro de Energía de Chile y autoridades de ENAP han asistido a la terminal de Estados Unidos, Sabine Pass (en el estado de Louisiana). Como producto de dicho encuentro se llegó a especular que

<sup>10</sup> FSRU Gas Atacama ha recibido la aprobación de los organismos ambientales en 2013 y actualmente se encuentra en negociación de contratos.

<sup>11</sup> Chile desea aumentar el aporte a la matriz energética de generación a través de gas natural, que actualmente representa en torno al 16% del sistema. Así, ENAP ofrecerá (a subasta) contratos de gas natural y capacidad de regasificación por 1,1 millones de metros cúbicos al año a generadores eléctricos por diez años.

<sup>12</sup> A más tardar en 2015 se definirá si la petrolera estatal chilena ENAP participará en la construcción de una tercera terminal de GNL, que en principio se proyecta localizar en el área centro o sur del país. El Estado intentará resolver la estrechez energética que enfrentará en los próximos años, luego de la cancelación de importantes proyectos hidráulicos y termoelectrónicos.

<sup>13</sup> El Ministerio de Energía proyecta reducir los costos marginales de electricidad durante este período de gobierno en un 30% en el Sistema Interconectado Central (SIC), de manera que el costo marginal promedio del año 2013, de USD 151,36 megavatios hora (MWh), sea inferior a USD 105,96 MWh en el año 2017.

<sup>14</sup> Es preciso mencionar la eventual aplicación de impuestos a las emisiones de CO<sub>2</sub> que se propondría en la reforma tributaria y que ha comenzado a afectar de las definiciones de inversión de largo plazo.

<sup>15</sup> Según el Ministerio de Energía en el año 2013, los precios medios de mercado rondaron en el SIC en los USD 112 MWh y en el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) en USD 108 MWh. La industria chilena está enfrentando uno de los precios más altos de la energía eléctrica en América Latina.

debido al Tratado de Libre Comercio (TLC) firmado entre ambas naciones, ese gas podría importarse sin costo arancelario alguno, con el consiguiente efecto económico positivo. No obstante, a posteriori, British Gas (BPG), actual proveedor de GNL de ENAP, Metrogas y Endesa, que tiene contratada la capacidad del primer tren de licuefacción de dicha terminal, ha relativizado esas nuevas condiciones esperadas, pues, señala que esta nueva fuente se sumará al actual portafolio de proveedores que forman parte del acuerdo existente. Se estima que la provisión desde Estados Unidos estará disponible hacia fines de 2015 o inicios de 2016.

En este sentido, también Gas Natural Fenosa ha suscrito un contrato de largo plazo con la firma chilena Minera Escondida, operada por BHP Billiton, a la que suministrará GNL a partir del año 2016. El combustible será entregado en la terminal de GNL de la localidad de Mejillones.

Según el acuerdo, la multinacional española abastecerá el combustible de su portafolio global, que incluirá, a partir de mediados de 2016, GNL procedente de la planta de licuefacción de Sabine Pass, y utilizará la futura apertura del Canal de Panamá con las correspondientes optimizaciones logísticas. Estas nuevas entregas de GNL en la terminal de Mejillones permitirán activar la operación de la central eléctrica de Kelar, actualmente en construcción. La energía generada por esta planta suplirá la creciente demanda de Minera Escondida, reemplazará la generación a carbón y evitará la emisión anual de hasta 1,5 millones de toneladas de CO<sub>2</sub>.

La provisión de GNL (cuenca Pacífico) provista por Estados Unidos abrirá entonces un nuevo marco de negociación y probablemente constituirá un elemento moderador de los actuales precios del insumo abonados por Chile. Esta perspectiva se enmarca en los objetivos propuestos por el Ministerio de Energía que proyecta alcanzar mecanismos que minimicen la volatilidad del precio de los combustibles.

La Agenda de Energía 2014 también estipula complementar los esfuerzos anteriormente mencionados, y promover el desarrollo de energías renovables, al prometer que un 45% de la capacidad de generación eléctrica que se instalará en el país entre los años 2014 a 2025 provenga de este tipo de fuentes. Asimismo, según el Ministerio de Energía se fomentará el uso eficiente de la energía, estableciendo una meta de ahorro de 20% al año 2025.

## Uruguay

La situación del mercado de gas uruguayo se ha complicado desde que Argentina redujo progresivamente sus entregas. Durante 2013, las importaciones de gas totalizaron 59 millones de m<sup>3</sup>, lo que representa una caída de 7% respecto a 2012 y la mitad de lo que se compraba hace siete años, según el Balance Energético Preliminar que elabora el Ministerio de Industria. Gran parte del abastecimiento está destinado a los usuarios residenciales y pequeños comercios, pues la industria es la que ha sufrido la mayor proporción de cortes.

Por este motivo, el gobierno de Uruguay ha promovido el desarrollo del Proyecto de Regasificación Gas Sayago que en 2014 logró el otorgamiento de un crédito por USD 82,6 millones por parte de CAF -banco de desarrollo de América Latina- para financiar la construcción del gasoducto y el dragado de la zona donde se ubicará la futura regasificadora.

Además, la empresa francesa GDF SUEZ, que ganó la licitación para construir la planta, informó en febrero de 2014 que, junto con su socio Marubeni, alquiló una unidad flotante de almacenamiento y regasificación (FSRU, por su sigla en inglés). La FSRU tendrá 345 metros de largo y 55 metros de ancho, lo que le permitirá a la terminal GNL del Plata tener una capacidad de almacenamiento a largo plazo de 263.000 m<sup>3</sup> y una capacidad de regasificación de 10 millones m<sup>3</sup>/día, expandible a 15 millones m<sup>3</sup>/día.

Esta planta regasificadora se construye en Puntas de Sayago y, según un informe de la Dirección Nacional de Energía (DNE), su instalación brindaría beneficios directos de USD 1.691 millones en un período de 20 años, teniendo en cuenta los ahorros de UTE y ANCAP, la disminución de costos para los usuarios y los ingresos fiscales por la inversión que llevará a cabo GDF Suez. La unidad estará anclada a 4 kilómetros de la costa de Montevideo, en la terminal GNL del Plata, que tendrá la capacidad para recibir barcos metaneros de hasta 218.000 m<sup>3</sup>.

LA SITUACIÓN DEL MERCADO DE GAS URUGUAYO SE HA COMPLICADO DESDE QUE ARGENTINA REDUJO PROGRESIVAMENTE SUS ENTREGAS.

Hasta que se entregue la nueva FSRU, a finales de 2016, se utilizará como solución puente el buque de regasificación de GDF SUEZ, Neptune, lo que permitiría comenzar con la actividad comercial de la terminal en 2015.

Por su parte, la empresa Gas Natural Licuado del Sur (GNLS)<sup>16</sup>, a la que Gas Sayago (una firma propiedad de UTE y Ancap) le adjudicó la construcción y puesta en marcha de una planta regasificadora en Punta Sayago, solicitó al Banco Interamericano de Desarrollo (BID) un crédito por USD 200 millones para llevar adelante la obra, verificándose su confirmación y que podría ser ampliado a futuro. El monto representa un tercio de la inversión estimada en la construcción y operación de la escollera, la recepción de las instalaciones y las conexiones con el gasoducto. La inversión total será aproximadamente de USD 1.225 millones y el proyecto vincula a GNLS con el Estado uruguayo por un lapso de 15 años<sup>17</sup>.

Desde 2008, Uruguay invierte el 3% de su PIB anual con el objetivo de modificar estructuralmente su matriz energética. El sistema está basado en la asociación del sector público y empresas privadas. La Dirección Nacional de Energía abre subastas y concursos, y elige la tecnología más madura y rentable para el país.

El gobierno ha realizado un gran esfuerzo en la introducción de energías renovables, particularmente la eólica, con resultados exitosos. Así, producto de la introducción de energías renovables en la matriz energética, se estima que pronto un 40% de la matriz sea provista con energías verdes<sup>18</sup>.

La empresa española R del Sur ha construido el mayor parque eólico de la nación, con 25 aerogeneradores de tecnología española. La inversión fue de USD 100 millones y se proyecta otra de igual envergadura. Dentro de diez años, el país que tanto llegó a depender de las importaciones de petróleo, podría ser autosuficiente e incluso convertirse en exportador de energía.

Para finalizar, Uruguay continúa el proceso de exploración y perforación<sup>19</sup> en la búsqueda de hidrocarburos. En julio de 2014, comenzará la perforación del primer pozo de prospección de petróleo en las costas del Atlántico frente a Uruguay. A cambio del trabajo de prospección, el gobierno ofrece un contrato de explotación de 30 años a las empresas implicadas en el proceso. Uruguay ya ha realizado la Ronda I, II (donde la profundidad del mar en esa zona supera los 2.000 metros) y estaría pronta a lanzar la Ronda III (en cercanías de la frontera con Brasil y Argentina y en la zona cercana a Punta del Este) en diciembre de 2014.

### *Trinidad y Tobago*

El país posee la segunda mayor planta de licuefacción de gas del mundo, en manos de la empresa local Atlantic, antiguamente participada por la española Repsol (quien vendió a fines de 2013 sus activos a la anglo-holandesa Shell).

En este sentido, se continúa con el proyecto para construir y activar en 2016 otro tren de GNL de 3,2 millones de toneladas anuales, que se agregaría a la capacidad actual de licuefacción de 15,2 millones de toneladas anuales.

De acuerdo con las últimas publicaciones disponibles, las reservas probadas alcanzan a los 12,24 TCF. Actualmente se encuentran en desarrollo tareas de exploración. En 2014, REPSOL ha realizado un nuevo descubrimiento de hidrocarburos en aguas de Trinidad y Tobago, dentro del campo Teak, en el bloque TSP, situado al este de la isla de Trinidad.

Los recursos estimados en el pozo se situarían en el entorno de los 40 millones de barriles, una cifra que implica un aumento en las actuales reservas del campo, así como el alargamiento de la vida del mismo y la incorporación de nueva producción.

### *Potenciales consumidores en el Caribe*

Los países del Caribe tienen una alta dependencia al consumo de combustibles líquidos. Según un informe publicado por el BID en 2013<sup>20</sup>, consumen más de 320.000 barriles por día aproximadamente.

<sup>16</sup> La empresa GNLS figura como firma local de Gaz de France Suez (GDF Suez).

<sup>17</sup> El 1<sup>o</sup> de octubre de 2013 GDF Suez firmó un contrato del tipo BOOT (*Build, Own, Operate and Transfer* - Construir, Poseer, Operar y Transferir) de 15 años con Gas Sayago S.A. para los servicios de almacenamiento y regasificación de GNL en Uruguay. En enero de 2014, Marubeni se incorporó como socio del 50% del proyecto.

<sup>18</sup> Para 2015 se ha establecido como meta que una proporción de la matriz de energía primaria se abastezca con energía: eólica (7%), solar (1%), biomasa (10%), bioelectricidad (5%) y biocalor (15%), lo cual, sumado a la hidroelectricidad, superaría el 50% del total.

<sup>19</sup> Los datos recogidos en los dos últimos años contienen más de 38 mil km<sup>2</sup> de datos sísmicos 3D, más de 7.500 km<sup>2</sup> de datos sísmicos 2D, alrededor de 250 muestras de sedimentos, entre otros detalles.

<sup>20</sup> BID (diciembre de 2013). *Pre-feasibility study of the potential market for natural gas as a fuel for the power generation in the Caribbean*.

te. De ese total un 67% corresponde a República Dominicana y Jamaica. La mayor parte de este volumen es destinado a la generación térmica, y, en determinados países muy pequeños, esta demanda llega a representar el 50%. Por tanto, su reemplazo por gas natural sería conveniente no solo por motivos ambientales, sino por la disminución de costos que ello implicaría<sup>21</sup>.

El BID estima que la demanda potencial de generación en el Caribe irá en aumento, y que dicho parque térmico podría llegar a desarrollar una nueva demanda por aproximadamente 22 millones de m<sup>3</sup>/día hacia el 2020. Asimismo, el documento se sustenta en los beneficios que la utilización de gas natural daría otro tipo de abastecimiento, tanto en término de precios, como en su efecto ambiental.

Cálculos proyectan que el precio del GNL regasificado en el Caribe podría resultar económico, entre 7 USD/MMBTU y 13 USD/MMBTU, dependiendo del país proveedor y de su cercanía. Este hecho se ve reforzado por el nuevo potencial *shale* de Estados Unidos.

Ahora bien, la posibilidad de desarrollar el mercado de gas natural requiere de la constitución de un mercado o hub, que permita coordinar e integrar las demandas conjuntas de todos los países. En este sentido, las estructuras existentes como el CARICOM (Caribbean Community) o el CARILEC (Caribbean Electric Utility Services Corporation), resultan de vital importancia.

Durante una visita oficial a República Dominicana en junio de 2014, el vicepresidente de Estados Unidos, anunció un plan de asesoría para ayudar a las naciones del Caribe a reformar sus sistemas energéticos, siempre y cuando cuenten con un marco legal claro, para que dejen de depender de las importaciones de combustibles fósiles que afectan negativamente sus economías. El funcionario estadounidense recordó que el Caribe es la región de Occidente que más depende de la importación de combustibles fósiles para la generación de energía. Se estima que se requieran unos USD 12.000 millones de inversión para satisfacer sus demandas de energía en el año 2035.

Estados Unidos anunció que a través de la Corporación para Inversiones Privadas en el Extranjero (OPIC, por su sigla en inglés), dedicará recursos al Caribe, con el fin de facilitar proyectos de energía renovable que cumplan con los requisitos de transparencia y de financiamiento a través de organismos crediticios e iniciativa privada.

Paralelamente, cada uno de los países intenta desarrollar estrategias para lograr la seguridad energética. Así en 2014, Nicaragua ha comenzado tareas exploratorias en el Mar Caribe para progresar en la búsqueda de hidrocarburos, mientras República Dominicana ha avanzado en la firma de un contrato de ingeniería para convertir a ciclo combinado a gas la central térmica La Mina<sup>22</sup>, en Santo Domingo, por un monto de USD 140 millones.

También son importantes los intentos por desarrollar infraestructura para conectar y abastecer de gas natural a los países de Centroamérica. En el primer semestre de 2014, Guatemala y México han suscrito un convenio para construir un gasoducto entre los dos países. El gasoducto unirá Salinas Cruz, en México, con Escuintla, en Guatemala, en un recorrido de 600 kilómetros: 420 km en territorio mexicano y 180 km en el guatemalteco. Según el proyecto, la construcción durará unos cuatro años y tendrá un costo de unos USD 800 millones que provendrán de un préstamo del BID del cual México absorbería el 60% y Guatemala el 40% restante. El gas natural serviría para la generación de energía eléctrica aplicada a la industria, en ramas como la metalurgia, la fabricación de materiales de vidrio, cemento y minería.

Otra forma de garantizar la seguridad energética es a través del desarrollo de energías renovables<sup>23</sup>. En este sentido, se destaca la instalación de una planta solar en el centro de República Dominicana, así como el proyecto que se está desarrollando en energía eólica (Parques Eólicos del Caribe y Grupo Eólico Dominicano), con un costo de USD 127 millones, financiando parcialmente por el BID (que otorgó USD 78 millones).

## Algunas novedades relevantes en el mundo

### *Estado Unidos: Desarrollo de gas y exportaciones de GNL*

El auge del desarrollo de los hidrocarburos no convencionales ha generado una profunda modificación en el panorama nacional de Estados Unidos y también en el internacional.

<sup>21</sup> Dicho volumen de importación de combustibles (320.000 bl/d) podría ser reemplazado por su equivalente en gas, unos 47 millones de m<sup>3</sup>/día.

<sup>22</sup> También se añadirán 114 un millón de vatios (MW) de potencia adicional a los 210 MW actuales.

<sup>23</sup> Costa Rica obtiene el 90% de su energía de fuentes renovables y renunció a explorar petróleo en su territorio hasta el año 2021.

Según cálculos de la EIA, ya en 2011 cerca del 95% del gas consumido en Estados Unidos era producido domésticamente. El Annual Energy Outlook, publicado por la EIA, ha proyectado un incremento de la producción de gas hacia el año 2040 que ascenderá a los 33,1 trillones de pies cúbicos. La mayoría de este aumento en la producción corresponderá a la explotación shale, que pasará de 7,8 trillones pies cúbicos (en 2011) a representar unos 16,7 trillones de pies cúbicos en 2040.

El desarrollo del *tight gas* también brindará valiosos aportes: en conjunto con el volumen shale gas, ambos superarán los 23 trillones de pies cúbicos en 2040, conforme cifras de EIA.

En este marco, se ha empezado a vislumbrar efectivamente la posibilidad de avanzar en la exportación de GNL desde sus terminales localizadas en el golfo de México y la Costa Este. Se estima que las exportaciones comenzarán a operar hacia fines del año 2015.

Según la legislación actualmente vigente, la exportación de GNL estaría aprobada una vez que se presente la solicitud para aquellas terminales que efectúen operaciones con países que han firmado el Tratado de Libre Comercio con Estados Unidos (FTA, por sus cifras en inglés). Cuando el país no es firmante de dicho acuerdo se requeriría de una autorización expresa del Departamento de Energía de Estados Unidos (DOE)<sup>24</sup>.

Para junio de 2014, se han autorizado diversas solicitudes desde terminales para la exportación<sup>25</sup> de GNL, entre las más relevantes y avanzadas en su proceso, se destacan: Sabine Pass Liquefaction, LLC, por 2.2 billones de pies cúbicos al día (bpc/día), Freeport LNG por 2,8 bpc/día, Lake Charles Exports, LLC por 2 bpc/día, Dominion Cove Point por 1 bpc/día, Cameron LNG, LLC por 1,7 bpc/día y Jordan Cove Energy Project L.P. por unos 1,2 bpc/día.

Resulta interesante que el volumen total de solicitudes de autorización a largo plazo para la exportación de GNL cursadas por todas las terminales existentes, asciende a los 39,31 billones bpc/día, lo que podría generar impactos de relevancia tanto en el comercio de GNL, como proferir un descenso marcado en su precio en la cuenca del Atlántico. Según un informe publicado recientemente por PLATTS, se estima que hacia el año 2020 las exportaciones de GNL de Estados Unidos alcanzarán un promedio de 9,1 bpc/día.

Como consecuencia del auge de producción *shale*, es posible que durante los próximos años, dentro del propio territorio de Estados Unidos, se verifiquen momentos de crecimiento de la demanda<sup>26</sup>, sobre la base de los menores precios de mercado, pero a su vez podrían hallarse períodos con valores sumamente bajos de retorno para los productores, debido a restricciones de infraestructura que podrían tardar en desarrollarse solapadamente con los yacimientos, generando excesos transitorios en ciertas áreas.

La producción total de gas, según PLATSS, presentaría un incremento importante, a colación de la explotación no convencional. Se proyecta una producción de 70,2 bpc/día para 2015, llegando a 2018 con 79,7 bpc/día.

### Seguridad energética en Europa

Hoy en día Europa está enfocada en el tema de la seguridad energética, pues importa un 53% de la energía que consume, y, de ese porcentaje, 39% corresponde al abastecimiento proveniente de Rusia. Ahora bien, un 55% de ese gas ruso circula por gasoductos en territorio ucraniano<sup>27</sup>.

Durante el Foro de Seguridad Energética<sup>28</sup>, celebrado en Berlín este año, se llegó a la conclusión de que el actual panorama de tensión política y un potencial desmembramiento de Ucrania<sup>29</sup> han

<sup>24</sup> Debiéndose demostrar la adecuación de tal autorización a la búsqueda del interés nacional.

<sup>25</sup> Se ha autorizado en estos casos tanto la exportación a países firmantes del Tratado de Libre Comercio, como no firmantes. En este último caso la autorización fue dada por el Departamento de Energía de Estados Unidos.

<sup>26</sup> PLATSS proyecta un crecimiento de la demanda del orden de los 13 bcf/día entre el año 2013 y el 2018. Parte de esa demanda podría originarse en las centrales térmicas que podrían llegar a consumir (bajo conversión y con nuevos proyectos) hacia 2020 unos 5,9 bcf/día.

<sup>27</sup> En breve comenzará a funcionar el gasoducto de la Corriente del Sur, que suministrará gas proveniente de Rusia por el Mar Negro, realizando un *bypass* sobre territorio ucraniano. Circularán unos 86.000 millones de m<sup>3</sup> de gas ruso al año. Este volumen era de 110.000 a 120.000 millones de m<sup>3</sup> antes de que entrara en funcionamiento la Corriente del Norte, un gasoducto por fondo del Báltico que une directamente a Rusia y Alemania. Con la entrada en funcionamiento de la Corriente del Sur, el tránsito por Ucrania puede contraerse en 60.000 millones m<sup>3</sup>.

<sup>28</sup> El jefe del gobierno de Ucrania, Arseni Yatseniuk, señaló recientemente y en varias oportunidades que el tránsito de hidrocarburos rusos por Ucrania puede verse afectado por las sanciones contra Moscú. El 60% del gas ruso en dirección a la Unión Europea circula por gasoductos que atraviesan el territorio ucraniano. El tránsito está regulado por un contrato entre la compañía estatal Naftogaz Ucrania y el monopolio de exportación ruso Gazprom.

<sup>29</sup> El Gobierno de Kiev intenta retener el este de Ucrania, en parte, debido a la existencia de gas de esquisto. Se trata de las reservas de gas de esquisto de Yuzovskiy, que se encuentran en la frontera de las regiones de Járkov y Donetsk. Sus recursos se estiman en más de 4 miles de millones de m<sup>3</sup> de gas.

puesto en evidencia la debilidad de la política energética en Europa. En mayo de 2014, la Comisión Europea, emitió un comunicado de prensa en el que se discuten diferentes tópicos para avanzar en la seguridad energética, y se mencionan otras medidas conexas, entre las que se destacan: a) crear una mejor y mayor interconexión entre sus países<sup>30</sup>, b) desarrollar mecanismos de incentivo que promuevan la eficiencia energética<sup>31</sup>, c) diversificar las fuentes de suministro<sup>32</sup>, d) aumentar la producción de energía sobre la base de inversiones en recursos renovables, y e) inclusive se ha avanzado en la concepción de crear un pool de compras único para toda Europa, que permita mejorar los precios de adquisición del GNL importado.

Por otra parte, Europa ha acelerado la construcción del gasoducto Langelend, que une Noruega con el Reino Unido. Con esta medida, la Unión Europea intenta alcanzar la meta de no importar más de un 30% de gas proveniente de Rusia en el corto plazo.

Vale la pena mencionar que hasta abril de 2014, Rusia suministraba el gas a Europa a un precio de 7,3 USD/MMBTU (en promedio), pero con el desarrollo de la crisis en Ucrania la tarifa podría aumentar en poco tiempo, a pesar de los contratos rubricados y de la queja que recibiera de la propia Comisión Europea.

Por estos motivos, además de buscar la diversificación de las fuentes de provisión, la Unión Europea ha entablado una extensa negociación con Estados Unidos para avanzar en la provisión de GNL. Probablemente el intercambio podría comenzar hacia fines de 2015.

Ahora bien, pese a los crecientes requerimientos de energía en Europa, el desarrollo *shale gas* y *shale oil* no se vislumbra en un futuro cercano. Los 27 estados miembros de la Unión Europea aún no avanzan en la legislación de los no convencionales para habilitar la explotación de sus yacimientos, debido a razones ambientales<sup>33</sup>.

El gobierno Británico sí permitirá la extracción de gas pizarra por el método de fractura hidráulica. Hasta el 64% de la campiña inglesa podría perforarse en la búsqueda de estos hidrocarburos. La medida incluye un nuevo marco que explica ciertos beneficios fiscales con el objetivo de lograr su promoción.

### *Proyectos de licuefacción de gas natural en Australia*

A finales de esta década y principios de los 90, Australia decidió comenzar la exportación de GNL. Desde entonces sus reservas se han multiplicado hasta llegar actualmente a más de 100 trillones de pies cúbicos. La relación reservas-producción continúa cercana a los 70 años, con crecientes exportaciones y, obviamente, sin dejar de abastecer su también creciente mercado interno.

La estrategia de crecimiento de Australia se ha basado en el abastecimiento de los mercados de Japón y los mercados deficitarios de Asia, China, Taiwán y Corea, en los que presenta una ventaja comparativa debido a su cercanía geográfica. A tales efectos, se ha embarcado en desarrollar su producción de gas convencional *offshore* en las cuencas de Carnarvon, Browse y Bonaparte. Lo más interesante es que también está promoviendo recursos de gas convencional y no convencional *onshore*, de gas asociado al carbón y de lutitas.

Hoy en día hay en funcionamiento siete trenes de GNL, con una capacidad de 85 millones m<sup>3</sup>/día y, a su vez, se encuentran en construcción (para su inicio, entre los años 2014 y 2017), 14 trenes de GNL con una capacidad total de 217 m<sup>3</sup>/día. En total, según proyecciones de mercado, se estima que hacia 2020, Australia tendrá una capacidad exportadora de GNL de 302 m<sup>3</sup>/día.

Gracias a todos estos proyectos, Australia se convertiría hacia el año 2020 en el país con mayores exportaciones de GNL, llegando a representar hasta un 25% del mercado global. Por tal motivo, podría inclusive superar a Qatar como exportador a nivel mundial en el mediano plazo.

<sup>30</sup> La Comisión Europea ha identificado cerca de 33 proyectos de infraestructura para aumentar la seguridad energética de Europa. Además, propone ampliar al 15% el objetivo de interconexión de la capacidad eléctrica instalada desde 2014 al 2030, mientras sus miembros ya se han comprometido a garantizar un 10% de interconectividad al año 2020.

<sup>31</sup> Se propone avanzar en las grandes ciudades, dado que el 40% del consumo de energía y 1/3 del consumo de gas natural se da en los edificios.

<sup>32</sup> En 2013, el 39% de las importaciones de gas de la Unión Europea, por volumen, procedió de Rusia, el 33% de Noruega y el 22% del norte de África (Argelia y Libia). Si bien la región mantendrá su relación con los socios existentes, procurará ampliar sus lazos con nuevos países asociados y nuevas rutas de suministro, cuenca del mar Caspio, ampliando el corredor meridional de gas, e incrementará suministro de GNL.

<sup>33</sup> Francia, Bulgaria, Rumania y la República Checa han suspendido la explotación de sus yacimientos por razones ambientales.

Continúa en proceso de desarrollo el proyecto de licuefacción costa afuera, denominado Floating LNG, liderado por Shell<sup>34</sup>. Se ha avanzado en la ingeniería y el diseño de la iniciativa, y la finalización de esta etapa estaría prevista para fines de 2014 o inicios de 2015. También se han dado pasos importantes para la aprobación ambiental preliminar por parte de las autoridades competentes.

### **Aspectos relevantes del sector público en lo referente a los roles del Estado y del sector privado en las diversas etapas del ciclo de los proyectos de infraestructura. Desarrollo empresarial para la provisión de infraestructura y sus servicios**

En el presente apartado, se analizan los elementos que conforman el ambiente del negocio hidrocarburífero, particularmente en su segmento de gas natural, a lo largo de toda la cadena (producción, transporte y distribución). Se establece un panorama de las acciones que emprenden los Estados: sus directrices en la construcción y el incentivo al desarrollo de inversiones, sus aspectos específicos y regulatorios, y los mecanismos de articulación entre el sector público y privado. Paralelamente, se establece otro foco que describe el desarrollo empresarial, sus características y su dinámica de funcionamiento en los casos que resulten más relevantes.

#### **Balanceando el rol del Estado y el mercado en la cadena de valor de la infraestructura**

- **La reforma energética en México plantea un nuevo rol del Estado. La apertura del sector energético, resulta estructural y se da en un sentido amplio: su liberalización incluye la producción, transporte, distribución, actividades de refinación, petroquímica e inclusive al sector eléctrico.**

La reforma energética liderada por México representa un cambio trascendente no solo en la historia de ese país, sino en toda América Latina y el Caribe debido a sus alcances y profundidad. En este sentido, el gobierno se ha propuesto modificar los artículos constitucionales 27 y 28, para liberalizar el mercado, a lo largo de toda la cadena. Asociadas a dichas modificaciones, existen un conjunto de leyes secundarias que también fueron alteradas. La reforma en el segmento de hidrocarburos establece que:

- La propiedad de los hidrocarburos en la superficie y el subsuelo sigue siendo de la nación.
- Se crean las empresas productivas del Estado, por lo que PEMEX iniciará un proceso de transición para su conversión. Por ejemplo, ahora estará sujeta únicamente a un techo presupuestal y contará con un régimen especial de contratación.
- Corresponde a la nación realizar las actividades de exploración y extracción de petróleo y demás hidrocarburos mediante asignaciones o contratos con las empresas productivas del Estado (teniendo PEMEX prelación con el establecimiento de una ronda cero), que, a su vez, podrán migrar sus asignaciones a contratos con particulares mediante las licitaciones que realice la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) y las adjudicaciones que haga la Secretaría de Energía (SENER), fortaleciendo las atribuciones de estas instituciones en exploración y extracción (artículos 25, 27, 28, 6, 10, 12 y 13 transitorios).
- También se podrán celebrar contratos con particulares mediante cuatro modalidades: de servicios; de utilidad compartida; de producción compartida y de licencia, cuyas contraprestaciones serán el pago del servicio; el porcentaje de utilidad de las ventas de los recursos; el porcentaje del hidrocarburo obtenido y la transmisión onerosa de los hidrocarburos extraídos, respectivamente.

<sup>34</sup> El emprendimiento tendrá capacidad suficiente para abastecer la demanda total de GNL de Japón. 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 m<sup>3</sup> anuales. La plataforma de licuefacción y almacenamiento comenzará a operar alrededor del período 2020/2021. Este proyecto duplica en capacidad al Prelude, plan anunciado por Shell, también localizado en el noroeste australiano que está previsto para ingresar en operaciones en 2017. Dicha planta producirá 3,6 millones de toneladas anuales de GNL.

- Se enfatiza la necesidad de priorizar la sustentabilidad en todas las actividades del sector, incorporando una estrategia de transición de combustibles y tecnologías limpias, y creando la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y Protección al Medio Ambiente (artículos 25 y 17, 18 y 19 transitorios).
- Se constituye el Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo, encargado de recibir, administrar y distribuir los ingresos derivados de las asignaciones y contratos de petróleo y demás hidrocarburos (artículos 28 y 14 transitorio).

En este marco, la reforma incluye una transformación de todas las actividades conexas, tales como el transporte y el almacenamiento de gas. Este proceso incluye el permiso de Acceso Abierto a las infraestructuras de transporte de gas y actividades vinculadas, flexibilizando el mercado de intercambio de gas y permitiendo a futuro su libre comercialización, pues:

- Se crea el Centro Nacional de Control de Gas Natural (CENAGAS), encargado de la operación del sistema nacional de ductos de transporte y almacenamiento, en donde PEMEX transferirá los recursos necesarios para la administración y la adquisición de esa infraestructura y de los contratos vigentes con particulares (artículo 16 transitorio).
- La petroquímica básica deja de ser una actividad exclusiva del Estado, y las actividades de procesamiento de gas natural, refinación, transporte, almacenamiento y distribución por ductos podrán ser realizadas por los particulares mediante el otorgamiento de permisos (artículos 27 y 10 transitorio).
- Se crea la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y Protección al Medio Ambiente que regulará y supervisará la seguridad industrial, operativa y el cuidado del medioambiente de las instalaciones y actividades del sector incluyendo el desmantelamiento y abandono de las mismas, así como el manejo de residuos (artículos 25 y 17, 18 y 19 transitorios).
- Se fortalecen las atribuciones de la SENER, facilitándole el otorgamiento de permisos para el tratamiento y refinación de petróleo y procesamiento de gas natural; y de la CRE, al permitirle regular y otorgar permisos para el almacenamiento, transporte y distribución por ductos de petróleo, gas, petrolíferos y petroquímicos, así como controlar el acceso a terceros a ductos de transporte y almacenamiento de hidrocarburos y sus derivados (artículos 28 y 10 transitorio).

Este proceso de reforma también permite una modificación en el sector eléctrico, pues se trata de un actor clave en la demanda de gas de México. La reforma actual excluye del concepto de servicio público a la generación eléctrica (artículo 27). Además, la CRE tendrá la atribución de regular y otorgar permisos de generación, así como las tarifas para la transmisión y distribución (artículo 10 transitorio)<sup>35</sup>.

La modificación del marco regulatorio de la industria energética intenta desarrollar un mercado flexible que haga posible la apropiación de ganancias derivadas del arbitraje en los mercados, a través de la actividad de comercializadores independientes que intermedien, contraten y vendan energía a sus consumidores finales. Un hecho inédito que, sumado al principio de acceso abierto, podría promover el descenso de las tarifas, sobre todo las eléctricas, que se supone no resultan competitivas actualmente.

LA REFORMA ACTUAL EXCLUYE DEL CONCEPTO DE SERVICIO PÚBLICO A LA GENERACIÓN ELÉCTRICA

<sup>35</sup> En el sector eléctrico la reforma establece que corresponde a la nación la planeación y control del sector eléctrico nacional (artículos 25, 27 y 28). El Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) será un organismo público descentralizado encargado del control operativo del SEN; de operar el mercado eléctrico mayorista; de gestionar el acceso abierto y no discriminatorio a la red nacional de transmisión y redes generales de distribución, así como otras facultades que se podrán determinar en los próximos meses (artículo décimo sexto transitorio). La CFE transferirá los recursos que el CENACE requiera para el cumplimiento de sus facultades. Por otro lado, una vez creado el CENACE como organismo público descentralizado, este apoyará hasta por 12 meses a la CFE, para que continúe operando sus redes de manera eficiente (artículo 16 transitorio).

Se estima que la aplicación de las reformas estructurales, energética y financiera, permitirán una inversión en el sector energético de hasta USD 150.000 millones en los próximos cuatro años. Las inversiones que PEMEX realiza en su plataforma de explotación son de hasta USD 25.000 millones anuales, a lo cual se sumarían entre USD 50.000 millones y USD 60.000 millones adicionales hasta el 2018.

Las proyecciones también indican que el efecto derrame se hará extensivo al mercado de trabajo, con la generación de 500.000 nuevos puestos de trabajo en la industria energética.

Adicionalmente, en su proceso de liberalización del mercado energético, el gobierno de México promoverá una mayor integración con Estados Unidos, autorizando la compra de gas y electricidad de forma libre y sin restricciones por parte de los comercializadores. Cabe mencionar que hoy en día el 80% del gas importado (que asciende a los 1,4 millones de pies cúbicos diarios) proviene de Estados Unidos y el 60% de ese gas procede de Texas<sup>36</sup>.

Las estimaciones del gobierno indican que las importaciones mexicanas de gas natural se duplicarán en los próximos dos años por la mayor demanda interna y la nueva infraestructura en ductos transfronterizos.

Para el año 2016, la embajada estadounidense prevé que México importará 3 millones de pies cúbicos diarios, un aumento de 120,6% frente a los niveles actuales.

En el Programa Nacional de Infraestructura 2014-2018 que presentó el Ejecutivo, se considera la construcción de 18 gasoductos nuevos, de los cuales siete tocan puntos fronterizos o traspasan la frontera con Estados Unidos, en Arizona y Texas, principalmente. La demanda mexicana de gas natural seguirá incrementándose, ya que se prevé que México añadirá 28 gigavatios de capacidad eléctrica de ahora al 2027.

- **Algunos países de América que lideraron un exitoso proceso de inversión y de exportaciones de gas natural están comenzando a aumentar su penetración dentro de sus propias fronteras, promoviendo su uso no solo a gran escala, en industrias y generadoras térmicas, sino también en el segmento residencial. Se destacan dos casos de relevancia: Bolivia y Perú.**

Muchos países de Sudamérica que mantuvieron un patrón de desarrollo sustentado prioritariamente en la exportación de gas natural, han comenzado a priorizar su consumo interno, promoviendo proyectos que permitan el acceso de sus comunidades a este energético y proyectando a colación su futura industrialización.

Entre los objetivos de gestión que presenta Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) se destacan los de: a) garantizar el abastecimiento de gas natural para el mercado interno y cumplimiento de los contratos de exportación, b) masificar el uso de gas natural en domicilios, comercios e industrias, y brindar la infraestructura necesaria para la oferta de gas natural vehicular, c) asegurar el abastecimiento de combustibles para el mercado interno a través de la producción nacional e importación; y exportar excedentes, d) producir gas licuado de petróleo (GLP) y gasolinas a partir de la separación de líquidos en la planta de Río Grande, continuando la implementación en la planta de Gran Chaco, y finalmente e) desarrollar los proyectos de industrialización del gas natural.

Entre 2006 y 2014, en Bolivia se instalaron 410.000 redes de gas natural domiciliario<sup>37</sup>, con lo que se beneficiaron aproximadamente a 1,6 millones de usuarios, conforme el plan provisto en el área de Redes de Gas y Ducto de YPFB.

El proyecto para la extensión de redes de distribución y sus correspondientes ramales implicó una inversión (por parte de YPFB) del orden de los USD 408 millones de dólares, desde 2006 hasta la fecha. La meta proyectada a través de la gestión de sus políticas públicas es alcanzar el millón de conexiones en 2020.

Paralelamente, este proceso permitió disminuir la demanda de gas licuado de petróleo a unas 700 mil garrafas, que serán distribuidas en zonas periurbanas y en el área rural del país, donde comenzaron a sustituir los fogones a leña con cocinas que utilizan este combustible.

Adicionalmente, en Achacachi, Desaguadero, Copacabana, Guanay, Caranavi y Coroico en el departamento de La Paz, se trabaja en la implementación de GNL, al igual que en localidades de Pando y Beni.

<sup>36</sup> La mayor parte del GNL suministrado del exterior es de origen peruano.

<sup>37</sup> De ese total, 150.000 se encuentran en la ciudad de El Alto y aproximadamente 40.000 en La Paz.

El complejo hidrocarburífero construido por YPF con recursos propios en el municipio Cabezas, del departamento de Santa Cruz, en la planta de separación de líquidos Río Grande, ha comenzado con la tarea de industrialización del gas natural y destinó al mercado externo el excedente de la producción de gas licuado de petróleo<sup>38</sup>. Dicha planta es considerada por el Gobierno como el resultado palpable de la nacionalización de los hidrocarburos. Este desarrollo proyecta a Bolivia como exportador de gas licuado de petróleo y permitió solucionar el abastecimiento del combustible al mercado interno, recuperar los licuables de la corriente que se exporta a Brasil, eliminar la subvención y generar un ahorro de divisas para el país.

El gobierno ha lanzado nuevos proyectos de petroquímica que se articularán entre yacimientos petrolíferos fiscales bolivianos y el sector privado nacional. Las plantas de propileno y polipropileno forman parte del complejo petroquímico que se proyecta en el marco de la política de industrialización de los hidrocarburos en Bolivia<sup>39</sup>. Se promoverá el desarrollo de resinas de propileno para usos varios en conjunto con el sector privado.

El Ministerio de Minas y Energía de Perú, en su informe "Logros en los Sectores de Energía y Minas" (2014), señala entre sus alcances: a) la concesión del gasoducto del Sur Peruano<sup>40</sup>, b) la recuperación del gas del Lote 88<sup>41</sup> para el mercado interno y su prohibición con destino a la exportación, y c) los logros del Fondo de Inclusión Social Energético (FISE), que constituye un programa con recursos destinados para atender a las poblaciones más vulnerables<sup>42</sup>. El gobierno ha planteado entre sus objetivos para 2014, que los beneficios alcancen a todos los peruanos y, por ello, su preocupación fundamental es dotar de energía a quienes aún carecen de ella.

El FISE impulsa, además, la masificación del uso del gas natural y se señala en dicho informe, que a la fecha más de 200 mil familias reciben gas natural en sus domicilios y se adjudicaron contratos de concesión para beneficiar a 214 mil familias adicionales entre 2014 y 2022<sup>43</sup>.

Por otro lado, el organismo que promueve el desarrollo y la masificación del uso del gas por encargo del Ministerio de Energía y Minas, es la Agencia de Promoción de la Inversión Privada (PROINVERSIÓN). Dicha entidad se encuentra gestionando dos proyectos en su cartera: el sistema de abastecimiento de GLP para Lima y Callo; y el sistema de abastecimiento de GNL para el mercado nacional. Este último, implica habilitar una concesión del diseño, financiamiento, construcción, operación y mantenimiento de un sistema de suministro, que permitirá contar con una reserva de gas natural en estado líquido producido en la planta de Pampa Melchorita, con el fin de utilizarlo regasificado en las diferentes ciudades que deben ser abastecidas.

Los lineamientos promovidos por Perú, proyectan que hacia el año 2020 se alcanzará el millón de conexiones de gas natural, que se distribuirán en diversas zonas del país. En 2015 también se planea incorporar otras 12 ciudades del interior al plan de masificación y concesionar la prestación del servicio, para lo cual PROINVERSIÓN está realizando los estudios técnicos y regulatorios destinados a la concesión del servicio de distribución de gas por redes en esas localidades<sup>44</sup>.

<sup>38</sup> Durante el primer semestre del 2014, la venta de GLP a Paraguay, Perú y Uruguay llegó a 20.129,75 TM

<sup>39</sup> Con una inversión aproximada de USD 1.800 millones, YPF construirá en el departamento de Tarija las plantas de propileno y polipropileno para producir resinas (plásticos duros).

<sup>40</sup> Su concesión fue otorgada mediante concurso internacional el 30 de junio de 2014. Consiste en el diseño, construcción y operación de dos ductos: uno de gas natural desde Camisea hasta Ilo, con una longitud superior a los 1.000 km; otro –opcional– de líquidos de gas natural desde Camisea hasta el punto de derivación hacia el sur. El ducto de gas natural facilitará el suministro de este combustible a las regiones del sur del país (Cusco, Apurímac, Puno, Arequipa, Moquegua y Tacna). Adicionalmente, permitirá contar con un sistema de redundancia (seguridad energética), con la finalidad de evitar interrupciones del servicio de transporte de gas natural en la zona central del país. Se ha considerado que el ducto de gas natural pueda transportar etano, de manera que se genera la posibilidad de que en el futuro permita la instalación de una industria petroquímica del etano.

<sup>41</sup> Cabe recordar que en 2005 el Estado suscribió un contrato con el Consorcio Camisea para dar en garantía 2,5 TFC de gas del Lote 88, destinado al proyecto de exportación de GNL de Perú LNG en el Lote 56 de Repsol, pero a partir de 2014 será destinado únicamente al mercado interno.

<sup>42</sup> Hasta inicios de julio de 2014, se ha superado la cifra de 4 millones de personas beneficiadas en todas las regiones del país.

<sup>43</sup> Durante el segundo semestre de 2013, se adjudicaron dos contratos de concesión de distribución de gas por ductos con abastecimiento –transitorio hasta que lleguen los gasoductos– de GNL por camiones desde la Planta de Pampa Melchorita. La región norte incluye siete localidades con 150.000 usuarios a conectar en ocho años: Lambayeque, Chiclayo, Cajamarca, Pacasmayo, Trujillo, Chimbote y Huaraz. La región suroeste incluye cuatro localidades con 64.000 usuarios a conectar en ocho años: Arequipa, Tacna, Moquegua e Ilo. El monto de inversión estimado que involucran el desarrollo de la infraestructura de ambas concesiones de distribución alcanza un valor cercano a los USD 180 millones.

<sup>44</sup> Diez localidades serán abastecidas mediante transporte virtual por camiones con carga de GNC hasta que puedan ser abastecidas finalmente por los gasoductos que se proyectan.

- **Los cambios ocurridos en Argentina durante las últimas dos décadas, que precipitaron una importante participación estatal, están siendo analizados a la luz de los requerimientos de inversión necesarios para avanzar en un proceso rápido de afluencia de capitales y así garantizar el desarrollo de la explotación *shale* y *tight* (no convencional) y lograr la autonomía energética.**

La intervención del Estado en el mercado de energía fue generalizada y relevante desde 2002, con un cambio radical en el paradigma de funcionamiento de estos mercados. El segmento de gas natural fue uno de los que más alteraciones presentó, verificándose: a) un atraso importante en el precio, b) la interrupción de las relaciones contractuales entre distribuidores y usuarios, y sus correspondientes proveedores, ahora en manos de una mesa de despacho de emergencia, comandada por autoridades del gobierno nacional, c) una fuerte subvención a los precios de los consumidores finales por parte del tesoro nacional, d) la institucionalización del corte de suministro (a usinas e industrias) como forma de salvar los faltantes sistemáticos de gas natural en los inviernos y e) la interrupción casi total de las exportaciones con destino a Chile, Uruguay y Brasil.

En este contexto, Argentina conformó acuerdos de abastecimiento de gas natural con productores locales, en aras de garantizar el consumo de los usuarios prioritarios e industriales entre los años 2007 y 2011, rubricados en la resolución de la Secretaría de Energía 599 del año 2007 y su complementaria resolución 1.070 del 2008. Posteriormente dichos tratados fueron reemplazados por un esquema de inyecciones obligatorias, en todos los casos con penalidades disuasivas que incentivaban su cumplimiento mediante contribuciones económicas, pero que, a los fines prácticos, no han garantizado el aumento de la producción interna de gas natural.

Por el contrario, se verifica una caída sistemática en la producción de gas, a pesar de las resoluciones dictadas en 2012 y 2013, con precios de gas del orden de los 7,5 USD/MMBTU, únicamente para los volúmenes asignados al mercado doméstico que se generen en adición a los comprometidos con el Estado.

En esta situación, el gobierno argentino estimó que la única posibilidad de lograr la autonomía energética es mediante el desarrollo de los hidrocarburos no convencionales. Por tanto, se ejecutaron una serie de medidas, mediante el dictado de decretos emitidos por el Poder Ejecutivo, a saber:

- El Decreto PEN N° 929/2013, que además tiene el objetivo de ser la base para impulsar la firma de otros acuerdos con diferentes empresas en asociación con YPF en el área principal de desarrollo del *shale*, en Vaca Muerta. Este decreto: a) crea un tipo particular de concesionario para la explotación de hidrocarburos no convencionales, b) le permite a esos nuevos concesionarios explotar las áreas otorgadas por un plazo de 35 años, c) establece que las empresas que inviertan como mínimo USD 1.000 millones, podrán exportar a partir del quinto año el equivalente al 20% de sus producciones de petróleo y gas sin ninguna aplicación de retenciones d) dicta que la totalidad de las divisas provenientes de esas ventas podrán liquidarse libremente en el exterior.
- El decreto PEN N° 927/2013, que redujo los aranceles para la importación de bienes de capital destinados a la actividad hidrocarburífera. Así, las autoridades nacionales bajaron entre 20 y 14 puntos las tasas de impuestos vigentes para el ingreso de máquinas, equipos y estructuras prefabricadas de hierro o acero que se requieren para las tareas de exploración y explotación de hidrocarburos.

A pesar de los objetivos planteados, los alcances fueron limitados y, desde mediados de 2014, el Estado se encuentra gestionando un cambio en la ley para la industria de hidrocarburos. Esta nueva normativa se hace necesaria para darle una mayor certidumbre al marco de inversiones de largo plazo<sup>45</sup>. La propuesta recientemente ha recibido muchas críticas de las provincias productoras

<sup>45</sup> El dominio de las provincias sobre el subsuelo alcanzó rango constitucional en la reforma constitucional de 1994. Lo dispuso la Ley 24.145 de Federalización de Hidrocarburos y Privatización de YPF; y una década después, mediante la ley 26.197, se le transfirió a las provincias los yacimientos. Este hecho generó que fueran las provincias productoras las que presentan la potestad para asignar concesiones hidrocarburíferas y prorrogarlas. De manera que las definiciones en materia de hidrocarburos se encuentran muy diversificadas, desencadenando a largo plazo ciertas incertidumbres en una actividad intensiva en capital y de largo plazo.

de petróleo y gas, básicamente por las limitaciones que este nuevo esquema genera sobre la autonomía provincial en la definición de: a) regalías, b) impuestos, c) el abandono del derecho de acarreo que ejercen las compañías petroleras provinciales sobre proyectos e inversión, y d) la prórroga de las concesiones otorgadas hasta 2017, entre los más relevantes.

La política energética ha resultado fluctuante, con normas transitorias que alteraron las condiciones de certeza a largo plazo. Sus consecuencias se vislumbran en el actual esquema importador de gas y de combustibles, que resulta creciente y una condición estructural que se presenta desde 2008 hasta el presente.

- **En Colombia se han diseñado esquemas para desarrollar una industria del gas con contratos a largo plazo. La CREG ha emanado resoluciones que permitieron desarrollar compras y ventas entre los participantes, y también disminuir los precios de mercado.**

La CREG ha desarrollado nuevas reglas para la comercialización del gas natural, que buscan aumentar la liquidez y tener una formación de precios más eficientes. De hecho, su aplicación al finalizar el 2013 permitió reducir el precio del gas en (durante las negociaciones bilaterales) alcanzando los 3,8 USD/MMBTU.

La nueva regulación estableció la libertad de precios del gas, dio vía libre a la construcción de una planta de regasificación que permitirá importar o exportar el combustible, con el fin de garantizar los compromisos de energía de los generadores térmicos, y creó el gestor del mercado de gas, figura que ayudará a la transparencia del mercado al recopilar y hacer pública la información transaccional y operativa del sector.

Es importante destacar que la resolución de la CREG número 89 de 2013 regula las condiciones comerciales del mercado de mayorista de gas y evalúa las condiciones que deben gestarse en este sector para aumentar su flexibilidad y constituir condiciones de largo plazo para la compra de suministro y/o transporte de gas natural. Sus normativas complementarias son las resoluciones de la CREG número 123, 124 y 151 de 2013.

El proceso de comercialización de gas para los próximos años se llevó a cabo en el segundo semestre de 2013. De conformidad con la reglamentación de la CREG, ésta se realizó bajo el esquema de negociación bilateral. Este mecanismo permitió establecer condiciones contractuales con duración de hasta cinco años. Las condiciones de competencia se reflejaron en los precios que oscilaron entre 3,6 USD/MMBTU y 4,7 USD/MBTUD para los contratos con duración de un año, y entre 2,7 USD/MBTUD y 4,9 USD/MBTUD para contratos con duración de cinco años. Los precios regulados de los yacimientos del gas de la Guajira, que estaban indexados con los precios internacionales del *fuel oil* fueron desmontados, beneficiando con menores precios a toda la cadena de gas natural.

- **En Chile el desarrollo del mercado del GNL y su infraestructura se logró de una manera rápida con una intervención adecuada del Estado, promoviendo mecanismos regulatorios de articulación entre el sector público y privado.**

En el desarrollo del mercado GNL, el Estado facilitó la toma de decisiones de sector privado en la estructuración de los proyectos de importación de GNL (2 plantas terminales: Norte-Mejillones y Centro-Quintero QNGL), utilizando dos empresas públicas interesadas en la implementación de los proyectos: 1) ENAP por el consumo potencial de gas de sus refinerías, 2) Corporación Nacional del Cobre/CODELCO, consumidora intensiva de electricidad.

El marco regulatorio adoptado para la introducción del gas priorizó la instrumentación de contratos negociados libremente entre los agentes involucrados, siendo mínimas las regulaciones económicas referentes a precios/tarifas y acceso a la infraestructura de los acuerdos desarrollados. En una primera etapa de desarrollo de la industria, dichos lineamientos contractuales permitieron la estructuración de negocios en toda la cadena de valor de la industria, facilitando a los desarrolladores la toma de riesgos sobre la base de una integración vertical con contratos de largo plazo. Es decir, el Estado promovió modelos de negocio con amplia libertad a los agentes participantes para definir condiciones contractuales de compra

EL PROCESO DE COMERCIALIZACIÓN DE GAS PARA LOS PRÓXIMOS AÑOS SE LLEVÓ A CABO EN EL SEGUNDO SEMESTRE DE 2013.

de GNL, uso de las plantas terminales de GNL y venta de gas al mercado. Esto fue un aspecto positivo en una etapa inicial de desarrollo de negocios *green-field*. En ese esquema contractual la integración de los agentes participantes en la cadena de valor del gas redujo riesgos y facilitó el financiamiento de la infraestructura de terminales de GNL desarrolladas por entidades prestamistas: consiguió financiamiento de largo plazo para el 85% del proyecto de GNLQ ejecutado bajo la modalidad *project finance*.

Los cambios promovidos por el gobierno en las reglas del mercado eléctrico para introducción del gas, también resultaron un instrumento adecuado para el desarrollo de los proyectos de GNL, lo cual limitó la toma de riesgo de los generadores tomadores de contratos de largo plazo del GNL importado y en el uso de la capacidad de la planta de GNL.

En el presente, se ejecutan proyectos de expansión de las terminales existentes, lo que demuestra una consolidación de los negocios en operación. En el caso de la terminal GNLQ se está ampliando la capacidad desde 10 a 15 millones m<sup>3</sup>/día, instalando una tercera unidad de vaporización. Adicionalmente, hay varias iniciativas privadas, todas a nivel de estudio, con proyectos de desarrollo de FSRU, aplicando modelos de negocio similares a los actuales.

Por otra parte, en vista de la relevancia que los temas de seguridad presentan en la industria del gas, en particular en actividades vinculadas con el GNL, el gobierno desarrolló normas legales y reglamentarias respecto a las actividades particulares que conforman la cadena del GNL: la recepción del GNL en instalaciones portuarias, el diseño, construcción, operación, mantenimiento, inspección y abandono de Plantas de GNL, evaluación del impacto ambiental y el transporte, distribución y venta del gas natural.

A pesar de los aspectos positivos antes mencionados, el marco regulatorio de tipo contractual desarrollado hasta la fecha no promueve competencia en el mercado, con niveles de precios más altos que los que surgirían de un mercado más abierto a la participación de otros agentes. La renegociación del contrato de compra de GNL continúa determinando precios altos, pese a que el mercado relevante en el futuro para Chile será el de Estados Unidos, gracias al Tratado de Libre Comercio.

Además, del mecanismo de uso de capacidad de terminal en Quintero bajo un régimen de acceso cerrado, y en el marco de una industria ya consolidada en esta etapa, la CNE ha venido realizando desde 2010 estudios económicos para analizar aspectos regulatorios de las industrias, que demuestran que resulta beneficioso promover un sector más transparente y competitivo con regulaciones complementarias a las existentes que promuevan un acceso abierto a las facilidades de GNL.

- **En Argentina, la facilidad con la que se ejecutaron los proyectos de GNL (modalidad *fast track*) con fuerte participación del sector público a través de ENARSA, en un plazo menor al año, permitieron enfrentar rápidamente la escasez doméstica en la producción de gas natural y alivianar las restricciones de suministro al sector industrial y al de generación térmica.**

En el desarrollo del mercado GNL, el Estado llevó a cabo la estructuración de los proyectos de importación de GNL a partir de 2008 como respuesta a la crisis de abastecimiento de gas natural en invierno. En los inicios contó con participación privada en la UTE entre ENARSA e YPF (Escobar), solo en aspectos vinculados a la construcción y operatoria (*know how*). La primera terminal se inauguró en junio de 2008 (Bahía Blanca), la segunda tres años después (Escobar), y ambas con el fin de reforzar el abastecimiento de gas natural (actualmente es importación permanente durante todo el año).

La terminal de Bahía Blanca constituyó un hito de la ingeniería *offshore* de regasificación, pues, resultó la primera experiencia mundial (en 2008) de trasvase *ship to ship*, entre un FSRU y un metanero de GNL, que operan simultáneamente en las actividades de trasvase, almacenamiento y el servicio de regasificación. La terminal de Escobar, constituyó la primera terminal con regasificación *offshore* a nivel mundial (en 2011), que realiza dicha actividad en un esquema *ship to ship* en una zona costera de mínimo calado (en la desembocadura del río Paraná).

Los montos de inversión del proyecto de Bahía Blanca muestran que cuando existe infraestructura portuaria adaptable a este tipo de procesos, se minimizan muchos de los costos y tiempos del proyecto. Además, el esquema de desarrollo de ambos emplazamientos fue muy flexible para hacer frente a los picos de demanda en invierno (asistencia *peaking*).

Sin embargo, también se presentan algunos problemas en la importación de GNL, ya que se instauró en el marco de una política de subsidios al gas natural, lo cual ha generado un im-

pacto muy fuerte sobre las cuentas públicas y las externas (balanza de pagos) del país. Por otro lado, y a pesar de ser el principal importador de GNL de ALC (incluyendo México), Argentina aún continúa comprando en el mercado spot, lo cual ha incidido en los precios registrados.

- **En Brasil, el gran crecimiento en la demanda de gas natural y las incertidumbres en relación a la generación hidroeléctrica, y el riesgo de garantía de abastecimiento que en su oportunidad presentaban las importaciones de gas natural desde Bolivia, llevaron al Estado a propiciar, a través de PETROBRAS, la incorporación de proyectos de regasificación e importación de GNL, con el objetivo de diversificar la matriz de abastecimiento.**

El Ministerio de Minas y Energía es la entidad a cargo de autorizar a PETROBRAS para realizar la importación de GNL, y su exportación ante situaciones de exceso de oferta. Por autorización de ANP el GNL es adquirido por PETROBRAS y destinado prioritariamente a centrales térmicas (eventualmente a distribuidoras de gas natural).

Los proyectos de regasificación de GNL implementados (tres en total: Bahía de Guanabara, Porto de Pecém y TR Bahía, con una capacidad de regasificación de 41 millones m<sup>3</sup>/día) fueron positivos teniendo en cuenta la rápida respuesta con la que se implementaron para dar respaldo a la generación hidroeléctrica (principal fuente de generación eléctrica). Asimismo, la inserción del gas se dio inicialmente mediante un esquema de incentivos que propició el consumo de GNL en el segmento de generación.

En este sentido, existen desde el año 2000 una regulación y un programa específico para fomentar el uso del gas natural en generación térmica, como así también la construcción de centrales térmicas, mediante los cuales se establecen precios diferenciales para el gas empleado a tal fin (Programa de Prioridad Termoeléctrica – PPT).

El país posee, en PETROBRAS, una petrolera con capacidad técnico-operativa para gestionar y establecer acuerdos de compra de GNL. A su vez, al interior de Brasil, PETROBRAS es una compañía fuertemente integrada en lo concerniente al mercado de hidrocarburos, y en particular en la gestión global de la operatoria del GNL (adquisición del cargamento, gestión del FSRU de regasificación, despacho y transporte). Este esquema minimiza los riesgos, al integrar toda la cadena de gas a través de Gaspetro (subsidiaria de PETROBRAS).

Desde 2007, PETROBRAS ha desarrollado contratos de oferta de gas en *city gate*, con precios diferenciales en función de las características propias de cada demandante del mercado (firmes o interrumpibles), funcionando como agregador e integrador de las diferentes fuentes de provisión (GNL, Bolivia u oferta local) y facilitando de esta manera la incorporación del gas en la matriz energética con mínimos riesgos para los consumidores.

PETROBRAS y organismos públicos emprenden actividades de planificación en todos los ámbitos del sector, lo que permite prever un horizonte de uso estacional del GNL cuyo destino es básicamente la generación térmica y las industrias.

La existencia de actividades demarcadas y las normativas explícitamente establecidas permiten determinar las injerencias de cada dependencia (ANP, MME, PETROBRAS) y así garantizar certidumbre al proceso de autorizaciones (transporte, importación de GNL, aspectos técnicos, ambientales, entre otros). En 2009 se dictó la ley de gas del sector que regula todos los aspectos concernientes a la actividad de GNL y gas natural (acceso, operación, transporte, etc).

Las normativas de abastecimiento y aprovisionamiento de GNL de Brasil han permitido que se desarrollen arbitrajes en el mercado de GNL, pues, PETROBRAS ha exportado GNL hacia Argentina, cuando existen excedentes, y ha importado GNL regasificado desde Argentina cuando la demanda de centrales así lo requiere en Brasil. De esta forma, la propia legislación permite garantizar una utilización óptima de los cargamentos contratados mediante una utilización flexible de los flujos.

## El desarrollo empresarial para la provisión de infraestructura y sus servicios

Uno de los aspectos a analizar en el desarrollo de la infraestructura está relacionado con la capacidad que los grupos empresarios locales y multinacionales presentan a la hora de implementar el desarrollo de inversiones en energía. En general, todo el entramado de ofertantes de servicios técnicos, la mano de obra y las cualidades de las empresas pequeñas, son un soporte relevante y complementario a las grandes empresas de ingeniería y construcción.

- **Argentina ha comenzado a explotar los hidrocarburos no convencionales. El aprovechamiento se establece bajo el comando de YPF, pero requiere de una cadena de proveedores de servicio que permita su expansión en condiciones competitivas.**

La EIA elaboró un informe en el que señala que Argentina tendría el segundo mayor volumen mundial de recursos no probados técnicamente recuperables de *shale gas* (802 TCF), detrás de China y el cuarto de petróleo no convencional (27.000 millones de barriles), luego de Rusia, Estados Unidos y China. Según la Fundación Bariloche, esto equivaldría respectivamente a 67 y 11 veces las reservas probadas actuales de hidrocarburos convencionales del país (gas y petróleo respectivamente).

De esos recursos probables, Vaca Muerta albergaría 308 TCF de *shale gas* y 2.528 millones de m<sup>3</sup> de *shale oil*. Vaca Muerta sería la más activa en exploración. Actualmente allí operan ocho empresas, entre ellas YPF, que alcanza un área de 12.000 km<sup>2</sup>.

El principal acuerdo vigente es el firmado entre YPF y Chevron y abarca un área piloto de apenas 290 km<sup>2</sup>, del total de 1.200 km<sup>2</sup> que YPF tiene concesionados en la cuenca neuquina, en Loma de La Lata.

La inversión inicial de esta primera experiencia piloto a gran escala, llega a los USD 1.240 millones y, una vez que alcance el nivel de perforación previsto para la primera etapa, la multinacional podrá decidir si se retira o sigue adelante con el desarrollo masivo de otros 1.500 pozos. En este caso, la inversión conjunta para los 35 años que durará la concesión de esa área ascenderá a USD 15.000 millones.

Según las previsiones de YPF, la producción de petróleo no convencional, a partir de 2017, llegará a unos 50.000 barriles diarios y, en el caso del gas, a 3 millones m<sup>3</sup>/día. No obstante, detrás de esas proyecciones se debate la necesidad de desarrollar habilidades, equipos y prestación de servicios locales, acordes con las necesidades de exploración y perforación que se darán de forma inmediata y sistemática.

Argentina siempre mantuvo una experticia en las áreas de explotación y desarrollo de infraestructuras de gas y petróleo, con una tradición que se forjó en la década de los años 40 y 50 sobre la base de un sistema estatal que expandió radicalmente la industria del gas, la electricidad y la refinación. Sin embargo, en el caso de las actividades exploratorias y de explotación, aunque se ha desarrollado una experiencia en las recuperaciones secundarias y terciarias, la explotación mediante el *fracking* requiere de otro tipo de conocimientos y de provisiones de servicios, que resultan diferentes.

En este sentido, se está promoviendo un entramado nacional de PYMES para que presten soporte en cada localidad petrolera. Así, la Cámara de Empresas Regionales de Servicios Petroleros de la cuenca del Golfo San Jorge, ha realizado el prototipo del primer equipo *pulling*<sup>46</sup> efectuado en su totalidad en Argentina. El emprendimiento goza del apoyo de la Secretaría de Ciencia y Técnica y del Ministerio de Hidrocarburos de la Provincia de Chubut, y a su vez del Estado. El consorcio del proyecto está liderado por tres PYMES. Hasta ahora la mayor parte de esos equipos se importaba de Estados Unidos.

Otra propuesta de desarrollo tecnológico local se está ejecutando en la provincia de Mendoza, que será sede de la primera fábrica de perforadoras de alta tecnología en Sudamérica<sup>47</sup>. El proyecto contará con un primer prototipo de perforadora hidráulica para fines de 2014. A mediano plazo, se ha propuesto que la relación de producción estará conformada en un 60% de piezas importadas y en un 40% de origen local argentino. Adicionalmente, este esfuerzo permitirá elaborar equipos con especificidades para su utilización en áreas no convencionales en Vaca Muerta.

Paralelamente, en Neuquén se ha implementado un prototipo inicial para diseñar y construir un equipo móvil de tratamiento de fluidos de fractura hidráulica, que dispone de probetas de corrosión instantánea y de equipos de medición de bacterias<sup>48</sup>. La unidad permite tomar el recurso hídrico que se precisa durante el *fracking* y luego reutilizarlo, lo que implica una optimización en el uso del agua y un beneficio para su procesamiento en términos ambientales. El proyecto estará dirigido por dos empresas: la americana, Nalco Champion, y la argentina, FAMET.

Existen otros proyectos de integración entre empresas internacionales y grupos locales para diseñar y desarrollar equipos; por ejemplo, la unión entre la empresa italiana Trevi-Petreven y la local

<sup>47</sup> El proyecto en su primer prototipo será realizado por la empresa de origen italiano Drillmec y la argentina Consupet y la Empresa Mendocina de Petróleos y Afines. Se acordó que un 25% de las piezas utilizadas fueran de origen local.

<sup>48</sup> En promedio cada pozo no convencional requiere el desempeño de una unidad de tratamiento *flowback* durante 20 días. Cada fractura hidráulica precisa entre 10.000 y 14.000 m<sup>3</sup> de agua, de los que retorna como fluido cerca de un 30%. En este sentido, YPF planea perforar unos 4.500 pozos no convencionales en los próximos 5 años.

Patronelli, para fabricar máquinas de perforación<sup>49</sup>. También se entabló una alianza entre la agroparista Cormetal y la proveedora de equipos petroleros de origen venezolano, Free Ways. Su objetivo es producir distintas maquinarias necesarias para la actividad (equipos de vacío y combinados de inyección de agua a alta presión, cisternas y plataformas hidráulicas) que hoy se importan en su gran mayoría.

En este contexto, el objetivo de desarrollar hidrocarburos no convencionales, liderado por la empresa (con mayoría estatal) YPF, mantiene el espíritu de desarrollar un proceso de inversiones e integración con proveedores locales pequeños, para avanzar en la sustitución de las importaciones de equipos y piezas que puedan ser diseñados y construidos con mano de obra local. Sin embargo, según declaraciones de la Cámara Argentina de Proveedores de la Industria Petro-Energética, se requiere de un largo plazo para estructurar sólidamente este proceso de cambio, que además necesita de un programa de incentivos para su financiamiento pues es el eslabón más débil de la cadena.

- **Con la reforma energética en México se abre un nuevo espacio para incorporar un mayor número de firmas al mercado, a partir de la desregulación. Asimismo, se podría permitir que algunas pequeñas y medianas empresas locales comiencen a prestar servicios a toda la industria energética.**

Se estima que la reforma energética en México podría permitir a las pequeñas firmas convertirse en proveedoras del sector. Actualmente de los 35.000 socios que aglutina COPARMEX (Confederación Patronal de la República Mexicana), la principal asociación de industrias pequeñas y medianas, solo el 12% ofrece servicios a la industria energética. Es decir unas 4.200 empresas, ofertan servicios al sector energético, como mantenimiento a refinerías, revisión y reparación mecánica, inspección, limpieza y mantenimiento a sistemas, conforme estadísticas que maneja la comisión de energía de la mencionada confederación.

Gracias a la aprobación de la reforma energética, un mayor número de pequeñas y medianas empresas podrán convertirse en proveedoras del sector, y además acceder a precios más bajos de combustibles y electricidad, con las mejoras en términos de productividad que ello podría conllevar<sup>50</sup>.

La Cámara Nacional de la Industria de Transformación (CANACINTRA) proyecta que la reforma fomentará las cadenas de proveeduría, donde las PYMES podrán participar con insumos o servicios, así como la ejecución de los contratos.

Con la participación de más empresas en el sector energético, la demanda de insumos y servicios industriales, tanto de PEMEX, como de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), se multiplicará. Además del sector servicios, también podrían abrirse oportunidades para los fabricantes de insumos como tuberías, válvulas, tornillos, laminados, soldaduras, galvanizados, pailería industrial y otros artículos que son de consumo tradicional para la industria. Incluso para los desarrolladores de software y sistemas computacionales que pueden tener alta demanda.

Los efectos de la reforma también alcanzan a los empresarios PYMES como inversionistas. Este nuevo esquema permitirá a los pequeños emprendedores invertir en el sector energético, ya fuere con su incursión en tareas de exploración, como en actividades de comercialización, aguas arriba de la cadena.

El interés es manifiesto y, con el propósito de que un mayor número de empresarios conozcan la reforma y puedan identificar oportunidades de negocio, así como los requisitos que deberán cumplir para convertirse en proveedores, el sector empresarial ya prepara algunos foros y son múltiples las jornadas de difusión realizadas en diversos estados de México.

GRACIAS A LA APROBACIÓN DE LA REFORMA ENERGÉTICA, UN MAYOR NÚMERO DE PEQUEÑAS Y MEDIANAS EMPRESAS PODRÁN CONVERTIRSE EN PROVEEDORAS DEL SECTOR

<sup>49</sup> El proyecto apunta a fabricar dos instalaciones completas el año entrante. Para 2018, el objetivo es producir ocho equipos anualmente. En una instancia inicial, el nivel de integración de componentes argentinos será del 55%, pero se estima que ese porcentaje se hallará en un 65% en cinco años.

<sup>50</sup> El costo de la electricidad que pagan los consumidores industriales y de servicios en México es elevado y no es competitivo a nivel internacional, expuso Ricardo Navarro, presidente de la Cámara de Comercio, Servicios y Turismo de la Ciudad de México.

Las empresas extranjeras proveedoras de servicios y tecnología para energía, también se hacen presentes para entrar o ampliar sus operaciones en México. SemGroup<sup>51</sup>, Capstone Turbine<sup>52</sup>, Key Energy Services, Pattern Energy Group<sup>53</sup> y Teekay Offshore Partners han revelado sus intenciones de invertir en ese país.

Las primeras tres podrán expandir las operaciones que tienen actualmente con PEMEX y las otras dos, incursionarán por primera vez en el mercado. Las cinco empresas en conjunto facturan USD 4.284 millones al año.

En síntesis, la reforma estructural en el mercado de energía de México, implicará un profundo cambio en la forma de interacción entre el sector privado y el público, incentivando la participación del empresariado local. Se estima que las condiciones de mayor competencia permitan aumentar la competitividad del sector, modernizándolo. Cabe mencionar que el área maneja importantes sumas de inversión: se calculan unos USD 6.500 millones anuales en contrataciones a terceros dentro de la industria petrolera y energética en general.

- **Bolivia mantiene un objetivo claro de industrializar la cadena de valor de la industria del gas y también pretende masificar el uso doméstico en redes. Para ello, se requiere de una interacción equilibrada entre el sector privado y el público.**

Las medidas propiciadas por el actual gobierno de Bolivia, cuyo hito se circunscribe al año 2006, con el dictado de la nueva ley de hidrocarburos, produjeron un cambio drástico en el mercado de energía, pues, la nación recuperó la propiedad, la posesión y el control de los hidrocarburos. A partir de ese momento, la relación con las empresas privadas se readecuó mediante un esquema de contratos petroleros<sup>54</sup> y, desde ese entonces, el sector privado actúa bajo cuenta y orden del Estado con una amplia relevancia de YPFB en la definición de los grandes lineamientos del mercado.

En este marco, el gobierno ha intentado cumplir ciertos objetivos, entre los que se destacan el aumentar la producción de hidrocarburos, intensificar un mayor valor agregado en la producción de gas natural (mediante su tratamiento en plantas separadoras y el desarrollo de la industria petroquímica), y a su vez, el masificar la utilización de este insumo mediante la expansión de redes.

Las cifras así lo demuestran, pues el consumo interno de gas de Bolivia pasó de 3 millones m<sup>3</sup>/día en el año 2005, a 9,89 millones m<sup>3</sup>/día en la actualidad. Paralelamente, se ha aumentado la producción de líquidos de condensado y de crudo con 55.000 barriles diarios, mientras en 2011 ese valor alcanzaba los 44.000 barriles por día. Se ha avanzado en la ampliación de la capacidad de procesamiento de las refinerías Gualberto Villarroel y Guillermo Elder Bell, con un aumento en la capacidad de procesamiento de crudo del 17%, en gasolina del 22% y en *jet fuel* del 10%. En el mercado de GLP se ha logrado la autosuficiencia.

Tomando en cuenta la alta participación de YPFB en la determinación de los lineamientos de desarrollo, debe sopesarse la relevancia que han cumplido las grandes empresas multinacionales de energía, que con su conocimiento geológico y su experticia han permitido desarrollar varios

<sup>51</sup> SemGroup es una firma de infraestructura para la distribución y comercialización de gas y petróleo; presta sus servicios a PEMEX y a la CFE, con los que obtiene 16 % de sus ingresos.

<sup>52</sup> Capstone Turbine, productor de microturbinas, es proveedor de PEMEX.

<sup>53</sup> Pattern Energy Group tiene 11 proyectos de generación eólica en los Estados Unidos, Canadá y Chile, con una capacidad total de mil 472 megavatios. Michael Garland, director general de este grupo, comentó que están atentos a la regulación de proveedores independientes y que les interesa participar en la venta de electricidad. La reforma en México considera la figura del productor independiente, el cual surtirá a la CFE para vender a terceros y ahora tendrá trato directo, esperando que sea a un menor precio.

<sup>54</sup> Los contratos petroleros son acuerdos mediante los cuales un Estado o una empresa estatal en representación del Estado, conviene la realización de actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, otorgándole al contratista o titular el derecho de realizar por su cuenta y riesgo la búsqueda y extracción de hidrocarburos en una determinada área. Antes de la suscripción de los contratos de operación en Bolivia, se encontraban en vigencia los Contratos de Riesgo Compartido (CRC), que fueron suscritos en el marco de la anterior Ley de Hidrocarburos (Nro. 1689, de 30 de abril de 1996). Esta norma, en su artículo 24, ratificaba la propiedad efectiva de las empresas que hayan firmado CRC sobre los hidrocarburos, en todas las fases de la cadena productiva y declaraba: "Quienes celebren contratos de riesgo compartido con YPFB para la exploración, explotación y comercialización de hidrocarburos adquieren el derecho de prospectar, explotar, extraer, transportar y comercializarla producción obtenida". En ese contexto, la entrega del derecho propietario de los hidrocarburos fue consolidada por el D.S. 24806, con fecha 4 de agosto de 1997.

proyectos de energía. En este sentido, aún con las estatizaciones planteadas desde el año 2006 a la fecha, se ha encontrado un clima de interacción y buena relación entre el Estado y el sector privado.

Las compañías operadoras más relevantes en el mercado de producción de gas son PETROBRAS Bolivia<sup>55</sup>, que participa en un 55,24% del total de ventas, y le sigue Repsol Bolivia<sup>56</sup> con un 16,57% sobre el total de ventas de gas. Estas empresas han realizado sus inversiones en los mayores campos productores (Sábalo, San Alberto, Itaú y Margarita- Huacaya).

Otra importante operadora internacional es Pluspetrol, que participa en un 4,9% del mercado. Entre 2006 y 2012, esta compañía incrementó la producción de gas con la incorporación de los pozos de los campos Curiche, Tacobo y Tajibo. En el campo Curiche contribuyeron a este propósito la entrada en producción de los pozos CUR- 1001 y CUR-1002, como también los pozos CUR-1004, CUR-1006, y CUR-1003. Cabe mencionar que las operadoras internacionales participan en un 76,7% del total de gas vendido por Bolivia.

Por su parte, YPF Chaco (con una participación del 10,5%), subsidiaria de YPFB, ha tenido un importante alza en el periodo 2006 a 2012, con la incorporación del área campos Palomentas NW, Junín, Dorado y Dorado Sur, Buló Buló, Santa Rosa y Carrasco Este.

YPFB Andina, también subsidiaria de YPFB, participa en 8,9% de las ventas, e incorporó producción de gas a través de la explotación de los pozos del reservorio Iquiri en el campo Río Grande, así como también de perforaciones e intervenciones en el campo Yapacaní y la entrada en producción del Campo Patujú.

En la actualidad está abierta una nueva convocatoria, para que otras empresas petroleras internacionales también se asocien con el Estado, con el objetivo de desarrollar megacampos para incrementar la producción de hidrocarburos y las reservas certificadas de gas natural, petróleo y otros hidrocarburos asociados.

Si bien este universo de compañías internacionales ha generado sinergias positivas en el desarrollo del mercado de hidrocarburos, también resulta más complejo avanzar en el desarrollo de proveedores de servicios locales e industrias especializadas que abastezcan al sector energético.

Por ejemplo, el gerente nacional de redes de gas y ducto de yacimientos petrolíferos fiscales bolivianos (YPFB) menciona que en la tarea de expansión de redes de gas, se verifica que el entorno y la escasez de empresas locales, es una limitante y no es suficiente para atender la carga de trabajo requerida. Así, explica que son solamente entre 600 y 700 las empresas que se dedican a la conexión interna de gas, mientras que en construcción de ductos solo figuran entre 30 y 40 compañías. El funcionario señala que este número de compañías no basta para atender la carga de trabajo requerida.

La situación resulta de ese modo, no solo para las autoridades nacionales, sino también para las propias empresas multinacionales. Recientemente, Repsol Bolivia ha realizado varias jornadas en Tarija, con la Cámara de Industria, Comercio y Servicios para lograr el desarrollo de proveedores locales<sup>57</sup> acordes a sus necesidades.

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

En el Cuadro 4.4 se presenta la evolución del consumo primario de energía y del PIB per cápita, incluyendo una muestra de países comparables. La data revela que el consumo de energía primaria por habitante ha aumentado de forma permanente en América Latina y el Caribe, conforme lo han hecho los niveles de ingresos per cápita.

<sup>55</sup> PETROBRAS Bolivia: su producción se concentra en los campos Sábalo y San Alberto. Para el campo Sábalo se destaca la incorporación de los pozos SBL-5, SBL-7 y SBL-8; para el Campo San Alberto se incorporó la producción de los pozos SAL-15, Workover SAL-X11 y SAL-17. También se debe añadir la entrada de producción del campo Itaú, el cual presenta conectividad con el campo San Alberto y Macueta de Argentina, a través del pozo ITU-X2.

<sup>56</sup> Repsol Bolivia: la producción de gas de esta compañía se debe principalmente a la explotación del campo Margarita-Huacaya, que, a su vez, es el tercer campo con mayor aporte de los campos productores de gas en Bolivia. Esta compañía también registró un incremento en la capacidad de procesamiento de gas como las intervenciones en los pozos MGR-3 MGR-4 y HCY-1.

<sup>57</sup> Durante la jornada, los empresarios locales pudieron conocer cómo se realizan los procesos de calificación de proveedores y de adquisición de bienes y servicios. Además, se les explicó cuáles son los rubros en los cuales la compañía puede tener requerimientos así como los de las empresas contratistas que trabajan en el desarrollo de grandes proyectos, como Margarita-Huacaya.

Entre 1990 y 2000 el crecimiento en el consumo puede catalogarse 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 trienio 2010-2013 el crecimiento de consumo primario de energía per cápita de los países del ALC alcanzó un promedio de 1,6% anual, manteniendo los guarismos promedios de las dos últimas décadas, 1,8% y 1,4% respectivamente.

**Cuadro 4.4.** Evolución del consumo primario de energía per cápita y del PIB per cápita<sup>58</sup>

	Consumo per cápita				PIB per cápita			
	1990-2000	2000-2010	1990-2010	2010-2013	1990-2000	2000-2010	1990-2010	2010-2013
América Latina y Caribe	1,8%	1,4%	1,6%	1,6%	3,8%	4,0%	3,9%	3,3%
Canadá	1,2%	0,9%	1,1%	-0,1%	3,9%	3,0%	3,5%	2,7%
Australia	0,9%	0,2%	0,5%	-2,9%	4,3%	3,7%	4,0%	3,1%
Polonia	-1,8%	1,3%	-0,3%	0,3%	5,8%	6,2%	6,0%	4,1%
Turquía	2,8%	2,9%	2,8%	2,5%	13,7%	5,1%	4,4%	5,2%
Corea del Sur	6,7%	2,6%	4,6%	1,9%	7,7%	6,0%	6,8%	4,1%
OCDE	0,8%	-0,3%	0,3%	-0,8%	4,1%	3,5%	3,8%	2,4%
Unión Europea - 27	0,2%	-0,1%	0%	-1,6%	3,8%	3,6%	3,7%	1,8%
Mundo	0%	1,3%	0,6%	1,0%	1,8%	2,4%	2,1%	2,2%

Fuente: Elaboración sobre la base del Fondo Monetario Internacional, OECD y BP.

Entre los años 2000-2013 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, OCDE e incluso en la Unión Europea; no así 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 aumentó un 44%; mientras que el mundo lo hizo en un 16%; países de rápida industrialización como Corea del Sur incrementaron en 163% su consumo energético por habitante, en comparación con 20 años atrás.

En el período 2012-2013 el consumo per cápita de gas natural en ALC mantuvo la dinámica de crecimiento en relación con la década del 2000, creciendo a una tasa promedio anual del 3,3% frente al 3,4% de la década pasada. Esta evolución permitió que en 2013 la presencia del gas natural en la matriz energética del continente sea idéntica a la de la OCDE, e inclusive supere la de la Unión Europea, que representa el 26% del consumo energético primario. Ya en el año 2010, el gas natural tenía mayor presencia relativa en ALC que en el mundo.

<sup>58</sup> Se tomó el PIB en dólares expresado en Paridad de Poder de Compra (PPP, por sus siglas en inglés).

**Cuadro 4.5.** Evolución del consumo de gas natural per cápita y penetración en la matriz (Porcentaje de consumo de gas sobre el total de energía primaria consumida)

	Consumo de gas natural per cápita				Penetración matriz			
	1990-2000	2000-2010	1990-2010	2010-2013	1990	2000	2010	2013
América Latina y Caribe	3,1%	3,6%	3,4%	3,3%	18%	20%	25%	26%
Canadá	1,0%	2,4%	1,7%	-0,4%	23%	23%	26%	26%
Australia	1,8%	1,0%	0,9%	-11,9%	17%	17%	19%	14%
Polonia	1,0%	3,6%	2,3%	2,7%	8%	11%	14%	15%
Turquía	13,7%	9,0%	11,3%	4,3%	7%	18%	32%	33%
Corea del Sur	19,0%	8,1%	13,5%	6,7%	3%	9%	15%	17%
OCDE	2,3%	0,7%	1,5%	0,5%	20%	23%	25%	26%
Unión Europea - 27	2,8%	1,0%	1,9%	-4,6%	18%	23%	26%	24%
Mundo	2,6%	1,6%	1,1%	0,6%	22%	23%	24%	24%

Fuente: Elaboración con información de OCDE y BP.

De modo general, la mayor penetración del gas se verificó en el todo el mundo 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 a partir de la difusión a escala global de tecnologías de generación eléctrica más limpias y eficientes, que han estado sustituyendo combustibles más contaminantes como el carbón y derivados del crudo a favor del gas natural.

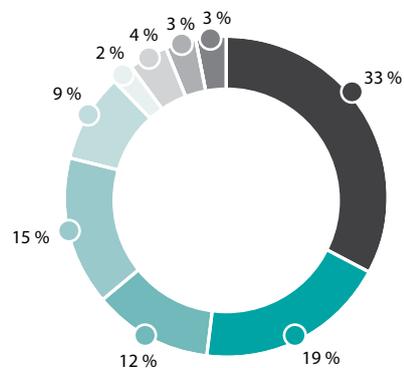
En este marco de expansión del nivel de actividad, ingresos y, por ende, del consumo de energía, las emisiones de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) en ALC se han venido incrementando. El Cuadro 4.6 muestra que los niveles de emisiones de CO<sub>2</sub> en ALC son sustancialmente menores a los que exhiben regiones y economías más industrializadas, que llegan a ser entre tres y cinco veces las correspondientes a ALC (véase Corea del Sur, OCDE y Unión Europea), y hasta seis veces como ocurre en el caso de Australia, por ejemplo. Al interior de ALC, las emisiones se encuentran concentradas en un 73% en México, Brasil, Argentina y Venezuela. Durante el período 2010-2013 se observa una aceleración en ALC de la emisiones en relación con la década del 2000, hecho también verificado a nivel mundial. Bloques como OCDE y la Unión Europea muestran caídas, gracias no solo a políticas de mitigación, sino también a la menor dinámica de consumo de energía.

**Cuadro 4.6.** Evolución de las emisiones de dióxido de carbono

	Millones toneladas per cápita				Evolución			
	1990	2000	2010	2013	1990-2000	2000-2010	1990-2010	2010-2013
América Latina y Caribe	2,3	2,6	3,0	3,1	1,4%	1,3%	1,3%	2,0%
Canadá	14,9	14,6	15,6	16,4	-0,2%	0,7%	0,2%	1,7%
Australia	16,4	18,0	18,1	16,3	1,0%	0,0%	0,5%	-3,5%
Polonia	10,2	8,2	8,9	8,8	-2,2%	0,9%	-0,6%	-0,5%
Turquía	2,5	3,2	4,0	4,2	2,6%	2,2%	2,4%	1,8%
Corea del Sur	5,9	11,3	14,6	15,6	6,6%	2,6%	4,6%	2,3%
OCDE	11,9	12,6	11,9	11,5	0,5%	-0,6%	0%	-1,1%
Unión Europea - 27	9,5	9,1	8,5	7,9	-0,5%	-0,7%	-0,6%	-2,4%
Mundo	4,3	4,1	4,8	4,9	-3,0%	1,4%	0,5%	1,1%

Fuente: Elaboración con data de OECD y BP.

Con relación al consumo de gas natural, tal como se muestra en el Gráfico 4.1, el mayor consumidor es México, con 33% del consumo de gas de toda la región, seguido por 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 Perú<sup>59</sup> que son exportadores de GNL; Bolivia, que exporta 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 9,1 TCF durante 2013, es decir 7,5% del consumo mundial.

**Gráfico 4.1.** Distribución del consumo de gas natural en América Latina y el Caribe (2013)

Nota: Se incluye demanda por exportación en: T&T, Bolivia, Perú, Colombia

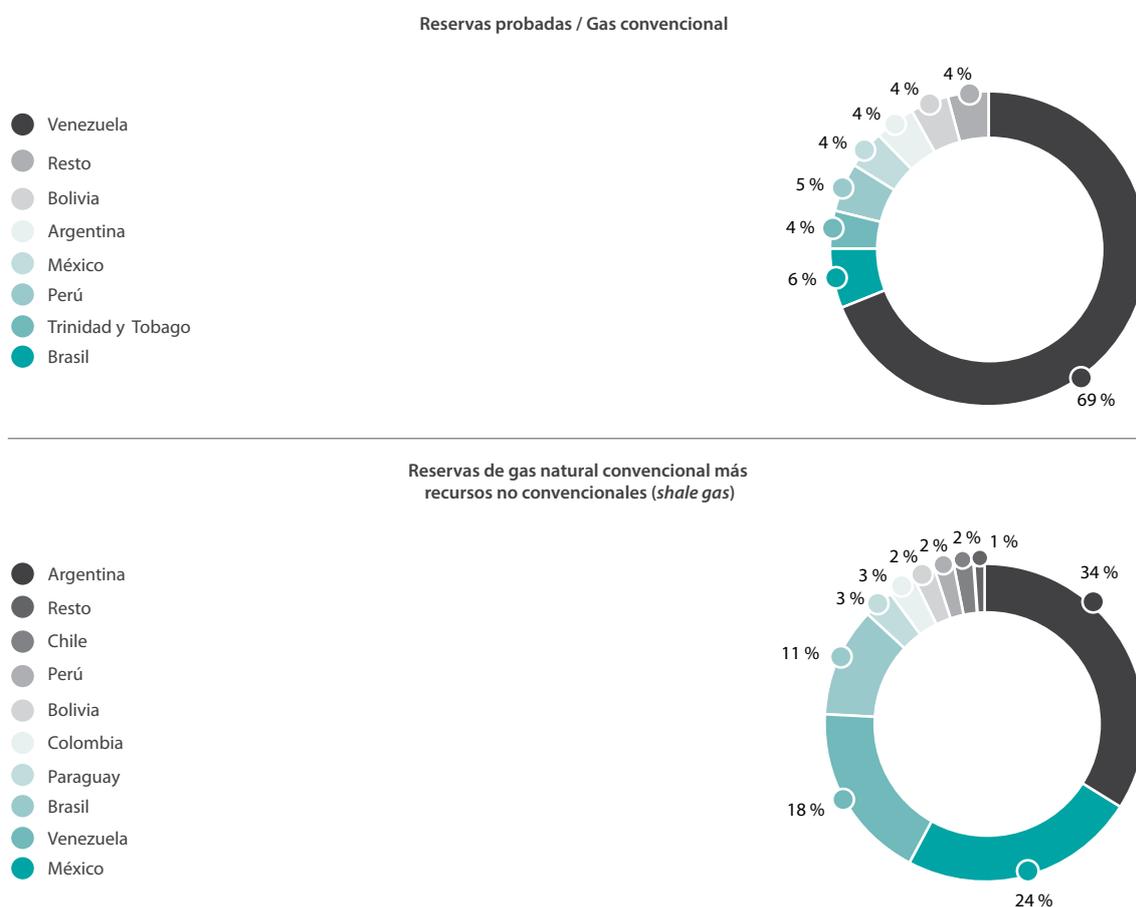
Fuente: Elaboración con data de OCDE y BP.

<sup>59</sup> Aunque 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 27% en 2013.

En el Gráfico 4.2 se presentan dos paneles que comparan las reservas y recursos de gas natural en ALC. En el primero, se exhiben las reservas probadas de gas natural que durante 2013 totalizan 285,7 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 31 veces el consumo actual de la región. Nótese, sin embargo, que las reservas de gas mostradas se refieren a gas convencional. Durante 2013, 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 4.2 se puede observar que, considerando todas las reservas y los recursos shale, el mapa energético de ALC cambia radicalmente. Se muestra que en Argentina, donde las reservas probadas representaban el 4% de ALC si se toman en cuenta las reservas más recursos no convencionales de gas natural, la cifra alcanzaría 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, ocho veces las reservas probadas o cinco veces más que las reservas totales (probadas, posibles y probables).

**Gráfico 4.2.** Distribución de las reservas de gas natural en América Latina y el Caribe (2013)



Fuentes: Elaboración con data de BP, EIA y organismos oficiales.

Los recursos provenientes del *shale gas* serán fundamentales en el escenario energético mundial y 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 4.7 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, EE.UU 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 4.7.** Recursos estimados de *shale gas* (TCF)

<b>Europa</b>	<b>470</b>	<b>7%</b>
Polonia	148	
Francia	137	
Rumania	51	
Dinamarca	32	
Reino Unido	26	
Holanda	26	
Resto	50	
<b>Ex URSS</b>	<b>415</b>	<b>6%</b>
Rusia	287	
Ucrania	128	
<b>América del Norte</b>	<b>1.140</b>	<b>16%</b>
EEUU	567	
Canadá	573	
<b>Asia y Oceanía</b>	<b>1.808</b>	<b>25%</b>
China	1115	
Australia	437	
Pakistán	105	
India	96	
Indonesia	46	
Resto	9	
<b>África</b>	<b>1.393</b>	<b>19%</b>
Argelia	707	
Sudáfrica	390	
Libia	122	
Egipto	100	
Turquía	24	
Túnez	23	
Resto	27	
<b>América Latina y el Caribe</b>	<b>1.975</b>	<b>27%</b>
Argentina	802	
México	545	
Brasil	245	
Venezuela	167	
Paraguay	75	
Colombia	55	
Chile	48	
Bolivia	36	
Uruguay	2	
<b>Total</b>	<b>7.201</b>	<b>100%</b>

Fuente: Elaboración con datos de EIA (2013).

En el Cuadro 4.8 se muestran la evolución del consumo total de gas en ALC y las importaciones por medio de gasoducto y GNL. Queda claro que en el período 2000-2012 la región ha incrementado el consumo de gas en 4 TCF, de los cuales 1,95 TCF se explican por las mayores importaciones de la región (gasoducto y GNL). A nivel países, se observa también que un 84% de esos 4 TCF de aumento responde al 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, como consecuencia de diversos planes de integración energética regional que quedaron truncados en un contexto de alto crecimiento y demanda de gas en la región. No obstante, en 2013 hay un repunte a partir básicamente de los mayores envíos de EE.UU a México, y de Bolivia hacia Argentina. Por su parte, las importaciones de GNL en ALC han crecido con intensidad en poco más de un lustro y representan el 11% de las importaciones totales. En la actualidad, las importaciones totales representan el 26% del consumo de ALC, es decir ocho 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 se mantuvo en 21% en dicho lapso. Fuentes del sector privado auguran la continuidad de la expansión tanto de la capacidad de licuefacción, como de regasificación; Chevron prevé que la demanda mundial de GNL pasará de los 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 4.8.** Consumo total de gas natural, importaciones vía gasoductos y GNL (1.000 millones de metros cúbicos)

[en 1.000 MM m <sup>3</sup> ]	2000			2005			2010			2013		
	Consumo total	Impo gasoducto	Impo GNL	Consumo total	Impo gasoducto	Impo GNL	Consumo total	Impo gasoducto	Impo GNL	Consumo total	Impo gasoducto	Impo GNL
América Latina y el Caribe	136,1	9,1	0,4	184,9	27,3	0,9	220,5	23,7	14,9	251,4	37,3	27,4
México	40,9	2,9	-	61,0	10,1	-	72,5	9,4	5,7	82,7	18,6	7,8
Argentina	33,2	-	-	40,4	1,7	-	43,3	1,8	1,8	48,0	5,2	6,9
Brasil	9,4	2,2	-	19,6	8,8	-	26,8	9,8	2,8	37,6	10,8	5,1
Chile	6,5	4,1	-	8,4	6,5	-	5,3	0,3	3,1	4,3	0,1	4,1
Colombia	5,9	-	-	6,7	-	-	9,1	-	-	10,7	-	-
Ecuador	0,3	-	-	0,3	-	-	0,6	-	-	0,6	-	-
Perú	0,3	-	-	1,5	-	-	5,4	-	-	6,6	-	-
Trinidad y Tobago	9,7	-	-	16,3	-	-	23,2	-	-	22,4	-	-
Venezuela	27,9	-	-	27,4	-	-	29,0	2,2	-	30,5	2,6	-
Resto	1,8	0,04	0,4	3,3	0,1	0,9	5,4	0,1	1,6	7,8	0,0	3,4
Impo Gasod./ Cons.Total		7%			15%			11%			15%	
Impo GNL/ Cons.Total		0,3%			0%			7%			11%	
Impo Totales/ Cons.Total		7%			15%			18%			26%	
Mundo	2.409,1	534,8	132,8	2.766,7	532,7	188,8	3.180,8	677,6	297,6	3.347,6	3.347,6	710,6
Impo Gasod./ Cons.Total		22%			19%			21%			21%	
Impo GNL/ Cons.Total		6%			7%			9%			10%	
Impo Totales/ Cons.Total		28%			26%			31%			31%	

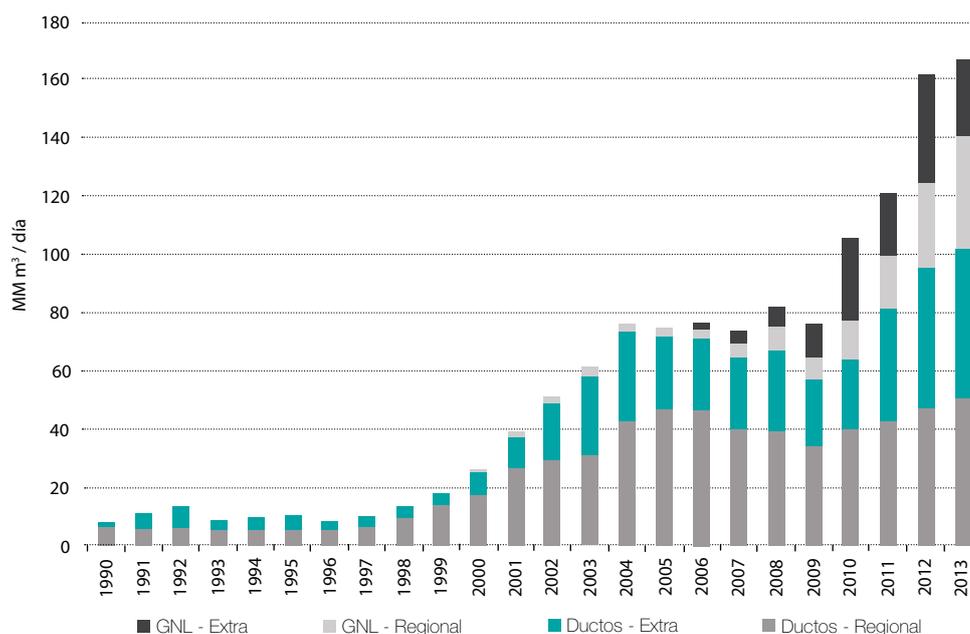
Fuente: Elaboración en base a BP, EIA y estadísticas oficiales.

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

Los siguientes gráficos (4.3 y 4.4) revelan la evolución del comercio de gas natural en la región y cómo ha evolucionado durante el período 1990-2013. Se evidencia 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 EE.UU. A partir de dicho año, comienza a 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 empieza a notarse una mayor presencia del suministro vía GNL básicamente extra regional. A partir de 2010, se percibe un incremento de la participación en el comercio intrarregional de gas por gasoductos, producto de los mayores volúmenes exportados de Bolivia hacia Argentina.

Durante 2013, el 54% del comercio es intrarregional, con un peso del GNL de la región del 23% sobre el comercio total; mientras que el GNL extra regional representa el 15% del mismo. Es importante destacar un acontecimiento importante del comercio de 2012 que alteró las tendencias que se observaban en el mercado y que estaban relacionadas con el hecho de que las importaciones de México vía gasoducto desde EE.UU cobraron fuerte impulso, en un contexto de fuerte aumento del consumo y producción estancada de gas natural en México y mayor disponibilidad del fluido por parte de EE.UU.

**Gráfica 4.3.** Importaciones regionales y extra regionales vía gasoducto y GNL<sup>60</sup> (millones m<sup>3</sup>/día)



Fuente: Elaboración con base en BP y EIA.

Los flujos de comercio de gas en la región se multiplicaron por trece entre 1990 y 2013, hasta alcanzar en este último año los 89,7 millones m<sup>3</sup>/día, contemplando el comercio por gasoductos y de GNL. Durante la década de los 90 existió exclusivamente el comercio mediante gasoductos, que tenía 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 permitió a su vez el desarrollo de proyectos de generación

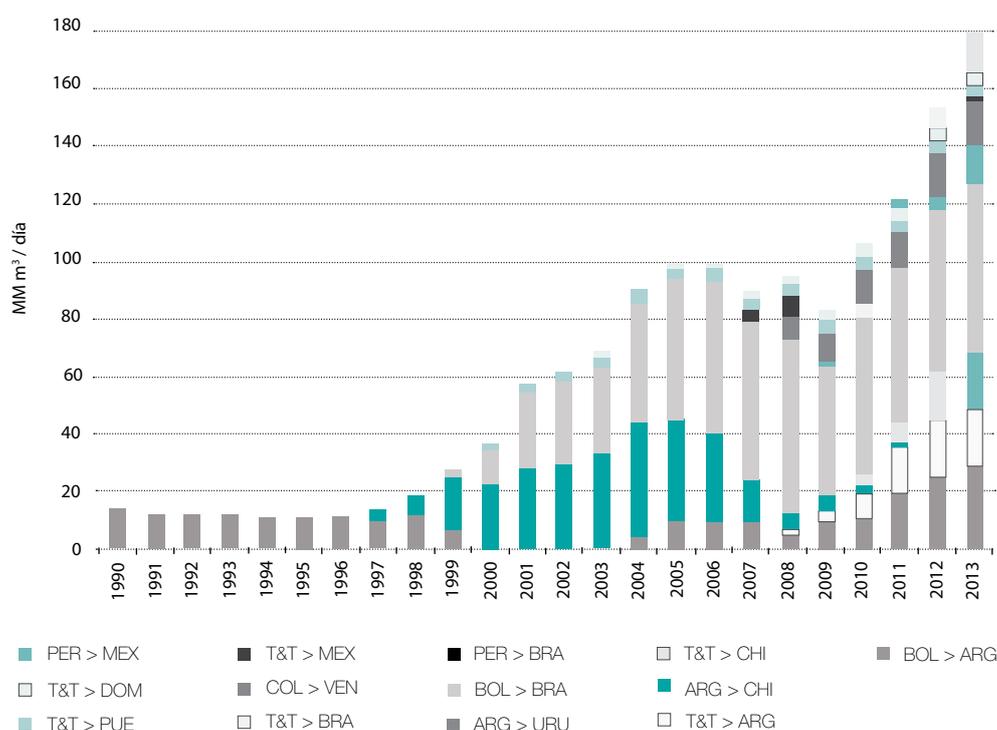
<sup>60</sup> No incluye reexportaciones de GNL de Brasil a Argentina, que en 2013 totalizaron 0,1 millones m<sup>3</sup>/día.

eléctrica en República Dominicana y Puerto Rico, y, en el caso puntual de República Dominicana, crear un incipiente mercado doméstico mediante el desarrollo de los llamados gasoductos virtuales<sup>61</sup>. Posteriormente, surgieron otros mercados regionales para Trinidad y Tobago, como los de Argentina, Brasil y Chile, y un nuevo jugador 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 integren a la oferta regional de GNL.

El comercio regional se encuentra concentrado en cuanto a quiénes son sus proveedores. Durante 2013, Bolivia representó el 85% de las exportaciones de gas que se efectúan dentro de ALC por gasoductos, mientras que Trinidad y Tobago con sus exportaciones de GNL representó el 100%.

No obstante, el mercado regional es muy dinámico y cambiante, y se esperan modificaciones 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) dada la reciente multiplicidad de proyectos de regasificación. En cuanto al comercio intrarregional por ductos, no habrá cambios significativos en cuanto a las interconexiones existentes, aunque sí es probable que se incrementen los volúmenes, sobre todo se esperan mayores envíos de Bolivia a Argentina, mediante el nuevo gasoducto GNEA.

**Gráfico 4.4.** Flujos de comercio intrarregional de gas en ALC (millones m<sup>3</sup>/día)



Fuente: Elaboración con base en BP y EIA.

El Cuadro 4.9 presenta los países de ALC divididos 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.

<sup>61</sup> 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.

**Cuadro 4.9.** Clasificación de los países de ALC según la madurez del mercado de gas natural

Descripción del Grupo	Países	Carácter Infraestructura	Recursos de gas	Penetración del gas en la matriz <sup>1</sup>	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 con el 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). De hecho, 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 (importaciones de gas). En Colombia fuerte requerimiento para proyecto de importación y exportación de GNL e importante también en <i>upstream</i> para incorporación de reservas.
#2 "Parcial desarrollo de infraestructura de transporte, con potencial gasífero"	Perú Venezuela	Greenfield en el caso de Perú, con desarrollo reciente a medida que se producen nuevos descubrimientos.  En Venezuela se destacan los proyectos trunco de integración regional y del mercado doméstico.	Significativa producción doméstica en relación con el consumo. Actividad exploratoria en pozos convencionales.  En Venezuela, el uso esencial del gas va destinado a 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 (Greenfield). 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 venezolano.	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: poco factible 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.

<sup>1</sup> Consumo de gas / consumo primario de energía.

Descripción del Grupo	Países	Carácter Infraestructura	Recursos de gas	Penetración del gas en la matriz	Proyección abastecimiento corto-mediano plazo	Foco de inversiones
<b>#4</b> "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.
<b>#5</b> "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 diésel en generación térmica y producir importantes ahorros económicos (caída precio mayorista de la electricidad, moderar balanza comercial energética, etc.).	Consumo relativamente bajo en relación con el 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 (idem Chile).	Uruguay y Chile: requerimiento de ampliación de la red de gasoductos, refuerzo de capacidad existente. En Chile están en curso 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 se encuentra 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. Existe un proyecto de gasoducto virtual en Puerto Rico, y se ampliará el existente en República 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. América Latina 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 probable que la demanda de gas natural en ALC se expanda en el corto y mediano 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 los 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 transformarse en líder regional mediante sus proyectos de exportación de GNL y, para los cuales, consorcios multinacionales están explorando en la región. Tanto Brasil como Argentina tienen la posibilidad de expandir fuertemente su oferta interna del fluido a partir de los nuevos descubrimientos en el área del presal y del gas no convencional, respectivamente.

Brasil planea adicionar significativos volúmenes de gas provenientes de campos *offshore* los cuales, una vez licuefacionados, serían ingresados al mercado. Si bien aún no está magnificado de manera precisa el volumen de gas proveniente del presal, algunos especialistas auguran que el país 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, 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*; mientras que 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 conjunta<sup>2</sup>.

En términos generales, 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 emisión de Gases de Efecto Invernadero (GEI). Esto último representa un importante potencial para el desarrollo del gas en el sector, en tanto los países de ALC adopten políticas que preserven el medioambiente.

Colombia no incrementará considerablemente el consumo del gas en la generación eléctrica, dado que nuevos proyectos hidroeléctricos producirán una menor dependencia del gas en la generación térmica, no obstante, se espera que la importación de GNL comience a muy corto plazo para hacer frente a la demanda eléctrica en momentos que no hay buen aporte de la hidro.

En Argentina, la escasez interna del fluido ha propiciado el uso de combustibles alternativos (diésel, *fuel* y carbón) y el GNL en la generación. El escenario de mediano plazo para la energía eléctrica incremental en el país será también a partir de nuevos proyectos eólicos y potencia nuclear a incorporarse próximamente. Se requiere de 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 el 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 destinado a la generación eléctrica. A principios de la década pasada, con las plantas de regasificación de República Dominicana y Puerto Rico, se inauguró una etapa de uso de este combustible en el sector. 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 facilita 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 logró consolidar la actividad minera.

<sup>2</sup> Campo Lorán-Manatee, que se ubica a los largo de la frontera marítima entre ambos países.

El importante crecimiento experimentado por la región en los últimos años ha sido fuente para el mayor desarrollo 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 crecimiento del comercio intra y extra regional) han permitido una importante expansión de estos sectores. Este escenario generó nuevas oportunidades en torno a las actividades mineras, petroquímicas, y ramas más pesadas como la siderurgia y automotriz, y sectores no transables como la construcción que 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 refinería<sup>3</sup> y el rubro industrial (incluye petroquímica). En México, se repite este patrón para el incremento de gas natural, lo que deja traslucir que aún en estos países el consumo residencial de gas natural seguirá siendo una fracción ínfima de la demanda de gas.

También en Perú, la gran disponibilidad de gas natural para el mercado interno, sumada a la nueva infraestructura de transporte proyectada, permitirá 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.

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. Únicamente Argentina y Colombia exhiben cifras considerables en este rubro, a partir de políticas para la masificación del consumo de gas por red, que depende en la mayoría de los países de ALC de la competencia con el 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%, en tanto el GLP es el 50%. En este país el consumo residencial de GLP está subsidiado, mientras que esto no ocurre con el gas de redes. En otros Estados como Venezuela, Bolivia, Ecuador e inclusive Argentina, el GLP para uso residencial ha gozado también de subsidios.

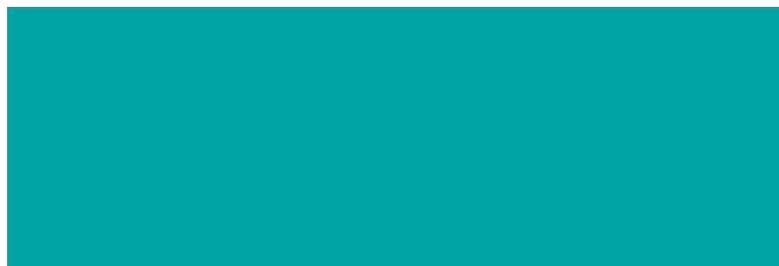
---

<sup>3</sup> Además de su uso en actividades de E&P y en compresión en gasoductos.

# IDEAL 2014

## capítulo 5

**EL SECTOR TRANSPORTE  
EN AMÉRICA LATINA, TRANSPORTE AÉREO  
Y CONTRIBUCIÓN A GASES DE EFECTO INVERNADERO**



## EL SECTOR TRANSPORTE EN AMÉRICA LATINA, TRANSPORTE AÉREO Y CONTRIBUCIÓN A GASES DE EFECTO INVERNADERO

El desarrollo reciente del mercado de transporte aéreo, la creciente contribución del sector transporte a las emisiones de gases de efecto invernadero en el marco del crecimiento económico, el aumento del tamaño de las ciudades y los retos que enfrentan los sistemas de transporte público urbano son los temas que, desde una perspectiva regional para América Latina y el Caribe, se profundizan en este documento, ilustrando así tendencias y novedades relevantes.

### **El mercado de transporte aéreo en América Latina y el Caribe: Alto crecimiento y retos para el corto y mediano plazo**

América Latina y el Caribe conforman un mercado dinámico para el transporte aéreo en el que destacan el crecimiento del tráfico internacional y la consolidación de las principales aerolíneas

El desarrollo de la mayoría de las economías de la región, el aumento del tamaño de la clase media y la reducción de la pobreza, así como mayores facilidades migratorias y un sector turístico dinámico sirven para explicar el crecimiento sostenido del transporte aéreo en América Latina y el Caribe. A pesar de esto, el mercado sigue siendo pequeño comparado con el de otras zonas del mundo. Las operaciones realizadas por las aerolíneas regionales representan solamente el 5% de la capacidad mundial para pasajeros, superando en tamaño únicamente al mercado ofrecido por las aerolíneas africanas (ICAO, 2014).

Entre 2012 y 2013 el movimiento de pasajeros en transporte aéreo aumentó en un 7,2% Revenue Passenger Kilometers (RPK) en América Latina y el Caribe, casi dos puntos por encima del valor mundial de 5,2%. Este crecimiento fue impulsado

principalmente por el tránsito internacional de pasajeros al interior de la región. Las aerolíneas locales fueron las encargadas de atender esta demanda con un incremento en su oferta medida en Available Seat Kilometers (ASK) de 5,4%, superando el 4,8% de incremento mundial. En cuanto al transporte aéreo de carga, el mercado mundial medido en Freight Tonne Kilometers (FTK) aumentó apenas un 0,4%, mientras que en la región lo hizo en un 2,6% (ICAO, 2014, ALTA, 2014).

Las líneas aéreas más importantes siguen siendo las de Estados Unidos que atienden regularmente y con amplia cobertura las principales ciudades de la región. Ninguna de las aerolíneas que operan desde América Latina aparece entre las diez más grandes según el número de pasajeros pagos kilómetros (RPK). En el décimo segundo lugar se encuentra LATAM (LAN - TAM) con 106 mil millones en 2013 y un crecimiento de 2,5% con respecto al 2012. Las aerolíneas que han crecido más rápido globalmente son las del Medio Oriente y Asia que actualmente tienen poca oferta de rutas directas desde y hacia América Latina (ICAO, 2014).

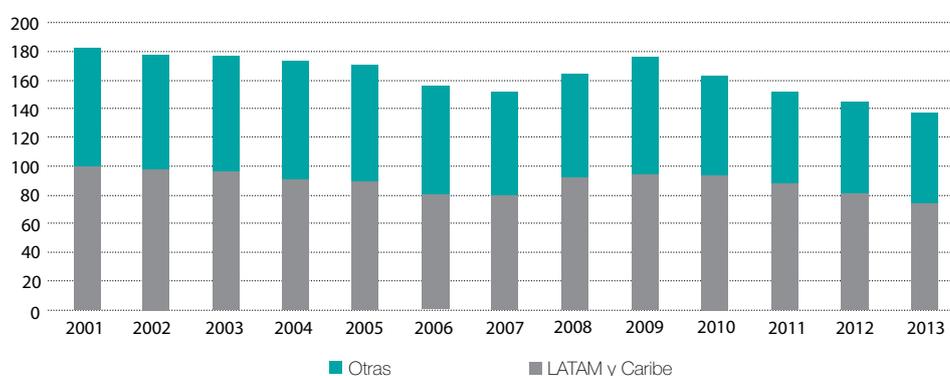
Frente a esta situación los aeropuertos de la región están atendiendo una demanda creciente de operaciones, pasajeros y carga, pero aún no llegan a constituirse como infraestructuras de gran tamaño a nivel mundial. Según el Airports Council International (2014), los aeropuertos de América Latina y el Caribe movilizaron en el año corrido que terminó en junio de 2014, el 8,2% de los pasajeros transportados en el mundo, el 5,4% de la carga y atendieron el 9,4% de las operaciones aéreas en aeropuertos comerciales del planeta. De los 30 aeropuertos que más pasajeros mueven globalmente (en el período junio 2013-junio 2014) ninguno está ubicado en la región; 12 se encuentran en Norteamérica, 11 en Asia y 7 en Europa. En cuanto a operaciones, el de la ciudad de México normalmente aparece entre el puesto 25 y el 30. En el sector de transporte de carga tampoco figura ninguno de la región en los 30 primeros, siendo el más importante el de Bogotá. En los rankings de calidad basados en encuestas de satisfacción a pasajeros (SKYTRAX, 2014) los aeropuertos de Latinoamérica tampoco sobresalen; el primero es el de Lima en la posición 37, seguido del de Guayaquil en la 57.

Las tendencias que han acompañado este comportamiento son una mayor oferta de vuelos y sillas, pero con un menor número de aerolíneas asociadas a las grandes alianzas mundiales. En paralelo se han venido dando inversiones en la infraestructura aeroportuaria de la región mejorando y, en algunos casos ampliando, su oferta. Estos dos aspectos se tratan en mayor detalle en las siguientes secciones.

### La consolidación de las aerolíneas de operación regional es una de las características notorias de los últimos años en la región y jugará un papel determinante en el futuro del transporte aéreo

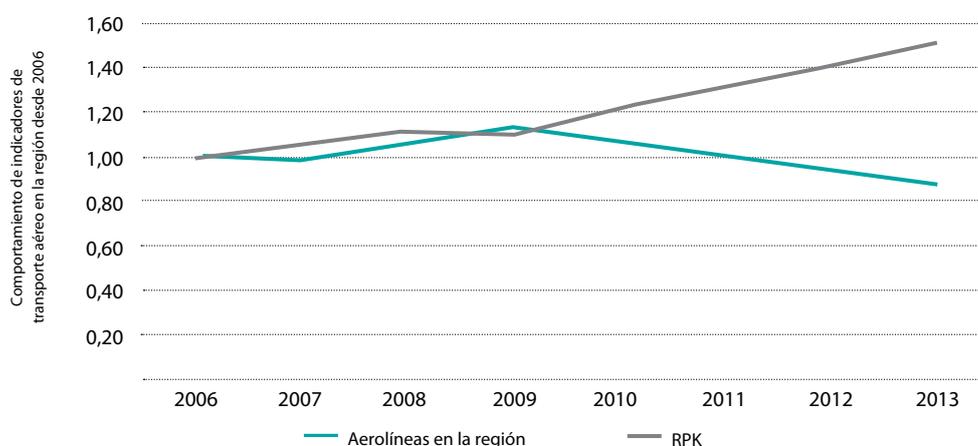
El número de aerolíneas basadas en la región ha descendido principalmente por la fusión de algunas, como es el caso de LATAM (LAN-TAM) y Avianca – TACA. Estas uniones también se han dado al interior de los grandes mercados nacionales, como ocurrió con Azul y Trip en Brasil. Simultáneamente, las principales líneas aéreas se han afiliado a las grandes alianzas internacionales, contribuyendo así a una mayor oferta mundial facilitada por códigos compartidos y servicios en tierra conjuntos entre otros beneficios para los viajeros. A pesar de que haya menos aerolíneas operando en América Latina y el Caribe, la oferta y el uso del transporte aéreo ha crecido, lo que se ve reflejado en las tendencias ilustradas por los siguientes dos gráficos que, por un lado, muestran un menor número de aerolíneas, pero por otro el aumento en el número de pasajeros-pagos-kilómetros (RPK) transportados.

**Gráfico 5.1.** Número de aerolíneas operando en la región por origen



Fuente: Elaboración propia sobre datos de ALTA (2013).

**Gráfico 5.2.** Comportamiento del mercado en la región según número de aerolíneas operando y revenue passenger kilometers referido a los valores para el 2006



Fuente: Elaboración propia sobre datos de ALTA (2013), ICAO (2014), Boeing (2014).

Un indicador del tamaño de las aerolíneas es su flota, pues es el principal insumo para la producción de kilómetros de transporte aéreo. Un análisis sobre las 34 líneas aéreas comerciales más importantes basadas y activas en la región en 2014, permitió identificar una flota total de 1.472 aeronaves. Las tres empresas más grandes operan el 42% de la flota, y las 10 más grandes el 80%.

El 21,9% de la flota es operado por el grupo LATAM (Brasil, Chile, Argentina, Ecuador, Perú, Colombia) seguido por Avianca (Colombia, Perú, El Salvador, Ecuador) con un 10,2%. Se destaca el grupo de aerolíneas brasileras, diferentes de TAM, que en conjunto operan cerca del 21% de la flota (Gol, Avianca-BR y Azul) y las mexicanas con un 18% (Aeroméxico, Volaris, Aeromar, Interjet, Viva Aerobus). Finalmente también es importante subrayar el tamaño de Copa (Panamá, Colombia) con el 6,5% y el de Aerolíneas Argentinas con 4,6%.

**Cuadro 5.1.** Distribución de la flota de aviación comercial para las principales aerolíneas de América Latina y el Caribe

Nombre	Flota 2014	%	% acum	País
LATAM	322	21,9%	21,9%	Argentina, Brasil, Chile, Colombia, Ecuador, Perú
Avianca	150	10,2%	32,1%	Colombia, Perú, El Salvador
Azul/trip	140	9,5%	41,6%	Brasil
Gol/varig	130	8,8%	50,4%	Brasil
Grupo Aeroméxico	124	8,4%	58,8%	México
Copa	95	6,5%	65,3%	Panamá, Colombia
Aerolíneas Argentinas	67	4,6%	69,8%	Argentina
Interjet	50	3,4%	73,2%	México
Volaris	48	3,3%	76,5%	México
Avianca Brasil	41	2,8%	79,3%	Brasil
Conviasa	28	1,9%	81,2%	Venezuela
Viva Aerobus	26	1,8%	82,9%	México
Aserca	24	1,6%	84,6%	Venezuela
Caribbean Airlines	20	1,4%	85,9%	Trinidad y Tobago
Aeromar	19	1,3%	87,2%	México
Tame	19	1,3%	88,5%	Ecuador
Sky	18	1,2%	89,7%	Chile
Liat	17	1,2%	90,9%	Antigua y Barbuda
Cubana de Aviación	14	1,0%	91,8%	Cuba

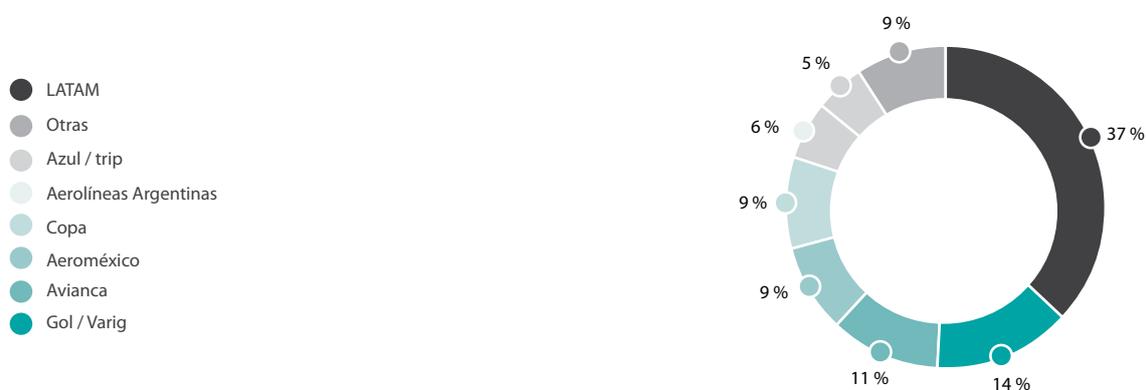
Nombre	Flota 2014	%	% acum	País
Peruvian	14	1,0%	92,8%	Perú
Satena	12	0,8%	93,6%	Colombia
Boliviana de Aviación	11	0,7%	94,4%	Bolivia
Santa Bárbara	11	0,7%	95,1%	Venezuela
Avior	10	0,7%	95,8%	Venezuela
Insel Air	10	0,7%	96,5%	Aruba
Bahamas Air	8	0,5%	97,0%	Bahamas
Air Panamá	8	0,5%	97,6%	Panamá
Aerpostal	7	0,5%	98,0%	Venezuela
Viva Colombia	6	0,4%	98,4%	Colombia
Amazonas	6	0,4%	98,8%	Bolivia
Bqb	5	0,3%	99,2%	Uruguay
Cayman Airways	4	0,3%	99,5%	Islas Caimán
Air Jamaica	4	0,3%	99,7%	Jamaica
Suriname Airlines	4	0,3%	100,0%	Suriname
Total	1472			

Fuente: Elaboración propia sobre datos de ALTA (2013) y consultas en planespotter.net (2014), airliners.net (2014), y páginas web de cada aerolínea e informes a accionistas en los casos que aplican.

El número de aerolíneas y el tamaño de la flota son apenas dos de las variables a observar en términos de la concentración del sector, que es más notoria cuando se estudian estadísticas de producción como las sillas-disponibles-kilómetro producidas (ASK). De un total regional aproximado de 360 mil millones de ASK en 2013, cerca de la mitad fueron producidas por las aerolíneas brasileras lo que responde al tamaño de dicho país.

La alta concentración vuelve a hacerse evidente cuando se ve que las siete aerolíneas con mayor flota ofrecieron cerca del 90% de las ASK producidas y, la más grande, cerca del 37%. Es importante mencionar que en la región, a finales de 2013, ninguna línea aérea operaba aeronaves del tipo A380 y solo Aeroméxico y LAN tenían en su flota algunos B787 Dreamliner. También sobresale el hecho de que las aerolíneas más importantes mantuvieron durante el 2012 y el 2013 una utilización de entre 75 y 80% de las ASK producidas.

**Gráfico 5.3.** Distribución de sillas-disponibles-kilómetros (ASK) en 2013



Fuentes: Elaboración propia sobre datos de las aerolíneas publicados en las páginas web para sus accionistas y de INFRAERO (2014).

Los siguientes cuadros presentan algunos indicadores de producción y consumo en 2012 y 2013 para las siete aerolíneas con mayor flota durante el año 2014.

**Cuadro 5.2.** Pasajeros-pagos-kilómetros (RPK) en 2012 y 2013 para las siete aerolíneas con mayor flota en la región

RPK (Millones)	2012	2013	Variación (%)
LATAM	103.886	106.466	2,48
Gol/Varig	32.247	34.683	7,55
Avianca	29.072	31.186	7,27
Aeroméxico	23.484	25.010	6,50
Copa	20.832	24.222	16,27
Aerolíneas Argentinas	14.150	17.753	25,46
Azul/Trip	12.640	14.958	18,34

Fuentes: Elaboración propia sobre datos de las aerolíneas publicados en las páginas web para sus accionistas, ICAO (2014) y de INFRAERO (2014).

**Cuadro 5.3.** Sillas-disponibles-kilómetros (ASK) para las siete aerolíneas con mayor flota en la región (2012 y 2013)

ASK (millones)	2012	2013	Cambio (%)
LATAM	132.186	131.691	-0,37
Gol/Varig	46.181	49.632	7,47
Avianca	36.545	38.762	6,07
Aeroméxico	30.724	32.496	5,77
Copa	27.612	31.583	14,38
Aerolíneas Argentinas	18.566	23.284	25,41
Azul/Trip	16.765	18.905	12,76

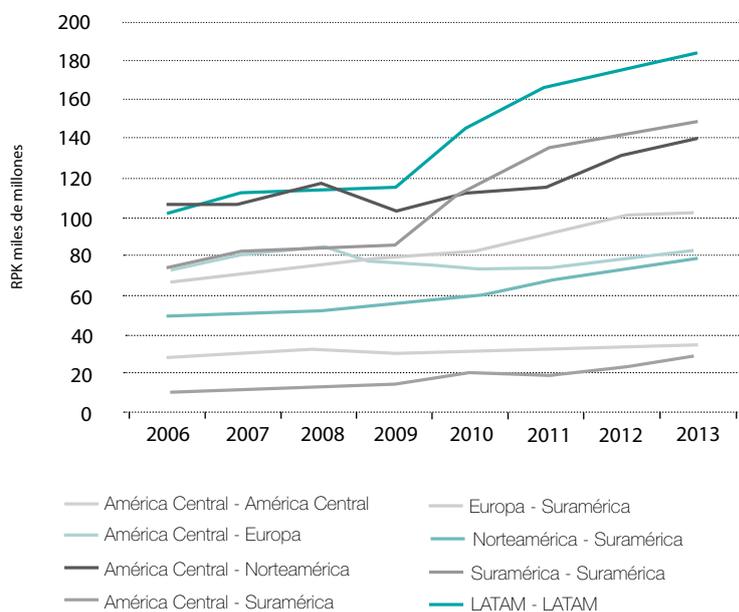
Fuente: Elaboración propia sobre datos de las aerolíneas publicados en las páginas web para sus accionistas, ICAO (2014) y de INFRAERO (2014).

**Cuadro 5.4.** Pasajeros transportados por las siete aerolíneas con mayor flota en la región (2012 y 2013)

Pasajeros (Millones)	2012	2013	Cambio (%)
LATAM	64,68	66,70	3,12
Gol/Varig	32,24	34,13	5,86
Avianca	23,09	24,63	6,64
Azul/Trip	15,81	18,68	18,17
Aeroméxico	14,81	15,49	4,56
Copa	10,21	11,35	11,07
Aerolíneas Argentinas	7,00	8,46	20,86

Fuentes: Elaboración propia sobre datos de las aerolíneas publicados en las páginas web para sus accionistas, ICAO (2014) y de INFRAERO (2014).

Vale la pena destacar que el crecimiento del mercado en los últimos cinco años ha sido liderado por la dinámica de América del Sur como lo muestra el Gráfico 5.4. Hasta el 2010, el mayor mercado correspondía a los viajes entre América Central y Norteamérica, pero desde ese año el que crece con mayor dinámica y representa el mayor volumen es el interno entre los países de Suramérica.

**Gráfico 5.4.** Comportamiento del transporte aéreo desde y hacia la región medido en pasajeros-pagos-kilómetros (RPK)

Fuente: Elaboración propia sobre datos Boeing (2014).

**Los aeropuertos de los países con mayor población se consolidan como los más importantes. Los de São Paulo, Ciudad de México y Bogotá son los de mayor actividad. Otros como los de Panamá y Lima vienen creciendo a tasas interanuales elevadas asociadas además a su operación como *hubs* de aerolíneas de alto dinamismo**

El crecimiento en la oferta de transporte de los últimos años ha impuesto demandas adicionales a la infraestructura de aeropuertos y de navegación. En particular esto ha ocurrido en los terminales que sirven a las ciudades más importantes. A pesar del dinamismo y de que en la región se encuentran algunas de las ciudades más grandes del mundo, los aeropuertos de América Latina y el Caribe no son de los que tienen mayor actividad a nivel mundial. Los que manejan un mayor número de operaciones (2013) son los de Ciudad de México (aprox. 392.000) y Bogotá (aprox. 325.000), ambos con dos pistas y terminales recientemente mejorados o ampliados. Este último se encuentra concesionado a operadores privados, mientras que el que sirve al D.F. es operado por una empresa gubernamental.

Los aeropuertos con mayor movimiento de pasajeros (2013) son los de São Paulo-Guarulhos (aprox. 36 millones) y el de Ciudad de México (aprox. 31,5 millones). El primero fue recientemente concesionado a un grupo privado y actualmente se encuentra en proceso de ampliación y mejora. En cuanto a carga se destaca nuevamente el de Bogotá con cerca de 600.000 toneladas al año (2013). En casi todos los aeropuertos importantes de América Latina se maneja simultáneamente carga y pasajeros, pero resaltan algunos especializados en carga como son Viracopos y Manaus, en Brasil.

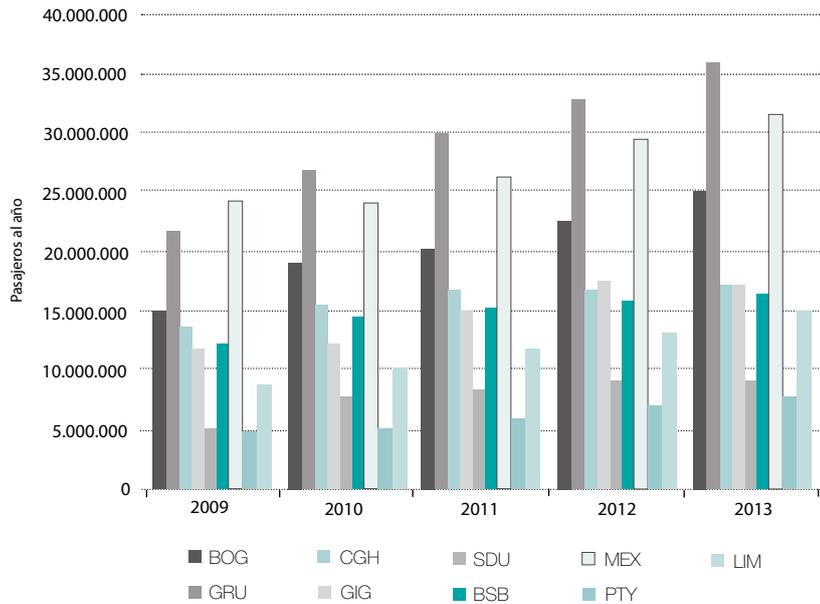
La ciudad que genera más actividad de transporte aéreo es São Paulo, pues al sumar sus dos aeropuertos principales, tiene un movimiento anual de pasajeros de más de 50 millones. En la zona urbana hay otros terminales más pequeños y, además, está cerca de otros de alcance internacional como el de Viracopos en la ciudad de Campinas.

Según las estadísticas de la Asociación Latinoamericana y del Caribe de Transporte Aéreo (ALTA) consolidadas para 2012, los tres aeropuertos de mayor movimiento de pasajeros (México D.F., São Paulo - Guarulhos y Bogotá) concentraron el 30% del tráfico de aeronaves que se registró en 535 aeropuertos de la región. Los seis más grandes concentraron el 50% del tráfico regional (adicionando São Paulo - Congonhas, Brasilia y Río de Janeiro - Galeao). Entre 2002 y 2012, los que más han

crecido en el número de operaciones son el de Belo Horizonte y el de Panamá, mientras que los de Caracas, Guadalajara y San Juan de Puerto Rico han decrecido.

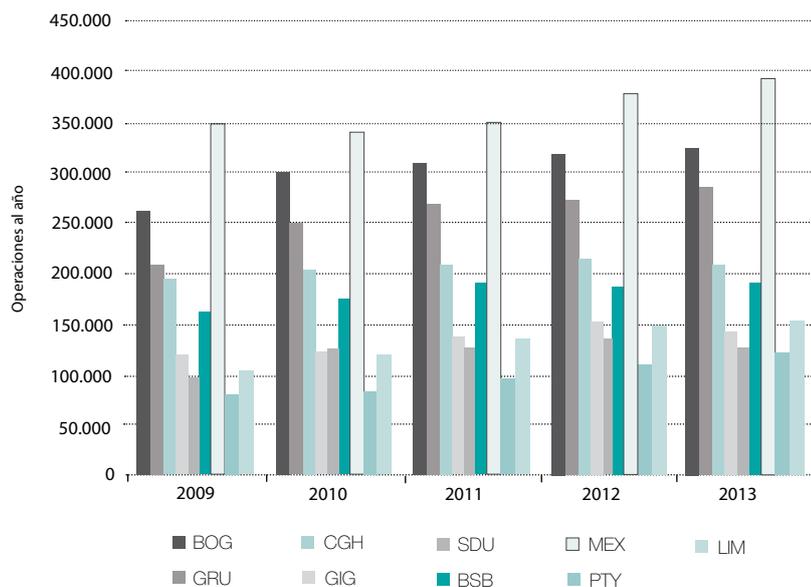
Al evaluar el comportamiento de los principales aeropuertos de América Latina y el Caribe en el último quinquenio se detectan crecimientos muy notorios en todos los indicadores de demanda. A continuación se presenta la tendencia para un grupo de aeropuertos conformado por Bogotá – El Dorado (BOG), São Paulo – Guarulhos (GRU), São Paulo – Congonhas (CGH), Río de Janeiro – Galeao (GIG), Río de Janeiro – Santos Dumont (SDU), Brasilia – Presidente Juscelino Kubitschek (BSB), México– Benito Juárez (MEX), Panamá – Tocumen (PTY) y Lima – Jorge Chávez (LIM).

**Gráfico 5.5.** Comportamiento del número de pasajeros por aeropuerto

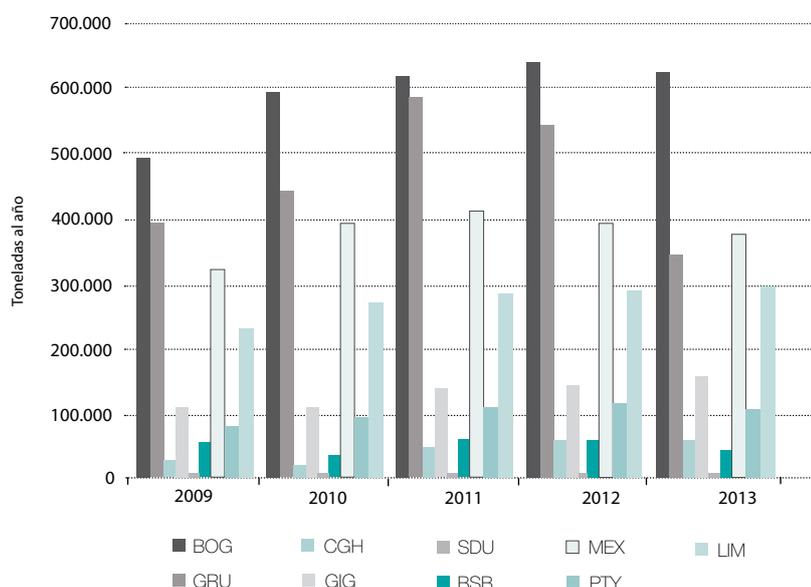


Fuentes: Elaboración propia sobre datos de informes anuales de cada aeropuerto y datos de las autoridades de aviación civil de cada país.

**Gráfico 5.6.** Comportamiento del número de operaciones por aeropuerto



Fuentes: Elaboración propia con base en datos de informes anuales de cada aeropuerto y datos de las autoridades de aviación civil de cada país.

**Gráfico 5.7.** Comportamiento de las toneladas transportadas por aeropuerto

Fuente: Elaboración propia sobre datos de informes anuales de cada aeropuerto y datos de las autoridades de aviación civil de cada país.

Debido a lo expuesto anteriormente, han sido necesarias importantes inversiones para ajustar la oferta de infraestructura al rápido crecimiento de la demanda. Por ejemplo en la renovación del aeropuerto El Dorado de Bogotá se invirtieron cerca de USD 900 millones. En las obras asociadas a la concesión para la ampliación y renovación de Guarulhos en São Paulo se espera una inversión cercana a los USD 2.000 millones. El nuevo aeropuerto de Quito, que debería aumentar la actividad aérea de la capital ecuatoriana la cual se veía restringida por la ubicación del anterior terminal que quedaba en el centro de la ciudad, fue construido a través de un contrato de concesión con una inversión cercana a los USD 600 millones. Actualmente está siendo considerado un nuevo aeropuerto para la Ciudad de México y avanza el proceso de una nueva concesión para el de Santiago de Chile.

### Los fabricantes de aeronaves que dominan el mercado internacional pronostican un mercado creciente en Latinoamérica para los próximos 20 años. Esto implica retos en varias dimensiones que aún requieren mayor atención de los gobiernos y del sector privado

El mercado de aeronaves en el mundo es dominado por dos grandes fabricantes: Airbus y Boeing. Estas dos empresas desarrollan pronósticos de los distintos indicadores de la oferta y demanda del transporte aéreo empleando, entre otras fuentes, las órdenes de fabricación recibidas.

Boeing (2014) estima que, con un crecimiento mundial interanual de la economía de 3,2% entre 2013 y 2033, habrá un aumento anual de la flota aérea del 3,6%, de 4,2% de los pasajeros, 5% de los RPK y un 4,7% de las RTK. Para América Latina y el Caribe, pronostica un crecimiento interanual de las RPK de 6,2% y de las RTK de 5,3%, es decir, mayor al valor global. El crecimiento de la flota se daría principalmente en aeronaves de un solo corredor (80% de la flota) y mayoritariamente en nuevos aviones. Esto mantendría el tamaño medio de las aeronaves, pues el aumento se produciría principalmente en el número de vuelos. Un elemento que es notorio dentro de la prognosis que hace Boeing es el posicionamiento aún más fuerte de aerolíneas de bajo costo en los dos países más grandes de la región (Brasil y México), lo que debería asociarse a una mayor demanda y, quizás, al desarrollo de aeropuertos más pequeños cercanos a las ciudades con más habitantes.

Airbus (2013) llega a conclusiones similares, pronosticando que en la región se verán crecimientos interanuales equivalentes al 6% de RPK entre el 2012 y el 2032, lo que quiere decir que se pasará de una cifra cercana a los 400.000 millones a cerca de 1 billón (1\*10<sup>12</sup>) de RPK en el 2032. Eso representa un aumento de más del doble de los pasajeros pagos kilómetro movilizadas actualmente, en menos de 20 años. Todo esto se hará sin incrementar de manera drástica el tamaño de los aviones, lo que implica necesariamente más operaciones en los aeropuertos.

Airbus también especifica cuáles ciudades concentrarán en el 2032 la mayor parte de la demanda de largos recorridos: Ciudad de México, Cancún, Panamá, Bogotá, Caracas, Lima, Santiago, Buenos Aires, São Paulo y Río de Janeiro. En el 2032 São Paulo seguirá siendo la metrópoli con mayor demanda de transporte aéreo de la región.

Este pronóstico tiene implicaciones importantes en, al menos, cuatro aspectos:

- El desarrollo hacia menos y más grandes aerolíneas y la forma en que éstas van adquiriendo y operando la nueva flota en un mercado donde el combustible y los costos de uso de la infraestructura aeroportuaria van en aumento.
- Ninguno de los aeropuertos principales de la región tiene más de dos pistas operacionales y la mayoría presenta limitaciones en el número de posiciones de atraque, incluso los que han sido ampliados recientemente. Esto generará necesidades de inversión adicionales en infraestructura en los próximos años.
- Los aeropuertos de América Latina no están bien conectados a sus ciudades. A la fecha, de los nueve usados como muestra de análisis en este documento, solo el de Ciudad de México tiene una conexión de metro y BRT al terminal, que igual necesita muchas mejoras. En los casos restantes no existe integración con las redes de transporte masivo en buses o trenes.
- El último aspecto (que quizás no es muy visible) es el desarrollo de una mejor red de navegación aérea al interior de América Latina y el Caribe y, a su vez, integrada con las redes de otros sectores, principalmente, con América del Norte. Las mejoras en la navegación aérea tienen implicaciones directas en la seguridad, la reducción de emisiones y la optimización de la capacidad instalada en la región. La OACI (International Civil Aviation Organization, 2013) recientemente generó el plan de navegación aérea 2013-2028 que determina medidas a seguir en cuatro áreas y cuatro bloques en el tiempo (2013, 2018, 2023 y 2028). Las áreas son: a) operaciones aeroportuarias, b) interoperabilidad mundial de datos y sistemas c) optimización de la capacidad y vuelos flexibles y d) trayectorias de vuelos eficientes. Según la OACI a finales de 2013 todos los países de la región, a excepción de Panamá y Surinam, tenían planes para la implementación de un sistema *performance based navigation* que es el máximo estándar de navegación aérea. La OACI ha destacado tanto el programa de Brasil denominado SIRIUS, que implica la reestructuración de un porcentaje importante de sus rutas y la aproximación a las pistas; como el de Perú en la conexión entre Lima y Cuzco, que produjo ahorros importantes en consumos y emisiones incrementando, además, la capacidad de la pista del aeropuerto de Lima. Otro elemento de la navegación aérea establecido como deseable por la OACI es el de los sistemas de administración de flujos aéreos (ATFM), que, a finales de 2013, no habían sido implementados en toda Centroamérica e islas del Caribe, Ecuador, Perú, Bolivia, Argentina, Uruguay, las Guayanas y Surinam. Este elemento está destinado a mejorar la eficiencia de la red y la infraestructura alcanzando una mayor capacidad. En la medida que el tráfico crece, es ideal, y en algunos casos imprescindible, contar con estos sistemas. En la región nuevamente Brasil es citado como ejemplo por la OACI. Un tercer elemento es el de los estándares para el manejo de la información aeronáutica: si bien a fines de 2013 pocos países de Latinoamérica cumplían con todos los parámetros establecidos, los niveles de cumplimiento de los niveles básicos ya eran satisfactorios.

## **América Latina y el Caribe frente a una senda de mayor contribución a las emisiones de gases efecto invernadero**

América Latina y el Caribe enfrentan un camino que los podría llevar a causar un mayor impacto en el cambio climático por su dinámica económica y la consecuente creciente actividad del transporte

El transporte es una actividad que las sociedades humanas, por primitivas o atrasadas que sean, tienen como fundamento de su vida diaria. El hecho de moverse, independiente del modo o la forma en que se haga, consume energía y produce emisiones. El desarrollo económico que han seguido las

sociedades hasta ahora, ha estado acompañado de un mayor número de viajes y, por lo tanto, de un aumento en el consumo de energía. Así las cosas, los esfuerzos por desarrollar formas más eficientes de movilizarse, con un menor consumo de energía y, a la vez, emitiendo menos, normalmente se incluyen en las declaraciones políticas de los gobiernos y subyacen en el desarrollo de nuevas tecnologías. Aceptando las mejoras significativas en estos aspectos, otras consideraciones sociales y económicas hacen que siga siendo un reto complejo mitigar la contribución que el sector transporte tiene al cambio climático por las emisiones de los gases de efecto invernadero.

En América Latina esta situación es evidente porque la mayoría de los países están creciendo económicamente y la pobreza viene disminuyendo, lo que, unido a una población cada vez más urbana, trae un aumento en la tasa de motorización de vehículos privados (automóviles y motocicletas) que, a la vez, induce a un mayor número de viajes.

El incremento en la propiedad de vehículos automotores no sólo se da por tener más ciudadanos con la capacidad de usar parte de sus ingresos en la compra y mantenimiento de un auto o moto, sino porque las condiciones macroeconómicas de la mayoría de los países contribuyen a esto. Las estables, y en muchos casos controladas, tasas de inflación, la apreciación de algunas de las monedas y la caída de las barreras arancelarias son factores que ayudan a que sea más fácil acceder a estos vehículos. Por otra parte, el no contar con políticas de cobro al uso a través de sobretasas a los combustibles, impuestos de propiedad o cargos por uso a través de políticas de estacionamiento o de cobros por congestión, hace que no sólo sea fácil tener un vehículo, sino barato utilizarlo diariamente. La crisis que enfrentan algunos sistemas de transporte público, contribuye a hacer más complejo el reto. El desarrollo urbano y la ocupación del territorio que amplía el tamaño de las ciudades hacen que el viaje en el transporte individual resulte más atractivo y muchas veces más económico que el desplazamiento en transporte colectivo.

A nivel urbano, al menos en la teoría y en algunos casos excepcionales en la práctica, es posible inducir un mayor uso del transporte público e intentar atraer más usuarios hacia modos no motorizados, mediante diferentes mecanismos. Todo esto encaminado a promover un estilo de vida más acorde con un menor nivel de congestión y de emisiones. Sin embargo, otros componentes del transporte (como el de cargas a nivel intermunicipal o el de pasajeros interregional o internacional) se ven abocados a utilizar vehículos que consumen combustibles fósiles y emiten. Esto lo demuestran las matrices de uso de los modos de transporte, particularmente en el sector de carga en donde en la mayoría de países se privilegia el uso de la carretera con menor participación de modos más eficientes como el férreo o el fluvial.

La situación es aparentemente contradictoria porque las sociedades se mueven no sólo en la búsqueda de un mayor desarrollo económico y una mejor distribución de la riqueza, sino que se quiere que éstas sean condiciones estables y duraderas. Sin embargo esto, si lo vemos en el contexto de la historia reciente del mundo, coincide con una mayor contribución en términos de emisiones de gases de efecto invernadero. Según los datos de la International Energy Agency, el mundo emitió en el 2011 cerca de 32 mil millones de toneladas de CO<sub>2</sub> provenientes del uso de combustibles fósiles. El mayor generador de estas emisiones es la industria productora de energía eléctrica y calefacción, seguida por el sector transporte. Dentro de éste, el mayor generador fue el transporte carretero. En total, el transporte aportó en ese año cerca del 22,3% de las emisiones globales y el carretero lo hizo con el 16,5%.

América Latina y el Caribe es responsable de cerca del 5% del total de emisiones de gases efecto invernadero provenientes de combustibles fósiles, siendo México y Brasil los mayores generadores que concentran cerca del 60% de la emisión de la región. La contribución del sector transporte dentro del total regional es mayor que en el resto del mundo con un 34,9 %. El transporte carretero lo hace con un 32,6%, de total. Esto responde a que la generación de electricidad se origina principalmente en hidroeléctricas, y no en los combustibles fósiles como en otras partes del mundo. El transporte carretero de América Latina y el Caribe aportó en el 2011, el 1,6% del total mundial de emisiones. Aunque esta proporción sea pequeña y cualquier acción pueda parecer insignificante frente al impacto de otros sectores y países, el reto existe y las tendencias indican que esa contribución está aumentando. El siguiente cuadro ilustra la situación de la región en 2011.

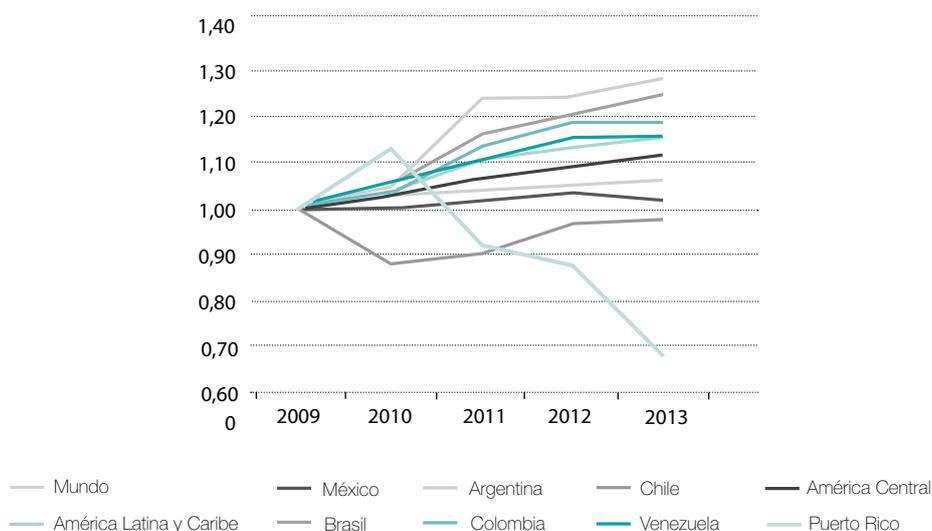
**Cuadro 5.5.** Participación del transporte carretero en emisiones de CO<sub>2</sub> en América Latina y el Caribe (2011)

País	Participación del transporte carretero en la emisión total de CO <sub>2</sub> por país (%)	Participación del transporte carretero en el total de emisiones de CO <sub>2</sub> regional (%)
Chile	25,7	3,8
México	34,1	28,4
Argentina	23,6	8,3
Bolivia	36,7	1,1
Brasil	40,0	31,4
Colombia	34,2	4,4
Costa Rica	68,4	0,9
Cuba	4,4	0,2
República Dominicana	22,0	0,8
Ecuador	43,7	2,6
El Salvador	51,1	0,6
Guatemala	52,8	1,1
Haití	18,7	0,1
Honduras	40,1	0,6
Jamaica	18,9	0,3
Antillas Holandesas	30,4	0,3
Nicaragua	36,9	0,3
Panamá	38,5	0,7
Paraguay	90,4	0,9
Perú	35,3	3,0
Trinidad y Tobago	7,0	0,5
Uruguay	41,5	0,6
Venezuela	27,0	8,3
Otros	25,0	0,9

Fuente: Elaboración propia sobre datos de la International Energy Agency.

Según la International Energy Agency, en el 2013 el mundo consumió cerca de 90 millones de barriles de petróleo diarios, cifra que viene creciendo a una tasa anual aproximada de 1,6% desde el 2009. En América Latina y el Caribe se consumen diariamente cerca de 9 millones de barriles de petróleo, valor que se incrementa a una tasa cercana al 4% anual. Entre 2009 y 2013, Argentina, Brasil, Bolivia, Colombia y Ecuador aumentaron sus consumos a tasas superiores al 4% anual. Como comparación, en el mismo lapso de tiempo Europa redujo su consumo en un 0,3% anual y Estados Unidos creció un poco menos del 0,2% anual. Este comportamiento dispar entre las grandes economías tradicionales de occidente, y lo que se percibe en las economías emergentes como las de Latinoamérica, India o China, es la raíz del reto que se quiere resaltar.

No es solo que las economías más desarrolladas y grandes se encuentren en recesión u observando crecimientos muy bajos, sino que algunos sectores en dichas geografías se han vuelto más eficientes y conscientes respecto a las implicaciones de este consumo. El siguiente gráfico ilustra el comportamiento durante el último quinquenio del consumo de combustible en el mundo, en la región y en algunos países, normalizado al dato del año 2009; este año es significativo pues correspondió a uno de una profunda crisis económica mundial.

**Gráfico 5.8.** Comportamiento del consumo de barriles diarios de petróleo basado en el dato para 2009

Fuente: Elaboración propia sobre datos de la International Energy Agency.

Las emisiones de gases de efecto invernadero son directamente proporcionales al consumo de combustibles fósiles del sector transporte: un aumento en dicho consumo genera directamente más emisiones. La trayectoria en la que está inmersa la región debe llamar la atención al menos en los siguientes aspectos: 1) el incremento de las emisiones de gases efecto invernadero ya mencionado, 2) la presión por conseguir y mantener las fuentes de energía a precios razonables para las economías de la región y, 3) el impacto sobre la salud pública que otras emisiones de carácter local tienen sobre la población. Aunque los tres factores merecen atención en esta ocasión se hará énfasis en el primero.

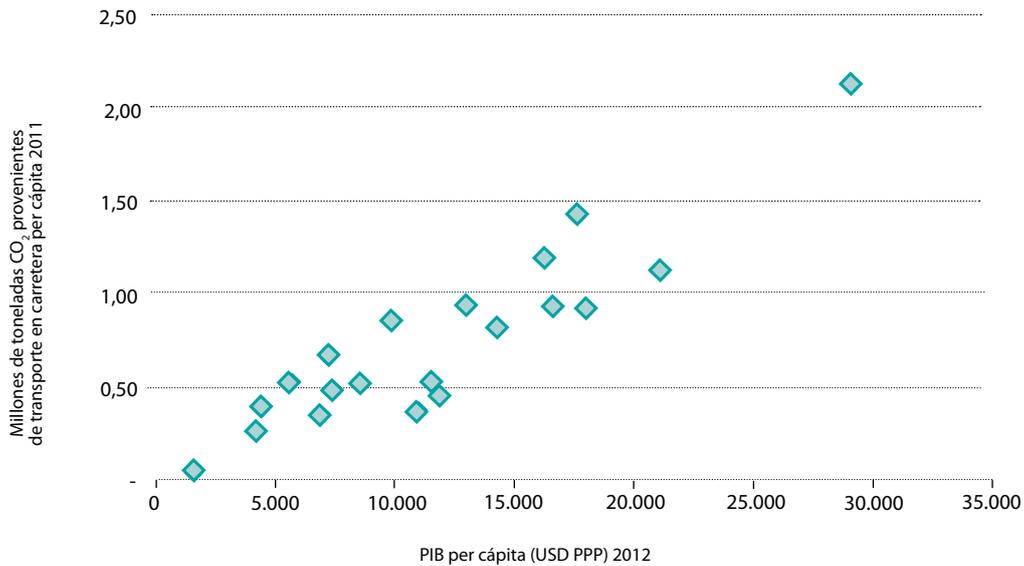
**Las tendencias económicas y de comportamiento de viaje sugieren una mayor contribución en las emisiones de gases efecto invernadero en el futuro medio. El crecimiento económico, la urbanización y el aumento de la motorización son tres factores críticos para explicar el posible camino que seguirá la región**

Habiendo visto el resultado de un mayor consumo, vale la pena analizar en mayor detalle las razones que lo explican. Se ilustran tres factores determinantes en la trayectoria que puedan seguir los países con el objetivo de plantear hipótesis de comportamiento sin realizar análisis estadísticos profundos. El primero evalúa la posible correlación positiva entre el PIB per cápita y las emisiones per cápita de CO<sub>2</sub>. El segundo factor busca ilustrar la posible relación positiva entre la proporción de población urbana y las emisiones per cápita de CO<sub>2</sub>. El tercero intenta explorar una posible relación positiva entre la tasa de motorización y las mismas emisiones. Queda claro que el determinante real de las emisiones, el número de vehículos-kilómetro empleados en cada país, no se ha medido o estimado de manera consistente y lo que se busca con el análisis es generar un conjunto de hipótesis que lo puedan señalar indirectamente.

La primera evaluación parte de una observación transversal: hay una correlación positiva entre un indicador de ingreso (PIB per cápita) y las emisiones per cápita. Sería necesario seguir a un grupo de países en un análisis longitudinal para confirmar esta hipótesis a nivel individual. La relación, de hecho, ajusta bastante bien a una línea. Si no cambian los comportamientos o las tecnologías disponibles, esto sugiere que a mayor PIB per cápita, mayores emisiones de CO<sub>2</sub> se producirán por persona.

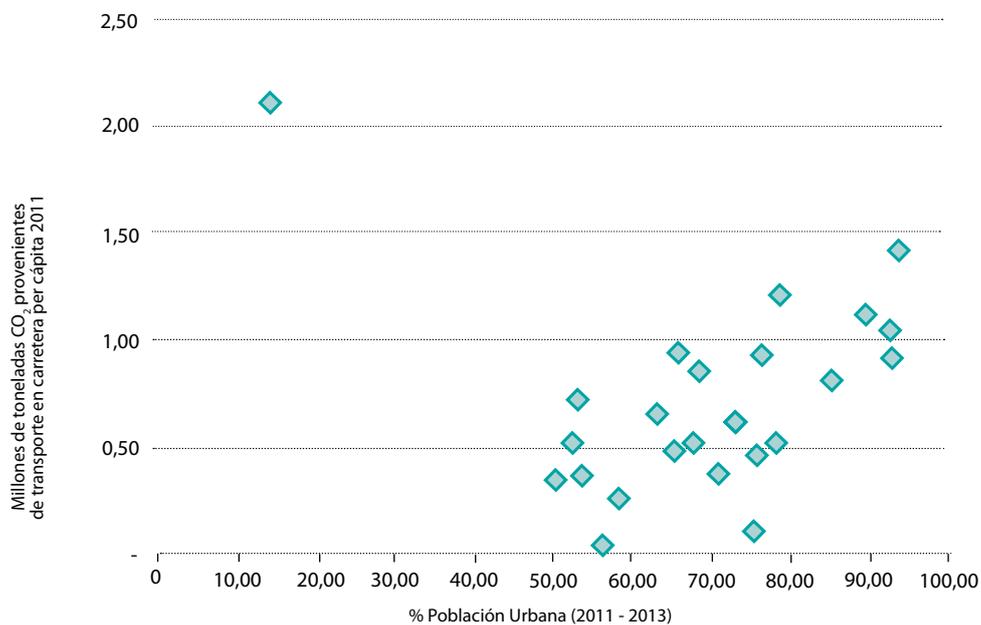
El segundo elemento de análisis también muestra cierta relación positiva entre la proporción de la población urbana y las emisiones per cápita, aunque ésta es menos clara que en el primer caso. El dato atípico es el de Trinidad y Tobago que es un país-isla con alto nivel de ingreso per cápita y alta motorización, pero bajo nivel de urbanización (de acuerdo con los estándares adoptados por el país y reportados al Banco Mundial) lo que puede implicar viajes largos y, por tanto, elevadas emisiones de CO<sub>2</sub> per cápita. Al igual que en el caso anterior, si no hay cambios en los comportamientos y en la tecnología, una mayor población urbana contribuirá positivamente a mayores emisiones.

**Gráfico 5.9.** Producto Interno Bruto per cápita y emisiones de CO<sub>2</sub> per cápita



Fuentes: Elaboración propia sobre datos de la International Energy Agency (2011) y Banco Mundial (2012).

**Gráfico 5.10.** Porcentaje de población urbana y emisiones de CO<sub>2</sub> per cápita

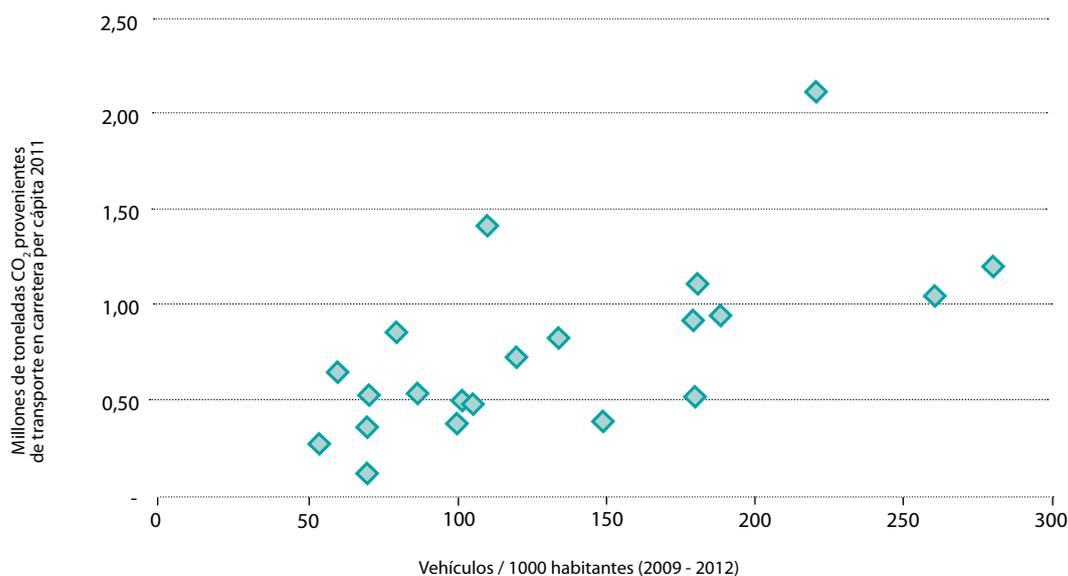


Fuentes: Elaboración propia sobre datos de la International Energy Agency (2011) y Banco Mundial (2011-2013).

Buena parte de los Estados de América Latina y el Caribe son altamente urbanizados, condición que es más notoria en los países con más población como Brasil (85%), México (79%), Argentina (92%), Colombia (75%), Perú (78%) y Venezuela (93%). Aunque estas proporciones parezcan altas, el hecho de que sean países altamente poblados implica que aún hay posibilidad de migración de un número elevado de personas hacia las ciudades. Eso no sólo desde el campo hacia las metrópolis, sino entre urbes haciendo que en algunos casos sea necesario ampliar el tamaño de las mismas para acomodar los nuevos ciudadanos.

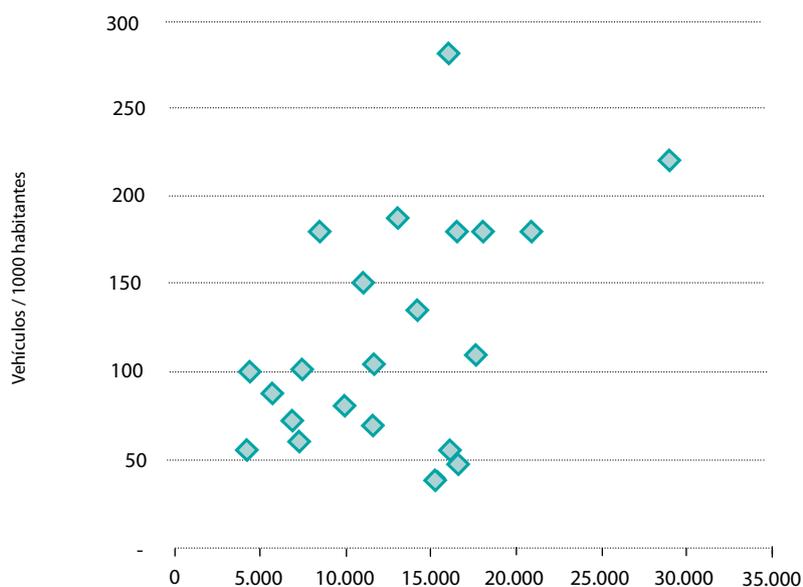
El tercer elemento de evaluación sugiere una relación positiva, más no lineal, entre la tasa de motorización y las emisiones per cápita de CO<sub>2</sub>. Nuevamente el dato más elevado en emisiones per cápita es el de Trinidad y Tobago, considerado atípico. La motorización es el aspecto detonante de un mayor consumo y, sujeto a la tecnología, de las emisiones de gases efecto invernadero. Las naciones de América Latina en general tienen aún tasas de motorización entre bajas y medias. México y Argentina son las naciones con más vehículos por habitante con cerca de 280 y 260 por cada mil habitantes respectivamente. Casi todos los países considerados desarrollados superan los 400 vehículos por cada mil habitantes. Por lo tanto, ante un crecimiento económico en la región, la capacidad de compra permitiría en muchos casos doblar, e incluso triplicar, la tasa de motorización de hoy, lo que permite inferir que el número de vehículos crecerá a tasas superiores a las de la población.

**Gráfico 5.11.** Tasa de motorización y emisiones de CO<sub>2</sub> per cápita



Fuentes: Elaboración propia sobre datos de la International Energy Agency (2011) y Banco Mundial (2011-2013).

**Gráfico 5.12.** Tasa de motorización y PIB per cápita



Fuentes: Elaboración propia sobre datos de Banco Mundial (2011-2013).

La motorización únicamente mide una dimensión de la relación entre la población y los vehículos. Sin embargo, la contribución de esta variable a las emisiones pasa por dos elementos críticos que no son evaluables directamente. El primero es el uso que se le da a dichos vehículos; como se mencionó anteriormente se debe medir en vehículos-kilómetro pero actualmente no se tienen datos comparables. El segundo es la contribución que, por cada kilómetro recorrido, hace el vehículo en términos de emisiones, lo que obedece a factores tecnológicos y de prácticas de conducción. La primera puede estudiarse en términos de la eficiencia de los motores sujeta a la calidad de los combustibles, y la segunda es difícil de cuantificar y cualificar.

Teniendo en cuenta lo anterior es importante considerar que entre las razones que podrían explicar una mayor emisión existen correlaciones y la que más resalta quizás es que, en general, un mayor PIB per cápita se asocia a más vehículos por habitantes, tal y como lo ilustra el Gráfico 5.12. Esta relación se ha estudiado a nivel de países y presenta comportamientos de curva "S"; es decir, que crece hasta llegar a un nivel de saturación que, por ahora, parece estar dado por las tasas de motorización de los países más desarrollados.

**Ante el posible camino que seguirá la región en términos de emisiones de gases efecto invernadero es pertinente considerar acciones de mitigación o incluso otras más osadas que busquen directamente cambiar esta ruta.**

Los retos para la región sugeridos anteriormente tomaron mayor relevancia con la declaración de Bogotá (2011- 2020), emitida durante el Foro de Transporte Sostenible para América Latina (2011). En ésta se definió lo que se considera transporte sostenible y se adoptó como marco de actuación el descrito por tres líneas y 24 objetivos resumidos en:

- **(Avoid)** Evitar viajes motorizados innecesarios a través de la mejor planificación del uso del suelo y de la planificación logística.
- **(Shift)** Cambiar el uso de ciertos modos de transporte hacia modos más eficientes.
- **(Improve)** Optimizar la eficiencia energética y el rendimiento ambiental de los sistemas de transporte a través de mejoras en combustibles, vehículos y operación de las redes de transporte.

Es indeseable para la sociedad no moverse, por lo tanto, el reto es evolucionar hacia una situación en la que sea necesario desplazarse menos pero, que cuando se haga, se recorran distancias más cortas y en modos que emitan menos. La forma en que cada país, y en particular cada ciudad, se aproximen a dicha meta depende principalmente de los incentivos y la regulación que se aplique al sector. Esto particularmente en la promoción del uso de modos de transporte no motorizados como en facilitar el acceso a tecnologías que produzcan menos emisiones por cada kilómetro recorrido y, de hecho, por cada pasajero-kilómetro recorrido lo que amplía el espectro de acciones a la promoción del transporte público colectivo eficiente en términos de consumo energético. Esto también puede hacerse mediante el dificultar, o incluso prohibir, el acceso a aquellas tecnologías que emiten más.

El primero de los aspectos, que involucra la modificación o revisión de los patrones de ocupación del territorio, está aún en una etapa muy incipiente en la región, a pesar de que se ha escrito mucha literatura, en particular para el caso de los patrones de dispersión urbana en Estados Unidos y reconociendo que la situación puede ser muy diferente a lo que ocurre en dicho país. A continuación se hace una primera aproximación muy preliminar.

**El aumento del tamaño de las ciudades en la región, unido a una creciente población urbana, genera un aumento en tiempos de viaje por mayores distancias a recorrer e incremento de tiempos por congestión, lo que implica que sea difícil ajustarse a la primera línea de acción (evitar).**

Las ciudades de América Latina han aumentado su tamaño principalmente en nuevas áreas para vivienda y desarrollos de tipo comercial, sin embargo, la ubicación de los lugares que atraen la mayoría de los viajes cotidianos de trabajo y estudio siguen siendo limitados y más bien se refuerzan en los centros históricos o anexos a los mismos. A pesar de que muchos de los desarrollos periféricos siguen estando asociados a población de bajos ingresos ocupando terrenos sin mucha planificación o en procesos de invasión, ya son visibles los grandes proyectos de vivienda para grupos de la población de ingresos bajos y medios

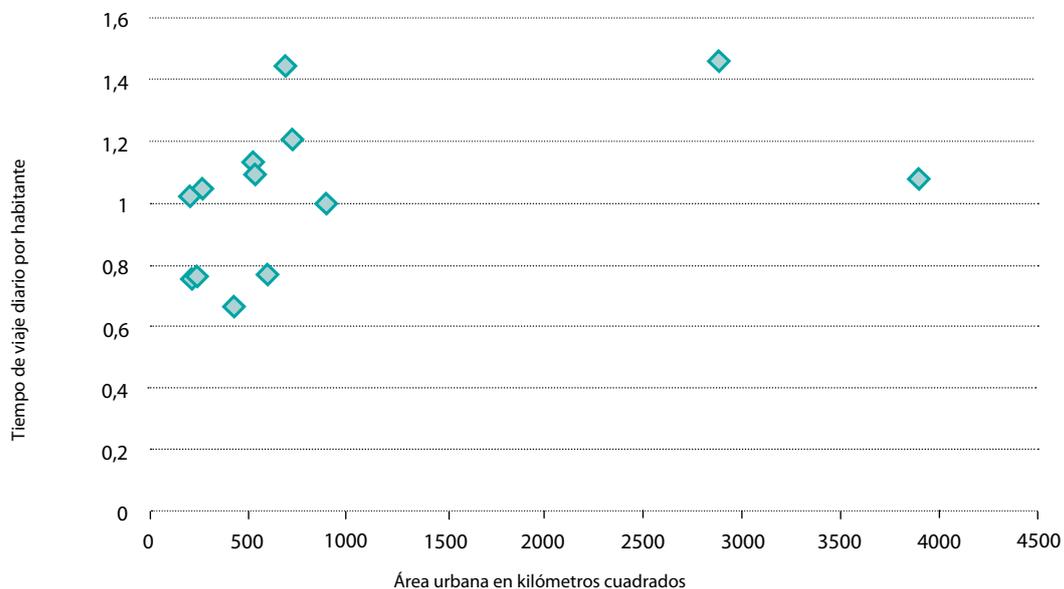
promovidos por gobiernos nacionales y locales en estas mismas ubicaciones y sin mucha integración con la planificación del transporte. Brasil, México y Colombia tienen programas de desarrollo habitacional impulsados desde el gobierno federal o nacional en cooperación con las autoridades municipales.

De manera paralela, esto viene acompañado de desarrollos suburbanos de ingresos más altos como los que se pueden observar en las grandes ciudades de estos mismos tres países, pero también en otras como Panamá y Santiago de Chile.

En todos los casos la ocupación del territorio se ve afectada por dificultades de transporte y la incapacidad de los gobiernos locales de construir vías y ofrecer sistemas de transporte público a precios asequibles para la población y sustentables en el largo plazo. A veces, esto ha causado que las viviendas se abandonen debido a las dificultades para acceder a puestos de trabajo y estudio. Sin embargo, en vista de la limitada oferta habitacional en zonas más centrales, otras personas deciden asentarse en estos lugares y verse sometidas a tiempos de viaje y distancias cada vez mayores. Esto se da, en parte, por la escasez de vías de calidad, lo que hace que sea complicado acceder con vehículos de transporte público, aumentando el uso de opciones como la motocicleta o jeeps y, en definitiva, haciendo que los tiempos de viaje sean mayores y las condiciones del desplazamiento más engorrosas, inseguras y menos eficientes. Cuando se puede acceder con automóviles, como ocurre con los desarrollos para ingresos altos y otros mejor planificados, el resultado es que en pocos años las vías se encuentran altamente congestionadas causando un efecto similar en los tiempos de traslado. Un ejemplo notable es el caso del corredor sur en la ciudad de Panamá.

Desde mediados de los 70, Zahavi y otros autores han investigado el concepto de presupuesto de tiempo y gasto en transporte que indica que las sociedades destinan en promedio siempre el mismo tiempo de viaje por persona. Un análisis muy básico, a partir de datos del Observatorio de Movilidad Urbana (OMU), ilustra que para 2010 las ciudades en la región seguían ofreciendo un presupuesto de viaje de una hora, aunque con una desviación muy elevada y no visible en este tipo de estudio. Pocas urbes tienen datos longitudinales o encuestas comparables que permitan correlacionar estos aspectos y entender lo que está ocurriendo en función del desarrollo del tamaño y forma de las metrópolis.

**Gráfico 5.13.** Tiempo de viaje diario promedio por habitante y tamaño de la ciudad



Fuentes: Elaboración propia sobre datos de la International Energy Agency (2011) y Banco Mundial (2011-2013).

En dichos estudios se establece que cuando hay menores tiempos de recorridos, se sustituyen desplazamientos largos por cortos haciendo un mayor número de viajes al día. En el caso de los trayectos más largos, entonces únicamente se efectúa el número de viajes básico para cumplir con dicho presupuesto. Al observar la situación promedio de la ciudad es probable que, dado que un porcentaje im-

portante vive en la zona central, este dato se mantenga, sin embargo, el extremo de la curva de distribución del tiempo de viaje debería ser creciente hacia los valores más elevados.

A diferencia de otros lugares del mundo como Estados Unidos, algunas ciudades de Europa y otros países desarrollados donde se ha estudiado en mayor detalle este fenómeno, en América Latina no hay una migración generalizada de puestos de trabajo hacia las afueras o bordes urbanos, sino que se siguen reforzando las zonas centrales o las aledañas a las mismas. Incluso desarrollos que parecerían lejanos de su centro, como por ejemplo el de Santa Fe en Ciudad de México, siguen siendo igual de lejanos para las poblaciones trabajadoras ubicadas en la zona sur oriente o del extremo norte del Distrito Federal y los municipios cercanos del estado de México.

**Ante una coyuntura de crecimiento económico y aumento de la dependencia del vehículo individual, mejorar la forma en que las ciudades y países desarrollan y garantizan en el largo plazo el servicio de transporte público se convierte en un objetivo estratégico de la región. La posibilidad de lograr grandes cambios a través de la segunda línea (transformaciones modales) depende enteramente de esto.**

La última década ha visto pocos nuevos sistemas de transporte público de gran envergadura en la región. La cantidad de nuevos metros se cuenta con menos de los dedos de una mano, y los sistemas de autobuses de tránsito rápido (BRT), que en la primera mitad de la década pasada surgieron de manera notoria tras el éxito inicial de Transmilenio, han visto frenado su desarrollo al enfrentar dificultades de calidad del servicio y sustentabilidad financiera.

En este contexto, destacan las inauguraciones de los metros de Santo Domingo y Ciudad de Panamá. Actualmente está en construcción el de Quito y el de Lima sigue creciendo. Varios metros existentes han ampliado sus sistemas con participación del sector privado, como ocurrió con las últimas extensiones del metro de São Paulo o el desarrollo de la línea 2 del metro de Lima. También se ha avanzado en estudios para crear líneas de metro en dos ciudades emblemáticas para los BRT como Curitiba y Bogotá. En ambos casos, sin embargo, se enfrentan problemas de financiamiento. Recientemente se anunció que la primera línea del metro de Bogotá podría costar cerca de USD 7.500 millones.

Los casos más emblemáticos de nuevos sistemas son los de Santo Domingo y Panamá. El primero comenzó a construirse a finales de 2005 y su primera línea (de 14,5 kilómetros) se inauguró en el año 2009, con un costo cercano a los USD 750 millones. La segunda línea, que mide cerca de 34 kilómetros, inició operaciones en el 2013. La tarifa está cercana a 90 centavos de dólar por viaje y moviliza diariamente cerca de 100.000 pasajeros.

En la Ciudad de Panamá se construyó la primera línea de metro en 38 meses, entre marzo del 2011 y febrero de 2014. Tiene 13,7 kilómetros y el costo estimado de diseño, construcción fue de USD 1.900 millones. Hoy en día está operando con una tarifa de 35 centavos de dólar, aunque el secretario del metro había anunciado que el precio recomendable era de 65 a 70 centavos de dólar. A mediados de junio de 2014 se movilizaban cerca de 160.000 pasajeros al día. Se estima que los costos de operación anual son cercanos a los USD 52 millones y el subsidio directo ronda los USD 30 millones. Actualmente está en proceso de estudio la línea 2.

En cuanto a los sistemas de buses de alta capacidad que surgieron con un impulso renovado después del éxito inicial de Transmilenio en Bogotá en el año 2000, se enfrentan problemas de sostenibilidad financiera y de calidad del servicio. En Colombia y México existen esquemas de financiación para la construcción de infraestructura que involucran una política del orden federal/nacional de apoyo directo al desarrollo de sistemas de transporte público.

El paradigma de auto sostenibilidad para cubrir los costos de operación a través de la tarifa ha sido puesto en discusión desde, al menos, dos perspectivas. La primera es que tarifas más altas necesarias para pagar los costos de operación (altamente influenciados por los gastos financieros para el repago de financiamiento inicial de flota nueva) dejarían por fuera del uso del sistema formal a grupos importantes de la población de menores ingresos. Estos se verían obligados a usar modos de baja eficiencia y, en la mayoría de los casos, informales y, por lo tanto, sin garantías de seguridad o niveles de servicio mínimo. Esto también influye en el aumento del uso de la motocicleta que, hasta el momento, se asocia a menores eficiencias en términos ambientales y a mayores índices de accidentalidad y siniestralidad, sobre todo en la población joven masculina de menores recursos.

El segundo lente con el que se ha evaluado dicho paradigma corresponde la calidad del servicio ofertado con una tarifa asociada a la auto sostenibilidad. Aunque es necesario profundizar en la labor

y la corresponsabilidad de los operadores y de los entes gubernamentales encargados de la planificación y gestión de los sistemas, sí es verdad que dicha restricción limita la posibilidad de ofrecer mejoras al servicio prestado. En todo caso es necesario recordar que, aunque el aspecto financiero es determinante en la sostenibilidad de los sistemas, éste obedece a decisiones de ingeniería, gestión y operación de transporte que definen las inversiones iniciales, la estructura de costos de operación y los ingresos por recaudo. Por más dinero que se inyecte en los sistemas, si estos no atienden las estructuras de planificación y operación, los esquemas financieros se quedarán cortos en apalancar mejores niveles de servicio en el largo plazo. Algunas ciudades de América Latina como Buenos Aires, São Paulo, Santiago de Chile y Ciudad de México tienen subsidios directos a la oferta de transporte público.

Mejores niveles de servicio a tarifas asequibles son los atributos necesarios para conseguir que los sistemas de transporte público puedan convertirse en opciones atractivas para usuarios de modos de transporte individual.

Ante este panorama surgen los siguientes retos principales:

- Ampliar el espectro de fuentes de financiamiento al que pueden acceder las empresas gestoras de los sistemas de transporte público, de tal manera que se pueda romper la identificación ingreso por tarifa = repago a actores del servicio. El ingreso por tarifa debe ser una de las posibles fuentes de financiamiento para repago de inversiones o costos de operación. Esto no necesariamente debe entenderse como equivalente a subsidios directos desde el nivel central o municipal. Los grandes sistemas de transporte público integrado de ciudades de alto desarrollo en Europa pueden ofrecer ejemplos de fuentes alternativas. Por ejemplo, es interesante buscar opciones asociadas al hecho que el transporte urbano no es modal, sino que requiere de una visión integral y, por lo tanto, de un financiamiento integral. En ese sentido resulta conveniente explorar caminos asociados, por ejemplo, al destino de recursos recolectados por parqueos en vía o al desarrollo de nuevas edificaciones en cercanías de los sistemas de transporte que se beneficien de los mismos.
- La necesidad de pensar, planificar e invertir en redes de transporte público con elementos estructurantes, pero conectadas e integradas a redes de menor jerarquía que reciban de manera comparable inversiones en infraestructura y operación tanto del sector público como del sector privado. En este sentido, vale la pena ver el caso de Panamá, donde el gobierno decidió recientemente nacionalizar la operación del sistema de buses de la ciudad que había sido licitado a un operador privado hace 5 años.

**La tasa de motorización en la región puede crecer en el corto plazo ante y el aumento de los ingresos de buena parte de la población. En esa medida, la composición de la flota vehicular, en términos de cómo ésta consume los recursos no renovables y genera emisiones, es determinante para entender el reto a enfrentar**

Para evaluar la situación de la región en esta materia vale la pena compararla con lo que está ocurriendo en los países que lideran el cambio tecnológico y que, además, tienen las mayores tasas de motorización. Según el International Council on Clean Transportation (ICCT, 2013), en el año 2010 habían registrados cerca de 860 millones de vehículos livianos en el mundo, de los cuales 28 estaban en Brasil, 22 en México y 20 en el resto de la región, es decir menos del 10% de la flota mundial. En cuanto a vehículos pesados se tenía una flota cercana a los 160 millones de los cuales 3 estaban en México, 2 en Brasil y 8 en el resto de la región. Para el 2030, la misma organización espera un crecimiento de cerca del 80% de la flota de vehículos livianos y de aproximadamente 70% en vehículos pesados en América Latina y el Caribe.

En el mundo se registran cada año cerca de 80 millones de vehículos automotores nuevos, siendo China y Estados Unidos de América los mercados más grandes. En seis años, países de rápido crecimiento económico como China, India e Indonesia han duplicado el número de nuevos vehículos al año. En Europa, reconociendo que los últimos años fueron de recesión económica, el número de vehículos registrados anualmente viene descendiendo de manera continua desde el 2007. En el 2001 se contabilizaban al año cerca de 16 millones de autos nuevos, y en el 2012 esa cifra estuvo por los 12 millones (ICCT, 2013).

Algunos de los mercados con un mayor número de vehículos y sede de la mayoría de industrias del sector automotriz han establecido estándares relacionados con los niveles de emisión de CO<sub>2</sub> además de hacerlo para contaminantes de afectación más local. Por ejemplo, en 2009, la Unión Europea

estableció la reglamentación definiendo un nivel objetivo para el 2015 de 130 g/Km, que corresponde aproximadamente con 5,2 litros por cada 100 km recorridos. Se ha propuesto, además, que para el 2020 el valor esté cercano a los 90 g/Km y en el 2025 ronde los 70 g/Km. En el 2012 el promedio europeo estaba en 132 g/Km en un descenso desde valores cercanos a los 170 g/Km en 2001. En Estados Unidos los niveles de emisiones oscilaban entre 170 y 195 g/Km en 2010, y en China alrededor de 180 g/Km. Los objetivos en estos dos países para 2020 son similares a los que la Unión Europea se ha propuesto para el 2015 (ICCT, 2013),

Lo que se ha observado en la mayoría de estos casos es que la definición de estándares de emisiones para gases de efecto invernadero ha generado investigación, desarrollo y la construcción de un mercado para vehículos que cumpla con dichos parámetros. La idea es contar con una flota que no emita, al menos, en la fuente. A finales del 2012 la proporción de vehículos de bajas emisiones (híbridos eléctricos) en Europa era muy baja y estaba encabezada por Holanda con un 4,5% de su flota registrada ese año. En Estados Unidos las ventas de vehículos híbridos rondan el 5% del total anual y Japón es el líder con un 20% de los vehículos nuevos (ICCT, 2013).

Las distintas proyecciones no estiman un cambio drástico en la participación de estos vehículos a nivel mundial, sino una variación marginal creciente, pero que tardará en tener impactos globales. En América Latina es poco lo que se ha avanzado en esta materia, debido a que los procesos de registro de vehículos son de baja calidad (y en algunos casos no existen) y a la falta de una política general de región para establecer y fiscalizar las emisiones de los vehículos que se venden y se utilizan.

En América Latina la introducción de autos híbridos y eléctricos ha sido muy lenta y los que más se venden actualmente tienen rendimientos en términos de emisiones aún mayores a los que se veían casi 10 años atrás en Europa. El Cuadro 5.6 ilustra la situación para vehículos nuevos en Europa y en el estado de São Paulo, en Brasil, que es el país más grande de la región y donde además se manufactura un volumen importante de vehículos.

**Cuadro 5.6.** Emisiones de CO<sub>2</sub> por tipo de vehículo en Europa y Brasil (São Paulo)

Europa	g/Km	Brasil (São Paulo)	g/Km
Auto a gasolina	140	Auto a gasolina	198
Auto a diésel	135	Flex-Gasol	241
Auto a gas natural	90	Auto a gas natural	148
Diésel - híbrido	90	Flex-Etanol	170
Gasolina - híbrido	90		
"full" - eléctrico	0		

Fuente: ICCT (2013) y CETESB (2012) para flota 2011.

En México, el otro país con mayor número de vehículos, se adelantó una investigación distinta, identificando los autos más vendidos en lo que va de 2014 y obteniendo de la web [www.ecovehiculos.gob.mx](http://www.ecovehiculos.gob.mx) la tasa de emisión de CO<sub>2</sub>. Los resultados se resumen en el siguiente cuadro.

**Cuadro 5.7.** Emisiones de CO<sub>2</sub> de los vehículos más vendidos en México, todos a gasolina (2014)

Vehículo	g/Km
Chevrolet AVEO	184
Nissan VERSA	170
Nissan TSURU	180
VW Jetta	200
VW Clasico	200
Chevrolet Spark	156
VW Vento	192
Nissan March	168

Fuente: Ecovehículos (2014).

Es importante mencionar que los vehículos fabricados en México y Brasil son exportados a toda la región. También nótese que en el caso de los camiones pequeños, las emisiones pueden ser cerca de 60 g/km más que en los automóviles. Para las motocicletas (gasolina) se observan tasas cercanas a los 60 g/Km.

Lo anterior no es un análisis estadístico riguroso, ni corresponde a pruebas realizadas a los vehículos, sino que utiliza información pública para hacer una aproximación a una hipótesis de comportamiento. Actualmente muchos de los países de la región están viendo un aumento de sus ingresos per cápita, lo que conlleva un incremento en la tasa de motorización. En este caso, una proporción muy importante de los automóviles nuevos tienen tasas de emisión de CO<sub>2</sub> medidas en g/Km similares a las que se observaban en Europa hace más de 10 años. Ante esta situación tecnológica, es cada vez más apremiante atender las dos líneas adicionales de actuación, así como definir políticas que consideren el hecho que América Latina está quedando atrás con respecto al resto del mundo desarrollado en cuanto a su contribución a las emisiones de CO<sub>2</sub>.

### **La introducción de vehículos de bajas emisiones enfrenta diferentes barreras que no están siendo parte de las políticas para reducción de la contribución regional a las emisiones de gases efecto invernadero**

La búsqueda de un vehículo que produzca cero emisiones en la fuente viene enfrentando dificultades que son mucho más evidentes en Estados Unidos, Japón y Europa, que en la región. En América Latina la presencia en el mercado de este tipo de vehículos es más bien una curiosidad y la discusión no hace parte de ninguna agenda con excepción de un par de casos relacionados con la introducción de flota de estas características para sistemas de transporte público.

En el centro del debate están dos factores: a) autonomía de los vehículos y posibilidades de recargas b) relación peso-potencia de los mismos. Esto se refleja en un ambiente complejo para que el mercado se desarrolle de tal forma que el consumo aumente no sólo en la compra de los automóviles, sino en su utilización diaria.

Los principales obstáculos que se han identificado para la mayor introducción de vehículos eléctricos son:

- Costos elevados (a pesar de que se ha reducido por el desarrollo de nuevas tecnologías en baterías), siguen siendo más caros que los vehículos a gasolina (entre 50 y 80% más caros) en países desarrollados. En la región donde no se producen el precio sería aún más elevado.
- La infraestructura para carga aún no se ha desarrollado a un nivel comercial que haga que el precio de la recarga sea barato y se haga de manera rápida. En algunos países esto es un reto incluso para vehículos a gas.
- El proceso de carga debe ser inteligente en cuanto a cómo los vehículos comparten el consumo con el resto de consumidores. Esto se restringe cuando la energía está limitada o racionada como ocurre en algunos países de la región. El hecho de compartir/competir con el consumo de energía con hogares e industria hace que estos vehículos puedan resultar afectados en momentos de racionamiento, debido a condiciones climáticas que produzcan menor disponibilidad de agua o de combustibles fósiles para la producción de energía.
- Es necesario un mayor conocimiento de parte de los usuarios para cambiar los patrones de uso y consumo de los vehículos de combustión interna tradicionales.

En conclusión, ante una situación de crecimiento económico y de aumento de la población urbana, se debería manifestar una mayor demanda de transporte individual evidenciada en un mayor número de vehículos kilómetro, lo que además de tener un impacto directo sobre la congestión, conlleva un incremento en las emisiones de gases efecto invernadero; esto, sujeto a la tecnología empleada para impulsar los vehículos. Ante esta realidad, lo que se observa es que la flota vehicular de la región actualmente tiene un rezago cercano a los 10 años con Europa y menor con otros países desarrollados. Hoy en día la incorporación de flota de mayor eficiencia y menores emisiones está ausente dentro de la discusión política y de mercado de vehículos en América Latina y el Caribe. Esto configura un camino de mayor contribución al calentamiento global por parte de la región que debe ser al menos entendido con mayor detalle y atención.

## Referencias bibliográficas

Aerocivil. Recuperado de: <http://www.aerocivil.gov.co/AAeronautica/Estadisticas/Paginas/Inicio2.aspx>

Aerolíneas Argentinas. Recuperado de: <http://www.aerolineas.com.ar/es-ar/prensa/comunicadosporanio/2014>

Aeroméxico. Recuperado de: <http://aeromexico.com/inversionistas/welcome.html>

Aeropuerto Internacional de la Ciudad de México. Recuperado de: <http://www.aicm.com.mx/categoria/estadisticas>

Aeropuerto Internacional de Quito. Recuperado de: <http://www.aeropuertoquito.aero/quiport/>

Aeropuerto Internacional de Tocumen. Recuperado de: <http://www.tocumenpanama.aero/index.php?cccpage=estadisticas>

Aeropuerto Guarulhos. Informes y estadísticas recuperados de: <http://www.gru.com.br/>

Aeropuerto Jorge Chávez. Memorias anuales recuperadas de: [http://www.lap.com.pe/lap\\_portal/memoria.html](http://www.lap.com.pe/lap_portal/memoria.html)

Airbus (2013). *Global market forecast future journey 2013-2032*. Recuperado de: <http://www.airbus.com/company/market/forecast/>

Airports Council International (2014). Recuperado de: <http://www.aci.aero/Data-Centre/Monthly-Traffic-Data/Worldwide-Airport-Traffic-Summary>

Asociación Latinoamericana y del Caribe de Transporte Aéreo (2014). *Alta Yearbook 2013*. Recuperado de: <http://www.alta.aero/web/traffic-report.php>

Asociación Latinoamericana y del Caribe de Transporte Aéreo (2014). *Alta Report Febrero 2014*. Recuperado de:

[http://www.alta.aero/web/upload/report/reportRelease\\_9\\_4800.pdf](http://www.alta.aero/web/upload/report/reportRelease_9_4800.pdf)

Avianca. Informes recuperados de: <http://www.avianca.com/es-bo/nuestra-compania/informacion-institucional/>

Banco Mundial. Estadísticas recuperadas de: <http://data.worldbank.org/indicator/>

Boeing (2014). *Current market outlook*. Recuperado de: <http://www.boeing.com/boeing/commercial/cmo/>

CETESB (2012). *Emissões Veiculares no Estado de São Paulo*. Serie Relatorios, Recuperado de: <http://www.cetesb.sp.gov.br/userfiles/file/ar/emissoes/relatorio-2012.pdf>

Corporación Andina de Fomento (2010). *Observatorio de movilidad urbana*. Recuperado de: <http://omu.caf.com/documentos.aspx>

COPA, Informes recuperados de: <http://investor.shareholder.com/copa/>

Ecovehículos. Recuperado de: <http://www.ecovehiculos.gob.mx/>

Foro de Transporte Sostenible para América Latina (2011). *Declaración de Bogotá*. Recuperado de: [http://www.uncrdlac.org/fts/declaracion\\_Bogota\\_2011-2020.pdf](http://www.uncrdlac.org/fts/declaracion_Bogota_2011-2020.pdf)

INFRAERO. Informes y datos recuperados de: <http://www.infraero.gov.br/index.php/es/estadisticas-de-los-aeropuertos.html>

International Civil Aviation Organization (2014). *Economic development 2013: air Transport yearly monitor (preliminary)*. Recuperado de: <http://www.icao.int/Sustainability/Documents/Yearly-Monitor.pdf>

International Energy Agency. Estadísticas recuperadas de: <http://www.iea.org/statistics/>

LATAM. Informes recuperados de: [www.latamairlinesgroup.net](http://www.latamairlinesgroup.net)

Metro de Panamá, información consultada en: <http://www.elmetrodepanama.com/>

Metro de Santo Domingo, información consultada en: <http://www.opret.gob.do/>

Organización de Aviación Civil Internacional (2013). *Plan Mundial de Navegación Aérea 2013 – 2028*. Recuperado de: [http://www.icao.int/Meetings/a38/Documents/GANP\\_es.pdf](http://www.icao.int/Meetings/a38/Documents/GANP_es.pdf),

SKYTRAX (2014). *World Airports Awards*. Recuperado de: <http://www.worldairportawards.com/index.htm>

The International Council on Clean Transportation (2013). *European Vehicle Market Statistics*. Recuperado de: [http://www.theicct.org/sites/default/files/publications/EU\\_vehiclemarket\\_pocketbook\\_2013\\_Web.pdf](http://www.theicct.org/sites/default/files/publications/EU_vehiclemarket_pocketbook_2013_Web.pdf)

The International Council on Clean Transportation (2013)

Zahavi Y., (1974). *Travel time budgets and mobility in urban areas*. FHWA PL 8138 US DOT. Recuperado de: <http://www.surveymarchive.org/zahavi.html>

# IDEAL 2014

## capítulo 6

**CORRIENDO LAS FRONTERAS DE LOS MODELOS  
DE GESTIÓN FERROVIARIA: EL CASO DE BRASIL**



## CORRIENDO LAS FRONTERAS DE LOS MODELOS DE GESTIÓN FERROVIARIA: EL CASO DE BRASIL

Con 27.200 kilómetros de líneas en operaciones, el sistema ferroviario brasileño, movilizó en 2012, 481 millones de toneladas, el 70% de lo transportado en su conjunto por los 37 operadores ferroviarios de cargas de América Latina y el Caribe. Ese tonelaje, del que tres cuartas partes es principalmente mineral de hierro, fue atendido por los ocho operadores ferroviarios (siete de gestión privada y uno de gestión pública) con que cuenta el país.

Estos operadores ferroviarios se desempeñan bajo un modelo de gestión verticalmente integrado en el que una única empresa, en cada territorio concesionado, tiene a su cargo tanto el mantenimiento y la rehabilitación de la infraestructura, como la explotación comercial y la operación de trenes. Entre 1997 (cuando comenzaron las gestiones privadas) y 2012, el tráfico de cargas creció 90% medido en toneladas y 117% medido en toneladas-km, llevando la distancia media de los envíos a 620 kilómetros<sup>1</sup>.

En agosto de 2012, el gobierno de Brasil dio a conocer el Programa de Inversiones en Logística (PIL) que incluye un conjunto de proyectos que “habrán de contribuir al desarrollo de un sistema de transportes moderno y eficiente, y que serán llevados a cabo mediante asociaciones estratégicas con el sector privado, promoviendo la sinergias entre las redes carreteras y ferroviaria, del transporte por agua, puertos y aeropuertos”<sup>2</sup>. En su gran mayoría, los proyectos han surgido del Plan Nacional de Logística y Transportes (PNLT), que forma parte de un proceso de planeamiento permanente.

Principalmente, el programa implica construir (y también mejorar), 11.000 kilómetros de líneas ferroviarias (con un costo estimado en USD 45 mil millones) y 7.500 kilómetros de carreteras (con una inversión que ronda los USD 21 mil millones)<sup>3</sup>. Vale la pena destacar que en el mundo occidental no es habitual que un plan de infraestructura de transporte terrestre contenga mayores montos de inversión y también más kilómetros de ferrocarriles, que de carreteras.

Formalmente, el programa ferroviario tiene como directrices principales la provisión de una red ferroviaria amplia, moderna e integrada, con cadenas de abastecimiento eficientes y competitivas a “tarifas módicas” (por el uso de la infraestructura ferroviaria).

<sup>1</sup> Fuente: *Balance del Transporte ferroviario de Cargas 2012*. Asociación Nacional de Transportadores Ferroviarios.

<sup>2</sup> [www.valec.gov.br](http://www.valec.gov.br)

<sup>3</sup> Diario Los Andes, Argentina, sección Economía, 15 de agosto de 2012.



llamados a licitación. Los futuros concesionarios tendrán a su cargo la construcción física de las líneas con la provisión del sistema de señalamiento y, luego, una vez iniciadas las operaciones, gestionarán su mantenimiento, con el correspondiente control de tráfico de los trenes, por un período de 35 años, que incluyen los 5 años previstos para la construcción de cada uno de los tramos. El contrato podrá ser extendido otros 35 años a criterio de la autoridad regulatoria ferroviaria brasileña.

Las líneas serán construidas en trocha ancha de 1.600 metros y el diseño geométrico deberá permitir que los trenes circulen a 80 Km/h. Sobre esas vías también deberán transitar tanto los operadores ferroviarios ya existentes (que hoy se desempeñan como concesionarios verticalmente integrados, a los que muy seguramente les será requerido que lo hagan bajo otra razón social), como los nuevos.

El Estado aportará hasta el 70% del monto de inversión necesario a tasas, en términos reales reducidas, a través de los bancos públicos brasileños (principalmente el BNDES, pero también el Banco de Brasil y la Caixa Económica Federal). El período de pago será de 30 años, con 5 años de gracias y 25 años para la amortización de los créditos. El 30% restante será aportado por los futuros concesionarios.

Los nuevos concesionarios de la infraestructura no correrán ningún riesgo demanda: en nombre del gobierno de Brasil, la empresa estatal VALEC (VALEC Construcciones, Engenharia y Ferrovias S/A, empresa pública federal vinculada al Ministerio de Transportes), comprará (y pagará por) la totalidad de la capacidad disponible de las líneas ferroviarias que integran cada una de las concesiones de infraestructura a otorgarse. Los concesionarios de infraestructura no pueden “vender” directamente la capacidad de vía a los futuros operadores, sino que tienen la obligación de venderla íntegramente, y de manera exclusiva, a VALEC.

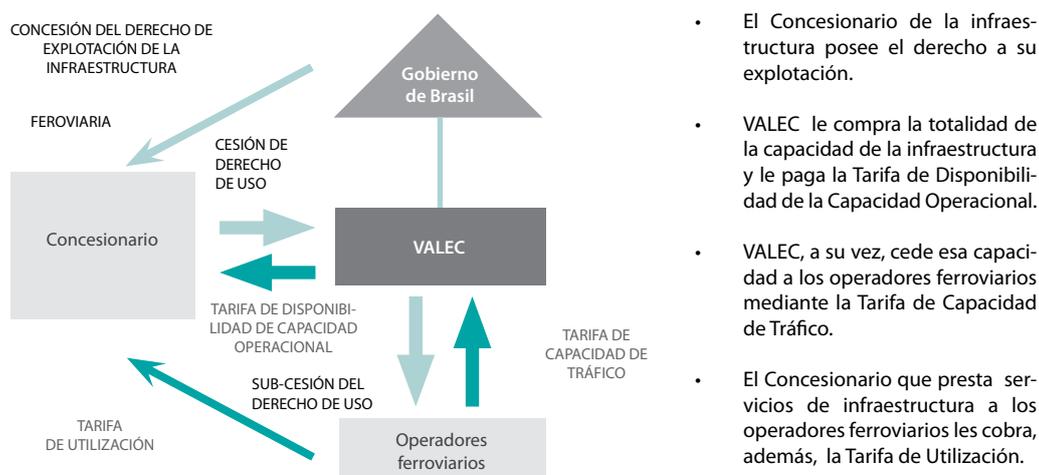
Un aspecto central del modelo es que los nuevos concesionarios de infraestructura no pueden ser operadores ferroviarios. Sin embargo, las empresas accionistas de los actuales concesionarios verticalmente integrados también pueden formar parte de los nuevos concesionarios de infraestructura.

Los futuros concesionarios de la infraestructura serán remunerados por VALEC, en nombre del gobierno de Brasil, mediante la Tarifa de Disponibilidad de Capacidad Operacional (función de los trenes-km de capacidad efectivamente ofrecida a los operadores ferroviarios), que cubrirá todos los costos fijos de infraestructura: tanto los de capital (los más relevantes, incurridos en la construcción de las líneas), como los de operación (mantenimiento de la infraestructura y control de tráfico). VALEC, a su vez, recuperará el pago efectuado a los concesionarios por la disponibilidad de capacidad, vendiéndola a los futuros operadores interesados en circular sus trenes, a los que les cobrará la Tarifa de Capacidad de Tráfico por emplear las vías.

Adicionalmente, los concesionarios cobrarán de manera directa a los operadores ferroviarios la Tarifa de Utilización, que les permitirá cubrir los costos variables de infraestructura asociados a la circulación de trenes (función de las toneladas-brutas<sup>5</sup> circuladas).

Si bien los futuros concesionarios corren el riesgo de construcción, éste no ha generado mayores dudas sobre la viabilidad de las concesiones. El denominado “riesgo VALEC”, es el que ha creado grandes tensiones entre los eventuales postores y el gobierno, por lo que se encuentra en el centro de las discusiones.

**Figura 6.1.** Roles de los distintos actores en las líneas ferroviarias nuevas



- El Concesionario de la infraestructura posee el derecho a su explotación.
- VALEC le compra la totalidad de la capacidad de la infraestructura y le paga la Tarifa de Disponibilidad de la Capacidad Operacional.
- VALEC, a su vez, cede esa capacidad a los operadores ferroviarios mediante la Tarifa de Capacidad de Tráfico.
- El Concesionario que presta servicios de infraestructura a los operadores ferroviarios les cobra, además, la Tarifa de Utilización.

<sup>5</sup> Las toneladas brutas incluyen el peso propio del material rodante (locomotoras y vagones) más el peso de la carga transportada. Son utilizadas como el mejor proxy para indicar el deterioro causado sobre la infraestructura ferroviaria por la circulación de trenes.

El mercado de las grandes empresas de construcción y sus agentes financieros han definido como “riesgo VALEC” al asociado a que se puedan (o no) sostener, durante un período de 30 años, los pagos trimestrales al concesionario, que habrá de repagar los costos asociados a la construcción de las líneas, a las tareas de mantenimiento fijo de la infraestructura una vez iniciadas las operaciones, y de control de tráfico. Las dudas giran en torno a si las futuras administraciones de VALEC (en última instancia, el gobierno federal), honrarán los compromisos financieros asumidos a largo plazo por la actual directiva a con los concesionarios.

Como respuesta, el gobierno federal está avanzando en el diseño de un sistema de garantías:

- Cada concesión tendrá su propia garantía financiera, adecuada a su tamaño.
- Cada concesión contará con sus propias cuentas bancarias, en las que se depositarán las tarifas que los distintos operadores ferroviarios pagarán a VALEC por emplear la infraestructura, contribuyendo a su repago.
- Mediante títulos de deuda pública, considerados libres de riesgos y de elevada liquidez, el gobierno federal ha aumentado el capital social de VALEC en 15.000 millones de reales (USD 6.726 millones)<sup>6</sup>.
- Se contrataría un banco privado para que actúe como agente fiduciario que tendría a su cargo la gestión de las garantías ofrecidas a los constructores e inversores.
- Durante la construcción de la líneas y, siempre que se encuentren al día con el cronograma físico de los trabajos, los concesionarios recibirán, en concepto de anticipación de remuneración, el 15% del monto total de las inversiones

Las mejores estimaciones disponibles del gobierno indican que VALEC solo podrá recuperar alrededor del 60% o 70% de los gastos totales (principalmente de capital) en los que incurra.

Sin embargo, la orientación del gobierno para “abrir” el sistema ferroviario a un mayor grado de competencia “intra-ferroviaria”, de manera que atienda nuevas demandas y logre una mayor participación en el mercado de transporte, no se limita a las líneas que se crearán. También avanza sobre las concesiones verticalmente integradas existentes “haciendo equilibrio” para que su nuevo modelo de gestión en la materia no luzca como una afrenta a la seguridad jurídica y los derechos adquiridos de los concesionarios existentes. Así, se les ha requerido que identifiquen, en sus respectivas redes, las capacidades ociosas de infraestructura de cada una de sus líneas. La capacidad ociosa es aquella no empleada por los trenes de los concesionarios verticalmente integrados que también podrá ser comprada por VALEC y ofrecida luego a los operadores ferroviarios independientes que quieran utilizarla.

No existe límite al número de operadores que, cumpliendo las exigencias del regulador<sup>7</sup>, la ANTT (Agencia Nacional de Transportes Terrestres), puedan acceder a la infraestructura de los concesionarios actuales, verticalmente integrados, o a la infraestructura de los futuros concesionarios, verticalmente desintegrados. Esto quiere decir que tanto en la capacidad ociosa no utilizada por el concesionario del modelo verticalmente integrado, como en la capacidad total del verticalmente desintegrado, se permitirá la entrada de terceros operadores ferroviarios independientes sin restricciones, excepto por limitaciones de capacidad o inviabilidad operacional. No se prevén barreras económicas a la entrada de los operadores ferroviarios; esto es: open access.

Así, Brasil está avanzando hacia la coexistencia de dos modelos diferentes de gestión. Sobre la red existente se concibe un modelo verticalmente integrado con el libre acceso de terceros operadores allí donde exista capacidad ociosa. Conceptualmente, el modelo no es totalmente nuevo y tiene puntos de contacto con el que emprendió durante muchos años Queensland Rail en Australia y, hoy, sobre esas mismas líneas, Aurizon. Y, también, con el vigente en las concesiones de la líneas de cargas y pasajeros de Perú.

En cambio, la conceptualización del modelo verticalmente desintegrado con libre acceso de operadores a ser implementado en la construcción de líneas nuevas mediante concesionarios de la infraestructura por 35 años, en las que el gobierno asume el riesgo demanda y, en consecuencia, también cualquier eventual desfase financiero entre los pagos que le habrá de realizar al concesionario de la infraestructura y lo que habrá de cobrarle a los futuros operadores por su uso, no tiene prácticamente precedentes a nivel mundial y “corre las fronteras” de lo conocido en la materia.

Surgen así un conjunto de conceptos centrales en la nueva orientación ferroviaria del país, transcurridos poco más de 20 años desde que fuera concebido el diseño actual que permitió la introducción del capital y la gestión privada en la actividad de cargas:

<sup>6</sup> Al tipo de cambio de 1 USD= 2,23 reales, al 1ro de septiembre de 2014.

<sup>7</sup> El 5 de junio de 2014, la ANTT publicó la Resolución ANTT Número 4.348 que aprueba el Reglamento del Operador Ferroviario Independiente.

- Las concesiones verticalmente integradas permitieron que hubiera incrementos sustanciales en los niveles de tráfico<sup>8</sup>, tanto en los mineros (medidos en toneladas-km, 103% entre 1997 y 2012) como en los no-mineros (177% entre los mismos años), y que se alcanzara una participación del 30% del ferrocarril frente al camión en la movilización del transporte terrestre. Sin embargo, la concepción dominante en el gobierno es que hay más espacio para la participación de los ferrocarriles de cargas en el mercado del transporte terrestre de cargas, y que la eventual falta de apetito que presentarían algunos concesionarios actuales para captarlo y transportarlo podría ser corregida mediante la participación de un número mayor de operadores de distintos tamaños, que se desempeñen ya sea como transportadores públicos de diversos cargadores, o bien moviendo carga propia.
- En lo que respecta a las nuevas líneas a construirse, el surgimiento de nuevos operadores y la viabilidad financiera de los que habrán de circular por ella depende, en buena medida (en tanto se trata de una "industria" de márgenes estrechos), de la tarifa que VALEC les cobre por el uso de la infraestructura. Esto dependerá, a su vez, de cómo cuantifican VALEC y las autoridades el propósito declarado del Programa de Inversiones en Logística de aplicar tarifas (por el uso de las infraestructuras nueva) moderadas.
- Queda claro que, seguramente, el objetivo anterior no resultará compatible con el de una recuperación plena de los costos de construcción y operación. Brasil estima que deberá subsidiar, para el conjunto de las líneas nuevas a crearse, alrededor de un tercio de los costos fijos de construcción y operación. El déficit fiscal y las urgencias financieras de los sucesivos gobiernos estarán acechando permanentemente este compromiso y constituyen la base del antes mencionado "riesgo VALEC".
- Los eventuales subsidios a la nueva infraestructura ferroviaria no vulneran principios de equidad en la competencia ferrocarril-camión. En prácticamente toda Latinoamérica los camiones pesados, que son los que "destruyen" las carreteras y compiten con el ferrocarril por los tráficos masivos, no pagan plenamente la infraestructura que "consumen", y menos aún cuando se encuentran sobrecargados pues, como se sabe, el efecto destructivo sobre las vías es función de la cuarta potencia del peso por eje de los vehículos, y los costos correspondientes tienen un comportamiento exponencial. Si bien subsidiar la infraestructura ferroviaria se aleja del óptimo económico es, en términos prácticos, un *second best* que, frente a los subsidios a la infraestructura que también posee el transporte automotor de cargas, genera más equidad (y no menos) en la competencia ferrocarril-camión por el transporte terrestre de cargas.
- Implementar la desintegración vertical y la introducción de distintos operadores sobre la infraestructura ferroviaria no será "gratis" en términos regulatorios, ni tampoco "barato". Generará desafíos tanto en aspectos vinculados a la calidad de las regulaciones técnicas y las normativas económicas, como en la calificación de los recursos humanos que las apliquen.
- En cuanto a las regulaciones técnicas, las dificultades tecnológicas asociadas a la relación "rueda-riel" se complican cuando una y otro pertenecen a distintas organizaciones y surgen tendencias que buscan ahorros de costos mediante el diferimiento del mantenimiento por una u otra parte (ya sea en los trenes o en la infraestructura). Surge también el desafío del cumplimiento estricto de los protocolos que se establezcan para verificar que el material rodante que accede a una línea ferroviaria se encuentre en las condiciones necesarias para emplear adecuadamente la infraestructura.
- Los retos de regulación económica vienen dados principalmente por lograr que no existan discriminaciones en la asignación de canales de tráfico entre los distintos operadores y que su cumplimiento sea efectivo. Y, posiblemente antes de todo, a que el organismo regulador implemente criterios claros para definir quién califica para alcanzar el rol de operador ferroviario (aspectos técnicos, económicos, financieros, legales y jurídicos), y para arbitrar los conflictos que inevitablemente habrán de surgir entre las partes en caso de producirse, entre otras situaciones posibles, accidentes importantes o alteraciones significativas en el desempeño operativo.
- Pero por sobre todo lo expresado, cabe reflexionar sobre la viabilidad de largo plazo de una estrategia ambiciosa de desarrollo económico y cambio modal que descansa, en una muy fuerte medida, en la solidez de las cuentas fiscales del gobierno federal para financiarla.

<sup>8</sup> Medidos en toneladas-kilómetro.