

INTEGRACIÓN ENERGÉTICA SUDAMERICANA: **MECANISMOS INSTITUCIONALES**



INTEGRACIÓN ENERGÉTICA SUDAMERICANA: **MECANISMOS INSTITUCIONALES**

DICIEMBRE | 2017

DIRECTOR DEL NPII Y COORDINADOR DEL PROYECTO

Renato Galvão Flôres Junior

COORDINADOR DEL EQUIPO TÉCNICO

Ruderico Pimentel

PROYECTO GRÁFICO Y DIAGRAMACIÓN

MG2 Soluções

www.mg2solucoes.com.br

REALIZACIÓN



APOYO





FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA BIBLIOTECA MARIO HENRIQUE SIMONSEN/FGV

Flôres Junior, Renato Galvão

Integración energética sudamericana [recurso eletrônico]: mecanismos institucionales/
Renato Galvão Flôres Junior, Ruderico Ferraz Pimentel. - Rio de Janeiro: FGV NPII, 2017.
1 recurso online (112 p.): PDF, il.

Dados eletrônicos.

1. Energia - Fontes alternativas. 2. Integração sul-americana. 3. Energia elétrica. 4. Gás natural. 5. Política energética. I. Pimentel, Ruderico Ferraz. II. Fundação Getulio Vargas. Núcleo de Prospecção e Inteligência Internacional. III. Título.

CDD - 333.79

ÍNDICE

CONSIDERACIONES PRELIMINARES	06
PARTE I: REVISIÓN E IDENTIFICACIÓN	08
INTRODUCCIÓN	09
Visión General	09
Integración en el Cono Sur e Instituciones Multilaterales	11
PANORAMA GENERAL DE LA INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL ACTUAL	15
Integración comercial: el sector petrolero y la cooperación entre países	15
Integración incluyendo obras de infraestructura:	
Energía Eléctrica y Gas Natural	21
Energía Eléctrica	21
Gas Natural	24
PRINCIPALES PROYECTOS DE INTEGRACIÓN ELÉCTRICA EN EL CONO SUR	30
UHE Salto Grande	30
UHE Itaipu	32
UHE Yacyretá	36
Interconexión Brasil Argentina - Garabi	38
Interconexión Brasil Uruguay 500MW	40
PRINCIPALES PROYECTOS DE INTEGRACIÓN EN EL ÁREA DE GAS NATURAL EN EL CONO SUR	42
GASBOL	42
Gasoducto Argentina Brasil	44
ESTUDIOS DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA EN LAS PRÓXIMAS DÉCADAS	47
Escenarios de Integración del Sector Eléctrico	48
• Escenarios desarrollados por la CIER	48
Proyecto CIER 15	49
Proyecto CIER 20	51

• Escenarios desarrollados por la OLADE	52
Escenarios para la Integración del Sector de Gas	55
PARTE II: MARCOS PARA IMPLANTACIÓN DE UN PROCESO COORDINADOR – ESTRATEGIAS DE IMPLEMENTACIÓN	62
EVALUACIÓN DE LAS EXPERIENCIAS DE INTEGRACIÓN	63
Evaluación de las Experiencias de Integración Física de los Sectores Energéticos en los Países enfocados	63
Evaluación de la Integración Eléctrica	65
Iniciativas Institucionales entre los Países enfocados para la Integración Energética	66
Evaluación del Cuadro Actual de la Integración	67
ESTRATEGIA Y CONTEXTO PARA LA IMPLANTACIÓN DE UN PROCESO COORDINADOR	70
Un contexto para estructurar los nuevos procedimientos	71
• La CAN	72
- Marco General para la Integración Eléctrica en la CAN	73
• El MERCOSUR	74
Las Dificultades Institucionales	77
LA NUEVA ARTICULACIÓN INSTITUCIONAL	80
Consideraciones Iniciales	80
Discusión de la Solución Propuesta	81
Uniando los esfuerzos: un primer plan de implementación	83
Notas sobre el diseño organizacional propuesto	84
PARTE III: CONCLUSIONES FINALES	86
CONCLUSIONES	87
REFERENCIAS	91

ANEXOS **93**

ANEXO I **93**

Modelos Institucionales del Sector Energético Regional 93

- El Sector Eléctrico 93
 - Área de Generación de Energía Eléctrica 94
 - Área de Transmisión de Energía Eléctrica 96
 - Área de Distribución de Energía Eléctrica 97
 - Principales Instituciones del sector eléctrico 100
- El Sector de Gas Natural 103

ANEXO II **109**

Reuniones de Evaluación de la Solución Propuesta 109

- Instituciones Brasileñas 109
- Instituciones Uruguayas 110

CONSIDERACIONES PRELIMINARES

Este proyecto se propone inicialmente identificar y analizar los principales procesos de cooperación e integración energética que se desarrollaron entre Argentina, Brasil, Paraguay y Uruguay, países que ya comparten usinas hidroeléctricas binacionales en la Cuenca del Plata y que, con la inclusión de Chile, forman el llamado Cono Sur.

Como se indica en su término de referencia, a partir de esas experiencias, se procederá a la identificación de los problemas encontrados y soluciones implementadas.

A través de este telón de fondo, que consolida lecciones aprendidas y la estructura institucional, se pretende proponer mecanismos institucionales que promuevan la cooperación y la integración energética regional, convergiendo hacia una visión multilateral del sector energético de este conjunto de países. Esta estrategia tiene por objeto verificar la viabilidad de la formación de una junta de reguladores de energía que se pretende utilizar como institución piloto para el desarrollo de la integración y la seguridad energética de esta subregión.

La elección de estos cuatro países como foco principal no tuvo un propósito restrictivo, sino que pretendía aprovechar su mayor interrelación para la construcción gradual de mecanismos institucionales que puedan, en etapas posteriores, llegar a alcanzar toda la región sudamericana. El exitoso proceso de construcción de grandes usinas binacionales en estos cuatro países, a pesar de todas las dificultades enfrentadas para ello, es un ejemplo de éxito y genera una referencia concreta para que las transacciones entre ellos sean ampliadas.

Es nuestra convicción que el proceso de integración eléctrica sudamericano, y posiblemente latinoamericano, ocurra gradualmente, principalmente, pero no exclusivamente, a través de transacciones bilaterales. Lo que no impide, sino lo contrario, hace aún más necesario, que se busque siempre estimular la creación de una visión más amplia de la región. El apoyo institucional que involucra a grupos específicos de países, como es el caso de los países de la Cuenca del Plata, puede ser un paso intermedio importante en este continuo movimiento de aproximación, favoreciendo que se establezca un mayor volumen de transacciones entre ellos.

Los mecanismos institucionales promueven un mayor intercambio entre los técnicos de los países involucrados, reforzando el desarrollo de una perspectiva regional conjunta, y aumentando la comprensión de las oportunidades comunes, de modo que progresivamente facilite futuros entendimientos de negocios entre ellos. Los estudios ya realizados en el marco de este proyecto indican que, además de los intercambios técnicos entre los reguladores, también se muestra importante la promoción del congraciado entre los técnicos de las áreas de planificación energética, estructuradores de las perspectivas de largo plazo. Independiente de las discusiones de alto nivel, de carácter decisivo, creemos que un continuo proceso de intercambios entre éstos podrá auxiliar a pavimentar los caminos de los procesos de integración.

Siendo también la región pródiga en recursos renovables, la naturaleza misma de esos recursos, cuyo carácter estacional e intermitente requiere que necesiten complementaciones, podrá favorecer un proceso de ampliación de la comercialización de productos energéticos. En muchos casos, estas necesidades de complementación pueden ser mejor

atendidas a través de algún grado de integración con sistemas energéticos de países vecinos, lo que puede ser identificado por análisis técnicos conjuntos. Una mayor integración deberá permitir un uso más racional de estos recursos, reforzando al mismo tiempo una posición de vanguardia de la región en el combate a las emisiones de gases de efecto invernadero en el sector eléctrico.

Cabe señalar que durante el desarrollo de este Informe nos llamó la atención la complementariedad geográfica de Chile y la creciente importancia de Bolivia para el abastecimiento energético de los países enfocados, lo que sugiere que, incluso fuera del ámbito del presente trabajo, desde luego, se busque caminar hacia una posible agregación de ambos a los mecanismos institucionales aquí concebidos.

En el caso de Bolivia, además del gas natural, que el país ya exporta en grandes volúmenes a Argentina y a Brasil, y en menor cantidad a Paraguay, recientemente el gobierno divulgó su objetivo estratégico de convertirse en exportador también de energía eléctrica. Para ello, grandes inversiones se están programando, para el periodo de 2016 a 2020, principalmente en transmisión y generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, con el objetivo de que en la próxima década el país, además de ampliar el abastecimiento de energía eléctrica a sus habitantes¹, logre disponer de una oferta exportable de 9.000MW (BNAmericas, 2016). En ese sentido, será fundamental la profundización de su integración con Brasil y Argentina, grandes demandantes de energía eléctrica. La integración energética con el vecino Chile, también importador de energía, depende más de que Bolivia pueda superar la barrera creada tras la llamada Guerra del Pacífico, situación detallada más adelante.

Los objetivos a más largo plazo que motivaron los análisis aquí realizados, orientados a la ampliación de la integración energética de América Latina, apuntan un motivo adicional para mirar con atención a Bolivia, país que puede ser el facilitador del proceso de estrechamiento de las relaciones entre los bloques del Cono Sur y de la Comunidad Andina de Naciones - CAN, así como punto de contacto y de inyección de energía para los respectivos sistemas eléctricos.

El presente Informe pretende atender los objetivos del Proyecto, presentando en su Parte I, “Revisión e Identificación”, la presentación de las experiencias de integración entre los países foco y la identificación de sus ventajas y problemas. En la parte II, “Marcos para implantación de un organismo integrador y estrategia de implantación”, están las primeras reflexiones que deberán conducir al diseño institucional aquí pretendido, así como, en consecuencia, se propone un modelo y una estrategia para su implantación. En la parte III, finalmente, se sintetizan las principales conclusiones de este trabajo. En los Anexos están relacionadas la estructura institucional del sector energético de cada uno de los países enfocados (Anexo I), así como la lista de las instituciones y de los participantes en las reuniones realizadas para la evaluación de la solución propuesta (Anexo II).

¹ Actualmente, el menor porcentaje de atención de América del Sur es del 89,5% (CIER, 2014).

A light purple map of Argentina is shown in the background. Overlaid on the map is a complex geometric pattern of thin, light purple lines that form a series of interconnected triangles and polygons, resembling a wireframe or a stylized network.

PARTE I: **REVISIÓN E IDENTIFICACIÓN**

CAPÍTULO UNO

INTRODUCCIÓN

VISIÓN GENERAL

La energía es la conexión entre crecimiento económico, menor desigualdad social y un ambiente que permita que el mundo prospere². No es casualidad que algunos estudiosos consideran que no hay ningún país que haya logrado reducir sustancialmente la pobreza sin aumentar el consumo de energía, aunque se adopten medios y tecnologías más eficientes. La búsqueda de una sociedad más justa y del crecimiento de la economía de la región sudamericana necesita fundamentalmente que sus recursos energéticos se desarrollen de manera racional y sostenible.

América del Sur tiene fuentes energéticas en cantidad y en variedad suficiente para atender toda su demanda: cuencas hidrográficas; vientos y luz solar en abundancia durante buena parte del año; uranio; carbón mineral; petróleo y gas natural - convencionales y no

convencionales, aunque desigualmente distribuidos entre los diversos países. La geografía de su extenso territorio donde se encuentran esos inmensos recursos energéticos, en algunos casos, favorece el desarrollo de procesos de cooperación entre los países en la búsqueda de atención a sus necesidades energéticas, aunque no siempre esa cooperación haya sido efectivamente ejercida en su plenitud.

Diversos estudios ya desarrollados comprueban la existencia de complementariedades entre fuentes distintas y entre regiones principalmente en el caso de diferentes cuencas hidrográficas en América del Sur, como es el caso del estudio realizado por el Proyecto CIER 01 (véase CIER 1995). También se identificó la complementariedad por diferencias intrínsecas a la demanda de energía: factores climáticos y estructuras distintas en la demanda llevan a registros de picos de consumo en diferentes horarios y estaciones del año en diversos países de la región.

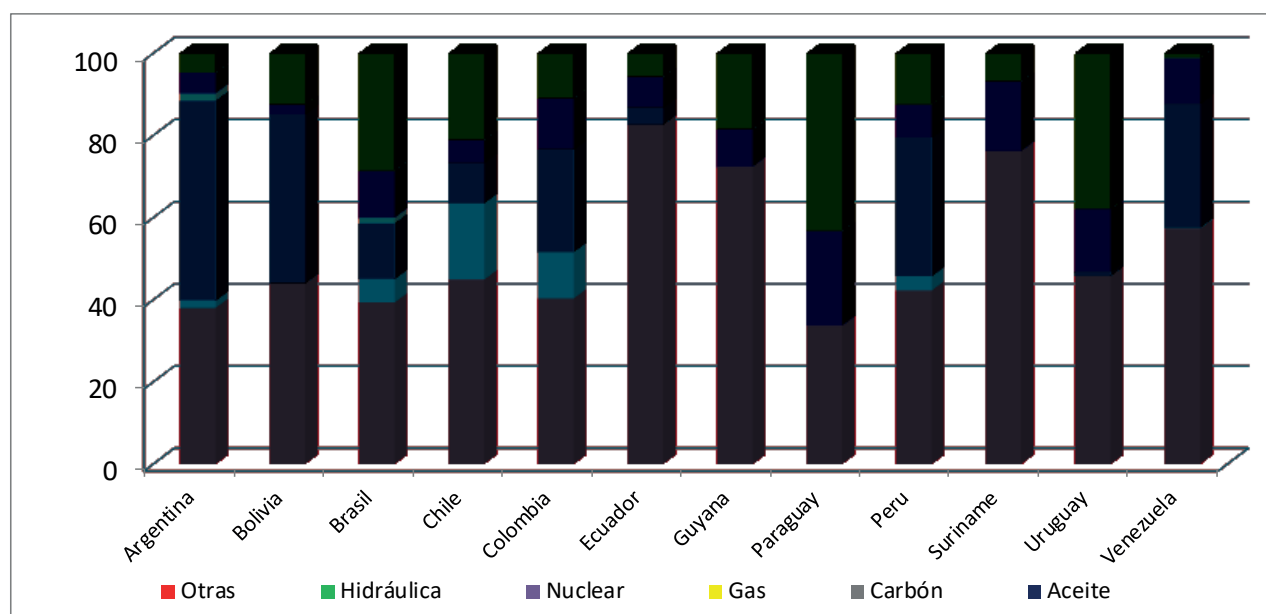
La Figura 1 a continuación presenta la matriz de oferta energética de los países de la región en el año 2014, en la que se puede verificar la

2 Principio de la agenda del programa de las Naciones Unidas de 2012, denominado SE4ALL (Sustainable Energy For All).

citada heterogeneidad de la distribución de los recursos, así como un gran potencial para el fomento a procesos de integración que re-

sulten en un mayor y más fácil intercambio de energéticos entre los países.

FIGURA 1: MATRIZ DE LA OFERTA DE ENERGÍA POR FUENTE DE LOS PAÍSES DE AMÉRICA DEL SUR EN 2014.



Fuente: MME

En el Cono Sur, foco de este estudio, dada la enorme heterogeneidad de las matrices nacionales, el mayor potencial de integración se encuentra entre Argentina y Brasil, como se podrá comprobar en su desarrollo.

En la Figura 2 se muestra la tabla de los datos que dieron origen al gráfico anterior, pero sólo para los países del Cono Sur.

FIGURA 2: MATRIZ DE LA OFERTA DE ENERGÍA (EN KTEP) POR FUENTE DEL CONO SUR EN 2014.

	ARGENTINA	BRASIL	CHILE	PARAGUAY	URUGUAY
Petróleo y Derivados	32.951,83	120.327,00	16.215,22	1.741,77	2.160,87
Carbón Mineral	1.535,41	17.521,00	6.732,81	0,00	1,85
Gas Natural	42.204,56	41.373,00	3.557,56	0,00	44,98
Nuclear	1.500,05	4.036,00	0,00	0,00	0,00
Hidráulica y Electricidad	4.375,68	35.019,00	1.986,51	1.193,34	720,85
Biom, Eólica y otras (*)	4.048,26	87.241,00	7.610,69	2.232,85	1.784,52
Total	86.615,79	305.517,00	36.102,81	5.167,96	4.713,07

Fuente: MME

(*) Incluido en Otras está la Solar, que en 2014, en los países estudiados sumaba apenas 64,43kTep.

Más que las demás regiones de América del Sur, el Cono Sur ya ha desarrollado una razonable infraestructura de interconexión energética entre los países que lo forman, principalmente eléctrica y de gas natural. A pesar de ello, la integración energética vista como un sistema de integración estratégica de redes de producción y consumo de energía entre países de la región es un proceso muy incipiente.

Los avances registrados en las últimas décadas fueron principalmente bilaterales y puntuales, impulsados por los agentes de los Estados sin tener como base una visión sistémica y una planificación energética integrada de expansión a largo plazo. Se restringieron a la construcción de interconexiones a partir de gasoductos y a usinas hidroeléctricas binacionales, como Salto Grande, Itaipú y Yacyretá.

INTEGRACIÓN EN EL CONO SUR E INSTITUCIONES MULTILATERALES

El comercio de productos energéticos ya trae en sí mismo un grado de integración entre las economías, entre las que destaca claramente el comercio del petróleo por su importancia económica para todos los países de la región. A pesar de la importancia del petróleo, otros productos energéticos suelen tener mayor impacto en términos de integración, ya que cuando ese comercio involucra la construcción de pesada infraestructura, obligatoriamente crea vínculos y relaciones de negocios más profundos y permanentes, como es el caso de la energía eléctrica y del gas natural y por eso su análisis está aquí priorizado.

Acompañando esos procesos de integración, que superan las barreras de las naciones, y por lo tanto no se pueden resolver sólo dentro del contexto institucional de cada país tomado aisladamente, actúan diversos tipos de organizaciones multilaterales que promueven, apoyan y / o regulan esas integraciones.

En el caso de la energía eléctrica, desde su concepción a finales del siglo XIX, su desarrollo histórico hasta el presente muestra que la integración de diferentes sistemas eléctricos proporcionó aumentos de escala que posibilitaron su expansión en todo el mundo. Estos aumentos propiciaron la construcción de líneas de transmisión más extensas y usinas generadoras mayores, haciendo posible que hoy se pueda hacer uso de esta fuente de energía en regiones distantes y de difícil acceso, con sensible mejora en los índices de calidad de vida de esos lugares.

De forma análoga, el más reciente desarrollo de la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, como la eólica y solar, de carácter intermitente, tiene en la integración energética un importante aliado, teniendo en vista la posibilidad de ampliación de la cantidad de unidades generadoras que pueden ser utilizadas para fijar la energía ofrecida para la venta al mercado consumidor, mismo que estén en lugares distantes, ubicados en el otro lado de la frontera.

La lógica del mercado de petróleo y gas natural es muy diferente de la de energía eléctrica, pero su integración a través de ductos o de flotas de buques de mayor capacidad de transporte también proporcionó ganancias de escala. Con una distribución de reservas bastante desigual por el mundo, en nada vinculadas a los índices de desarrollo económico de los locales donde se localizan sus yacimientos, los hidrocarburos tuvieron el control de su producción asumido por los países productores, tanto en volumen como en precio. En el Cono Sur, donde Argentina y Brasil son simultáneamente los mayores productores y consumidores de gas natural y petróleo, quedan pequeños volúmenes de excedentes exportables. Tal escenario resulta en una infraestructura de ductos para importación y exportación poco desarrollada para la dimensión de sus mercados.

En nuestra región el proceso de integración energética ha presentado un constante desarrollo, pero con una dinámica muy inferior de la deseable en la visión de sus defensores, a pesar de que es un elemento constante en la agenda de discusión en diversas instituciones multilaterales que actúan en América Latina y, en especial, en los países del Cono Sur. Expertos en energía de manera casi unánime apuntan como fundamental para el éxito de ese proceso la superación de barreras provocadas principalmente por las asimetrías existentes en las estructuras de sus respectivas áreas comerciales, tributarias, técnicas / operacionales y reguladoras, esta última con innumerables puntos de intersección con las primeras.

Otra característica del desarrollo del proceso de integración energética en los países del Cono Sur es que las negociaciones y proyectos se han analizado casi exclusivamente bajo la óptica bilateral, a pesar de que las instituciones multilaterales, como ALADI³, MERCOSUR, OLADE⁴ e CIER⁵, entre otras, busquen incesantemente difundir los beneficios que pueden derivarse de la integración energética regional, además de la existencia de diversos acuerdos vigentes de ámbito multilateral.

El Tratado de Montevideo 1980 (TM80) de la ALADI sirvió de marco jurídico para diversos acuerdos sobre integración energética, sobre normas que regulan la interconexión y el fornecimiento de energía eléctrica, la interconexión del gas y la comercialización, explotación y transporte de hidrocarburos líquidos,

petróleo crudo, gas licuado y productos líquidos derivados del petróleo y del gas natural.

En el Informe publicado en 2013 por la OLADE se destacan las condiciones mínimas que deben existir para que ocurra un proceso de integración eléctrica: voluntad política; las instituciones; y la disponibilidad de infraestructura, además de otros puntos de gran relevancia: la etapa inicial de la integración y lo que se pretende alcanzar, la coordinación de las inversiones, el cuadro institucional, la cuantificación de los beneficios, el papel de las energías renovables y la armonización de la regulación.

Como uno de los resultados de la Fase I del Proyecto CIER 15, Estudios de Intercambios de Electricidad entre las Regiones Andina, América Central y MERCOSUR - Viabilidad de su Integración, publicado en 2006, la CIER relaciona los beneficios provenientes de un proceso de integración energética: utilización óptima de la infraestructura eléctrica y de los recursos energéticos de la región involucrada; adiamiento de inversiones en generación; diversificación de la matriz energética de los países; aprovechamiento de la complementariedad de las cuencas de diferentes regiones; aprovechamiento de las diferencias de zonas horarias y de las diferencias entre los climas de las regiones; el compartir de recursos de generación entre países; permite la reducción de las tarifas cobradas al consumidor final; mejoran la confiabilidad y la calidad del fornecimiento; que posibilitan el aumento de la competencia en la generación.

3 La Asociación Latinoamericana de Integración (ALADI) fue creada en 1980 para promover el desarrollo económico y social de la región, en proceso de integración que visa al establecimiento, de forma gradual y progresiva, de un mercado común latinoamericano.

4 Organización Latinoamericana de Energía (OLADE). Organización de carácter público intergubernamental, constituida en 02.11.1973, que tiene como objetivo: integración, protección, conservación, aprovechamiento racional, comercialización y defensa de los recursos energéticos de la Región.

5 Comisión de Integración Energética Regional (CIER). Creada en 1964, esa organización, que hoy es constituida por empresas y organismos, públicos y privados, del sector energético de los países de América del Sur, Central y Caribe, además de entidades asociadas, tiene como objetivo promover y favorecer la integración del sector energético en la región a través de la cooperación mutua entre sus asociados.

Incluso en el ámbito del MERCOSUR⁶, los esfuerzos desplegados para avanzar hacia una agenda de fomento a la integración energética multilateral, discutida en el ámbito del Subgrupo de Trabajo de Energía - SGT-9, prácticamente pararon después de la publicación de los Memorandos de Entendimiento Relativos a la Integración Eléctrica y a la Integración de Gas, traducidos respectivamente en las Decisiones 10/98 y 10/99, las que consisten en compromisos de los gobiernos de los países miembros del MERCOSUR en el sentido de fomentar los intercambios energéticos y la integración energética en las áreas de energía eléctrica y de gas natural respectivamente.

Otra importante acción desarrollada por los gobiernos de América del Sur en el sentido de promover la integración regional fue la IIRSA⁷, que surgió de una propuesta presentada en agosto de 2000 en Brasilia, durante la Reunión de Presidentes de América del Sur, donde se discutió la idea de coordinar la planificación para la construcción de infraestructura de los diferentes países del continente sudamericano. IIRSA comprende los sectores de transporte, energía y telecomunicaciones abarcando 12 subregiones, y teniendo el respaldo financiero del BID, CAF y FONPLATA. En el área de energía la IIRSA constituyó los Grupos Técnicos Ejecutivos (GTE) para trabajar en el proceso sectorial de

Integración Energética, teniendo como primer objetivo desarrollar los Marcos Normativos del Mercado Regional Energético que deberán incrementar las políticas de libre comercio.

Se pueden mencionar algunos ejemplos de proposiciones de la IIRSA al proceso de integración energética. En el Corredor Porto Velho - Madeira - Gayaramerín del Eje Perú-Brasil-Bolivia están previstas dos hidroeléctricas en Bolivia, líneas de transmisión, las hidroeléctricas de Santo Antônio y Jirau en el río Madeira para hacerlo navegable entre Porto Velho y Gayaramerín en Bolivia. En el lado de Brasil, el Programa de Biodiesel considerado como proyecto energético auto sostenible para propiciar generación de renta con inclusión social del pequeño productor rural, también está delineado dentro de la IIRSA. A pesar de las citadas, en el ámbito de la IIRSA el área de energía siempre fue la que menos propuso iniciativas integradoras, comparándose con otras, como transportes y comunicaciones.

Como se ha visto hasta ahora, las iniciativas para la integración energética de América Latina datan de más de 50 años. Las más recientes incluyen los trabajos de la Comunidad Sudamericana de Naciones (CSN/CASA)⁸, así como proyectos desarrollados en el ámbito de IIRSA / UNASUR⁹. A partir de la creación del UNASUR, se establecieron varios consejos ministeriales sectoriales trabajando en di-

6 Mercado Común del Sur (MERCOSUR). Creado en 26.03.1991 cuando se firmó el Tratado de Asunción por Argentina, Brasil, Paraguay y Uruguay, Estados Parte. El objetivo del MERCOSUR es la integración de sus Estados Parte por medio de la libre circulación de bienes, servicios y factores productivos, del establecimiento de una Tarifa Externa Común (TEC), de la adopción de una política comercial común, de la coordinación de políticas macroeconómicas y sectoriales, y de la armonización de legislaciones en las áreas pertinentes. Hoy, todos los países de América del Sur hacen parte del MERCOSUR, sea como Estados Parte, sea como Asociados.

7 La Iniciativa para la Integración de la Infraestructura Regional Sudamericana (IIRSA) es un programa conjunto de los gobiernos de los 12 países de América del Sur que tiene como objetivo promover la integración de América del Sur a través de la integración física de esos países, con la modernización de la infraestructura de transporte, energía y telecomunicaciones, mediante acciones conjuntas.

8 En 08.12.2004, reunidos en la ciudad de Cuzco, Perú, 12 presidentes de países de América del Sur decidieron crear la Comunidad Sudamericana de Naciones (CSN/CASA), a partir del modelo de la Unión Europea de agrupamiento por un proyecto común, reuniendo los países de la región, sobre la base de cuatro iniciativas: (i) integración en infraestructura, incluso con la construcción de carreteras para unificar el Pacífico al Atlántico; (ii) integración energética, especialmente en el área de gas; (iii) mecanismo de consulta y de arreglo político, de combate a la pobreza y a la marginalidad; (iv) unir las economías en una zona de libre comercio.

9 UNASUR: Unión de las Naciones Sudamericanas es una comunidad formada por doce países sudamericanos, entre ellos Argentina, Brasil, Uruguay y Paraguay. En 23.05.2008, representantes de los doce países firmaron en Brasilia un tratado para su creación, el cual tiene como objetivo principal propiciar la integración entre los países de América del Sur, en diversas áreas, entre ellas la de energía.

ferentes áreas, siendo uno de ellos el Consejo Sudamericano de Infraestructura y Planificación (COSIPLAN), creado el 28 de enero de 2009, durante la Tercera Reunión del Consejo de Jefes de Estado de UNASUR.

COSIPLAN fue concebido como una instancia de discusión política y estratégica, a través de la consulta, evaluación, cooperación, planificación y coordinación de esfuerzos y articulación de programas y proyectos para implementar la integración de la infraestructura regional de los países miembros del UNASUR. Entre sus objetivos generales se destacan el de promover la armonización de los marcos normativos existentes en los países miembros del UNASUR que regulan el desarrollo y operación de infraestructura en la región, además de identificar y promover la implementación de proyectos prioritarios para la integración y evaluar alternativas de financiamiento. En 2011, la IIRSA fue incorporada a este Consejo como su foro técnico para apoyar la planificación de infraestructura en las interconexiones regionales. Es importante destacar que, a pesar de su alcance integrador, del apoyo de agentes de fomento, como BID¹⁰, CAF¹¹ y FONPLATA¹², y de su representatividad -formado por un Consejo de Ministros de Estado-, incluso tras la importante incorporación de la IIRSA, poco se desarrolló en el COSIPLAN en el sector energético, teniendo en cuenta que hay cuatro grupos de trabajo constituidos, ninguno de ellos discutiendo las cuestiones de la integración energética regional.

Cabe subrayar que, a pesar del innegable apoyo proporcionado a las iniciativas de integración energética propuestas por esas organizaciones multilaterales destacadas anteriormente y de otras más que actúan en América del Sur, los proyectos concretos poco anduvieron. Estas organizaciones han creado importantes foros para discutir sobre el tema, además de realizar estudios sobre proyectos de integración energética, aproximan a empresas y gobiernos de los países de la región creando un espacio propicio para el diálogo internacional, así como apoyan a los gobiernos en la definición de políticas y marcos reguladores que fomenten un desarrollo sostenible para el sector energético.

Los objetivos y estudios desarrollados por ellos también tendrán un papel preponderante en los mecanismos de mitigación de riesgo político, resolución de controversias y financiamiento de estudios y proyectos. Sin embargo, ningún proyecto de integración energética tuvo esos organismos como ejecutores, ya que esta tarea fue y es ejercida por las propias instituciones gubernamentales y principalmente por los agentes del sector energético. E incluso aquellos proyectos que se implementaron a partir de avances en acuerdos internacionales promovidos y de estudios realizados por esas organizaciones, poco contribuyeron a una mayor seguridad energética en América del Sur o, más específicamente, en el Cono Sur, principalmente por haber sido concebidos bajo una visión bilateral.

10 El Banco Interamericano de Desarrollo (BID) fue fundado en 1959 formando una sociedad entre 19 países de América Latina (incluyendo Argentina, Brasil, Chile, Paraguay y Uruguay) y los Estados Unidos, tenía entonces el objetivo de contribuir para acelerar el proceso de desarrollo económico y social, individual y colectivo, de sus países miembros. Con sede en Washington - EUA, cuenta hoy con 48 países miembros, algunos de Europa y Asia.

11 Creada en 1970 bajo la denominación de Corporación Andina de Fomento, hoy el Banco de Desarrollo de América Latina (CAF), tiene sede en Caracas, en Venezuela. Desde su creación, CAF amplió su área de actuación de América Andina para toda América Latina (todos los países del Cono Sur son miembros), donde se encuentran 17 de los 19 países que actualmente la conforman - Portugal y España también son miembros. Tiene como objetivo promover el desarrollo sostenible y la integración regional por medio de la movilización de recursos financieros para los clientes en los sectores público y privado de los países accionistas.

12 FONPLATA es un órgano multilateral que comprende cinco países: Argentina, Bolivia, Brasil, Paraguay y Uruguay, cuya misión principal es apoyar la integración de los países miembros para alcanzar un desarrollo armonioso e inclusive dentro y entre áreas geográficas de influencia de la Cuenca del Río de la Plata a través de operaciones de crédito y concede al sector público. Fue creada en 1974 durante la VI Reunión de Chancilleres de la Región del Río de la Plata, esos chancilleres firmaron su Acuerdo Constitutivo. Por lo tanto, solamente comenzó sus operaciones en 1977, cuando entró en vigor el Acuerdo de Sede entre él y el Gobierno de Bolivia, donde tiene su sede en la ciudad de Santa Cruz de la Sierra.

CAPÍTULO DOS

PANORAMA GENERAL DE LA INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL ACTUAL

A partir de la publicación por la CIER en 2016 de la Síntesis Informativa Energética, se obtuvieron los actuales cuadros de las interconexiones físicas eléctricas y de gas natural en América del Sur existentes en 2015, los cuales se encuentran representados más adelante y donde se pueden observar las relativamente pocas obras de infraestructura energética existentes conectando esos países, y en particular las del Cono Sur, objetivo del presente trabajo, aunque esta última región presenta un conjunto más expresivo de usinas hidroeléctricas binacionales acompañadas por una red de conexiones eléctricas de expresiva capacidad.

Sobre el petróleo, aunque menos significativo en términos de integración física, aquí cabe al-

gunas observaciones generales, en este caso incluyendo los países de América del Sur, de América Central y del Caribe, dadas las posibilidades de comercio interregional en ese subcontinente y dada su importancia geopolítica.

INTEGRACIÓN COMERCIAL: EL SECTOR PETROLERO Y LA COOPERACIÓN ENTRE PAÍSES

A pesar de ser causa de la mayor parte de las emisiones de carbono en la atmósfera, el petróleo aún hoy representa el 31,3%, IEA (2016), de las necesidades energéticas mundiales, además de influir en los precios de otras fuentes de energía, como el gas natural. El precio del barril tiene efectos muy relevantes en la determinación del nivel de actividad, de inversiones y de exportaciones de los países grandes productores, especializados básicamente en este producto, como Venezuela en América del Sur.

El hecho de que la industria petrolera dependa de una larga cadena productiva (prospec-

ción, desarrollo de los yacimientos, producción, transporte, refinación y distribución de los derivados a los consumidores finales) llevó históricamente a una tendencia de integración vertical entre las diferentes ramas de la cadena, Mitchell, (1976), y también de integración horizontal, o sea, de la ampliación del territorio donde el agente puede actuar, aumentando su capacidad de manejar los riesgos de las actividades de explotación y producción. Esta tendencia integradora facilitó el desarrollo de grandes empresas privadas que buscan expandir sus fronteras lo máximo posible.

Dentro de la región sudamericana, las exportaciones de petróleo han sido ampliamente realizadas como resultado de acuerdos bilaterales de abastecimiento. Y ese esfuerzo tuvo apoyo de diversas organizaciones orientadas hacia la promoción y coordinación de acuerdos de complementación energética y preferencias comerciales para los países de la región, como la ya citada OLADE y la ARPEL¹³. La contribución de ARPEL al proceso de integración energética de la región se concreta a través de la realización, desde 2003, de Simposios de Integración Energética Regional, donde se dio el impulso para la creación del Foro Regional Permanente de Integración Energética¹⁴, en el formato de un ambiente permanente para debates de temas de interés común, como seguridad energética, con participación igualitaria de algunos organismos de la región (ARPEL, ALADI, OLADE, CIER,

CEPAL¹⁵), para dar soporte a los gobiernos de los países de la región, a quienes corresponde el liderazgo del proceso de integración.

Como la poseedora de las mayores reservas probadas de petróleo de América del Sur, mayor productora y exportadora, Venezuela buscó liderar el proceso de cooperación regional, proponiendo en 2005 la creación de alianzas de empresas petroleras estatales en las subregiones Andina, Cono Sur y Caribe, que se verá más adelante. Cabe destacar que, como es común en todos los demás países miembros de la OPEP¹⁶ (Arabia Saudita, Argelia, Angola, Qatar, Emirados Árabes Unidos, Ecuador, Gabón, Irán, Irak, Kuwait, Libia, Nigeria y Venezuela), Petróleos de Venezuela - PDVSA es una empresa de control estatal.

Las primeras iniciativas de integración energética en la región ocurrieron a finales de la década de 1990, a través de la privatización de empresas del sector, hasta entonces casi todas estatales, las cuales tenían el control de los mercados locales de petróleo, mediante monopolio o el control de posiciones clave, y la apertura de estos mercados a empresas extranjeras. Este modelo no tuvo éxito en la mayoría de los países, resultando en una baja tasa de nuevas reservas descubiertas y en la reducción de la producción de petróleo.

En virtud de los problemas de este modelo, en

13 Asociación Regional de Empresas del Sector de Petróleo, Gas y Biocombustibles en América Latina y Caribe (ARPEL) es una organización que congrega empresas e instituciones del sector de petróleo, gas y biocombustibles en la región de América Latina y Caribe. Fue fundada en 1965 como un vehículo de cooperación y asistencia recíproca entre empresas del sector, con el propósito principal de contribuir activamente para la integración y crecimiento competitivo de la industria y al desarrollo energético sostenible en la región.

14 En ese evento se ha acordado trabajar de manera conjunta también en algunas iniciativas, como: Seminarios "Instrumentos para dinamizar la inversión y garantizar la seguridad energética de los países del Cono Sur"; Plan Estratégico Regional; Desarrollo sostenible del potencial del gas boliviano; y Fortalecimiento de Organismos Reguladores.

15 La Comisión Económica para América Latina y Caribe (CEPAL) fue creada en 1948 por el Consejo Económico y Social de las Naciones Unidas con el objetivo de incentivar la cooperación económica entre sus miembros.

16 Organización de los Países Exportadores de Petróleo (OPEP o, por su nombre en inglés, OPEC) es una organización internacional creada en 1960 en la Conferencia de Bagdad que visa coordinar de manera centralizada la política petrolífera de los países miembros, buscando controlar la oferta y, por consiguiente, el precio internacional del petróleo.

1995, Venezuela sugirió la creación de Petroamérica¹⁷, en el formato de una alianza de países de América Latina y el Caribe con el objetivo de promover una mayor integración de sus empresas (estatales) petroleras para posibilitar el desarrollo de la capacidad productiva de la región. La propuesta estaba segmentada en tres iniciativas de alianzas subregionales de integración energética: Petrosul, que tenía como objetivo reunir a Argentina, Brasil, Uruguay y Venezuela (que en la ocasión había salido de la Comunidad Andina de Naciones y luchaba por su ingreso en el MERCOSUR); Petrocaribe, que tenía como objetivo alinear los 14 países de la región de Centroamérica y el Caribe; y Petroandina, propuesta a los países andinos, es decir, Bolivia, Ecuador, Colombia y Perú, pero que prácticamente no se reflejó en ningún avance significativo.

Sólo el 10 de marzo de 2005 los presidentes de Argentina, Brasil y Venezuela, con posterior adhesión de Uruguay, firmaron un acuerdo de cooperación en el sector energético creando Petrosul, en el formato de un organismo que se proponía para coordinar las inversiones de las petroleras estatales de esos países. El acuerdo tenía el objetivo de formar sociedades entre las estatales de petróleo de los tres países para el desarrollo de proyectos de prospección, refino y transporte, además de la construcción de buques.

Posteriormente, el 9 de diciembre de 2005, los mismos países firmaron un Memorando de Entendimientos sobre interconexión de gas, el cual, fundamentado en resultados positivos de estudios preliminares, tenía la propuesta de estructurar un proyecto de interconexión de las redes de gasoductos existentes en los tres países y la comercialización de gas a través de esquemas de asociación. Esta atmósfera favorable facilitó el desarrollo de un ambiente cooperativo entre

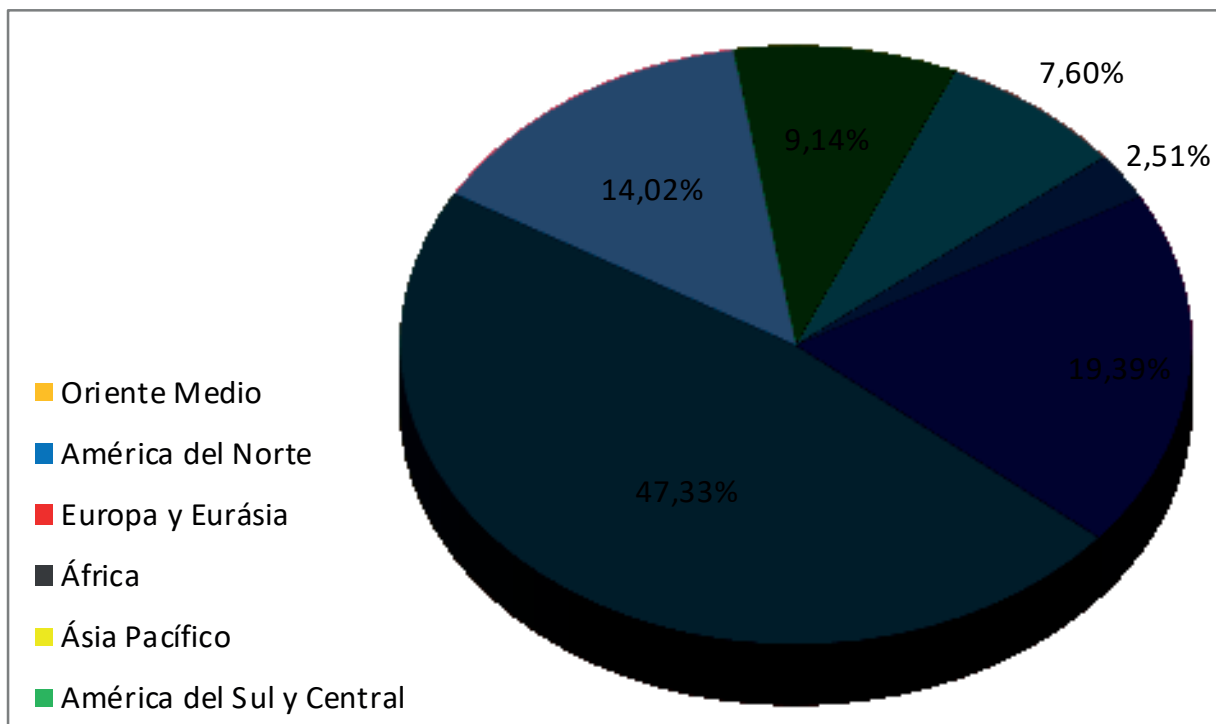
PDVSA y algunas de las estatales petroleras del Cono Sur, como ENARSA (Argentina), ANCAP (Uruguay) y PETROPAR (Paraguay). Sin embargo, ninguno de estos acuerdos fue suficiente para materializar los proyectos propuestos, principalmente por la falta de una decisión política de alto nivel consubstanciada en la identificación técnica de las prioridades y de los obstáculos verificados en los proyectos.

Petrocaribe logró avanzar más que las otras dos. Creada también el 29 de junio de 2005, durante el I Encuentro Energético de Jefes de Estado del Caribe, fue fundada por 14 países de América Central y el Caribe signatarios del Acuerdo de Cooperación Energética, con el gran llamamiento de la oferta de mecanismos de abastecimiento de aceite venezolano con facilidades de pago a los países de la región, todos dependientes de la importación de petróleo. Nada más.

Según los datos de British Petroleum (BP), las reservas de petróleo en el mundo todavía presentan una fuerte concentración en Oriente Medio, siendo la participación de esta región del 47,3% en 2015. América del Sur y Central poseen en conjunto el 19,4% de las reservas mundiales de petróleo, siendo Brasil y Venezuela los mayores poseedores de esas reservas, con 13,0 millones de barriles (0,8%) y 300,9 (17,7%) respectivamente. En cuanto al tamaño de las reservas, Ecuador (8,0 millones de barriles, o el 0,5% de las reservas mundiales), Argentina (2,380 millones de barriles, o el 0,1%), Colombia (2,3 millones de barriles, o el 0,1%) y Perú (1,410 millones de barriles, o el 0,1%) figuran enseguida, mientras que Paraguay, Chile y Uruguay prácticamente no poseen volúmenes significativos de reservas y tienen que importar prácticamente todo el petróleo que consumen, conforme a las Figuras 3 y 4 a continuación.

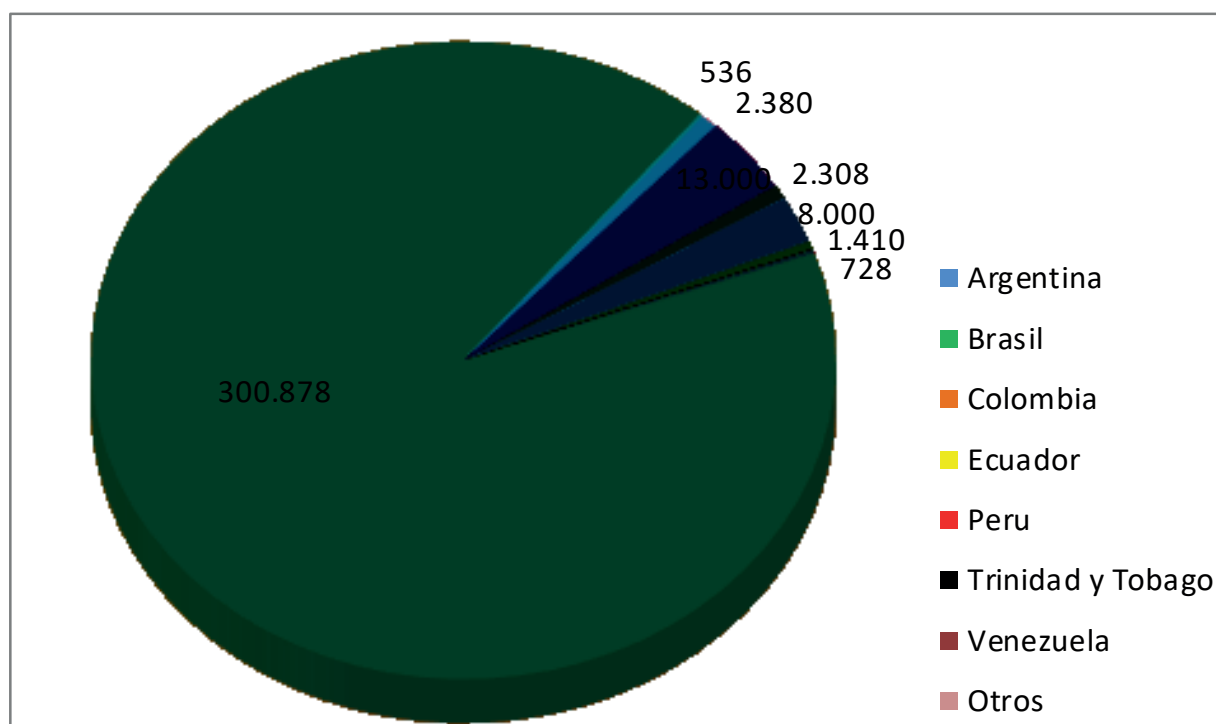
17 Petróleos de América o Petroamérica fue concebida en 1995 como una empresa multinacional que debería congregarse el conjunto de empresas energéticas estatales de la región de América Latina y Caribe.

FIGURA 3: RESERVAS PROBADAS DE PETRÓLEO EN EL MUNDO



Fuente: Statistical Review of World Energy June 2016 - BP

FIGURA 4: RESERVAS PROBADAS DE PETRÓLEO (MIL BARRILES/DÍA) EN AMÉRICA DEL SUR Y CENTRAL



Fuente: Statistical Review of World Energy June 2016 - BP

En términos globales, los países de América del Sur no se encuentran entre los mayores productores, con excepción de Venezuela, seguido en el orden por Brasil, Colombia, Argentina y Ecuador.

En términos de consumo, a nivel global, la posición del continente no es muy distinta. La única diferencia es que Venezuela, la mayor productora de petróleo de la región consume muy poco de lo que produce, mientras que Brasil pasa a figurar como un gran consumi-

dor de petróleo. Estas diferencias entre producción y consumo posibilitan a Venezuela ser uno de los grandes exportadores de petróleo, mientras que colocan a Brasil en una posición prácticamente neutra. De esta forma, Venezuela figura con un potencial enorme para ser el principal proveedor de petróleo para los países de la región. Los datos relativos a la producción y el consumo se encuentran en la Figura 5 a continuación.

FIGURA 5: PRODUCCIÓN Y CONSUMO DE PETRÓLEO

PAÍS/ REGIÓN	PRODUCCIÓN		CONSUMO	
	mil barriles/ día	% mundial	mil barriles/ día	% mundial
Estados Unidos	12.704	13,0%	19.396	19,7%
OPEP	38.226	41,4%	–	–
América del Sur y Central	7.712	9,1%	7.083	7,5%
Venezuela	2.626	3,1%	678	0,7%
Brasil	2.527	3,0%	3.157	3,2%
Colombia	1.008	1,2%	331	0,4%
Argentina	637	0,7%	679	0,7%
Ecuador	543	0,7%	253	0,3%

Fuente: Statistical Review of World Energy June 2016 – BP

En cuanto a la capacidad de refinación, la capacidad mundial superó en 2015 a los 97 millones de barriles por día. En términos geográficos esta capacidad no es tan asimétrica en cuanto a los datos anteriormente comprobados, estando más concentrada cerca de los grandes centros de consumo. Considerando el estándar utilizado del sector que considera un nivel medio de utilización de la capacidad

instalada de refino del orden del 90%, hay claramente un déficit elevado en la capacidad de refinación, incluyendo en la región de América del Sur y Central, conforme a la Figura 6.

Brasil, Venezuela y Argentina, en este orden, tienen las mayores capacidades de refinación de petróleo en la región, de 2.278, 1.303 y 657 mil de barriles por día, respectivamente.

FIGURA 6: CONSUMO X CAPACIDAD DE REFINACIÓN EN MIL BARRILES/DÍA

PAÍS/REGIÓN	CONSUMO	CAPACIDAD DE REFINO	90% DE LA CAPACIDAD DE REFINO	SALIDO
América del Norte	23.644	21.883	19.695	-3.949
América del Sur y Central	7.083	6.222	5.600	-1.483
Europa y Eurásia	18.380	23.635	21.272	2.892
Oriente Medio	9.570	9.344	8.410	-1.160
África	3.888	3.589	3.230	-658
Ásia	32.444	32.554	29.299	-3.145
Total	95.009	97.227	87.504	-7.505

Fuente: Statistical Review of World Energy June 2016 - BP

Como consecuencia del déficit en la capacidad de refino de petróleo, el comercio de sus derivados en los países del Cono Sur es poco representativo intrarregional, incluso considerando a América del Sur como un todo, con el movimiento mucho mayor de importación que de exportación. El cuadro de la Figura 7 a continuación demuestra el volumen de ese

comercio en el Cono Sur registrado en 2015. Los mayores importadores de la región, Brasil, Chile y Argentina, importan de fuera del Cono Sur el 98%, 99% y 97,4% respectivamente. Estos mismos países exportan fuera del Cono Sur, respectivamente, el 91%, 32% y 10%, lo que mejora un poco el aspecto local del comercio de derivados de petróleo intrarregional¹⁸.

FIGURA 7: COMERCIO INTRARREGIONAL DE DERIVADOS DE PETRÓLEO EN EL CONO SUR, EN MILES DE US\$

		EXPORTADOR						
		Argentina	Brasil	Chile	Paraguay	Uruguay	Otros	Tot. Imp
I M P O R T A D O R	Argentina		20,00	1,22	30,90	0,08	2.075,38	2.127,58
	Brasil	149,00		0,00	5,61	0,00	7.883,51	8.038,12
	Chile	31,70	3,88		0,00	0,04	3.564,04	3.599,66
	Paraguay	294,00	71,50	5,10		0,51	533,51	904,62
	Uruguay	4,54	21,60	1,69	6,98		204,19	239,00
	Otros	61,76	1.686,82	66,99	1,21	0,26		1.817,04
	Tot. Exp.	541,00	1.803,80	75,00	44,70	0,89	14.260,63	

Fuente: The Observatory of Economic Complexity - atlas.media.mit.edu/es/ - Datos: 2015

¹⁸ Si consideramos el comercio de derivados de petróleo en la región de América del Sur los números no varían mucho. Para Brasil, Chile y Argentina, las importaciones de fuera son respectivamente del 91,4%, 98,1% y 96%. Las exportaciones hacia fuera de esta región son del 90,3%, 29,7% y 9,9% respectivamente.

Analizando las reservas, la producción y el consumo de los países del Cono Sur se verifica un cuadro bastante heterogéneo que permite y requiere algún tipo de cooperación entre ellos. El excedente de las reservas de petróleo de algunos países (Argentina y Brasil) permite proyectar algún abastecimiento de este energético a los países deficitarios (Chile, Pa-

raguay y Uruguay), habiendo la necesidad de desarrollar la cooperación entre esos dos grupos. Hay, por lo tanto, un cuadro de posible complementariedad dentro de la región, comparando los datos de reservas, producción y consumo, aun considerando que, según la Figura 8 a continuación, el Cono Sur se encuentra hoy como importador neto de petróleo.

FIGURA 8: PETRÓLEO EN EL CONO SUR EN MIL BARRILES/DÍA

PAÍS	RESERVA	PRODUCCIÓN	CONSUMO	R/P
Brasil	13.000,0	2.527,0	3.157,0	14,1
Argentina	2.395,0	637,0	679,0	10,2
Chile	15,0	6,3	331,0	6,5
Paraguay	0,0	0,0	36,0	0,0
Uruguay	0,0	0,0	59,0	0,0

Fuente: Statistical Review of World Energy June 2016 – BP

INTEGRACIÓN INCLUYENDO OBRAS DE INFRAESTRUCTURA: ENERGÍA ELÉCTRICA Y GAS NATURAL

Energía Eléctrica

En el Informe de la OLADE publicado en 2013, se puede extraer el argumento de que la integración de mercados eléctricos en América Latina y el Caribe ha seguido una dinámica propia, sea: (i) por iniciativas bilaterales para el desarrollo de potenciales hidroeléctricos fronterizos; (ii) para atender a situaciones de escasez de energía eléctrica coyuntural; o (iii) para compartir reservas y aprovechar las diferencias en la hidrología y en la hora de ocurrencia de la demanda máxima. El primer motivo resultó en la construcción de las hidroeléctricas de Salto Grande (Uruguay y Argentina), Itaipú (Brasil y Paraguay) y Yacyretá

(Argentina y Paraguay). Las interconexiones de los sistemas eléctricos de Colombia y Ecuador, así como de Brasil con Argentina -Rincón de Santa María a Garabí, de 2.200MW-, son ejemplos del segundo motivo. La implantación del Proyecto SIEPAC (Sistema de Interconexión Eléctrica para América Central), no discutido aquí, se debió al tercer motivo.

Los cinco proyectos más expresivos que involucran a países del Cono Sur (las hidroeléctricas de Salto Grande, Itaipú y Yacyretá y las interconexiones Brasil Argentina en Garabí y Brasil Uruguay 500MW) serán discutidos con mayor profundidad más adelante, teniendo en cuenta que un proceso de integración que se ha concluido entre estos países puede servir de guía para los próximos en que estén esas mismas partes involucradas, tanto por los aciertos y por los errores detectados en

los procedimientos adoptados. Estos y todos los demás proyectos de integración eléctrica de América del Sur se encuentran indicados

en las Figuras 9 y 10 a continuación, extraídas de la publicación de la CIER 2016.

FIGURA 9: MAPA DE LAS INTERCONEXIONES ELÉCTRICAS DE AMÉRICA DEL SUR EN 2015.



Fuente: Síntesis Energética CIER

FIGURA 10: LISTA DE LAS INTERCONEXIONES ELÉCTRICAS DE AMÉRICA DEL SUR EN 2015.

Países	Ubicación	Tensión	Observaciones
Ar-Bo	La Quiaca (Ar) – Villazón (Bo)	13,2 kV	Existente
Ar-Bo	Pocitos (Ar) – Yacuiba (Bo)	33 kV	Existente
Ar-Cl	Río Turbio (Ar) – Puerto Natales (Cl)	33 kV	Existente
Ar-Py	Posadas (Ar) – Encarnación (Py)	33 kV	No operativa
Ar-Uy	Concordia (Ar) – Salto (Uy)	30 kV	No operativa
Bo-Br	Puerto Suárez (Bo) – Corumbá (Br)	13,8 kV	Existente
Bo-Br	San Matías (Bo) – Corixa (Br)	35 kV	Operativa
Bo-Pe	Desaguadero (Bo) – Zepita (Pe)	24,9 kV	Operativa
Bo-Pe	Casani (Bo) – Yunguyo (Pe)	24,9 kV	Operativa
Br-Co	Tabatinga (Br) – Leticia (Co)	13,8 kV	Existente, ZNI
Br-Py	Ponta Pora (Br) – Pedro Caballero (Py)	22 kV	Existente, 6 MW
Co-Ve	Arauca (Co) – Guasdualito (Ve)	34,5 kV	Operativa, 6 MW
Co-Ve	Pto. Carreño (Co) – Pto. Pérez (Ve)	34,5 kV	Operativa, 7,5 MW, ZNI

ZNI: Zona No Interconectada

Ref.	Países	Ubicación	Tensiones	Potencia	Observaciones
1	Co-Ve	Cuestecita (Co) – Cuatricentenario (Ve)	230 kV	150 MW	Operativa (60 Hz)
2	Co-Ve	Tibú (Co) – La Fría (Ve)	115 kV	36 / 80 MW	Operativa (60 Hz)
3	Co-Ve	San Mateo (Co) – El Corozo (Ve)	230 kV	150 MW	Operativa (60 Hz)
4	Co-Pa	Cerromatoso (Co) – Panamá (Pa)	-	300 MW	En estudio HDVC*
5	Co-Ec	Jamondino (Co) – Pomasqui (Ec)	230 kV	250 MW (doble circuito)	Operativa (60 Hz) 4 circuitos
6	Co-Ec	Jamondino (Co) – Pomasqui (Ec)	230 kV	250 MW (doble circuito)	En construcción (60 Hz)
7	Co-Ec	Ipiiales (Co) – Tulcán (Ec)	138 kV	35/113 MW	Operativa (60 Hz)
8	Ec-Pe	Machala (Ec) – Zorritos (Pe)	230 kV	110 MW	Operativa (60 Hz)
9	Br-Ve	Boa Vista (Br) – El Guri (Ve)	230/400 kV	200 MW	Operativa (60 Hz)
10	Bo-Pe	La Paz (Bo) – Puno (Pe)	230/220 kV	150 MW	En estudio (50/60 Hz)
11	Br-Py	Salidas de Central Itaipú	750/220 kV	14.000 MW	Operativa (60/50 Hz)
12	Br-Py	Foz de Iguazú (Br) – Acaray (Py)	220/138 kV	50 MW	Existente (60/50 Hz)
13	Ar-Py	El Dorado (Ar) – Mcal. A. López (Py)	220/132 kV	30 MW	Operativa (50 Hz)
14	Ar-Py	Clorinda (Ar) – Guarambaré (Py)	132/220 kV	80/90 MW	Operativa (50 Hz)
15	Ar-Py	Salidas de Central Yacyretá	500 kV	3.200 MW	Operativa (50 Hz)
16	Ar-Br	Rincón S.M. (Ar) – Garabí (Br)	500 kV	2.000/ 2.200 MW	Operativa (50/60 Hz)
17	Ar-Br	P. de los Libres (Ar) – Uruguayana (Br)	132/230 kV	50 MW	Operativa (50/60 Hz)
18	Ar-Uy	Salto Gde. (Ar) – Salto Gde. (Uy)	500 kV	1.890 MW	Operativa (50 Hz)
19	Ar-Uy	Concepción (Ar) – Paysandú (Uy)	132/150 kV	100 MW	Op. en emerg. (50 Hz)
20	Ar-Uy	Colonia Elia (Ar) – San Javier (Uy)	500 kV	1.386 MW	Operativa (50 Hz)
21	Br-Uy	Livramento (Br) – Rivera (Uy)	230/150 kV	70 MW	Operativa (60/50 Hz)
22	Br-Uy	Pte. Médici (Br) – San Carlos (Uy)	500 kV	500 MW	En construc. (60/50 Hz)
23	Ar-Cl	CT TermoAndes (Ar) – Sub.Andes (Cl)	345 kV	633 MW	Operativa (50 Hz)
24	Ar-Bo	Yaguacua (Bo) – Tartagal (Ar)	500 kV	-	En estudio

*HDVC: Alto Voltaje en Corriente Continua

Ref.	Países	Denominación	Río	Cap. Instalada	Observaciones
A	Br - Py	Itaipú	Paraná	14.000 MW	En operación
B	Ar - Uy	Salto Grande	Uruguay	1.890 MW	En operación
C	Ar - Py	Yacyretá	Paraná	3.200 MW	En operación
D	Ar - Br	Garabí	Uruguay	1.500 MW	En estudio
E	Ar - Py	Corpus	Paraná	3.400 MW	En estudio

Fuente: Síntesis Energética CIER

Gas Natural

Las características peculiares de la industria del gas natural, que opera a partir de una red física establecida, indican la necesidad de un alto grado de coordinación entre todos los eslabones de su cadena productiva. De esta forma, los incrementos de oferta y consumo de gas natural en los países de la región sudamericana necesitan ser bien coordinados, a través de un intenso trabajo de cooperación entre los países de la región, para que éstos puedan resultar no sólo en el desarrollo del mercado de gas regional pero también en el impulso para mejorar la actual condición de vida de las poblaciones.

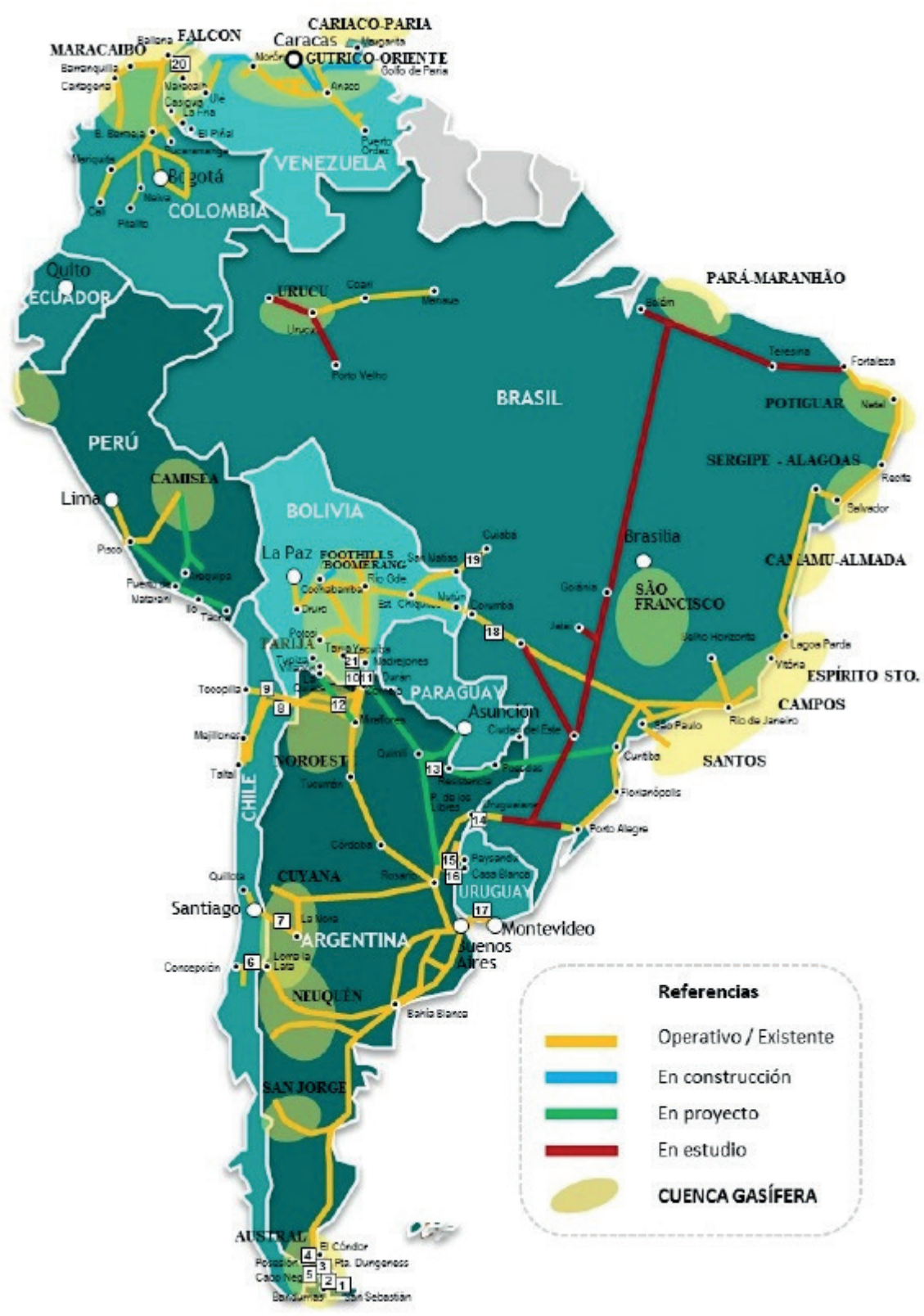
En principio, desde el punto de vista energético, América del Sur posee las condiciones básicas para la integración de gas de sus países: reservas propias de gas natural suficientes y distribuidas entre los países de forma que se pueda desarrollar su integración, con grandes expectativas y potencial de crecimiento de producción y demanda. En el marco del MERCOSUR, se firmó incluso la Decisión 10/99, que consiste en un Memorando de Entendimientos con el objetivo de fomentar los intercambios y la integración gaseosa entre sus miembros. Sin embargo, lo que se observa hoy es un crecimiento mucho menor de lo esperado para esa integración, además de un frágil nivel de cooperación entre los países.

A veces pequeños detalles técnicos, fruto de poca o ninguna coordinación entre los países en la implementación de sus marcos reguladores, pueden crear barreras al proceso de integración entre ellos. Por ejemplo: Brasil definió como estándar para las válvulas de abastecimiento de vehículos a gas natural el diámetro de 11,1mm, mientras que Argentina y Bolivia equipan sus vehículos con válvulas de 12,7mm. De esta forma, un vehículo que sale

de Brasil no puede ser abastecido con gas natural en los puestos de Argentina o Bolivia, y viceversa. Este es un ejemplo de un obstáculo técnico que podría subsanarse en el marco de una cooperación regional.

Con excepción de Argentina y parte de la red de ductos de Bolivia, la infraestructura de los mercados de gas se desarrolló en los países de América del Sur en las últimas décadas, principalmente a partir de 1990, en un escenario de escasas inversiones en los procesos de integración energética, limitando así el alcance de esas iniciativas a la situación actual que se puede verificar en las Figuras 11 y 12. En cuanto a las iniciativas de integración energética, se verificará el proceso de implantación de uno de los mayores gasoductos de la región, que une a Bolivia con Brasil, el GASBOL, así como la interconexión de gas Argentina Brasil.

FIGURA 11: MAPA DE LOS GASODUCTOS DE AMÉRICA DEL SUR EN 2016.



Fuente: Síntesis Energética CIER

FIGURA 12: LISTA DE LOS GASODUCTOS DE AMÉRICA DEL SUR EN 2016.

Ref.	Países	Gasoducto	Diám.	Capacidad (millones m ³ /día)	Obs.
1	Ar - Cl	San Sebastián (Ar) - Pta. Arenas (Cl) (Bandurria)	10"	4	Existente
2	Ar - Cl	Batería de Recepción 7 - T. del Fuego	6"	1,5	Operativo
3	Ar - Cl	Pta. Dungeness (Ar) - C. Negro (Cl) (Dungeness)	8"	2	Operativo
4	Ar - Cl	El Cóndor (Ar) - Posesión (Cl)	12"	2	Servicio mínimo interrumpible
5	Ar - Cl	Pta. Magallanes (Ar) - Posesión (Cl)	18"	1	Operativo
6	Ar - Cl	L. La Lata (Ar) - Concepción (Cl) (Gas Pacífico)	24"-20"	3,5	Existente
7	Ar - Cl	La Mora (Ar) - Santiago (Cl) (Gasandes)	24"	10	Existente
8	Ar - Cl	Cnel. Cornejo (Ar) - Mejillones (Cl) (Gasatacama)	20"	9	Existente
9	Ar - Cl	Gasod. Norte (Ar) - Tocopilla (Cl) (Norandino)	20"	8,5	Operativo
10	Ar - Bo	Ramos (Ar) - Bermejo (Bo)	8"-13"	1,2	Operativo
11	Ar - Bo	Campo Durán (Ar) - Madrejones (Bo)	24"	7	Existente
12	Ar - Bo	Miraflores (Ar) - Tupiza (Bo) (Puna)	-	-	En proyecto
13	Ar - Br	Cnel. Cornejo (Ar) - S. Paulo (Br)	-	-	En proyecto
14	Ar - Br	Aldea Brasileira (Ar) - Uruguayana (Br)	24"	10 - 15	Operativo
15	Ar - Uy	Gto. Entrerriano (Ar) - Paysandú (Uy) (Del Litoral)	10"	1	Operativo. En servicio limitado
16	Ar - Uy	Gto. Entrerriano (Ar) - Casa Blanca (Uy)	16"	5 - 2	Existente
17	Ar - Uy	Bs. Aires (Ar) - Montevideo (Uy) (C. del Sur)	24" subacuático 18" terrestre	6	Operativo. En servicio limitado.
18	Bo - Br	Río Grande (Bo) - S. Paulo (Br)	32"	30	Operativo
19	Bo - Br	Río Grande (Bo) - Cuiabá (Br) (Gasbol)	18"	2,8	Operativo
20	Co - Ve	Est. Ballena (Co) - Maracaibo (Ve) (Transcribe)	18"	4,2	Operativo
21	Ar - Bo	Campo Durán (Ar) - Campo Grande (Bo) (Juana Azurduy)	24" - 32"	27,7	Operativo

	Reservas probadas de gas natural (Trillones de pies cúbicos - TCF)								
	1990	1995	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014
Colombia	3,5	7,8	4,6	3,9	5,4	5,6	5,5	7,1	5,7
Perú	12,0	7,1	8,8	11,7	12,5	12,4	12,7	14,1	15,0
Brasil	4,2	5,3	7,8	10,6	14,7	15,9	16,0	17,6	16,4
Argentina	23,3	21,9	27,5	15,5	12,7	12,0	11,3	10,6	11,6
Bolivia	3,9	4,6	24,0	26,1	9,9	9,9	11,2	10,6	10,5
Venezuela	121,1	143,4	146,5	152,5	192,7	195,2	196,4	197,7	197,1
Total	168,0	190,1	219,2	220,3	247,9	251,0	253,1	257,7	256,3

Fuente: Síntesis Energética CIER

A diferencia del petróleo, en 2015, las reservas probadas de gas natural en América del Sur y Central, de 7.591 mil millones de m³, no son tan importantes, representando el 4,06% del total mundial, BP 2016. Una vez más Venezuela se

destaca de los demás países de la región, con sus 5.617 mil millones de m³, los cuales representan el 3,01% del total mundial, y el 73,99% de esa región, según se detalla en la Figura 13 a continuación.

A pesar de que estas reservas no son representativas en términos globales, hacen que la región sea prácticamente autosuficiente en términos de gas natural, al menos desde el ángulo del balance interno. Se destaca que en los últimos 20 años algunos países de la región variaron fuertemente los volúmenes de sus reservas probadas. Argentina y Colombia vieron reducir sus reservas probadas del 46% y del 38%, respectivamente. Como el proce-

so de explotación de gas natural en Argentina es intenso desde hace más de 50 años, existen dudas acerca de la posibilidad de nuevos descubrimientos de gas convencional en el futuro. Brasil, Bolivia, Perú y Venezuela aumentaron sus reservas probadas en el 206%, 121%, 106% y 38%, respectivamente; los dos primeros por el trabajo directo o en alianzas involucrando a Petrobras, pero todos con pesadas inversiones en prospección.

FIGURA 13: RESERVAS PROBADAS DE GAS NATURAL EN AMÉRICA DEL SUR EN MIL MILLONES DE M³

PAÍS	RESERVA	% REGIONAL	% MUNDIAL	R/P
Argentina	332,22	4,38%	0,18%	9,1
Bolivia	281,00	3,70%	0,15%	13,5
Brasil	423,51	5,58%	0,23%	18,5
Colombia	134,73	1,77%	0,07%	12,2
Perú	414,16	5,46%	0,22%	33,1
Trinidad y Tobago	325,73	4,29%	0,17%	8,2
Venezuela	5.617,16	73,99%	3,01%	173,2
Otros	62,99	0,83%	0,03%	24,0
TOTAL	7591,50	100,00%	4,06%	

Fuente: Statistical Review of World Energy June 2016 - BP

Como gran parte de esas reservas se encuentra en el Caribe, fundamentalmente en Venezuela, y que la región del Caribe también es la mayor productora de gas natural, por lo que producen Venezuela y Trinidad Tobago, aunque los grandes consumidores, Argentina y Brasil, están en el Cono Sur, tal provisión demandaría la construcción de inmensos y caros gasoductos, los cuales tendrían que pasar por largos trechos de bosques y tierras indígenas, con fuerte impacto socioambiental, uno de los motivos que llevaron la iniciativa de esos inmensos gasoductos a no haber evolucionado.

Cabe destacar que la comercialización internacional del gas natural a largas distancias presenta innumerables dificultades, ya que se condiciona a la existencia y a la conjugación de factores de carácter político, económico y técnico, necesarios para la viabilidad de un emprendimiento de esa naturaleza.

A diferencia del aceite, de fácil manejo y que puede ser transportado económicamente por diversas modalidades de transporte, el gas sólo puede ser transferido por gasoductos o por buques especiales, en forma licuada y a

una temperatura de menos 160°C, con un elevado coste de transferencia y almacenamiento, además de la instalación de unidades de licuefacción y regasificación. Por esta razón, los contratos internacionales de compra y venta de gas natural son normalmente de larga duración y con cláusulas de precios muy específicas, para permitir la amortización de

las inversiones. La garantía de suministro, por un lado, y la de consumo, por otro, se constituye en la principal cláusula de estos contratos (cláusulas take or pay¹⁹).

Los datos de producción y consumo se presentan en la Figura 14 a continuación.

FIGURA 14: PRODUCCIÓN Y CONSUMO DE GAS NATURAL EN AMÉRICA DEL SUR Y CARIBE EN MIL MILLONES DE M³

PAÍS	PRODUCCIÓN	% REGIONAL	CONSUMO	% REGIONAL
Argentina	36,49	20,27%	47,54	26,62%
Bolivia	20,86	11,59%	3,78	2,12%
Brasil	22,91	12,73%	40,92	22,92%
Chile	0,95	0,53%	3,89	2,18%
Colombia	11,02	6,12%	10,53	5,90%
Ecuador	0,58	0,32%	0,64	0,36%
Perú	12,49	6,94%	7,51	4,20%
Trinidad y Tobago	39,64	22,02%	21,54	12,06%
Venezuela	32,42	18,01%	34,52	19,33%
Otros	2,62	1,46%	7,69	4,31%
TOTAL	179,98	100,00%	178,56	100,00%

Fuente: Statistical Review of World Energy June 2016 - BP

Otro punto de atención es la relación de R/P, reserva por producción, de Argentina que es del orden de 9 años, hecho que indica una situación de emergencia en términos energéticos. Si consideramos que el país es el mayor consumidor de gas natural de la región, y que Chile todavía depende en parte de la producción argentina, el problema adquiere una dimensión aún mayor. Después de observar una oscilación en sus reservas probadas a partir de la década de 1990, principalmente por falta de inversiones, los argentinos han verifica-

do valores decrecientes desde 2000, cuando registraban 778 mil millones de m³, hasta los actuales 332 mil millones de m³, o sea, una reducción del 58%. Mientras tanto, en el mismo periodo su consumo de gas creció de 33,21 a 47,54 mil millones de m³, o sea, el 43%.

El caso de Chile también es delicado. El país desarrolló su mercado consumidor a partir de la garantía de aprovisionamiento por parte de sus vecinos argentinos, teniendo en vista que su producción no llega a alcanzar el

¹⁹ Modalidad de contratos entre un comprador y un vendedor que obligan a que el comprador pague, independientemente de que haya o no consumido el producto.

25% de la demanda de gas natural del país. Sin embargo, la reducción de la producción, asociada a la caída en sus reservas y a la inestabilidad en el suministro de gas de Bolivia a Argentina, llevaron a Chile a una demanda reprimida, paulatinamente forzada a reducir el consumo de gas natural. En 2006 y 2007, la falta de gas argentino llegó a afectar incluso el suministro de energía eléctrica en la región norte de Chile, que en la ocasión dependía exclusivamente de termoeléctricas a gas natural para su abastecimiento.

Las cuestiones geopolíticas dificultan aún más la búsqueda de una solución a la carencia de este energético junto a sus vecinos, ya que afectan fuertemente su relación con los otros dos países con los cuales hace frontera y que servirían de opciones naturales para el suministro de gas natural: Bolivia y Perú. La guerra del Pacífico (1879-1883) determinó el actual límite territorial de estos tres países, habiendo Chile extendido sus fronteras más hacia el norte, anexando la provincia de Tarapacá, que pertenecía a Perú, y la de Antofagasta, propiedad de Bolivia, que se quedó sin salida soberana hacia el mar. A pesar de la tregua asegurada por tratados, Perú y, principalmente, Bolivia constantemente plantean cuestiones de límites territoriales en reuniones y eventos regionales, lo que muestra claramente que el litigio no se encuentra totalmente pacificado. Así, Chile ha importado gas natural en la forma de GNL de diversos países, siendo su mayor proveedor Trinidad y Tobago²⁰.

Aún en el Cono Sur, en 2015 Brasil aparece con un déficit de 18,01 mil millones de m³. En la última década, el país aumentó más que el doble de su producción anual de gas natural,

pasando de 11,15 mil millones de m³ en 2006 a los actuales 22,91 mil millones de m³. Se observa que su consumo también casi duplicó, subiendo de 20,57 a 40,92 mil millones de m³, en el mismo periodo. La mayor parte de esta diferencia, 11,76 mil millones de m³, fue cubierta por importación directa de Bolivia, siendo los restantes 6,25 mil millones de m³ suplidos por importación de GNL²¹. Bolivia, por los grandes excedentes de producción que obtiene y la dimensión de sus reservas, además de encontrarse cerca de los dos grandes consumidores de gas natural de la región, se constituye en un país clave para el equilibrio del mercado de gas natural y el proceso de integración energética en el Cono Sur.

20 Según la Agencia Internacional de Energía (AIE), de los 3.393 millones de m³ de gas importados por Chile en 2015, 3.070 millones de m³ tuvieron su origen en el país caribeño y sólo 39 millones de m³ vinieron de Argentina.

21 Los tres terminales de regasificación de GNL, que suman la capacidad de 41 millones de m³ por día, ubicados en Bahía de Guanabara (RJ), Pecém (CE) y Bahía (BA), son operados por Transpetro, subsidiaria de Petrobras, responsable por el transporte y logística de combustibles.

CAPÍTULO TRES

PRINCIPALES PROYECTOS DE INTEGRACIÓN **ELÉCTRICA EN EL CONO SUR**

La energía eléctrica es el energético que requiere la atención a un mayor número de condicionantes para que sea transmitido por los sistemas de diferentes países. Para que ocurra intercambio eléctrico a través de largas líneas de alta o extra alta tensión, en corriente continua o alternada, la existencia de interconexiones que exceden grandes distancias y obstáculos geográficos que normalmente hacen división en las fronteras no es suficiente. En el Cono Sur, como en cualquier otra región del mundo, es necesario que instrumentos contractuales específicos sean firmados por todos los agentes involucrados en el proceso de exportación e importación de electricidad y que éstos sean soportados por acuerdos entre los países involucrados. Antes de que se realice el primer intercambio,

son necesarias innumerables horas de negociaciones además de pesadas inversiones.

A pesar de todas estas dificultades, algunas interconexiones fueron construidas en la región del Cono Sur. Sin embargo, ninguna de ellas todavía logró agotar el potencial de los beneficios económicos asociados a sus proyectos, destacados en algunos estudios de organizaciones como CIER y OLADE.

De los cinco proyectos de integración que serán analizados a continuación, en tres de ellos - UHE Salto Grande, UHE Itaipú y UHE Yacyretá - el retorno a las pesadas inversiones de las obras de implantación se obtiene a partir de la energía generada por las usinas. La interconexión Brasil Argentina de Garabi y la futura entre Brasil Uruguay 500MW deben ser remuneradas por los contratos de venta de energía, que, en el caso de Garabi no han sido constantes ni a largo plazo.

UHE SALTO GRANDE

Hasta que se constituyó en un hermoso ejemplo de compartir recursos naturales fronteri-

zos, la UHE Salto Grande demandó muchas negociaciones y generó diferentes iniciativas de emprendimiento con distintos arreglos y objetivos, así como un gran número de acuerdos firmados entre los Gobiernos de Argentina y Uruguay. La versión definitiva de su proyecto permitió hacer navegable el trecho del río Uruguay en que éste sirve como frontera entre los dos países a partir de la construcción de un canal de 13 km con 2 esclusas de navegación para vencer un desnivel de 33 metros, además de la interconexión de los sistemas eléctricos de los dos países, que pasaron a sumar, cada uno, la mitad de sus 1.890 MW de capacidad instalada.

Esta versión del proyecto también previó la construcción de dos escaleras de peces con esclusas automáticas, permitiendo la subida de esos para desove en la naciente del río Uruguay, en Brasil. En la cima de la represa todavía se construyó un puente de carretera conectando las ciudades de Salto, en Uruguay, y Concordia, en Argentina.

La UHE Salto Grande, idealizada desde el final del siglo XIX, tuvo como marco fundamental que posibilitó su construcción el establecimiento de la Comisión Técnica Mixta - CTM, la cual fue propuesta en 1938, como un organismo internacional con capacidad de actuar en los ámbitos público y privado para realizar los estudios relativos al aprovechamiento de las aguas del río Uruguay, debiendo en orden de prioridad, atender a los siguientes objetivos: uso doméstico y sanitario, navegación, producción de energía y, por último, irrigación.

La CTM sólo se constituyó efectivamente en 1946, cuando se ajustaron los términos del Convenio y del Protocolo Adicional para el apro-

vechamiento de las corrientes del río Uruguay en la región de Salto Grande, ambos del 30 de diciembre de 1946, los cuales establecieron los principios que, se regirían los estudios, así como las condiciones de funcionamiento de la propia CTM. El Convenio fue ratificado por el parlamento argentino en 1948, pero sus pares uruguayos sólo lo ratificaron en 1958, cuando éste finalmente entró en vigencia. En 1960, por medio de un Acta Especial firmada por los dos países, se promovió la creación de una comisión para finalizar los estudios definitivos para el aprovechamiento de Salto Grande.

En ese mismo año, Argentina, Uruguay y Brasil, firmaron una Declaración Conjunta Tripartita, teniendo en vista que el Río Uruguay nace en territorio brasileño y los cambios propuestos por los vecinos, mismo que en la desembocadura del río podrían causar problemas al medio ambiente y a las poblaciones ribereñas en el país. En el año siguiente, el 7 de abril de 1961, Argentina y Uruguay firmaron el Tratado de Límites del Río Uruguay, fijando fronteras en el trecho común de este río, el cual fue ratificado en septiembre del mismo año por el parlamento argentino, pero los uruguayos sólo lo hicieron el 30 de diciembre de 1965.

El proyecto final de Salto Grande fue aprobado por decretos específicos - por Uruguay, Decreto 833/71; por Argentina, Decreto 2996/72 - y sus obras se iniciaron solamente en 1974, siendo los costos de construcción prorratados igualmente por los dos países. Se estableció la forma de la división de la energía eléctrica generada por Salto Grande²², a groso modo el 50% para cada uno. También en 1974, los dos países firmaron el Acuerdo de Interconexión Energética, en el que se esta-

22 La programación de generación de energía se realiza semanalmente. Los operadores de la represa calculan cuánta energía será posible producir en los próximos siete días y cuál será la oferta de energía que se pondrá a disposición para los administradores de mercado eléctrico de Argentina y Uruguay (50% para cada uno), que consideran la proyección de demanda propia de cada país. Ambos pueden ahorrar energía acumulando agua en el depósito o consumiendo una porción del volumen de acuerdo a sus necesidades. Conforme a la afluencia de agua en la represa, el balance de esa operación puede resultar en el llenado del depósito, pudiendo incluso implicar en el accionamiento del vertedero.

blecieron las condiciones de intercambio de energía eléctrica entre ellos para las interconexiones entonces existentes, fijando así las bases comerciales para la energía eléctrica generada por Salto Grande, así como para su posible intercambio. En 1975 se firmó el Estatuto del Río Uruguay, estableciendo las condiciones de navegación y de responsabilidad de los países en el uso de este río. En mayo de 1983 entró en operación la última unidad generadora, permitiendo entonces que su obra pudiera ser oficialmente inaugurada.

Diversos acuerdos bilaterales posteriores fueron firmados para el ajuste de cuentas durante la ejecución del proyecto y posteriormente para ajustar precios y condiciones de suministro de energía a los países. Los dos países aún constituyeron en 1994 un Tribunal Arbitral Internacional específico para tratar las cuestiones controvertidas oriundas de la operación de la UHE Salto Grande.

UHE ITAIPU

Más que la búsqueda por el mejor y más rentable proyecto con el objetivo de atender la creciente demanda de electricidad en Brasil de los años 60, las cuestiones geopolíticas fueron decisivas para que en la región del Salto das Sete Quedas en el río Paraná se construyera una de las mayores usinas hidroeléctricas del mundo, con sus 14.000MW de capacidad instalada, la mayor en generación de energía eléctrica en el año 2016, con más de 103 millones de MWh generados.

Resquicios de la guerra que entre 1865 y 1870 colocaron a Paraguay contra Brasil, Argenti-

na y Uruguay, hicieron que esta región pasara a ser objeto de discusión entre Brasil y Paraguay, aunque los paraguayos nunca habían cuestionado previamente los límites de frontera fijados por el Tratado de Paz firmado en 1872. Para Paraguay, derrotado en la citada guerra y que no tiene reservas de hidrocarburos o carbón ni tampoco potencial hidroeléctrico de monta, excepto en el río Paraná, en la frontera con Brasil y Argentina, la construcción de una usina hidroeléctrica totalmente en el territorio brasileño²³ tan cerca de su frontera ciertamente imposibilitaba la explotación de una parte significativa de este potencial.

Las negociaciones que siguieron sobre la frontera y el aprovechamiento hidroeléctrico fueron difíciles y el litigio sólo se superó cuando las partes llegaron a la conclusión de que la construcción de una hidroeléctrica en la frontera entre los dos países resolvería la cuestión al sumergir gran parte del área cuestionada por Paraguay. El resultado de esta negociación se registró en el Acta de las Cataratas, también conocida como Acta del Iguazú, firmada el 22 de junio de 1966, la cual estableció que la energía eléctrica eventualmente producida por los desniveles del río Paraná, desde Salto Grande de Sete Quedas o Salto de Guairá hasta la desembocadura del río Iguazú, se dividiría en partes iguales entre los dos países, teniendo cada país la preferencia para adquirir la energía no utilizada por el otro. Fruto aún de las negociaciones de las cancillerías de los dos países, la inauguración del Puente de la Amistad en marzo de 1965 alimentó el clima de cooperación al ofrecer la perspectiva de exportación para los productos paraguayos a través del territorio brasileño.

23 El primer estudio contemplaba una usina menos potente, pero el 100% brasileña, conforme relato del diplomata Artur Oliveira: "En la década de 1960, Brasil inició la realización de estudios para el aprovechamiento hidroeléctrico en la región de Sete Quedas, en la frontera entre Paraná y el estado de Mato Grosso. Paraguay pronto se dio cuenta de que la construcción de esa hidroeléctrica imposibilitaba otra más en la desembocadura, en el trecho del río que divide Paraguay y Brasil, porque no hay desnivel suficiente en el río Paraná para dos usinas". Este proyecto alternativo en Brasil fue defendido por el ingeniero Octavio Marcondes Ferraz y superado con la interferencia mediadora del embajador Mario Gibson Alves Barbosa (véase Memoria de la Electricidad (1993 y 2004).

El instrumento legal que fue fundamental para el desarrollo del aprovechamiento hidroeléctrico del Río Paraná por Brasil y Paraguay, el Tratado de Itaipú, tuvo su origen en las ideas consolidadas en la ya citada Acta del Iguazú, en el Tratado de la Cuenca del Río de la Plata, en la Declaración de Asunción y, finalmente, en los estudios de la Comisión Mixta de Límites y Caracterización de la Frontera Brasil - Paraguay, creada en 1967 para implementar lo decidido en el Acta del Iguazú. En ese año, más precisamente el 12 de febrero de 1967, se constituyó la Comisión Mixta Brasileño-Paraguaya, cuyos estudios presentados acerca de la viabilidad del aprovechamiento de las aguas del río Paraná fueron de suma relevancia para su construcción.

El Tratado de la Cuenca del Río de la Plata resultó de una reunión de cancilleres de Argentina, Brasil, Bolivia, Paraguay y Uruguay, habiendo sido firmado el 23 de abril de 1969 y entrado en vigor el 14 de agosto de 1970. Es el instrumento jurídico idealizado para institucionalizar la explotación integrada, racional y armónica del vasto sistema hidrográfico, que se extiende en la región centro meridional de América del Sur, fundamentalmente formado por los ríos Paraguay, Paraná, Uruguay y del Plata.

Por medio de este Tratado, se consolidó el Comité Intergubernamental Coordinador de los Países de la Cuenca del Plata (CIC), como el órgano promotor de sus objetivos. El CIC se estableció en febrero de 1967 durante la Primera Reunión de Cancilleres de la Cuenca del Plata, oportunidad en la que los Gobiernos participantes acordaron realizar un estudio conjunto e integral del área, con miras a la realización de obras multinacionales, bilaterales y nacionales destinadas al progreso y desarrollo de la región.

Desde su creación, el CIC se ha concentrado en áreas de interés común de los cinco paí-

ses, favoreciendo la realización de estudios, programas y obras de infraestructura en temas de hidrología, recursos naturales, transporte y navegación, suelos y energía. En particular, fue importante el estudio comprensivo de los recursos naturales de la Cuenca del Plata, realizado por la OEA, en la década de 1970, que permitió orientar acciones de los países para el aprovechamiento de potencialidades de energía y transporte (CIC-OEA, 1973).

La Declaración de Asunción sobre Aprovechamiento de Ríos Internacionales, firmada el 03.06.1971 en la IV Reunión de los Cancilleres, es considerada como un marco fundamental sobre el que reposan los principios de cooperación, uso equitativo y razonable, prohibición de daño sensible y desarrollo sostenible en la Cuenca del Plata. Esta Declaración define además los principios de la soberanía compartida, según la cual se estipuló que cualquier aprovechamiento de sus aguas deberá ser precedido de acuerdo bilateral entre los Estados ribereños, orientando dos actos internacionales relativos a dos importantes aprovechamientos hidroeléctricos binacionales en la región que expresamente a ella se refieren: el Tratado de Itaipú, firmado el 26 de abril de 1973, entre Brasil y Paraguay, y el Tratado de Yacyretá, concluido el 3 de diciembre de 1973, entre Argentina y Paraguay.

El Tratado de Itaipú asegura en primer lugar la aplicación del principio de libertad en la navegación, es decir, permitir la navegación comercial, sin ninguna discriminación, y, en segundo lugar, el respeto a la soberanía de los Estados ribereños, impidiendo también las alteraciones de las fronteras entre los dos países signatarios, volviendo a valer los límites establecidos en el Tratado de 1872. Todavía crea y establece, en su Anexo A, la estructura administrativa y las reglas contables de la Entidad

Binacional Itaipú²⁴, que tiene como representantes, del lado de Brasil, las Centrales Eléctricas Brasileñas SA – Eletrobras y, de Paraguay, la Administración Nacional de Electricidad – ANDE, y con el objeto de realizar el aprovechamiento hidroeléctrico de los recursos hídricos del río Paraná, cuyos detalles técnicos se encuentran en el Anexo B.

En el Anexo C del Tratado, donde se especifican las bases financieras y de prestación de servicios de electricidad de Itaipú, se reafirman los principios básicos de división en partes iguales de la energía generada por el emprendimiento para los dos países. Sin embargo, se reconoció a cada una de las partes, el derecho a la adquisición de la energía no utilizada por el otro país, habiendo también un ajuste entre las partes contratantes de adquirir - conjuntamente o por separado - el total de la potencia energética instalada. Después de la aprobación del Tratado por el Senado de Brasil, a través del Decreto Legislativo 23, el 30 de mayo de 1973, y por la Cámara Legislativa del Paraguay, el 11 de junio de 1973, se intercambiaron los instrumentos competentes, en la capital paraguaya, el 13 de agosto de 1973, fecha en que el Tratado entró en vigor.

Con el ajuste de las bases para la construcción de Itaipú por parte de Brasil y Paraguay, se inició una fuerte presión diplomática de Argentina sobre el proyecto y Brasil, alegando la necesidad de consulta previa a los países ribereños para la realización de obras en ríos internacionales, así como la posibilidad de perjuicios a la navegación y a la futura construcción de las hidroeléctricas ya estudiadas de Corpus y Yacyretá, por la posibilidad de que se modifique el régimen normal de las aguas de la Cuenca del Plata. Argentina tomó

la cuestión para debate en la Asamblea General de la ONU en 1972, que se manifestó a través de la Resolución 2995, de 15 de diciembre de 1972, enfatizando que un estado no debe causar perjuicios sensibles a los demás para el desarrollo de sus recursos naturales, reconociendo la fundamental importancia de la divulgación previa de datos técnicos del citado desarrollo para que se eviten tales perjuicios.

Finalmente, el 19 de octubre de 1979, Brasil, Argentina y Paraguay firmaron el Acuerdo Tripartito de Cooperación Técnica y Operacional para armonizar las represas (Itaipú, Corpus y Yacyretá). Según Caubet (1989), el Acuerdo Tripartito es el antecedente más importante para el fin de las rivalidades y la construcción de la cooperación entre Brasil y Argentina, y, por consiguiente, para la ampliación de las posibilidades de integración en América Latina, especialmente en el Cono Sur. A partir de él se resuelven cuestiones relativas a la consulta previa y al perjuicio sensible. Se destacan otros puntos entonces definidos:

- El nivel máximo normal de operación de la futura usina de Corpus (Argentina y Paraguay): 105 metros sobre el mar;
- Parámetros relacionados con la navegación a respetarse por Itaipú: (i) 0,5m de variación horaria de nivel; (ii) 2,0m de variación diaria de nivel; (iii) 2m/s de velocidad superficial;
- Caudal efluente máximo de 12.600 m³/s resultante de la operación de 18 turbinas instaladas de potencia nominal 700MW cada una.

Para la construcción de Itaipú el Gobierno Brasileño obtuvo los recursos financieros y proporcionó todas las garantías necesarias para

24 Se considera Itaipú una empresa binacional, pues su estatuto es incidente, con la aplicación simultánea de dos o más leyes nacionales, a una misma sociedad (leyes brasileñas y paraguayas) y, al mismo tiempo, una empresa internacional, pues fue un orden jurídico internacional que le otorgó personalidad jurídica y reglas de funcionamiento y de organización.

la financiación. Así, para el pago de este financiamiento, que terminará en 2023, el Gobierno Paraguayo no comprometió ninguna parte de su tesoro. Se estima que el costo actualizado total de la usina, considerando los intereses y la inflación en dólares del período, llegue a US\$ 16 mil millones.

Las obras civiles comenzaron en 1974 y prácticamente se concluyeron en 1982. En 1984 entró en operación la primera turbina y las otras 17 se pusieron en funcionamiento en los 7 años siguientes.

Posteriormente, en septiembre de 2006 y mayo de 2007, entran en operación las 2 últimas de las 20 unidades generadoras previstas en el proyecto, posibilitando una disponibilidad operativa casi permanente de 18 unidades mientras que 2 permanecen en mantenimiento. En 2002 se inauguró el Canal de Piracema, el cual pasó a permitir a los peces migratorios transponerse los 120 metros de desnivel impuesto por la represa de la usina. A pesar de algunos estudios, hasta el presente no se acordó la construcción de un canal y esclusas para la transposición de la represa por barcos.

A pesar de los constantes buenos resultados técnicos, las relaciones de Brasil y Paraguay con respecto a Itaipú siempre fueron marcadas por sobresaltos, muchos de ellos motivados por pedidos de revisión del Tratado de Itaipú. El Anexo C, donde se establecen las directrices financieras y los valores estipulados para la venta de energía, ya ha sido reformulado por notas reversas en diversas ocasiones. Una vez que la usina entró en funcionamiento la primera revisión del factor multiplicador²⁵ del valor pagado por la cesión de energía de Paraguay a Brasil, que era de 3,5 en 1984 fue ajustado gra-

dualmente hasta alcanzar 5,1 en 2005. En julio de 2009, el resultado de una nueva reivindicación de los paraguayos, en virtud de una Declaración Conjunta firmada por los presidentes de los países, este factor multiplicador de la energía cedida fue ajustado a 15,3.

El constante embate diplomático en el marco de Itaipú, un emprendimiento energético gigante a nivel mundial, demuestra que las inmensas asimetrías existentes entre los países y las heridas y resentimientos mal resueltos del pasado entre Brasil y Paraguay funcionan como combustible y estopín. El país es uno de los más pobres de América del Sur. Hoy, su PIB está al frente solamente de Guyana y Suriname. Su economía se caracteriza por la gran concentración de renta, la exportación de productos agrícolas, y gran parte de la población permanece en niveles de pobreza.

Con una infraestructura poco desarrollada, Paraguay nunca logró aprovechar bien el enorme excedente de la parte que le corresponde por derecho de la energía generada de Itaipú. Por ejemplo, en 2014, para una producción total de energía por Itaipú de 87,8 millones de MWh, Paraguay ascendió a 43,9 millones de MWh. En ese mismo año, el país consumió apenas cerca de 10 millones de MWh (dato 2014 Síntesis CIER), o sea, equivalente al 23% de su parte en Itaipú. Como, además de eso, sus dos otras usinas hidroeléctricas - Acaray y la binacional Yacyretá, generan respectivamente cerca de 1.000MWh/año y 10.150MWh/año (sólo la parte que corresponde a Paraguay) el país es un gran exportador de electricidad. Si Paraguay hubiera logrado desarrollar más su economía en estas últimas décadas, podría estar actualmente utilizando un volumen mucho mayor de energía eléctrica.

25 El inciso III del Anexo C del Tratado de Itaipú versa específicamente sobre el costo de los servicios de electricidad y en su numeral 8 se encuentra establecido el valor necesario a la remuneración por la energía cedida por uno de los países al otro como equivalente a trescientos dólares americanos, por GWh. A lo largo de los años, a través de Notas Reversales, el valor a ser pagado por la energía cedida al otro fue revisado, aplicándose factores multiplicadores al valor allí expreso.

UHE YACYRETÁ

A principios del siglo XX, la región en que el río Paraná sirve de divisa entre Argentina y Paraguay fue objeto de diversas negociaciones entre los respectivos gobiernos interesados principalmente en el posible aprovechamiento hidroeléctrico de las corrientes que allí existían y que creaban serias dificultades a la navegación. En particular, la región de las islas de Yacyretá y Apipé fue objeto de un acuerdo firmado, el 1 de febrero de 1926, por diplomáticos de los dos países, donde los paraguayos autorizaron los argentinos a realizar obras y estudios que fueran orientados al citado aprovechamiento y que pudieran mejorar la navegación en el lugar. Este acuerdo fue ratificado por el gobierno argentino el 24 de octubre de ese año, y en el año 1928 se concluyeron los primeros estudios hechos por los argentinos.

El 23 de enero de 1958 se ajusta un Convenio entre Argentina y Paraguay, con vistas a la realización del estudio del aprovechamiento hidroeléctrico del río Paraná, en la región de las islas Yacyretá y Apipé, el cual establece la creación de una Comisión Técnica Mixta - CTM, como órgano responsable de la realización del mencionado estudio. Sólo en 1960 fue constituida la CTM y se aprobó un Plan General para la realización de estudios preliminares. A pesar de concluido y aprobado el informe de esos estudios preliminares desde 1964, sólo en 1971 se inician los estudios de viabilidad técnica, económica y financiera del emprendimiento.

En este informe se definieron los siguientes objetivos del proyecto ahora denominado sólo Yacyretá: (i) desarrollo del potencial hidroeléctrico; (ii) mejoras en la navegación local; (iii) servir como control para las inundaciones en la desembocadura; (iv) promover el desarrollo de la región; (v) establecer una in-

terconexión de carreteras entre los países. De esta forma, además de la construcción de represas y de la instalación de equipos eléctricos, el proyecto también contempló estructuras para vencer el desnivel de poco más de 21m provocado por la construcción de la represa: un canal con dos esclusas para la navegación y 4 elevadores de peces, así como puentes sobre el río Paraná, interconectando carreteras de los dos países.

Finalmente, el 3 de diciembre de 1973, Paraguay y Argentina firman el Tratado de Yacyretá, entrando en vigencia el 27 de marzo de 1974, después de ratificados por los respectivos parlamentos. De la misma forma que el de Itaipú, este Tratado tuvo sus términos asentados en principios establecidos por el Tratado del Plata, por la Declaración de Asunción de 1971 y por el Convenio de 23 de enero de 1958, así como en directrices y datos consolidados en los estudios de la CTM y en notas intercambiadas entre autoridades gubernamentales de Argentina y Paraguay. Los límites de frontera entre los dos países, fijados por el Tratado de Límites firmado el 3 de febrero de 1876, algún tiempo después del término de la guerra, cuando los ahora asociados figuraban en lados opuestos, se mantuvieron inalterados.

A partir del Tratado de Yacyretá los Estados se comprometen a emprender en conjunto el proyecto del mismo nombre, atendiendo a los 5 objetivos establecidos por la CTM. Y para ello, deciden crear en condiciones igualitarias, el Ente Binacional Yacyretá - EBY, al que se designa la capacidad jurídica y responsabilidad técnica para realizar los estudios y proyectos de las obras mencionadas y para la dirección, ejecución, operación y explotación de las mismas, como una unidad técnica económica. La representante argentina en la EBY

era la estatal Agua y Energía Eléctrica - A. y E.²⁶, y por el lado paraguayo, la Administración Nacional de Electricidad - ANDE.

El Tratado, que sigue fundamentalmente la misma estructura formal del de Itaipú, especifica la igualdad de derechos de Argentina y Paraguay sobre la mitad de la energía eléctrica generada por el emprendimiento, otorgando al otro el derecho preferencial de adquirir la porción no utilizada de energía para consumo propio por uno de ellos. También tiene tres Anexos. En el Anexo A están la estructura básica y las reglas administrativas y contables de la EBY, siendo las descripciones técnicas generales de las instalaciones destinadas a la generación de energía eléctrica y las de navegación, así como de las obras complementarias objeto del Anexo B. Y, por último, el Anexo C, está compuesto por las bases financieras para el emprendimiento, así como las condiciones comerciales para las prestaciones de servicio por la EBY. Con el avance de los años, varias condiciones fijadas por el Tratado de Yacyretá tuvieron que actualizarse o revisarse a través de Notas Reversales.

Sólo a finales de 1983, después de un largo proceso licitatorio que tardó casi cuatro años para su conclusión, comenzaron las obras de la usina. En una primera fase, las obras civiles se concluyeron de manera que permitirían la operación de la usina a una cuota máxima de 76m, en lugar de los 83m del proyecto original. La primera unidad generadora inició su operación en 1994, y sólo cuatro años después la unidad generadora 20 entró en operación. La elevación hasta la cuota 83 solamente se concluyó el 25 de febrero de 2011, con la realización de diversas y costosas obras de infraestructura, que aumentaron sucesivamente la cuota de operación de la usina, siendo todos los gastos asumidos unilateralmente por Argentina.

Sin la instalación de ninguna otra unidad generadora, la potencia máxima generada por Yacyretá pasó de los 1.350 MW iniciales a 3.200 MW, haciendo llegar a 21.000 GWh/año la energía de la usina. Hay todavía un proyecto de instalar más 5 unidades generadoras en el vertedero de Aña Cuá, que podrán agregar otros 270 MW a su capacidad instalada.

Argentina originalmente acordó soportar el costo total del proyecto, presupuestado en US\$ 3,7 mil millones de dólares, según el Banco Mundial, pero luego junto con Paraguay, decidieron buscar financiamiento adicional antes del inicio de las obras. Así, los Gobiernos de Argentina y Paraguay obtuvieron préstamos ante el Banco Mundial y el Banco Interamericano de Desarrollo (BID). Y en 1978 y 1979 US\$ 520 millones de préstamos del BID y del Banco Mundial fueron invertidos en el proyecto. Como los impactos socio ambientales causados por el proyecto no estaban cubiertos en los estudios originales, una segunda solicitud de financiamiento al Banco Mundial se realizó en 1993, elevando el nivel de financiamiento en otros US\$ 1,6 mil millones. Después de varios aumentos, se estima que Yacyretá haya costado algo alrededor de US\$ 11 mil millones.

Durante todos estos años, además de los problemas surgidos del propio emprendimiento, cuestionamientos de ambas partes han marcado la relación de Argentina y Paraguay sobre Yacyretá. En el lado paraguayo se suman reclamaciones acerca de los impactos ambientales del emprendimiento, que son mayores en su margen, y del no pago de los argentinos por la energía que les es cedida, pues de la parte que le corresponde (50% del total generado), en promedio, Paraguay consume sólo el 13%, siendo el 87% restante absorbido por Argentina.

26 A través del Decreto N ° 616 de 7 de julio de 1997, la Emprendimientos Energéticos Binacionales Sociedad Anónima (EBISA) pasó a ser el ente jurídico sucesor de Agua y Energía Eléctrica S.E. (AyE).

En el año 2016 los argentinos se quejaron de la existencia de un pasivo de U\$ 12,8 mil millones de dólares, que correspondería al aporte inicial de Argentina a la obra (U\$ 5 mil millones de dólares), más la actualización de ese capital (U\$ 2,5 mil millones de dólares), sumándose aún los intereses involucrados en la financiación, la deuda alcanzaría a un monto alrededor de los U\$ 12,8 mil millones de dólares. Una vez más la gran asimetría existente entre los países en conjunto con los resentimientos de la guerra, también mal resueltos, actúan de forma bastante negativa en la relación entre los socios de la EBY.

INTERCONEXIÓN BRASIL ARGENTINA - GARABI

Construido en un momento en el que los sectores eléctricos de los dos países estaban siguiendo la ola global de apertura y desestatización, el Memorando de Entendimiento sobre Desarrollo de Intercambios Eléctricos y Futura Integración Eléctrica fue firmado por Argentina y Brasil el 13 de agosto de 1997. El Memorando ratifica el interés de estos países para avanzar en el desarrollo de los intercambios de energía eléctrica, con miras a la complementación de sus recursos energéticos, de manera que permita: la optimización de la seguridad energética y de la capacidad instalada en ambos países, y la colocación de excedentes de energía.

Este Memorando señala que es necesario que se desarrollen trabajos internos en el sentido de alcanzar un nivel de simetría mínima en algunos puntos sensibles, como:

- Condiciones competitivas al mercado de generación de electricidad, sin subsidios o prácticas discriminatorias y con precios que reflejan costos económicos eficientes;
- Libertad en la contratación de energía entre agentes de cualquiera de los países;
- Despacho económico de cargas, incluyendo ofertas de excedentes de energía en las interconexiones internacionales, así como libre acceso a las informaciones de los respectivos sectores eléctricos;
- Criterios generales de seguridad y calidad del suministro eléctrico de cada país;
- Ajustes necesarios para la operación conjunta de los mercados de los dos países.

En base a los términos establecidos en el citado Memorando, aunque éstos carecían de normativas complementarias para que sean debidamente consolidados en cada uno de los países, fue construida y puesta en operación en el año 2000 la subestación convertidora de frecuencia²⁷ Garabi 1, con capacidad nominal de 1.100 MW, en el municipio de Garuchos-RS, siendo esta la primera etapa de una interconexión internacional de gran porte entre Argentina y Brasil.

Esta interconexión se concluyó en 2002, con la entrada en funcionamiento de la subestación convertidora de frecuencia Garabi 2, con más de 1.100MW de capacidad nominal. Las dos son propiedad de la Compañía de Interconexión Energética (CIEN)²⁸, así como el sistema de transmisión en 500kV de interés exclu-

27 Como las frecuencias de los sistemas eléctricos de Brasil y Argentina son distintas, 60Hz y 50Hz respectivamente, para la interconexión de los mismos es imprescindible la instalación de convertidores de frecuencia, que hacen el acoplamiento eléctrico de los sistemas y permiten el flujo de energía en ambos sentidos, según la necesidad de importar o exportar energía.

28 La CIEN posee todo el sistema de Interconexión Eléctrica Brasil-Argentina, a través de sus activos propios en Brasil y de sus Compañías en Argentina: Compañía de Transmisión del Mercosur SA (CTM) y Transportadora de Energía SA (TESA), las cuales tienen como actividad final la prestación en forma exclusiva del Servicio Público de Transporte de Energía Eléctrica de Interconexión Internacional. El sistema está formado por dos subestaciones que convierten las diferentes frecuencias de energía transmitidas entre Brasil y Argentina y por dos líneas de interconexión, ubicadas en territorios de Brasil y Argentina, que suman 1.000km de extensión y poseen capacidad nominal total de 2.200 MW. Todos estos activos fueron construidos por Endesa S.A., que contrató servicios y equipos de la ABB.

sivo de este emprendimiento, conectándolas respectivamente a las subestaciones de Santo Ângelo, en Rio Grande do Sul, e Itá, en Santa Catarina. Esta interconexión tuvo como objetivo principal la posibilidad de que Brasil importe energía eléctrica, siendo modelada en el sistema brasileño como una oferta análoga a una usina termoeléctrica instalada en la frontera de Brasil con Argentina, de capacidad instalada de 2.200MW, así como para atendimientos frente a emergencias en el sistema brasileño o argentino. Posteriormente, se reveló que en el caso de exportación de energía de Brasil a Argentina, el sistema de transmisión de aquel país sólo tenía capacidad para absorber cerca de 500 MW de energía. Esta capacidad fue ampliada, de forma que en 2007 fue posible exportar al sistema argentino 1.000MW, valor que fue aumentado a 2.000MW en 2009.

Esta interconexión es utilizada en los últimos años principalmente para suministro de energía eléctrica a nuestra vecina, y esporádicamente a Uruguay. Desde 2004, época en que estalló la crisis energética en Argentina, Brasil exporta energía a ese país por medio de contratos de suministro en la modalidad de energía interrumpible, firmados bajo la égida de Acuerdos Operativos, en los que son establecidos el volumen de energía y plazo de tiempo de suministro, además de las otras condiciones de suministro y las responsabilidades de los agentes involucrados.

Sin embargo, a partir de 2008 hasta 2010 los países hicieron intercambio de energía a través de esta interconexión ajustando la siguiente metodología: la energía sería exportada de

Brasil a Argentina entre mayo y agosto de ese año con obligatoriedad de devolución de energía entre septiembre y noviembre del mismo año. La operación no implicaría transacción financiera, excepto en caso de eventual diferencia entre las parcelas de energía suplidas y devueltas, valoradas por sus respectivos precios spot (en Brasil el llamado Precios de Liquidación de Diferencias - PLD que es el precio a la vista del mercado brasileño), en el cual Argentina estaría sujeta a compensar a Brasil en caso de pérdida en la transacción²⁹.

En 2005 y 2006 hubo también situaciones críticas de abastecimiento energético en Uruguay, cuando la interconexión Garabi fue utilizada para suministro de 500 MW y 700 MW respectivamente a aquel país por medio del sistema de transmisión de Argentina. El propietario de los activos y agente de importación y exportación es la CIEN, controlada por la italiana ENEL, que adquirió su control al adjuntar a Endesa.

A pesar de todos los problemas registrados en su corto tiempo de vida operacional, de forma similar a los anteriores, este emprendimiento también consistió en una opción de aprovisionamiento disponible para atender las necesidades energéticas de los países involucrados, tanto en situaciones normales como en emergencias, aunque sólo se haya utilizado para remediar las crisis locales.

29 Las autorizaciones de exportación de energía eléctrica a Argentina especificaban que la energía podría ser: (i) de origen térmico, siempre que esa energía no fuera necesaria en la atención del sistema interconectado brasileño; (ii) de origen hidráulico, siempre que se generara en el caso de la energía vertida turbinable; y (iii) excepcionalmente, proveniente del sistema interconectado brasileño, en montos definidos por el CMSE, desde que exportada de mayo a agosto de un año, siendo obligatoria su devolución a Brasil, inclusive con compensación de energía eléctrica para neutralizar pérdidas, en el periodo de septiembre a noviembre del mismo año. Además, se definió que los costos referentes a las garantías, a la liquidación financiera en el marco de la CCEE, a las pérdidas de energía eléctrica en el sistema de transmisión, al transporte, a los tributos y a las cargas, fueran de responsabilidad de Argentina, tanto en el periodo de aprovisionamiento como en el periodo de devolución de la energía.

INTERCONEXIÓN BRASIL URUGUAY 500MW

El Memorando de Entendimiento sobre Interconexión Energética de 5 de julio de 2006, en el que firmaron el MME por Brasil y el MIEM por Uruguay, con el objetivo de fortalecer la integración energética entre los dos países por medio de la construcción de una interconexión eléctrica de 500MW, fue el marco para la ampliación de los intercambios energéticos entre ellos. Los dos países ya disponían de una interconexión de 70 MW interconectando sus sistemas eléctricos a través de las ciudades de Santana do Livramento (Brasil) y Rivera (Uruguay), que inició sus operaciones en 2001.

La asignatura de este Memorando se refiere, entre otros, al Acuerdo Marco sobre Complementación Energética Regional entre los Estados Partes del MERCOSUR y Estados Asociados, firmado el 9 de diciembre de 2005, como desdoblamiento del Comunicado emitido por los Presidentes de los Estados Partes del MERCOSUR y de los Estados Asociados, el 20 de julio de 2005, en el que se destacan las propuestas de alianzas entre los operadores energéticos nacionales. A partir de este Acuerdo Marco se desarrolló el proyecto de interconexión que permite ampliar los intercambios de energía eléctrica entre los países, con la construcción de una línea de interconexión eléctrica entre las ciudades de San Carlos (Uruguay) y Candiota (Brasil).

El 2 de julio de 2007 el MIEM de Uruguay promulgó la Resolución 419/007 autorizando a la UTE a constituir una sociedad anónima con la Corporación Nacional para el Desarrollo para construir y gestionar la subestación convertidora de frecuencia en la ciudad de Melo. Anteriormente, se firmó el 30 de agosto de 2006 el 64º Protocolo del Acuerdo de Complemen-

tación Económica N° 2 (ACE-2), entre Brasil y Uruguay en el ámbito de la ALADI, el cual sólo se hizo eficaz en Brasil a partir del Decreto 6051, de 28 de febrero de 2007.

Por medio de este protocolo se incorpora al ACE-2 el Acuerdo Marco de Interconexión Energética entre Brasil y Uruguay firmado el 16 de marzo de 2006, con el objetivo de fortalecer la integración energética entre los dos países, con la implantación de la línea de interconexión eléctrica entre las ciudades de San Carlos (Uruguay) y Candiota (Brasil), respetando lo dispuesto en los marcos reguladores de los países.

Este acuerdo creó una Comisión de Interconexión Energética entre los dos países e indicó las modalidades de intercambio que podrían ser adoptadas para dinamizar la integración energética, entre las cuales: (i) contratación de potencia firme con energía asociada; (ii) contratación de suministro firme de energía; (iii) intercambios interrumpibles de optimización; y (iv) intercambios interrumpibles de emergencia.

En marzo de 2009, Brasil y Uruguay firmaron un Anexo al Memorando de Entendimiento sobre Interconexión Energética de 2006, previendo un acuerdo entre las empresas Eletrosul y Eletrobras con la UTE para la gestión de la construcción de una nueva interconexión entre los dos países.

En julio de 2011, el Despacho ANEEL 2.906 autorizó a Eletrobras a realizar los estudios geológicos y topográficos, necesarios para la elaboración del proyecto de la línea de transmisión Candiota - Presidente Médici (230kV) y de la línea de transmisión Candiota - Frontera Brasil / Uruguay (500kV), que formarán parte de la nueva interconexión de Brasil con Uruguay.

La línea de interconexión Brasil Uruguay en 500MW se concluyó en 2015 y consiste en los

siguientes emprendimientos desarrollados en los territorios de cada uno de los países:

- Brasil:
 - Línea de Transmisión en 230kV (3km) entre SE Presidente Médici y SE Candiota;
 - SE Candiota 525/230kV – 672MVA;
 - Línea de Transmisión en 525kV (57km) entre SE Candiota y la frontera con Uruguay.
- Uruguay:
 - Línea de Transmisión en 500kV (60km) entre la frontera con Brasil y SE Conversora Melo;
 - SE Conversora Melo - 60/50Hz – 500MW;
 - Línea de Transmisión en 525kV (283km) entre SE Conversora Melo y SE San Carlos.

Sin embargo, para que efectivamente esta interconexión pueda intercambiar energía entre los sistemas eléctricos de Brasil y Uruguay es necesario que los dos países firmen un acuerdo específico que regulará en qué condiciones se darán esos intercambios de energía eléctrica entre ellos. Hasta el momento sólo hubo pequeños volúmenes de energía interrumpible exportados por Uruguay a Brasil durante el mes de junio de 2017.

CAPÍTULO CUATRO

PRINCIPALES PROYECTOS DE INTEGRACIÓN EN EL **ÁREA DE GAS NATURAL EN EL CONO SUR**

La integración del sector de hidrocarburos y de gas natural en particular se sitúa dentro de un contexto más amplio, expresado en la voluntad política de los gobiernos de promover la integración y la cooperación económica entre los países, motivada en gran parte por el agravamiento del cuadro socioeconómico de los países de la región del Cono Sur, que pasó a exigir de sus gobernantes la adopción de acciones conjuntas en la búsqueda de alternativas de complementariedad de sus procesos de desarrollo económico, dentro de un marco en el que deberá prevalecer la formación de grandes bloques internacionales.

GASBOL:

A principios de los años 1990 se concluyó un análisis completo de las necesidades futuras de energía de Brasil recogidas en el documento “Revisión de la Matriz Energética Nacional”. En él se recomendaba la elevación de la participación del gas natural en la matriz energética del 2% en 1990, para al menos el 4,5% en 2000 y el 6% en 2010.

Se creó en julio de 1991 la Comisión del Gas con el objetivo de proponer directrices e indicar las acciones a adoptarse para posibilitar la mayor utilización del gas natural, la cual recomendó que la Secretaría Nacional de Energía debería, entre otras providencias, “promover las acciones necesarias en el sentido de posibilitar, técnica y económicamente, en el menor plazo posible, la importación de gas natural de Bolivia, para la atención de los mercados de los Estados de la Región Sudeste, de la Región Sur y del Estado de Mato Grosso do Sul” y, también, que “Petrobras debería retomar los estudios para la importación de gas de Argentina, vía gasoducto, y de otras

fuentes bajo la forma de gas natural licuado (GNL), con vistas a la complementación de la oferta nacional”. El informe de la Comisión, concluido en 1993, presentaba el objetivo del 12% de participación del gas natural en el consumo de energía primaria en Brasil en 2010.

La importación de gas de Bolivia se presentó como la mejor alternativa entre las opciones consideradas para aumentar la oferta de gas en el país, considerándose también aspectos de política exterior de Brasil y la posibilidad de integración futura con los campos productores de gas de Argentina y el de Camisea en Perú.

El gasoducto Bolivia-Brasil, o GASBOL, tuvo su marco inicial en la Carta de Intenciones sobre el Proceso de Integración Energética entre Bolivia y Brasil de noviembre de 1991, firmada entre Petrobras y Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) con participación del Ministerio de Energía e Hidrocarburos de Bolivia, en La Paz. En esta carta, las partes manifiestan la decisión de llegar a un acuerdo para la compra y venta de gas natural boliviano en un volumen inicial de 8 millones de m³/día, con la previsión de alcanzar los 16 millones de m³/día, en función de la evolución del mercado brasileño y de la disponibilidad de gas en Bolivia en la ocasión. Estos volúmenes se incrementaron de acuerdo con los resultados de los estudios que se realizaron.

A partir de esta Carta, el Gobierno Brasileño tomó medidas para la viabilidad del acuerdo. El contrato de compra y venta entre Petrobras y YPFB fue finalmente firmado el 17 de febrero de 1993. El contrato estaría en vigor desde su firma, quedando su eficacia condicionada a la obtención de financiamientos en condiciones que garanticen la viabilidad económica del proyecto.

La viabilidad financiera del proyecto no fue nada simple. Varios aditivos al contrato de 1993 se firmaron prorrogando plazos y, también, modificando el volumen negociado. La prioridad dada por Brasil, con la inclusión del proyecto, en agosto de 1996, entre los 42 emprendimientos considerados prioritarios en el ámbito de las acciones gubernamentales, fue un aspecto importante para su viabilidad. Brasil y Bolivia firmaron un acuerdo el 5 de agosto de 1996, en el que eximían los impuestos incidentes sobre la construcción del gasoducto. Sin embargo, sólo en julio de 1997, con esquema de financiamiento ya mensurado, se firmaron los contratos de construcción y montaje del gasoducto. La transportista brasileña Gasoducto Bolivia-Brasil (TBG)³⁰, empresa creada para realizar su construcción y futura operación, se estableció el 18 de abril de 1997, y el Gasoducto Bolivia-Brasil inició su operación de transporte de gas natural en 1999.

El gasoducto Bolivia-Brasil - GASBOL fue presupuestado en más de 2,0 mil millones de dólares, con un recorrido total de 3.150 km, siendo 2.593 km dentro de Brasil y la menor parte de él dentro de Bolivia. La capacidad de transporte es de unos 30 millones de m³. Al principio, la cantidad era mayor que la demanda y fue negociada por el instrumento take or pay. Aunque la menor parte del gasoducto sea boliviana, es la más delicada para la seguridad, pues está conectada a las válvulas de producción y desagüe del gas natural, pudiendo dejar a Brasil en posición de vulnerabilidad en virtud de crisis institucionales y políticas más violentas, como las que ocurrieron en el país vecino con la renuncia del presidente Jaime Lozada, en 2004.

En mayo de 2006, Bolivia nacionalizó todo el sector de petróleo y gas, alterando las condi-

30 TBG es la empresa propietaria y la operadora, en suelo brasileño, del GASBOL. La empresa posee la siguiente composición accionaria: el 51% - Petrobras Logística de Gas S.A. (LOGIGAS); el 29% - BBPP Holdings Ltda; el 12% - YPFB Transporte de Brasil Holding Ltda; y el 8% - GTB-TBG Holdings S.À.R.L.

ciones de suministro de gas natural a Brasil, principalmente en lo referente al precio, que pasó de US\$ 1,19/millón de BTU a US\$ 4,20/millón de BTU. A partir del Decreto 28.701, que impuso pesadas pérdidas a Petrobras, incluso de activos de la empresa en aquel país, el gobierno boliviano pasó a apropiarse del 82% del valor recaudado con la producción de gas natural, lo que antes era el 50%. Hasta 2007 el precio del gas natural importado de Bolivia a Brasil ya había sido reajustado en cerca del 250%. Además, el país pasó por muchas dificultades para mantener el suministro de gas natural en los volúmenes previstos en los contratos vigentes, lo que generó dificultades serias a empresas brasileñas, principalmente las termoeléctricas a gas natural que dependían directamente del producto boliviano. Con el transcurso de los años las condiciones de suministro y precios se estabilizaron y en el año 2015 hay registro de importación de 11,76 mil millones de m³ de gas boliviano (Datos: AIE - Natural Gas Information 2016). La reciente caída del precio internacional del petróleo forzó una fuerte oscilación en el precio del gas importado de Bolivia, que varió de US\$ 10,00/millón de BTU (enero de 2015) a US\$ 6,05/millón de BTU (diciembre de 2015).

GASODUCTO ARGENTINA BRASIL:

Dentro del espíritu de compartir recursos y de cooperación, se firmó el 29 de agosto de 1986 el Acuerdo de Integración y Cooperación Económica entre Brasil y Argentina, en el que participaron varias áreas de interés para las cuales se firmaron protocolos específicos. Para el sector de energía, se firmó el Protocolo N° 8, que, en la parte de hidrocarburos, estableció la realización de estudios sobre la importación de gas natural argentino a Brasil, fijando la fecha límite del 31 de diciembre de

1986 para la conclusión de estos estudios, con el fin de posibilitar la adopción de las decisiones políticas pertinentes.

En lo que se refiere al intercambio comercial de derivados de petróleo, cabe resaltar que, en aquel momento, Argentina se encontraba en situación de relativo equilibrio entre oferta y demanda de derivados, mientras que el balance prospectivo entre la oferta y la demanda de derivados en Brasil indicaba que el país se mantendría importador de esos derivados. Así, desde el punto de vista del intercambio comercial de derivados de petróleo se muestra que, en aquella ocasión y dentro de una visión de medio y largo plazo, había una importante complementariedad entre los países.

La importación del gas natural argentino ya era considerada hace muchos años, pero sólo después de la firma del citado Acuerdo, en 1986, se realizaron estudios más adecuados a la realidad económica de los dos países y dentro de un contexto más amplio, involucrando el sector de hidrocarburos como un todo.

En los últimos años, ya se habían considerado algunos proyectos, entre los que cabe recordar lo que preveía la implantación de un gasoducto para transportar cerca de 10 millones de m³/día para el mercado de São Paulo, con aproximadamente 2.300 km de extensión, siendo 1.450 km en territorio argentino y 860km en el lado brasileño. Este gasoducto se iniciaría en el Campo de Durán, Provincia de Salta, en el norte de Argentina, y entraría a Brasil a través de Foz do Iguaçu, siendo de ahí dirigido a São Paulo. Las inversiones totales se evaluaron en 1.600 millones de dólares. Sin embargo, el descubrimiento de grandes reservas de gas natural asociado en el pre-sal de las cuencas de Campos y Santos mostró la inviabilidad de importación de gas natural argentino a la región de São Paulo, al menos

dentro de una visión a medio plazo. Estas circunstancias llevaron a que los dos países considerasen como posibilidad para la importación del gas argentino al mercado de Rio Grande do Sul.

Los estudios realizados a finales de 1986 por Petrobras, Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF) y Gas del Estado, dentro de una visión de un proyecto integrado, evidenciaron, en aquella oportunidad, la dificultad de viabilidad para la construcción de un gasoducto conectando la Ciudad de San Jerónimo Sud (Argentina) a Porto Alegre, frente a que el mercado potencial se mostró bastante reducido (cerca de 1,2 millones de m³/día en el lado brasileño y 0,7 millones de m³/día en el lado argentino) y de haber una significativa diferencia entre el precio ofrecido por Argentina y aquel que posibilitaría la importación del gas al mercado brasileño.

En cuanto al mercado de Rio Grande do Sul se evaluó la conversión de diversas industrias y usinas termoeléctricas de la región para el gas natural. Este mercado de gas ha sido objeto de investigaciones junto a los consumidores potenciales, ya que la importación de gas implica un compromiso firme de absorción de los volúmenes a negociarse.

El gasoducto entraría en Brasil por la Ciudad de Uruguaiana y seguiría hacia Porto Alegre, con una extensión de 570 km en territorio brasileño. La inversión global (gasoducto y ramales) se presupuestó preliminarmente en unos 200 millones de dólares. Otro factor favorable a esta configuración fue la conclusión de la travesía subterránea del gasoducto Mesopotámico bajo el río Paraná, que así llegó a la Ciudad de Paso de Los Libres, vecina a Uruguaiana. El paso subfluvial del río Paraná era el último obstáculo natural con un elevado costo de inversión. El gasoducto Mesopotámico

utiliza el gas proveniente de los gasoductos Loma La Lata - San Jerónimo y Puerto Durán - San Jerónimo - Buenos Aires, llevándolo hasta las provincias de Entre Ríos y Corrientes, y posibilitando su utilización para exportación a Brasil y a Uruguay. Posteriormente, también fue considerada la construcción de una nueva usina termoeléctrica en Uruguaiana, que sería construida por la iniciativa privada, la cual resultó decisiva para esta integración.

El 9 de abril de 1996, Argentina y Brasil firmaron el Protocolo de Intenciones sobre Cooperación e Interconexiones Energéticas, en que estaba prevista la exportación de gas natural de Paso de los Libres a Uruguaiana, volumen que se definió posteriormente en 2 millones de m³/día así como las condiciones de entrega y los plazos.

El gasoducto fue construido por la Transportadora Gas del Norte (TGN) y Transportadora de Gas del MERCOSUR (TGM) - de capitales canadienses, franceses, malasios y argentinos - exigió inversiones de US\$ 250 millones. La construcción, iniciada en 1996, se concluyó en diciembre de 2000.

A través de ese gasoducto, Argentina pasó a repasar gas natural a la central térmica de 640MW en la ciudad brasileña de Uruguaiana, en Rio Grande do Sul, a través de 440km entre aquella ciudad y Aldea Brasileira, en Argentina. La usina fue construida por la AES, que venció en 1997 la competencia pública en Rio Grande do Sul y obtuvo la concesión para su construcción y operación. De esta forma, el gasoducto fue proyectado para transportar hasta 15 millones de m³/día, así como ser extendido posteriormente hasta Porto Alegre.

En el año 2005 empezaron a surgir problemas, cuando Argentina, que experimentaba el inicio de una crisis que terminaría en una fuerte represión a la demanda de gas natural, cortó su fornecimiento a Brasil por prime-

ra vez. La interrupción total ocurrió en mayo de 2008, cuando YPF simplemente dejó de honrar el contrato de entrega de gas, con vigencia para 2020, lo que terminó en un proceso de arbitraje, cuya conclusión está prevista para 2017.

Desde ese ocurrido, en algunos momentos excepcionales, en 2013, 2014 y 2015, la térmica de Uruguaiana llegó a generar energía por periodos de 60 días en cada año, pero involucrando una logística extremadamente compleja, a través de la importación de GNL de Trinidad y Tobago o Nigeria, bajo la coordinación de Petrobras. El gas fue transportado en barco a Argentina, siendo inyectado en la red de gasoductos argentinos hasta llegar a Uruguaiana. El precio, obviamente aumentó, pero fue necesario, pues en la ocasión Brasil corría el riesgo de un apagón.

CAPÍTULO CINCO

ESTUDIOS DE INTEGRACIÓN **ENERGÉTICA EN LAS PRÓXIMAS DÉCADAS**

Al tratar con proyectos de integración energética entre los diversos países del Cono Sur, involucrando activos fijos significativos y compromisos que tienden a afectar la seguridad energética de los países involucrados, queda claro que ante su peso relativo, necesitarían ser pensados y articulados dentro de una visión de planificación a largo plazo, lo que desafortunadamente no se hace con carácter multilateral formal.

Esta visión a largo plazo no suele ser formulada con claridad en los propios países y difícilmente con una visión integradora que, cuando existe, corresponde más comúnmente a esfuerzos independientes académicos y/o a iniciativas puntuales de las diversas instituciones multilaterales actuando en la región.

Estas últimas, incluso sin proponer escenarios futuros para el sector energético, han priorizado objetivamente en sus análisis la identificación de caminos para una mayor integración, y han producido importantes proposiciones tanto de carácter estratégico como a nivel de proyectos específicos levantados para un estudio más profundo en lo que se refiere a su viabilidad técnica y económica.

Tales iniciativas a menudo chocaron en condiciones adversas, algunas accidentales otras estructurales. Sin embargo, el sector energético en el Cono Sur se caracteriza por una dinámica implacable, capaz de hacer en una década países autosuficientes en importadores, sea por la caída brutal de la oferta, sea por el crecimiento acelerado de la demanda, siendo posible también la situación inversa, con importadores volviéndose autosuficientes. Así, proyectos integradores que se consideraron excelentes o inadecuados en un determinado momento pueden ser duramente criticados o reconsiderados más adelante, dependiendo de los cambios en los escenarios internos individuales y/o externos.

Esto no invalida este ejercicio fundamental para la planificación de la expansión de la oferta de energía de los países. Lo vuelve más rico, teniendo en cuenta que añade al mercado foco del estudio un importante componente: la tendencia de los mercados vecinos con quienes éste mantiene o puede venir a establecer intercambios. Algunas de las organizaciones multilaterales citadas realizaron estudios con enfoque amplio y sugirieron proyectos y ajustes generales en las normativas y estructuras institucionales de los países de la región, los cuales serán abordados a continuación.

ESCENARIOS DE INTEGRACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO

Escenarios desarrollados por CIER

Durante sus más de 50 años de existencia, la CIER supo aprovechar su cuadro ecléctico de afiliados, donde se encuentran alineadas empresas concesionarias del sector eléctrico de

los segmentos de generación, transmisión, distribución y comercialización, centros de investigación energética, operadores y administradores de mercados eléctricos y reguladores, además de ministerios y secretarías de energía, para modelar y desarrollar estudios y proponer la implementación de proyectos de integración energética que atiendan simultáneamente a los intereses de gobiernos, consumidores y de la iniciativa pública y privada.

Según la CIER, en el periodo de 2013 a 2015, se registraron diversos intercambios eléctricos entre los países de nuestra región, con destaque a los del Cono Sur, de acuerdo con las Figuras 15 a 17. En ellos podemos observar la importancia fundamental de los proyectos de integración basados en usinas binacionales para el intercambio de energía entre los países, pero también la importancia de las interconexiones que han atendido a las situaciones emergentes de los países que necesitan atender la demanda reprimida de sus consumidores, principalmente para Argentina.

FIGURA 15: INTERCAMBIOS ELÉCTRICOS EN EL CONO SUR EN EL AÑO DE 2013, EN GWH.

		EXPORTADOR					
		Argentina	Brasil	Chile	Paraguay	Uruguay	Tot. Imp.
I M P O R T A D O R	Argentina		77	–	7.835	210	8.122
	Brasil	–		–	39.528	–	39.528
	Chile	–	–		–	–	0
	Paraguay	–	–	–		–	0
	Uruguay	–	–	–	–		0
	Tot. Exp.	0	77	0	47.363	210	

Fuente: Síntesis Energética CIER

FIGURA 16: INTERCAMBIOS ELÉCTRICOS EN EL CONO SUR EN EL AÑO DE 2014, EN GWH.

		EXPORTADOR					
		Argentina	Brasil	Chile	Paraguay	Uruguay	Tot. Imp.
I M P O R T A D O R	Argentina		3	4	8.461	1.267	9.735
	Brasil	1		–	32.939	–	32.940
	Chile	–	–		–	–	0
	Paraguay	–	–	–		–	0
	Uruguay	–	–	–	–		0
	Tot. Exp.	1	3	4	41.400	1.267	

Fuente: Síntesis Energética CIER

FIGURA 17: INTERCAMBIOS ELÉCTRICOS EN EL CONO SUR EN EL AÑO DE 2015, EN GWH.

		EXPORTADOR					
		Argentina	Brasil	Chile	Paraguay	Uruguay	Tot. Imp.
I M P O R T A D O R	Argentina		229	–	7.479	1.313	9.021
	Brasil	56		–	33.971	7	34.034
	Chile	–	–		–	–	0
	Paraguay	–	–	–		–	0
	Uruguay	2	–	–	–		2
	Tot. Exp.	58	229	0	41.450	1.320	

Fuente: Síntesis Energética CIER

En cuanto al alcance del presente estudio, dos trabajos desarrollados por la CIER merecen especial atención: el ya citado Proyecto CIER 15 y su desdoblamiento natural, el Proyecto CIER 20 - Proyecto Atlas Energético Latinoamericano y SIGER - Base de Datos, los cuales serán vistos a continuación.

Proyecto CIER 15:

Se realizó con el objetivo de analizar, bajo los aspectos técnico, comercial, regulador y operativo, la viabilidad de la implantación o el aumento de las transacciones de Energía Eléctrica entre las regiones de América Central,

Andina y del MERCOSUR y la posibilidad de integración entre ellas, esperando así que los resultados del proyecto pudieran contribuir a la toma de decisiones y a las acciones entre los agentes públicos y privados en torno a la integración de dichos mercados. Se pretendía igualmente avanzar en el desarrollo conceptual de los elementos claves a considerar para permitir la evaluación de la integración de esos mercados.

El Proyecto, concluido en 2010, fue estructurado para desarrollarse en dos Fases, las cuales involucraron los siguientes aspectos:

- **Fase I:** Análisis histórico y crítico de las interconexiones (electricidad y gas) existentes en las regiones en estudio, así como su evolución y los beneficios que pueden ser creados por un proceso de integración energética; Análisis de la evolución reguladora e institucional de los mercados eléctrico y de gas en cada región; Propuesta de escenarios y planificación de directrices para el desarrollo de la Fase II.
- **Fase II:** Estudio Energético de la demanda y oferta de electricidad y gas en cada región, para un horizonte de 10 años; Definición de los criterios para la evaluación de los beneficios y costos de 12 proyectos de integración eléctrica propuestos por los Comités locales; Análisis de esquemas reguladores y comerciales apropiados para la remuneración de las interconexiones propuestas, así como de la cobertura de los riesgos involucrados, consolidando una propuesta de armonización general de los marcos normativos de cada región.

De los 12 proyectos estudiados, uno de ellos - Interconexión de gran porte entre Brasil y Uruguay - ahora se encuentra en fase opera-

cional, mientras que otros tres - UHE Cachuela Esperanza, Interconexión entre Bolivia y Brasil; UHE Garabi, Interconexión entre Brasil y Argentina; e Interconexión entre Colombia y Panamá - se encuentran en fase de estudios de viabilidad técnica y económica.

De las conclusiones finales de este Proyecto, en lo que se refiere a los aspectos comerciales, reguladores e institucionales, se pueden destacar las siguientes sugerencias:

- **Autonomía de cada país:** Las interconexiones no requieren un esquema regulador único y sin reglas claras de formación de precios y gestión de la seguridad energética.
- **Respaldo Institucional:** Los acuerdos de interconexiones deben estar siempre respaldados por un Tratado entre todos los países involucrados.
- **Seguridad operativa:** Cada país debe decidir de manera autónoma sus criterios de seguridad para la exportación de energía.
- **Formación de precios para el intercambio:** Cada país debe ofertar, en cada etapa, una curva de disposición para exportar (precio por cantidad) y otra curva de disposición para importar.
- **Repartición de los beneficios de los intercambios:** Cuando un país importa energía, su Costo Marginal de Corto Plazo (CMCP) se reduce, lo que proporciona beneficio a los consumidores locales. Pero el CMCP puede aumentar cuando el país exporta, lo que no es deseable para los mismos consumidores. Se mostró en el estudio una manera de garantizar que los consumidores locales nunca se vean perjudicados por la interconexión, calculando el CMCP en dos pasos. En el primer paso, se hace un despacho

sin la exportación, es decir, sólo el abastecimiento de la demanda local, y se utiliza el CMCP “local” resultante para la contabilización en el mercado a corto plazo. En el segundo paso, se hace un despacho para abastecer un aumento de demanda correspondiente a la energía que se está exportando, y se usa el CMCP de la exportación resultante como precio para el país vecino. Como consecuencia, una interconexión sólo podrá reducir o mantener estable los precios de corto plazo de cada país.

- **Remuneración de las interconexiones:**

La remuneración de las interconexiones internacionales debe ser asegurada, es decir, no depender de renta variable, tales como las rentas de congestión.

- **Reparto de las rentas de congestión:**

Estos ingresos deben repartirse entre los países, en proporción a la participación de cada uno en los costos de construcción de la interconexión, y no depender del sentido del flujo.

- **Riesgo de retraso en la construcción de la interconexión:**

El contrato de construcción de la interconexión debería ocurrir por subasta, donde el inversor ofrece un pago fijo deseado. Este pago sólo comenzaría con la entrada en operación de la interconexión, y el inversor recibiría multas expresivas por retraso. Dado que la interconexión tendrá su remuneración asegurada, esta subasta sería atractiva para muchos inversores, lo que aumentaría la competencia y reduciría los precios a los consumidores.

- **Seguridad financiera para las**

transacciones: Los agentes involucrados en las transacciones internacionales de oportunidad deben depositar

garantías financieras. La compensación y liquidación de estas transacciones deben efectuarse en el mercado a corto plazo del país exportador. Esto significa que la cobertura de los riesgos cambiarios es responsabilidad de los agentes.

Proyecto CIER 20

A partir del inmenso banco de datos compilado para la ejecución del Proyecto CIER 15, concluido en 2010, así como de la metodología desarrollada para analizar la relación costo beneficio de los 12 proyectos de integración energética, se propuso el desarrollo de ese proyecto, que también posibilitó atender la demanda por un atlas energético de la región de América del Sur, Central y el Caribe, teniendo en vista que la versión anterior había sido publicada por la CIER en 2003. Así, se estructuró la directriz de este proyecto, que tiene como objetivo, desde una plataforma de desarrollo, los datos y los sistemas computacionales en una arquitectura en nube, no sólo disponer en los ordenadores remotos de los usuarios, mapas digitales actualizados de los sistemas eléctricos individualizados de los países, regiones y subregiones, sino también posibilitar el uso de herramientas computacionales para simular el comportamiento de los sistemas eléctricos de países interconectados a través de proyectos de integración energética que se proponen estudiar.

De esta forma, este proyecto fue ideado con el propósito de facilitar la toma de decisión de los agentes de fomento o de financiamiento, así como de los operadores de sistemas eléctricos, en sintonía con las directrices emanadas por las autoridades de cada país y con vistas al desarrollo sostenible de la región. Por otro lado, puede ser utilizado como documento de información y análisis de los sectores eléctricos de las Américas del Sur, Central y el Caribe.

El proyecto fue propuesto en 2011 y su desarrollo se inició en 2012. En 2015 se concluyó el desarrollo de la parte de herramientas computacionales y al final de 2016 aún se esperaba la disponibilidad de datos actualizados de los sistemas eléctricos de algunos países, como Argentina.

Escenarios desarrollados por la OLADE:

En el ya citado informe publicado en abril de 2013 por la OLADE se encuentra un análisis de la evolución de la integración eléctrica en América Latina y el Caribe hasta 2011, seguida de propuestas para el avance de ese proceso complejo. Sigue una síntesis de los principales puntos propuestos en este documento.

Se han vencido las barreras iniciales para el establecimiento de conexión eléctrica entre dos o más países, y con eso se pueden generar beneficios tanto para aquellos con excedentes como a los que necesitan importar energía. Se citan como beneficios tangibles: economía en inversiones, menores costos operacionales y optimización del uso de recursos energéticos. Normalmente las barreras son de carácter geográfico, ambiental, regulador, comercial y legal. El reconocimiento por parte de los inversores de que los beneficios provenientes del proceso de integración pueden ser monetizados, a partir de la ampliación de los mercados y de las economías de escala, atraen el interés del capital privado.

A pesar de que habitualmente se considera como parte de un proceso más profundo de integración energética regional, la integración de mercados eléctricos en América Latina y el Caribe está siguiendo una dinámica propia, sea desde el desarrollo bilateral de potenciales hidroeléctricos fronterizos, sea para atender a situaciones de escasez de energía eléctrica coyuntural o para compartir

reservas y aprovechar las diferencias en la hidrología y en la hora de ocurrencia de la demanda máxima. El primer motivo resultó en la construcción de las hidroeléctricas de Salto Grande, Itaipú y Yacyretá. Las interconexiones de los sistemas eléctricos de Colombia y Ecuador, así como de Brasil con Argentina, son ejemplos del segundo motivo. La implantación del Proyecto SIEPAC (Sistema de Interconexión Eléctrica para Centroamérica) se debió al tercer motivo.

Además de la presentación del estado del arte de la integración en algunas regiones, se encuentran descritos los procesos de integración de América Latina y el Caribe, detallando proyectos de integración entre sus subregiones, incluido el de México con Centroamérica, y los de MERCOSUR, CAN y el Caribe. Los datos históricos de los intercambios de energía eléctrica entre los países de esa región se presentan, así como el peculiar marco jurídico específico de cada subregión, compuesto de acuerdos bilaterales y multilaterales que regulan estas transacciones.

Se destaca que en el análisis económico de los intercambios eléctricos relativos al Proyecto SIEPAC y de la CAN, los beneficios se potencian a medida que el nivel de integración aumenta, es decir, cuando se coordina tanto la operación como las inversiones en la expansión de la generación de la región integrada, mayores son los beneficios producidos por el proceso de integración. No se analizan los intercambios eléctricos en el MERCOSUR y el Caribe.

Un capítulo está destinado al análisis de 13 futuros proyectos de integración energética, 12 de ellos estudiados previamente en el Proyecto CIER 15. El otro se refiere al estudio de la integración eléctrica de algunas islas caribeñas.

Algunas recomendaciones que pueden ayudar a la viabilidad del desarrollo del proceso

de integración eléctrica regional se encuentran descritas, además de la discusión de las barreras existentes, como:

- **Gestión y división de las rentas de congestión:**

La renta de congestión es aquella que se deriva de la diferencia en los costos marginales de dos sistemas eléctricos, entre el del país importador (alto costo) y el del exportador, de menor costo marginal. Si el modelo considerado es el de un generador virtual en la frontera del importador, se considera que el precio de la energía exportada resulta del coste marginal de la energía sumado a los costos de transmisión, encargos de potencia y de las pérdidas, todos referenciados al sistema exportador. El tratamiento dado a la gestión de esta diferencia de precios tiene implicaciones para el destino del beneficio que produce. Excepto en el Proyecto SIEPAC, en el cual estas rentas son fruto de derecho adquirido por concesión pública, en América Latina el exportador se apropia del total de esta renta.

- **Remuneración de los costos fijos:**

Son aquellos relacionados con la infraestructura que resulta de las altas inversiones en el sector eléctrico exportador, como los relativos a los gastos de potencia o capacidad y los costos de acceso a la red de transmisión, u otros permitidos por la regulación del país exportador, y que aumentan el costo de la energía exportada. Una forma simple de resolver el problema es establecer un sistema de oferta de precios de importación y exportación, según lo previsto en el Mercado Eléctrico Regional (MER), en Centroamérica.

- **Contratos firmes de largo plazo:**

Instrumentos que permiten el reparto

de riesgos entre agentes exportadores e importadores. Para los nuevos proyectos, permite una mayor previsibilidad en los ingresos, lo que significa mejor condición para negociar junto a posibles inversores o financiadores. Para los agentes exportadores e importadores, se establecen los volúmenes determinados de energía que se van a suministrar, en qué condiciones y los precios de las transacciones a lo largo del tiempo. Asegurando condiciones razonables de eficiencia económica y de competencia, tales contratos pueden funcionar como poderosas herramientas de promoción de la integración eléctrica regional.

En las conclusiones se encuentran listadas las condiciones fundamentales que deben existir para el desarrollo de un proceso de integración:

- **Voluntad política:** Base de cualquier proceso de integración. Significa decidir políticamente el establecimiento de un trabajo conjunto de cooperación para la negociación de objetivos y metas que abran espacio para la integración regional, a cambio de los beneficios esperados. En el principio, se debe expresar a través de la firma de acuerdos bilaterales o multilaterales que garanticen la implantación de la interconexión de los sistemas eléctricos y el intercambio de energía eléctrica entre los países involucrados a largo plazo. Durante el proceso, se demuestra a partir del respeto de las decisiones de las entidades reguladoras independientes. El desarrollo de la integración normalmente influye positivamente en el crecimiento de la voluntad política, pero ésta sólo se sostiene si hay consenso en las diversas clases de la sociedad sobre los beneficios de la integración.

- **Instituciones sólidas:** Factor indispensable para la administración y fiscalización de la integración energética, a través de la estabilidad de marcos reguladores, que sean transparentes, y de la seguridad jurídica. Se incluye la posibilidad de organismos supranacionales que regulen y operen, técnica y comercialmente, los intercambios de electricidad.

- **Disponibilidad de infraestructura:** La existencia de líneas de transmisión u otros medios físicos que posibiliten la interconexión de sistemas eléctricos. Generalmente inicia la integración de sistemas eléctricos, debiendo ser concebida de modo que permita el debido retorno financiero a los inversores.

Se añaden a estos tres motivos las siguientes condiciones:

- **Niveles de integración existentes y pretendidos:** Es fundamental que se considere el estado inicial de desarrollo de los sectores eléctricos que se pretende integrar, así como el nivel de integración preexistente entre ellos, para que se fijen metas determinadas, en el sentido de que se cumpla el cronograma del proceso de integración que se pretende alcanzar.

- **Coordinación de las inversiones:** Tema crucial para que se obtengan mayores beneficios del proceso de integración. Compatibilizar inversiones nacionales con intereses regionales no es simple, pues afecta directamente los rendimientos de los agentes público o privado en las inversiones sectoriales, además de oponerse a los defensores de la seguridad nacional en detrimento de esa visión regional. La planificación de la expansión de los sistemas eléctricos para atender

sólo el crecimiento de la demanda nacional es una cultura diseminada en todo el mundo y difícil de ser alterada.

- **Status quo del marco institucional:** La creación de entidades binacionales, para gestionar emprendimientos fronterizos destinados a la integración bilateral, o de entidades regionales, dedicadas a la gestión de procesos de integración regionales, deben ser obligatoriamente respaldadas por compromisos asumidos por los Estados involucrados. A pesar de la dinámica diversa de las trayectorias de los sectores eléctricos de los países involucrados, y de éstos, en relación a la de la región que los comprende, esos compromisos cuanto más amplios llevan a esas entidades a adaptarse a toda esa diversidad.

- **Valoración de los beneficios:** La determinación completa de los beneficios, así como su distribución entre las partes de la iniciativa de integración, pone en perspectiva las ventajas de una coordinación a nivel regional comparada a nivel nacional. En parte se atribuye a la falta de robustez de los modelos de evaluación utilizados por los organismos regionales la poca atención y desconfianza que los países dan a la coordinación regional. Se propone una metodología de evaluación en la que se mensuran beneficios o pérdidas, directos o indirectos al proyecto de integración también en otras áreas de la economía (creación de empleos, prestación de servicios, impactos ambientales, etc.), siendo cada fase sujeta a la aprobación de los mismos países.

- **Reforma del Sector Eléctrico:** A pesar de que la última década haya sido marcada por la ocurrencia de algunos cambios políticos en países de nuestra

región, con el recrudecimiento de movimientos de exacerbado nacionalismo y el fortalecimiento del papel del Estado en la economía, los consecuentes cambios en el marco regulador del sector eléctrico de esos países pueden ser considerados como barreras, pero que no deben impedir el desarrollo de nuevos procesos de integración eléctrica. Las asimetrías existentes en los marcos reguladores pueden ser manejadas si el proyecto de integración está bien estructurado y, durante su desarrollo, algún nivel de homogeneidad deberá ser alcanzado.

- **Papel de las energías renovables:** Por proporcionar un mayor grado de seguridad de abastecimiento energético, cualquier proceso de integración energética debe contemplar las fuentes de energías renovables, principalmente eólica y solar. Por disponer de una mayor capacidad de reserva que un sistema aislado, un sistema eléctrico integrado regionalmente ofrece la posibilidad de aumentar la contribución de las energías renovables, las cuales poseen una característica de suministro intermitente derivado de su dependencia de los ciclos naturales.

Es, por lo tanto, un proceso que necesita un equilibrio entre la participación del Estado y del capital privado para que se desarrolle. Y el objetivo final de todo el proceso de integración debería ser el de lograr un sistema eléctrico integrado robusto que permita la utilización óptima de los recursos de generación y transmisión con intercambios comerciales competitivos a partir de un despacho de cargas económico centralizado y con la realización de programas bien organizados de inversiones futuras que superen las fronteras nacionales.

Por último, el estudio destaca el importante papel que pueden desempeñar los organis-

mos multilaterales de integración energética para el seguimiento de los procesos de integración en la región, así como la valoración de los beneficios económicos, la preparación de modelos estándar para la contratación y el apoyo a las iniciativas, sugiriendo la propia OLADE y la CIER.

ESCENARIOS PARA LA INTEGRACIÓN DEL SECTOR DE GAS

De la misma forma que el sector eléctrico, el proceso de integración del sector de gas natural demanda obras de infraestructura intensivas en capital y que exigen planificación, estabilidad de reglas y garantías a largo plazo, características que dificultan el ingreso de agentes en su implementación, principalmente de aquellos que se estructuran en el capital privado. En 2013 la Federación de las Industrias de São Paulo (FIESP) apuntó la ausencia de un “marco regulador extensivo que promueve la transparencia y la previsibilidad de las reglas” como una barrera para la integración energética en nuestra región.

A pesar de eso, algunos gasoductos internacionales fueron construidos y se encuentran en operación en América del Sur, compitiendo hoy con unidades de gas natural licuado (GNL).

Según la Agencia Internacional de la Energía (AIE), en el periodo de 2013 a 2015, se registraron diversos intercambios de gas entre los países de nuestra región, con destaque a los del Cono Sur, según las Figuras 18 a 20. Bolivia y Trinidad Tobago se presentan aquí por haberse mostrado fundamentales para el suministro de la demanda de gas natural en la región.

FIGURA 18: INTERCAMBIOS DE GAS EN EL CONO SUR EN EL AÑO DE 2013, EN MILLONES DE M³/AÑO.

		EXPORTADOR					
		Argentina	Bolivia	Perú	Trinidad y Tobago	Otros	Tot. Imp.
I M P O R T A D O R	Argentina		5.224	–	2.915	3.336	11.475
	Brasil	–	11.312	–	2.460	2.900	16.672
	Chile	146	–	–	3.162	570	3.878
	Uruguay	60	–	–	–	–	60
	Otros	–	–	3.481	9.079		12.560
	Tot. Exp.	206	16.536	3.481	17.616	6.806	

Fuente: Natural Gas Information 2016 – AIE

FIGURA 19: INTERCAMBIOS DE GAS EN EL CONO SUR EN EL AÑO DE 2014, EN MILLONES DE M³/AÑO.

		EXPORTADOR					
		Argentina	Bolivia	Perú	Trinidad y Tobago	Otros	Tot. Imp.
I M P O R T A D O R	Argentina		5.778	–	2.851	3.019	11.648
	Brasil	–	11.792	–	1.700	5.498	18.990
	Chile	40	–	–	3.191	269	3.500
	Uruguay	55	–	–	–	–	55
	Otros	–	–	5.240	8.680		13.920
	Tot. Exp.	95	17.570	5.240	16.422	8.786	

Fuente: Natural Gas Information 2016 – AIE

FIGURA 20: INTERCAMBIOS DE GAS EN EL CONO SUR EN EL AÑO DE 2015, EN MILLONES DE M³/AÑO.

		EXPORTADOR					
		Argentina	Bolivia	Perú	Trinidad y Tobago	Otros	Tot. Imp.
I M P O R T A D O R	Argentina		5.716	–	2.430	2.920	11.066
	Brasil	–	11.763	–	1.200	5.130	18.093
	Chile	39	–	–	–	3.354	3.393
	Uruguay	55	–	–	–	–	–
	Otros	–	–	4.478	11.748		16.226
	Tot. Exp.	94	17.479	4.478	15.378	11.404	

Fuente: Natural Gas Information 2016 – AIE

A partir de esos números, se verifica que, en el periodo analizado, no hubo grandes variaciones en los volúmenes de gas negociados entre los países. También que Bolivia y Trinidad Tobago son los grandes proveedores, el primero a través de gasoductos y el segundo en la modalidad GNL, mientras que Brasil, Argentina y Chile son los grandes importadores. Venezuela, a pesar de que sea poseedora de las mayores reservas probadas de gas natural, ni aparece en esas estadísticas. Perú sólo exporta en la modalidad GNL fuera de la región.

Este cierto estancamiento se debe probablemente al bajo crecimiento económico registrado en el periodo. Según el Fondo Monetario Internacional (FMI), de 2013 a 2015, América Latina y el Caribe registró un crecimiento anual medio en su Producto Interno Bruto (PIB), del orden del 1,70%, casi la mitad del promedio mundial (3,43 %), minúsculo si se compara a los países de Asia, del orden del 6,80%. Los países del Cono Sur (Argentina, Brasil, Chile,

Paraguay y Uruguay) aumentaron su PIB en el mismo periodo en el 2,70%.

Si consideramos las estimaciones del FMI para el periodo 2016 a 2021, las perspectivas de crecimiento económico para América Latina no mejoraron mucho: el 1,86%, comparando con el 3,56% del promedio mundial y el 6,37% de los países de Asia. Para los países del Cono Sur el FMI estima un promedio un poco mayor de crecimiento que los demás de la región para el mismo periodo, el 2,35%, menor que el promedio del anterior, debido a un peor desempeño económico proyectado para Argentina y Brasil.

Tal tendencia no favorece en nada al proceso de integración de gas en la región, teniendo en cuenta que estos son los principales mercados consumidores. Incluso la lógica de la propuesta de construcción del gasoducto interconectando Venezuela, Brasil y Argentina estaba en la coordinación de estos tres mercados, con la posibilidad de ofrecer grandes

volúmenes de gas natural, a partir de las inmensas reservas venezolanas, a precios competitivos, para consumidores de la región del Cono Sur, constantemente enfrentando condiciones de demanda reprimida. Para Venezuela, sería la oportunidad de desarrollar su capacidad de producción de gas natural a través de pesadas inversiones que serían garantizadas por los contratos con países de la región.

En el aspecto de nuevos descubrimientos, según CLARA y ALMEIDA (2015), hay que considerar la importante cuestión de las reservas de hidrocarburos no convencionales de esquisto, que ya alteraron bastante la relación de dependencia de algunos países de esos energéticos, como la de Estados Unidos.

Los estudios de 2013 del Energy Information Administration (EIA), apuntan a Argentina como el país que posee la cuarta mayor cantidad de petróleo no convencional técnicamente recuperable del mundo, con 27 mil millones de barriles de óleo de esquisto, y la segunda mayor cantidad de gas de esquisto técnicamente recuperable en el mundo, con 22.710 mil millones de m³. Otro país que posee relevantes reservas de esquisto técnicamente recuperables es México, con 15.433 mil millones de m³ de gas y 13.1 mil millones de barriles de petróleo.

Argentina es el país de América Latina con el mayor avance en la explotación de los recursos no convencionales. Ya son más de 160 pozos perforados hasta 2014, con una producción de aproximadamente 6 millones de m³/día de gas no convencional. El gobierno ha promovido y fomentado la producción de los recursos no convencionales, ofreciendo precios ventajosos (una vez que los precios del gas se regulan en el país) a las empresas que tienen interés en desarrollar el gas de esquisto en el país.

Además del volumen de las reservas y de los incentivos gubernamentales, hay otras venta-

jas para la explotación de gas de esquisto en Argentina. El país ya dispone de una razonable infraestructura de gasoductos. Por ejemplo, la región de Neuquén ya produce petróleo y gas desde hace muchos años y, por lo tanto, ha desarrollado una red de gasoductos. De esta forma, el flujo de la producción de gas de esquisto es facilitado y su venta al mercado interno está garantizada. Esto es una gran ventaja frente a los demás países de la región, pues, en su mayoría, la red de gasoductos es bastante escasa y depende de pesadas inversiones para esta actividad.

En el caso argentino, las cuencas que poseen presencia de hidrocarburos no convencionales se extienden a sus vecinos, como Chile, Brasil, Paraguay y Uruguay, y se encuentran representadas en la Figura 21.

FIGURA 21: CUENCAS DE PETRÓLEO Y GAS DE ESQUISTO EN ARGENTINA.



Fuente: EIA 2013

Sin embargo, hay algunos obstáculos al desarrollo del gas de esquisto en Argentina. No hay mano de obra especializada suficiente en explotación no convencional que viabilice su rápido desarrollo, lo que desacelera el proceso. Otro obstáculo es la cadena de proveedores inmadura, es decir, existe la necesidad de importar los productos químicos para la fractura de las rocas sedimentarias y toda-

vía hay la logística de transporte de arena y agua. Además de las cuestiones técnicas, el país presenta una situación macroeconómica delicada, sin expectativa de solución a corto plazo. La crisis cambiaria vivida por Argentina resultó en control cambiario y de capital, lo que a su vez dificulta las inversiones externas y las importaciones de bienes y servicios.

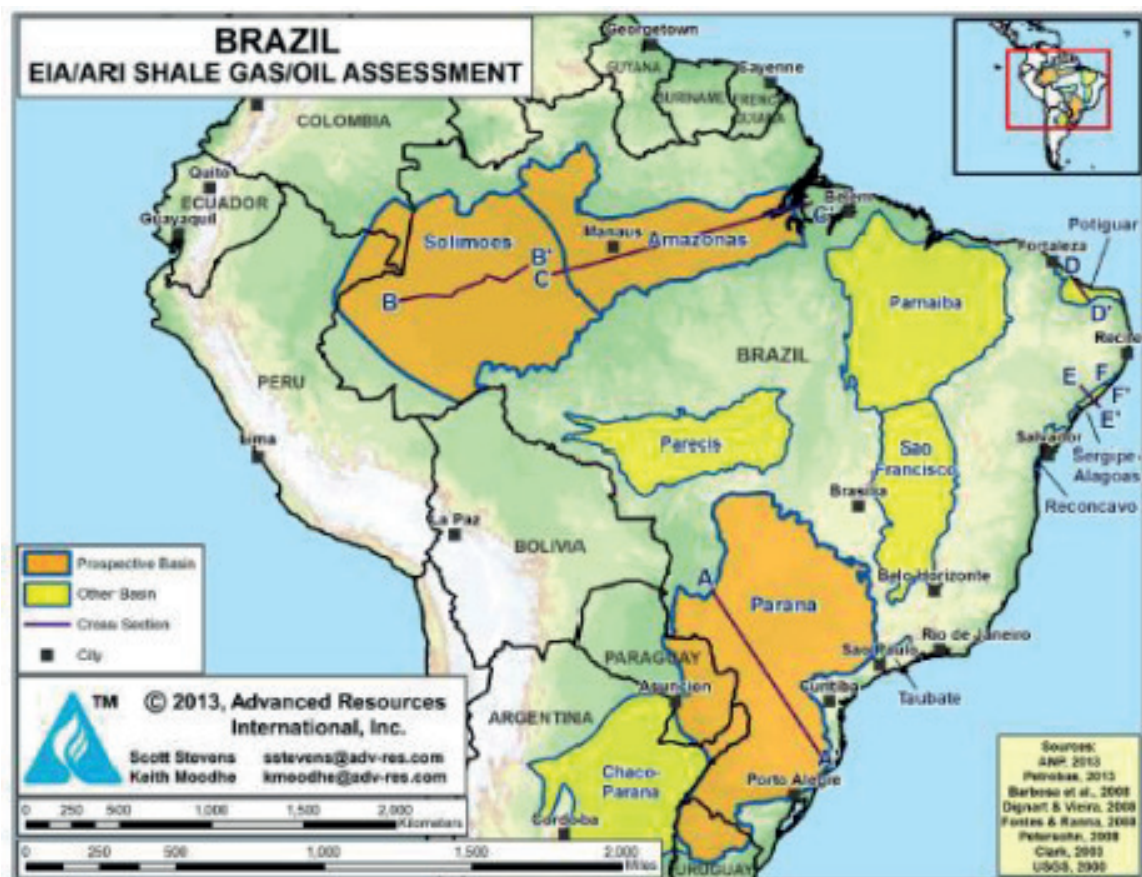
Brasil también posee un gran potencial geológico para el desarrollo del gas natural no convencional. Algunas de esas cuencas ya poseen producción de gas convencional, como la Cuenca de Parnaíba. Las estimaciones del EIA son apenas para las cuencas de Paraná, Solimões y Amazonas, pues sólo éstas contenían datos geológicos suficientes para estimación. En total, de hidrocarburos no convencionales, Brasil posee 6.938 mil millones de m³ de gas técnicamente recuperable y 5.4 mil millones de barriles de petróleo.

Sin embargo, el proceso de extracción de estos hidrocarburos ha sido objeto de muchos debates debido a sus impactos ambientales. Como se quedan atrapados en los poros de

una roca sedimentaria, su extracción se realiza por medio de fractura hidráulica, en la que las rocas se rompen con el uso de agua y aditivos químicos a presión. Se estima que cada pozo de estos utiliza de 7 a 15 millones de litros de agua con más de 600 productos tóxicos que contaminan las aguas subterráneas. Tales debates han incluso frenado la explotación de esos recursos en Brasil, donde una licitación para concesión de explotación fue realizada, pero las actividades exploratorias se encuentran suspendidas hasta la realización de más estudios técnicos.

En Brasil los hidrocarburos no convencionales se distribuyen en las cuencas especificadas en la Figura 22.

FIGURA 22: CUENCAS DE PETRÓLEO Y GAS DE ESQUISTO EN BRASIL.



Fuente: EIA 2013

Como se ha visto anteriormente, los procesos de concesión para la explotación de estos recursos están suspendidos hasta que se presenten nuevos estudios sobre los impactos ambientales. Hay también una fuerte resistencia por algunos estados, que declararon moratoria y exigen estudios y burocracias extras para la liberación de la explotación de los hidrocarburos no convencionales en sus territorios. Otra gran dificultad a ser superada es la poco desarrollada infraestructura de gasoductos para el transporte de gas producido onshore, que ya no atiende las necesidades del país. Además, el precio del gas natural no es atractivo, en comparación con sus sustitutos, así como no existe ningún tipo de incentivo al mercado para el desarrollo de la industria de gas. La situación actual en el país es de dependencia de las importaciones de gas natural: casi la mitad del gas consumido en el país procede de Bolivia y de GNL.

A pesar del actual desincentivo y de considerables obstáculos al desarrollo del gas de esquisto, el gobierno brasileño cree que su producción debe iniciarse en el año 2020, alcanzando el nivel de 15 millones de m³ por día en 2023.

Así, si Argentina y Brasil logran superar los obstáculos actualmente existentes para el desarrollo de sus reservas, los hidrocarburos no convencionales pueden cambiar completamente el escenario del mercado de gas en el Cono Sur, incluso intensificando la integración de gas en la región.



PARTE II:

**MARCOS PARA
IMPLANTACIÓN
DE UN PROCESO
COORDINADOR –
ESTRATEGIAS DE
IMPLEMENTACIÓN**

CAPÍTULO UNO

EVALUACIÓN DE LAS EXPERIENCIAS DE INTEGRACIÓN

Las diversas experiencias de integración aquí señaladas pueden tener sus principales características, éxito y problemas resumidos, según lo señalado abajo, y a partir de los cuales se pueden extraer algunas conclusiones y sugerencias buscando el fortalecimiento de los procesos de integración energética de Argentina, Brasil, Paraguay y Uruguay y que por extensión pueda ayudar a impulsar esa integración no sólo en todos los países de la Región del Plata, sino como en el resto del continente.

EVALUACIÓN DE LAS EXPERIENCIAS DE INTEGRACIÓN FÍSICA DE LOS SECTORES ENERGÉTICOS EN LOS PAÍSES ENFOCADOS

Como se presentó, las principales experiencias concretas en los países enfocados de este traba-

jo se dieron principalmente en el sector eléctrico a través de las usinas hidroeléctricas binacionales Salto Grande (Argentina-Uruguay), Itaipú (Brasil-Paraguay) y Yacyretá (Argentina-Paraguay) y las interconexiones en Garabí entre Brasil y Argentina y en Melo-Candiota entre Brasil y Uruguay. En el caso del gas natural se registra sólo una experiencia entre Argentina y Brasil, complementada por la construcción de una usina térmica a gas, Uruguiana en Brasil para alimentarse con gas proveniente de Argentina.

Las hidroeléctricas binacionales citadas, aunque discutidas largamente por muchas décadas, fueron todas concretadas sólo en las décadas de los 70 y 80 del siglo XX, coincidentemente o no después del primer choque de precios del petróleo cuando la cuestión energética aumentó su importancia en las agendas de los países en general.

Tanto Itaipú como Yacyretá tuvieron la cobertura de Tratados específicos bilaterales entre los países involucrados, con reglas similares dividiendo igualmente la energía generada y dando derecho de preferencia a la

compra de energía excedente, con cláusulas que regulaban esos precios de comercialización; en ambos casos las inversiones fueron cubiertas de forma totalmente desequilibrada, con un país que se responsabilizaba por una parcela mucho mayor que el otro: Argentina en el de Yacyretá, y Brasil íntegramente en el caso de Itaipú, quedando las dos deudas con el pago escalonado a largo plazo.

Salto Grande, donde los costos fueron pagados igualmente por Argentina y Uruguay, tuvo su cobertura legal a través de un gran número de acuerdos entre los dos países, y también con la energía dividida igualmente. Se observa una enorme asimetría, tanto económica como energética, entre los socios de estos tres proyectos. Sin embargo, en el caso de Salto Grande los dos países tienen intereses comunes en el uso de la energía generada por el emprendimiento, mientras que en Itaipú y Yacyretá el interés mayor por parte de Paraguay consiste en apropiarse de las rentas resultantes del traspase de los excedentes de energía en los emprendimientos para invertir en políticas públicas, ya que la energía generada por Paraguay sobrepasa en mucho sus necesidades.

La observación a posteriori de esos emprendimientos permite considerarlos exitosos, a pesar de los diversos tipos de conflictos comerciales que se han extendido a lo largo de la vida de los mismos; en los casos de Itaipú y Yacyretá en general ligados a los precios de compra de los excedentes y aún al derecho de comercialización libre por parte de Paraguay. En el caso de Salto Grande, las cuestiones se

relacionan más con la calidad del agua almacenada en el depósito, lo que a veces crea algún tipo de conflicto entre los países.

Con el final del plazo de pago de la deuda de Itaipú en 2023 cuando las condiciones del tratado podrán ser alteradas, una nueva e importante negociación es esperada entre Brasil y Paraguay, cuando Paraguay reclamará que la energía excedente que no utiliza puede ser comercializada con los otros países, especialmente con Argentina y con Chile, lo que si sucede, exigirá de Brasil nuevas opciones de aprovisionamiento, con peso en su oferta interna, condiciones que deberán preverse con anticipación.

En Yacyretá, la revisión del Tratado permanece suspendida desde hace 3 años. El acuerdo, que entró en vigor el 27 de marzo de 1974, preveía la necesidad de que los dispositivos previstos en su Anexo C se revisaran en 40 años en virtud del nivel de amortización alcanzado del préstamo contraído para la construcción del emprendimiento y de la relación entre las potencias contratadas por cada uno de los países. Yacyretá ha atendido las necesidades energéticas argentinas, pero también ha producido muchas reclamaciones en relación al no cumplimiento de compensaciones socioambientales, además de deudas reclamadas por ambas partes.

Una de sus características que ha sido fuente de grandes dificultades, es que en este área los proyectos tienden a ser muy intensivos en capital y de largo plazo de maduración³¹, lo que los hace crucialmente susceptibles a externalidades provenientes de los cambios en las políticas económicas y de las crisis económicas tanto de ámbito regional como global. Ade-

31 Inversiones pesadas en la infraestructura necesaria para que se viabilice la comercialización de electricidad o de gas natural entre dos países se encuadran en el caso clásico de inversiones específicas que después de hechas no pueden ser removidas para otras finalidades sin costos elevados. Estas características dejan las relaciones contractuales que justificaron tales inversiones sujetas a un riesgo moral y a situaciones ex post de reformulaciones forzadas, y aún más complejas por implicar jurisdicciones nacionales diferentes. Aunque se evite los contratos, manteniendo todos los activos sobre la propiedad común de una misma empresa, siempre estarán subordinados a contextos nacionales diferentes, no eliminando así el riesgo moral. Sobre el tema, véase Joskow (1993) y Joskow y Schmalensee (1983) donde se discute el caso de las relaciones verticales en el sector eléctrico.

más, sus resultados medidos por la capacidad de atención a la demanda o por el precio cobrado por el suministro, alcanzan prácticamente a toda la población de un país o de los países involucrados en un proceso de integración.

Estas características explican, al menos en parte, la dificultad que los gobiernos tienen para promover inversiones de carácter regional, teniendo en cuenta el volumen de recursos financieros que son necesarios para la ejecución de un proyecto de integración energética y su amplia repercusión, vis-à-vis los riesgos involucrados, principalmente aquellos que se refieren a la jurisdicción del país vecino. Este telón de fondo destaca la relevancia de coordinar las inversiones, compatibilizando intereses nacionales y regionales. Además, se debe trabajar para reducir las incertidumbres inherentes a los procesos de integración energética, a través de negociaciones transparentes y justas, que profundicen el nivel de conocimiento de las partes involucradas y donde la soberanía de cada país sea plenamente respetada por los demás.

EVALUACIÓN DE LA INTEGRACIÓN ELÉCTRICA

En el caso de las interconexiones eléctricas la situación es compleja. La experiencia de la interconexión entre Brasil y Argentina en Garabí, de 2.200MW de capacidad de intercambio, no fue animadora, siendo la interconexión muy poco utilizada sin generar resultados financieros para sus desarrolladores privados. La comercialización de energía a través de esa conexión ha tenido carácter de oportunidad, sirviendo apenas para atender contingencias de los sistemas eléctricos de Brasil y Argentina, principalmente de este último.

Construida sin la cobertura de un Tratado o de acuerdos que especificaran las condicio-

nes comerciales permanentes a cumplirse por ambas partes, las cuales posibilitaran la oferta de energía excedente por agentes de un lado de la frontera siempre que hubiese señal económica positiva del otro lado. No hubo ningún compromiso previo de los gobiernos en invertir ningún recurso en el emprendimiento, ni tampoco en trabajar efectivamente en la reducción de las asimetrías y en la armonización de los marcos reguladores locales, solamente la constatación de la necesidad de trabajar en tales ajustes. Por ahora, todo y cualquier intercambio, siempre de energía interrumpible, requiere acuerdos previos y específicos entre los Ministerios de Energía de Brasil y Argentina.

La interconexión Brasil-Uruguay de 500MW de capacidad de intercambio es más reciente, inicialmente pensada para ventas de energía de Brasil hacia Uruguay, tuvo hasta el momento apenas pequeños volúmenes de energía interrumpible exportados por Uruguay a Brasil durante el mes de junio de 2017. Para su plena operación falta concluir los instrumentos reguladores, aún pendientes de aciertos. Se debe señalar que la comercialización entre Brasil y Uruguay puede convertirse en un ejemplo paradigmático, y se espera que las dificultades aún existentes sean superadas. Aquí se tiene el caso de un país, Uruguay, que ha invertido fuertemente en esta interconexión como opción para su seguridad energética, en un primer momento, y para posibilitar el flujo de futuros excedentes de energía sostenible - solar y eólica - y cuyas interacciones con el sistema brasileño pueden traer una complementación donde los dos países ganen. Otra inversión común entre empresas federales de ambos países, Eletrobras y UTE, generó un parque eólico en Uruguay que se mostró exitoso; otras asociaciones de ese tipo podrían venir a marcar un paso expresivo para la integración eléctrica entre Brasil y Uruguay.

En estos dos casos, sería crucial que se avanzara en la evolución de los respectivos marcos reguladores de manera que, por ejemplo, se hicieran más simples los procesos de expedición de permisos de exportación, así como posibilitar la homologación de importes excedentes exportables y la fijación de un precio firme de energía exportable en la frontera en ambos países.

La integración de gas entre Bolivia y Brasil ha presentado resultados bastante positivos hasta el momento para ambos países. Sin embargo, hay el temor de que en un futuro próximo la producción de gas natural en Bolivia caiga rápidamente por la falta de capacidad técnica y financiera del país para invertir en el descubrimiento y desarrollo de nuevos pozos, como consecuencia del proceso de nacionalización del sector implantado en 2006.

Finalmente, en el caso de la integración de gas entre Argentina y Brasil y la construcción del gasoducto que debería alimentar la térmica brasileña de Uruguiana, como ya fue comentado, su fracaso, ante las necesidades de abastecimiento interno de Argentina, es uno más entre muchos ejemplos de inestabilidades que hacen poco atractivas las experiencias de integración involucrando compromisos futuros de provisiones energéticas expresivas.

INICIATIVAS INSTITUCIONALES ENTRE LOS PAÍSES ENFOCADOS PARA LA INTEGRACIÓN ENERGÉTICA

La Región del Plata dispone de un número significativo de instituciones multilaterales que buscan fomentar la integración regional. Sin embargo, las diferencias de carácter político, internas a los países y de ámbito intrarregional, así como aquellas de carácter fiscal, han actuado como barrera a su pleno desarrollo. Algunas áreas fundamentales para el crecimiento económico, donde los intereses nacionales consigan con-

verger hacia soluciones que produzcan beneficios que superen fronteras con un bajo nivel de controversias, podrán incentivar o incluso incrementar ese complejo proceso de integración regional. La abundancia de recursos naturales para la generación de energía y su comprobada complementariedad capacita el sector eléctrico como un posible catalizador de ese proceso.

Como se presentó anteriormente, las iniciativas para la integración energética del Cono Sur se desarrollaron en la segunda mitad del siglo XX, a partir de algunos proyectos binacionales. Fue con ese telón de fondo que se constituyeron dos de las principales instituciones multilaterales de estudio y fomento a la integración y al desarrollo de América Latina: CIER y OLADE. En la actualidad, estas dos organizaciones de carácter energético, junto con la CEPAL, el MERCOSUR, a través del SGT-9 (Subgrupo de Trabajo de Energía) y más recientemente la Comunidad Sudamericana de Naciones (CSN/CASA), UNASUR, COSIPLAN, y ese a partir de la incorporación de la IIRSA, se dedican a la investigación y proposición de nuevas estrategias para el desarrollo energético de la región. Sin embargo, hasta el momento, ninguna de ellas ha logrado apoyar la creación de un instrumento regional capaz de inducir de manera estructurada un proceso de coordinación e integración energética más dinámico.

Cabe destacar que todos los estudios sobre los beneficios de la integración eléctrica realizados por CIER y OLADE indican que, cuando ésta es bien articulada, se forma una gran red eléctrica regional que permite el aprovechamiento máximo de las capacidades de generación de cada país. Es necesario, sin embargo, construir estructuras de cooperación que actúen en las cuestiones fundamentales de este sector, de manera transparente y equilibrada, reduciendo de esa manera la influencia negativa de las externalidades que pueden afectar la

relación de los países que forman la Región del Plata y de ésta con el resto del mundo.

Las bases que pavimentan el camino de esas estructuras ya existen y están firmadas en un vasto conjunto de acuerdos internacionales, como en las amplias directrices propuestas y aceptadas en el Tratado de Montevideo (1980), de la ALADI, en los principios establecidos en el Tratado del Plata (1969), más se centró en los emprendimientos con fuentes hidroeléctricas compartidas, y en el más reciente Acuerdo Marco sobre Complementación Energética Regional entre los Estados Partes del MERCOSUR y Estados Asociados (2005), así como en otros acuerdos de ámbito regional. Hay también importantes compromisos establecidos sobre la base de acuerdos binacionales, que pueden de alguna manera estimular el proceso de integración eléctrica en el Cono Sur.

EVALUACIÓN DEL CUADRO ACTUAL DE LA INTEGRACIÓN

Como se pudo comprobar, la actual etapa de la integración energética en la Región del Plata, aunque relativamente exitosa, se muestra aún incipiente para el gran potencial de desarrollo que ha sido prospectado. Sea por la amplia disponibilidad de recursos energéticos y su virtual complementariedad, posibilitando percibir diversas posibilidades de cooperación e integración, sea por la cantidad de iniciativas de organizaciones multilaterales que actúan en la región, o aún, sea por la existencia y soporte de diversos actos formales vigentes entre países que forman la estructura legal de la región y que registran manifestaciones de interés y compromisos de desarrollo conjunto.

Así, la región ha sido escenario de diversas iniciativas que podrían haber promovido el crecimiento virtuoso de un proceso de integración que fomentaría su seguridad energé-

tica, pero de hecho pocas de esas iniciativas fructificaron. Y para que esto se resuelva o, al menos, se atenúen las consecuencias de los problemas que están impidiendo el progreso de la integración, es necesario trabajar con la conciencia de que nuestra región, en el enfoque amplio de América Latina, o restringida a la Región del Plata, está lejos de que sea considerada un bloque homogéneo de naciones.

Sin embargo, debe destacarse la importancia de las organizaciones multilaterales existentes para el fomento de la coordinación e integración energética regional, no sólo por la creación de foros de discusión que promuevan la aproximación de empresas y gobiernos de toda la región, sino también por la legitimidad que ellas transmiten a estas iniciativas, al acompañar su evolución, así como, con una postura más exenta, puedan valorar los beneficios económicos generados, como incluso preparar modelos estándar de contratos.

El sector energético comprende una infraestructura de las más complejas, poseyendo innumerables interacciones con otros sectores de la economía, de los cuales sufre influencia pero también los influye. Tal complejidad interna asociada a una complicada relación externa tal vez sea la razón por la cual el sector ha sido el que menos presentó propuestas de integración en algunos foros de discusión, como en la IIRSA o en el COSIPLAN de UNASUR.

En el propósito del actual trabajo se han visto algunas iniciativas de cooperación e integración energética con base en petróleo, gas natural y electricidad, siendo que los dos últimos se caracterizan por operar a través de una red física establecida, que implica un alto grado de coordinación en todas sus cadenas productivas. Esta característica común a los sistemas de gas natural y eléctrico demuestra la crucial importancia de la planificación

coordinada de sus actividades, principalmente para aquellas que impliquen en su expansión o interconexión.

Además, como en estos sectores de la Región del Plata conviven agentes de la iniciativa privada y pública, la regulación de las actividades entre los segmentos de estos dos sectores y de los servicios prestados a los consumidores es también de suma importancia para su crecimiento armonioso, principalmente cuando sistemas de varios países, estructurados institucionalmente de forma distinta y sujetos a diferentes legislaciones, se interconectan. Este carácter regional hace que incluso los proyectos de integración que se han implantado, como los aquí estudiados, tengan que enfrentar crisis de forma recurrente, principalmente para la discusión de precios y revisión de condiciones de provisión.

De los proyectos relativos al sector eléctrico, los dos más recientes son más simples porque se trata de interconexiones de sistemas eléctricos, mientras que los otros tres se refieren al desarrollo y el compartir de recursos energéticos en ríos fronterizos. Tal vez por eso estos últimos tuvieron tiempos de maduración más largos y su implementación fue fundamentada o necesitó para eso que fueran generados tratados o acuerdos de especial relevancia política por la profundidad de los compromisos asumidos.

Generalmente, para que las partes involucradas puedan ejecutar los compromisos relacionados con los tratados firmados, se impone que se constituya una entidad técnico-administrativa, en el formato de un grupo de trabajo multidisciplinario, con iguales representantes de todas esas partes, denominada comisión mixta. En los tres proyectos estudiados, todos relativos al aprovechamiento de aguas de ríos o cuencas de interés internacional, el papel de

esas comisiones mixtas fue crucial para su evolución. Los tres proyectos encuentran soporte en el Tratado del Plata, firmado en 1969, a pesar de que el proyecto final de Salto Grande ya se estaba realizando en la ocasión.

Ninguno tuvo la cuestión energética como motivación exclusiva para su concepción. En los casos de Salto Grande e Itaipú los motivos principales fueron, respectivamente, priorizar el uso doméstico y sanitario de las aguas del río Uruguay y resolver el litigio de demarcación de frontera. Las mejoras en las condiciones de navegación en el río Paraná fueron decisivas para la construcción de Yacyretá.

El reparto de los costos para la construcción de los emprendimientos fue distinto. En el caso de Salto Grande la división fue igualitaria. Ya en los dos emprendimientos en que participa Paraguay, hubo una división desigual de los costos. En Itaipú, todo el financiamiento obtenido fue garantizado por Brasil y pagado a través de los ingresos obtenidos con la venta de la energía producida por la usina. Para la construcción de Yacyretá, sólo una pequeña parte de los costos iniciales fue cubierta por Paraguay, y el resto fue pagado íntegramente por Argentina, que ahora reclama la existencia de un pasivo elevado debido por su socio.

Los actos internacionales que soportaron los tres proyectos buscaron la igualdad en el reparto del principal beneficio del emprendimiento -la energía generada- definiendo incluso mecanismos y condiciones para la cesión de parte de la energía generada de un país a otro. En Itaipú y Yacyretá Paraguay vende a Brasil y Argentina la mayor parte de la energía generada que le pertenece. Ocurre que Paraguay reclama que los argentinos no hayan pagado por toda la energía que les es repasada. En Salto Grande la división es más parecida a pesar de la gran diferencia en las deman-

das de electricidad en los países. Estos mecanismos, además de garantizar el pago de los préstamos contraídos para la construcción de los emprendimientos, apoyan en la búsqueda de soluciones que apuntan a la reducción de las enormes asimetrías económicas y en las dimensiones de los sistemas eléctricos de los países involucrados.

De esta manera, visando una mayor estabilidad a los proyectos de integración energética ya desarrollados y al fomento de nuevos procesos integradores, ampliando los resultados concretos ya obtenidos, se muestra conveniente que se disponga de alguna forma de organización coordinadora de carácter supranacional que busque armonizar las relaciones entre los agentes responsables del intercambio de energía a través de las fronteras de los países de la Región del Plata, así como que busque compatibilizar inversiones nacionales con los de carácter regional.

CAPÍTULO DOS

ESTRATEGIA Y CONTEXTO PARA LA IMPLANTACIÓN **DE UN PROCESO COORDINADOR**

Como se ha comprobado anteriormente, sólo la interconexión física de dos sistemas energéticos, que en la mayoría de las veces depende de un proceso de negociación que necesita largos estudios para la búsqueda de soluciones técnicas que satisfagan los deseos de todas las partes, no resulta en efectiva integración energética aunque los esfuerzos de esta naturaleza son pasos relevantes para ello.

Las cuestiones técnicas, incluso con cierto grado de complejidad, normalmente son solucionables. Ya aquellas que involucran aspectos políticos -planificación, regulador, comercial y económico- e implican en esfuerzos internos de cambios reguladores y normativos, ni tanto. Es en ese campo que los proyec-

tos de integración normalmente quedan bloqueados y muchas veces pierden su papel de protagonistas para la seguridad energética de los países, cuando no son, incluso, abandonados. Sin decisiones políticas favorables, las discusiones técnicas no evolucionan. Comprender y armonizar los dos lados de la moneda de la integración energética -político y técnico- es fundamental para su éxito.

Las energías renovables, así como las reservas de hidrocarburos no convencionales, ambas abundantes en los países de la Región del Plata, se están mostrando como la nueva frontera para la provisión de la creciente demanda energética y el consecuente desarrollo económico. La naturaleza intermitente de las fuentes renovables de energía, que necesitan crucialmente de redes eléctricas que posibiliten su complementación, favorecen la implementación de interconexiones eléctricas entre los países, lo que vuelve la operación de sus sistemas más segura.

La prueba de ello es que el más reciente de los proyectos de integración anteriormente estudiados, la interconexión Brasil Uruguay

500MW, se fundamentó en el formidable crecimiento de la generación eólica de Uruguay, que llevó el país a invertir mucho más que Brasil, a pesar de sus diferentes dimensiones, en este emprendimiento, para poder disponer de un nuevo mercado para sus excedentes.

Hay que destacar que, en términos del reglamento necesario para el intercambio de energía eléctrica entre los dos sistemas interconectados de Brasil y Uruguay, sus marcos reguladores requieren aún que se firme un acuerdo específico que regule en qué condiciones se darán los intercambios de energía eléctrica resultantes. Esta característica evolutiva del proceso de la integración energética, de darse de manera gradual, debe entenderse no como una dificultad, sino como un ritmo natural de desarrollo que debe ser comprendido y respetado por todos aquellos que desean emprenderse por los caminos de su fomento.

A pesar del nivel de ambición que pretende el proceso de coordinación e integración energética, su evolución deberá buscarse siempre de manera gradual, según defiende la ALADI. Creemos que se debe dejar que las cuestiones de origen político y técnico se consoliden a su tiempo, en cada una de las partes involucradas, para que el proceso sea sostenible. Así, aunque el escenario últimamente pretendido sea el de la integración regional, iniciarlo a partir de entendimientos de cooperación bilateral, o de entendimientos entre entidades regionales, puede ser una estrategia eficaz.

UN CONTEXTO PARA ESTRUCTURAR LOS NUEVOS PROCEDIMIENTOS

Al lado de una necesaria búsqueda de ajustes reguladores para el incremento de la integración energética regional, sería importante

disponer también de una perspectiva a largo plazo para el conjunto de la región. Aunque los movimientos prácticos permanezcan regidos por más tiempo por una visión sólo bilateral, y que haya una priorización de las cuestiones energéticas a nivel nacional, sería conveniente que los países no abandonaran un enfoque más amplio. E incluso porque algunas transacciones posibles, que pueden ser desde ya explotadas, involucran operaciones multilaterales produciendo consecuencias directas para varios países de la región.

Ante el relativo fracaso en la obtención de resultados prácticos de todos los intentos institucionales más ambiciosos identificados en la promoción de la integración energética de América del Sur, en muchos casos correspondiendo más a voluntades y posicionamientos políticos puntuales y menos en función de movimientos efectivos de integración, se propone aquí un paso menos ambicioso y de carácter político dentro de un contexto más limitado.

Sin que se dupliquen esfuerzos³² o innecesariamente se creen nuevas instituciones, se propone que un nuevo impulso formal en favor de la coordinación energética de la Región del Plata deba idealmente estructurarse vinculado a alguna de las organizaciones ya existentes en la región, entre las que destaca el MERCOSUR. Por tener un cuadro de asociados más bajo que los de la ALADI o UNASUR (sus Estados Parte son prácticamente los mismos que se encuentran en el enfoque de este trabajo), su elección parece más adecuada. Además, la opción por un organismo con un cuadro de asociados más bajo va en contra del gradado esencial a los procesos de integración y al espíritu y objetivo de esta propuesta. Pero antes, hay que buscar un padrón para que se pueda diseñar el primer croquis de esta estructuración organizacional.

32 En el ámbito de la UNASUR hay una decisión a nivel de Ministros de Relaciones Exteriores, en el sentido de tratar de evitar la duplicación de funciones con otras instancias existentes. (Declaración de Cartagena - Colombia - 3 y 4 de mayo de 2012).

Es importante definir qué modelo sería el más adecuado para apoyar el desarrollo de la integración energética, volviendo más dinámico el intercambio de electricidad entre los países de la región de la Cuenca del Plata. Por la proximidad geográfica y cultural, que nos permite trazar un paralelo para las fundamentales definiciones de este modelo el cual creemos podrá indicar con mayor precisión las soluciones más adecuadas al caso peculiar de nuestra región, proponemos que ese análisis sea dirigido a la región andina. En ella, los países han dirigido sus esfuerzos integradores para la denominada Comunidad Andina de Naciones (CAN), a través de la cual, en los últimos 15 años, consiguieron construir un marco regulador supranacional, aunque este haya enfrentado y aún esté enfrentando dificultades y revisiones para su efectiva implementación.

La CAN

El 26 de mayo de 1969 se formó el Pacto Andino, a partir de la firma del Acuerdo de Cartagena, en el que se propuso la integración regional entre los países signatarios: Bolivia, Colombia, Chile, Ecuador y Perú, al que se incorporó Venezuela en 1973. En 1976, bajo un régimen dictatorial, Chile se retiró del bloque (Protocolo de Lima). Con el Protocolo de Quito de 1987, el Acuerdo de Cartagena se repite y, en 1996, con el Protocolo Trujillo, se altera la denominación del bloque para Comunidad Andina de Naciones (CAN). En 2006 ocurre la retirada de Venezuela, que en aquella ocasión había optado por afiliarse al MERCOSUR. Y en 2007, Chile volvió a la CAN, pero como país asociado, el mismo status que hoy tienen Argentina, Brasil, Paraguay y Uruguay.

La CAN está formada por órganos e instituciones que se articulan en el Sistema Andino de Integración (SAI). Este sistema está compuesto por instancias de diferentes niveles de

decisión y funciones específicas, tales como: el Consejo Presidencial Andino, compuesto por los presidentes de Bolivia, Colombia, Ecuador y Perú, y a cargo del liderazgo político de la CAN; el Consejo Andino de Ministros de Negocios Exteriores que elabora la política exterior de los países andinos en temas relacionados con la integración y, si es necesario, coordina posiciones conjuntas en foros y negociaciones internacionales; la Comisión de la Comunidad Andina, compuesta por plenipotenciarios o delegados con plenos poderes, responsables de la formulación, aplicación y evaluación de las políticas de integración en el comercio e inversión y crear estándares que son obligatorios para los cuatro países.

Hasta 2010 la CAN ha desarrollado una amplia regla para promover la integración de sus miembros, compuesta por normas vinculantes, en la que se destacan 2 tratados, 6 acuerdos y protocolos, 743 decisiones y 1.368 resoluciones.

Específicamente para el sector de energía eléctrica, se destaca la Decisión 536 de 2002, en la que se aprobó un marco general para la interconexión regional de sistemas eléctricos e intercambio de electricidad, cuyo objetivo es intentar promover el desarrollo de esos intercambios.

El artículo 20 de la Decisión 536 propuso la creación del Comité Andino de Organismos Normativos y Organismos Reguladores de Servicios de Electricidad (CANREL), formado por representantes de los Ministerios de Energía de los países miembros. Este comité tiene la atribución de promover las normas necesarias a los reguladores de los países miembros en materia de interconexión subregional de sistemas eléctricos e intercambio de electricidad, además de acompañar el progreso de los compromisos nacionales de armonización normativa.

Fue el CANREL que, a su vez, en una reunión del 14 de marzo de 2003, propuso la creación del Grupo de Trabajo de los Organismos Reguladores (GTOR), para que éste pudiera formular propuestas que condujeran al avance del proceso de armonización de los marcos normativos, necesario para la plena aplicación de la integración energética y de los intercambios de electricidad. El reglamento interno del GTOR establece que sus miembros deban reunirse trimestralmente y que sus decisiones deben siempre ser tomadas por consenso.

Se puede destacar que antes del advenimiento de la Decisión 536, la cual pasó por un largo proceso de revisión³³, en 2002 en la Región Andina, sólo había en operación una interconexión, que permitía el intercambio entre los sistemas eléctricos de Colombia y Venezuela. Hoy, esta región dispone de siete interconexiones operativas involucrando a Venezuela (fuera de la CAN), Colombia, Ecuador y Perú. A continuación, se presenta un resumen del marco general para la interconexión regional de sistemas eléctricos e intercambio de electricidad de la CAN, propuesto por la Decisión 816, de abril de 2017, que sustituyó a la Decisión 536.

Marco General para la Integración Eléctrica en la CAN

El 24 de abril de 2017, la CAN aprobó la Decisión 816, que contempla el nuevo marco regulador para la interconexión subregional de sistemas eléctricos e intercambio de electricidad en el marco de la subregión andina, norma jurídica de carácter supranacional que fue construida a partir de un consenso obtenido tras varias reuniones realizadas en el período 2011-2016.

Para ello, contribuyó fuertemente la consolidación de la iniciativa denominada Sistema de Interconexión Eléctrica Andina (SINEA). El SINEA fue constituido en abril de 2011 a partir de la reunión de ministros de energía realizada en las Islas Galápagos. Con financiamiento del BID, se realizaron los estudios sobre armonización reguladora y planificación de infraestructura. Tales estudios sirvieron de base para el desarrollo de los principios que guiaron las discusiones que llevaron a lo que se consolidó en norma supranacional por la Decisión 816.

Esta norma contiene 20 artículos divididos en siete capítulos, además de disposiciones de carácter final, complementario y transitorio, de la que extraemos algunos puntos que consideramos importantes.

En su primer artículo, se establece la creación de un Mercado Andino Eléctrico Regional (MAER), que deberá funcionar bajo los siguientes principios:

- Optimización de excedentes una vez abastecido el mercado interno;
- Uso eficiente de los recursos energéticos en los países de la región andina;
- Aprovechamiento de la complementariedad y de la disponibilidad de los recursos energéticos;
- Libre acceso, transparente y recíproco a la información fundamental para el funcionamiento del mercado, y también la información necesaria al planeamiento de las interconexiones internacionales;
- Fomento al desarrollo económico de la región andina;

³³ Desde su creación en 2002, la Decisión 536 sufrió muchas críticas, y la gran mayoría de sus efectos fueron suspendidos por un largo período, a excepción de lo dispuesto en el artículo 20, que creó el CANREL, que así se mantuvo activo durante todo este periodo. La primera suspensión ocurrió en 2009 por la Decisión 720. Mientras se buscaban alternativas a los problemas verificados en la aplicación de este marco general a la primera interconexión eléctrica entre Colombia y Ecuador, la suspensión fue sucesivamente prorrogada por las Decisiones 757, de 2011, y 789, de 2013. Por último, en abril de 2017, la Decisión 816 ejecutó una profunda revisión en los términos del marco general para la interconexión regional de sistemas eléctricos e intercambio de electricidad, ya aprobada por la instancia superior de la CAN.

- Sustentabilidad ambiental en el uso de los recursos;
- Mejora de la calidad en la prestación de los servicios eléctricos; y
- El derecho soberano de los países para establecer los criterios que aseguren el desarrollo sostenible en la utilización de sus recursos naturales.

El artículo 4 crea el Mercado Andino Eléctrico Regional de Corto Plazo (MAERCP) y establece las reglas generales para los intercambios de compra y venta de electricidad, la forma de fijación de precios a ambos lados de las interconexiones internacionales, y la obligación de los países a no imponer cargas específicas u otras restricciones a las importaciones y exportaciones de electricidad.

Las discusiones técnicas, cuyo objetivo era solucionar el impasse creado por la Decisión 536, estuvieron al cargo del CANREL. Como resultado, la Decisión 816 incorpora reglas propiamente reguladoras del mercado eléctrico de la subregión andina, así como aspectos operativos y comerciales que las convierten en un marco regulador supranacional al que todos los países deberán adecuarse tan pronto se aprueben los respectivos reglamentos nacionales.

Además, se prevé que antes de la entrada en vigencia de los reglamentos operativos, comerciales y de funciones del Coordinador Regional (que va a ejercer cada país miembro cada dos años), Colombia, Ecuador y Perú deberán adoptar las medidas necesarias para asegurar la operación de interconexiones eléctricas y las consecuentes transacciones comerciales. Bolivia deberá solicitar posteriormente su adhesión a la Decisión 816, lo que no impedirá que como país miembro, participe en las reuniones del CANREL.

EL MERCOSUR

El denominado Mercado Común del Sur (MERCOSUR) tuvo como marco inicial la firma del Tratado de Asunción el 26 de marzo de 1991, por Argentina, Brasil, Paraguay y Uruguay, que constituyen sus Estados Parte fundadores. El objetivo primordial de este Tratado es la integración de los Estados Parte a través de la libre circulación de bienes, servicios y factores productivos, del establecimiento de una Tarifa Externa Común (TEC), de la adopción de una política comercial común, de la coordinación de políticas macroeconómicas y sectoriales y de la armonización de las legislaciones en las áreas pertinentes. El Tratado de Asunción prevé la posibilidad de adhesión posterior de otros Estados, siempre que sean miembros de la ALADI.

La configuración actual del MERCOSUR encuentra su marco institucional en el Protocolo de Ouro Preto, firmado en diciembre de 1994. Este Protocolo reconoce la personalidad jurídica del derecho internacional del Bloque, atribuyéndole, así, competencia para negociar, en nombre propio, acuerdos con terceros países, grupos de países y organismos internacionales.

Como se ha visto anteriormente, el MERCOSUR se caracteriza por el regionalismo abierto, es decir, tiene por objetivo no sólo el aumento del comercio intrarregional, sino también el estímulo al intercambio con otros socios comerciales. Así, hay también la figura de los Estados Asociados, denominación que se da a los miembros de la ALADI con los que el MERCOSUR suscribe, en el ámbito de la ALADI, acuerdos de libre comercio y que pueden solicitar ser considerados como tales. O bien a los países con los que el Bloque celebre acuerdos bajo la cobertura de lo que se establece en el Artículo 25 del TM80 - Tratado de Montevideo de 1980. Son Estados Asocia-

dos del MERCOSUR: Chile (desde 1996), Perú (desde 2003), Colombia y Ecuador (desde 2004). Venezuela se incorporó a esta organización como Socio Pleno en 2012, año en que Bolivia inició un proceso idéntico, concluido en 2015. Guyana y Suriname se convirtieron en Estados Asociados en 2013. Con ello, todos los países de América del Sur forman parte del MERCOSUR, sea como Socios Plenos, sea como Asociados.

La Presidencia del MERCOSUR se ejerce de manera rotativa durante el período de seis meses por un Jefe de Estado de uno de los Estados Parte. La Presidencia rotativa pro tempore del MERCOSUR es la representación jurídico-política máxima del Bloque. Actualmente, se encuentra con Argentina, y en julio de este año pasa a Brasil.

En las últimas décadas, el MERCOSUR demostró particular capacidad de perfeccionamiento institucional. Entre los innumerables avances, cabe registrar la creación del Tribunal Permanente de Revisión (2002), del Parlamento del MERCOSUR (2005), del Instituto Social del MERCOSUR (2007), del Instituto de Políticas Públicas de Derechos Humanos (2009), así como la aprobación del Plan Estratégico de Acción Social del MERCOSUR (2010) y el establecimiento del cargo de Alto Representante General del MERCOSUR (2010).

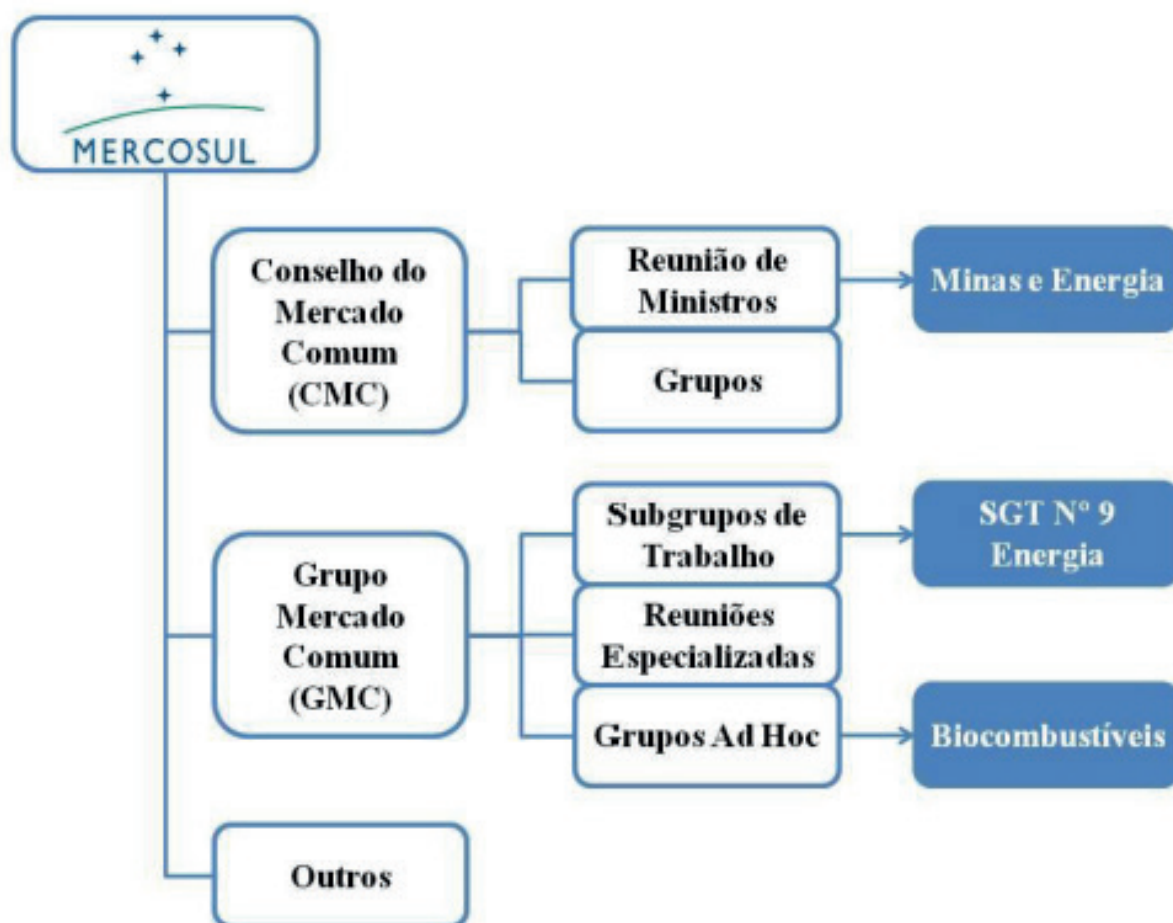
La creación del Fondo para la Convergencia Estructural del MERCOSUR (FOCEM), en 2005, merece especial destaque. En operación desde 2007, el FOCEM cuenta hoy con una cartera de proyectos de más de US\$ 1,5 mil millones, con particular beneficio para las economías menores del bloque (Paraguay y Uruguay). El FOCEM, entre otros objetivos, se destina a financiar proyectos, a fondo perdido, que puedan reducir las asimetrías y fortalecer el proceso de integración entre los Es-

tados Parte. Se aprobó, por la Decisión CMC 22 de 2015, su renovación para los próximos 10 años. Esta decisión hasta el momento no ha sido ratificada por los parlamentos de Argentina, Brasil y Paraguay. Se destaca que fue a partir del FOCEM que Uruguay financió su parte en las inversiones para la construcción de la línea de interconexión Brasil-Uruguay en 500MW. Paraguay también financió su parte para la construcción de la línea de transmisión eléctrica entre Itaipú y Vila Hayes, cuyos montos de recursos desembolsados por el FOCEM alcanzaron US\$ 420 millones.

La estructura del MERCOSUR está compuesta por foros de diversos niveles de decisión donde se tratan cada uno de los asuntos que componen su agenda integradora y en los que se promueven discusiones entre los miembros. Las decisiones emanadas por el MERCOSUR siempre deben tomarse por consenso, en votaciones que cada Estado Parte tiene derecho a un voto. Una vez negociadas y aprobadas, las normas son obligatorias y, en la mayoría de los casos, deben ser incorporadas a los respectivos ordenamientos jurídicos nacionales, según procedimiento propio, coordinado por la Secretaría del MERCOSUR.

Siendo la energía uno de los temas fundamentales para el proceso de integración regional, las cuestiones que se refieren a este tema se abordan en algunos foros específicos, a nivel de Ministros de Energía y técnico, que se ubican bajo la estructura orgánica del Bloque, simplificada y presentada en la Figura 23 a continuación.

FIGURA 23: REPRESENTACIÓN DE LA ESTRUCTURA OPERACIONAL DEL MERCOSUR PARA EL SECTOR DE ENERGÍA.



En la parte superior de la estructura del Bloque hay la Cumbre, formada por los Presidentes, además del Consejo del Mercado Común (CMC), formado por Ministros de diversas carteras, liderados por sus pares de Relaciones Exteriores. Al final de cada semestre (julio y diciembre) se celebran las reuniones del CMC y de Cumbre (Presidentes). Pueden participar en las reuniones del CMC, además de los Ministros de Relaciones Exteriores, otros Ministros como los de Hacienda, Justicia y los de Energía, o sus equivalentes, de los Estados Parte. En este último caso, hay una reunión ministerial para asuntos energéticos - la Reunión de Ministros de Minas y Energía (RMME). El objetivo de las reuniones especializadas en el ámbito del CMC es asegurar que

los Ministros, en sus respectivas áreas de interés, puedan tomar decisiones en el Bloque, que serán autorizadas por los Presidentes.

En la estructura del Bloque hay también, justo debajo del CMC, el Grupo del Mercado Común (GMC), que es su órgano ejecutivo. El GMC está integrado por representantes de los Ministerios de Relaciones Exteriores, Hacienda y Bancos Centrales de los cuatro Estados Parte, bajo el cual están los subgrupos de trabajo, las reuniones especializadas, los grupos ad hoc y algunas otras instituciones, que tratan de temáticas bastante específicas, dedicándose a cuestiones de sectores económicos en particular. El GMC cuenta con 11 Subgrupos de Trabajo y una Secretaría Administrativa con sede en Montevideo,

Uruguay. En esta esfera, las cuestiones energéticas se tratan en el Subgrupo de Trabajo nº 9 (SGT-9), dedicado a las negociaciones sobre energía, así como en el grupo ad hoc sobre biocombustibles (GAHB). El SGT-9 está formado por técnicos de los cuadros de los Ministerios de Energía y el avance en los trabajos de este subgrupo puede ser verificado por los documentos firmados sobre el tema. En la actualidad, son siete decisiones, nueve resoluciones, un acuerdo de complementación energética y un memorando de entendimiento sobre biocombustibles, algunos de los citados anteriormente por tratar sobre la cuestión de la integración energética.

La Secretaria Administrativa del GMC se constituyó de acuerdo con el Artículo 15 del Tratado de Asunción. Su principal función es la guarda de documentos y de comunicaciones del GMC y la publicación de normas, además del apoyo logístico a las reuniones.

En cuanto a su rutina de funcionamiento, después de las reuniones del CMC y de la Cumbre hay una agenda de trabajo ampliada, por la que se incorporan los Ministros y los Presidentes de los países asociados del MERCOSUR: Perú, Chile, Colombia y Ecuador, además de otros. Habiendo entre los Socios Plenos del MERCOSUR un entendimiento de alto nivel sobre una propuesta de cooperación energética regional, podría esta propuesta ser sometida a los Países Asociados del Bloque en el denominado CMC ampliado, indicado por el Resumen Ejecutivo y compuesto de todos los principales Ministros de Energía de América del Sur, con el objetivo de construir la “visión conjunta a largo plazo”.

Con respecto a los avances en el área energética, en los últimos años no se registraron RMME; el SGT-9 no se reúne desde 2012. Esta baja dinámica en el sector tal vez sea el reflejo de los problemas económicos y de política interna que los dos principales países del Bloque - Argentina y Brasil - han enfrentado úl-

timamente. Y ambos son fundamentales para cualquier iniciativa que se proponga para el sector energético en el ámbito del MERCOSUR. La mayor aproximación ya en curso entre los Gobiernos de los dos países y la identificación de las causas para el bloqueo de la agenda de cooperación energética dentro del Bloque, nos parece el primer paso para la reanudación de las actividades relativas al sector.

A causa de esta baja dinámica, los entendimientos, en el sentido de fomentar los intercambios energéticos, no han ocurrido en ese foro, a pesar del esfuerzo despendido en la construcción de los instrumentos citados (SGT-9, GAHB), dedicados al desarrollo del sector energético regional. Y los entendimientos que se han registrado, ocurrieron a partir de una visión exclusivamente bilateral.

Es decir, en la práctica, hasta el presente momento, el MERCOSUR no ha sido capaz de desarrollar un espacio de cooperación y coordinación energética para los países de la región que posibilite la discusión de cuestiones fundamentales para el proceso de integración energética regional, de manera que se pueda, en el caso del sector eléctrico y en bases estables, sobrepasar el estándar de comercialización actual, limitado a intercambios bilaterales de excedentes.

LAS DIFICULTADES INSTITUCIONALES

Los procesos de integración en la Región del Plata produjeron proyectos de innegable importancia, tanto por la dimensión de infraestructura construida como por el volumen de intercambio comercial proporcionado. Tales proyectos se convirtieron en ventaja a los países involucrados no sólo por la energía suplida por ellos, así como por los ingresos por ellos generados y la posibilidad de que sean usados en la implantación de políticas orientadas al desarrollo socioeconómico. A pesar de ello, todavía son no-

torias las barreras institucionales asociadas a la compatibilidad de los intereses de los Estados involucrados, sus legislaciones y su soberanía.

Los procesos de integración de la región han sido entendidos a través de dos perspectivas principales distintas. La primera, a partir de una visión funcionalista³⁴, por la cual la racionalidad, en la búsqueda de solución de problemas de carácter técnico en común, llevaría los países a soluciones conjuntas, a partir de las cuales se establecerían las instituciones de derecho comunitario apoyadas en densa normativa, como sería el caso de la CAN.

Por otro lado, a partir de una perspectiva neofuncionalista³⁵, como resultado de relaciones prácticas entre los países, los procesos de integración serían impulsados a través de las organizaciones supranacionales, que a su vez reflejarían las necesidades de las sociedades nacionales asociadas a los procesos de reestructuración económica y política, como la UNASUR, Alternativa Bolivariana para las Américas (ALBA), entre otros.

Pablo Cisneros (2009), ex consultor de la OLADE y ex director ejecutivo de la CIER, en la publicación de “La Integración Energética de Latinoamérica”, enfatiza en todos los casos la importancia de la institucionalidad en los procesos de integración, pues ésta garantiza su seguridad jurídica, fundamental para su viabilidad. En ese sentido, aún según Cisneros, se hicieron varios intentos para generar acuerdos multilaterales que a lo largo de la historia fueron infructíferos, prevaleciendo en mayor cantidad aquellos de cuño bilateral.

La CAN y el MERCOSUR tienen temas comunes que son objeto de discusión y que generaron

controversias asociadas a la aplicación de restricciones e imposiciones de tarifas en el ámbito comercial. Muchas se refieren a la forma como las agencias regulan directa o indirectamente ese comercio. En particular, en función del criterio utilizado, el retraso o la falta de transparencia en la toma de decisiones. En la CAN, el número de controversias acerca de la aplicación de las salvaguardias supera a las demás. En el MERCOSUR, no existe un mecanismo de salvaguardias para el comercio dentro del Bloque.

Sin embargo, también ocurrieron discrepancias en los proyectos bilaterales de integración energética, tanto en aquellos dirigidos hacia el suministro o intercambio de energía eléctrica como para los volcados a la provisión de gas natural. Aunque en los últimos años se han observado diversos avances institucionales y reguladores, estas iniciativas han tenido que superar innumerables obstáculos.

Es importante subrayar que, por motivo de: cambios en la normativa interna de los países; diferencias entre los regímenes de abastecimiento energético; pérdida de confianza en los acuerdos en consecuencia de violaciones; variaciones de los precios internacionales; incertidumbres en el suministro de recursos; falta de financiamiento para el desarrollo de proyectos de infraestructura; y conflictos socio ambientales, todavía hay mucha dificultad para el desarrollo de este tipo de emprendimiento y, más aún, para la constitución de una visión unificada de los procesos de integración energética en la región.

Como se mencionó anteriormente, la integración energética física está centrada en el intercambio de recursos eléctricos y de hidrocarburos. Cada subregión tiene conflictos y

34 El Funcionalismo que se dedicó a entender el proceso de integración a partir de observaciones acerca del caso europeo, en la búsqueda de paz a nivel mundial, que creía, sobretudo en la positividad de la cooperación entre los Estados Nacionales cuya racionalidad los conduciría a la cooperación institucionalizada en la superación de problemas comunes – Edgar Posada (2008).

35 Para Ernest Haas, uno de los principales teóricos del Neofuncionalismo, la integración ya empieza por cuestiones además de las técnicas, o sea, cuestiones políticas y económicas que pueden provocar el proceso de integración, siendo relevante en ese proceso el papel de instituciones multinacionales – Edgar Posada (2008).

limitaciones de acuerdo con su dinámica interna. En primer lugar, el MERCOSUR, a pesar de acuerdos binacionales, no ha logrado como bloque presentar avances expresivos. La experiencia de algunos países indica que los contratos a veces no han sido respetados en consecuencia de las contingencias vinculadas a los choques de oferta y demanda. Los desequilibrios internos en el mercado energético evidencian la necesidad de mejorar la concepción de los contratos que regulan la participación del sector privado y la profundización de la coordinación de las políticas públicas.

Aún, gran parte de los cuestionamientos a los acuerdos relativos a las usinas bilaterales en el MERCOSUR se refieren al reparto de los excedentes de electricidad de las parcelas que les corresponden. Principalmente en las usinas hidroeléctricas de Itaipú y Yacyretá entre Paraguay y sus socios, Brasil y Argentina respectivamente. Paraguay es el mayor productor de excedentes de electricidad de la región, pero no dispone de la infraestructura necesaria para exportar sus excedentes de electricidad a otros vecinos. Los gobiernos de Brasil y Argentina, que garantizaron a través de sus Tesoros prácticamente todas las inversiones necesarias a los dos grandes emprendimientos, no le permiten a Paraguay comercializar con terceros sus excedentes de electricidad provenientes de Itaipú y Yacyretá.

En la CAN, la Decisión 536 de 2002 se estableció para regular las interconexiones eléctricas y el intercambio comunitario interno de electricidad. Pero ocurrieron conflictos entre Colombia y Ecuador como consecuencia de la distribución de la renta de cogestión, que al principio se destinó íntegramente a Colombia. Los efectos de la Decisión 536 fueron suspendidos en 2009, a excepción del dispositivo que creó el CANREL, formado por representantes de los Ministerios de Energía de los países miembro, que permaneció vi-

gente. Con esta acción estratégica se mantuvo abierto un espacio de discusión donde se pudo construir una solución a los problemas verificados. Recientemente, ésta fue sustituida por la Decisión 816 de 2017, que implementó un gran número de mejoras en esta norma.

Se observa que el avance institucional ha sido favorable, pero todavía existen conflictos que no garantizan que los acuerdos se cumplan para el desarrollo de la integración física de los sistemas energéticos. La disminución de conflictos en el nivel subregional no ha sido fácil, teniendo en cuenta la combinación de varios intereses en ellos involucrados, como los de naturaleza política y los de las empresas nacionales. Tales conflictos han hecho que en la última década el proceso de integración física de los sistemas eléctricos se distanciara completamente del interés supranacional de integración. Así, consideramos que todavía queda un largo camino por recorrer para que se logre alcanzar una institucionalidad de ámbito supranacional en la región.

Para garantizar la soberanía y la seguridad energética, es necesario fortalecer el proceso de integración regional, partiendo de la base política a la económica creando un mecanismo para eso. Desde la última década, las condiciones han sido estables para la integración, pero el desafío institucional sigue en vigor, por la persistencia de conflictos que no garantizan la plena realización de acuerdos, ya sean bilaterales o multilaterales, para el desarrollo socioeconómico y la integración física. En resumen, sin el apoyo de instituciones nacionales sólidas y actuantes, difícilmente la integración regional avanzará.

Por otro lado, para que se alcance un proceso de integración más productivo y sostenible, es necesario que evolucionen también las composiciones políticas y los instrumentos económicos nacionales que permitan que las economías adquieran una mayor estabilidad interna y, en consecuencia, toda la subregión.

CAPÍTULO TRES

LA NUEVA ARTICULACIÓN INSTITUCIONAL

CONSIDERACIONES INICIALES

Por lo que se refiere hasta el presente, la organización que se propone, cuando está correctamente implantada y en operación, debería tratar de estructurarse en una visión conjunta a largo plazo para el desarrollo de la integración energética regional. A pesar de alojarse físicamente dentro del MERCOSUR, los principios que conducirían su funcionamiento encuentran protección en un cuadro de acuerdos internacionales y de intenciones declaradas en la constitución de algunas organizaciones multilaterales ya existentes, como:

- **Tratado de Montevideo 1980:** Instrumento que instituyó la **ALADI**, el TM80 ha sido utilizado como marco jurídico para diversos acuerdos sobre integración energética,

sobre normas que regulan la interconexión y el abastecimiento de energía eléctrica, la interconexión del gas, la comercialización, la explotación y el transporte de hidrocarburos líquidos, petróleo crudo, gas licuado, productos líquidos derivados del petróleo y del gas natural;

- **Decisión 10/98 y Decisión 10/99:** Están constituidas de compromisos de los gobiernos de los países miembro del MERCOSUR, donde se incluyen Argentina, Brasil, Paraguay y Uruguay, en el sentido de fomentar los intercambios energéticos y la integración energética, en las áreas de energía eléctrica y de gas natural respectivamente;
- **Acuerdo Marco** sobre la Complementación Energética Regional entre los Estados Parte del **MERCOSUR** y Estados Asociados: Firmado el 09.12.2005, tiene como objeto principal contribuir para el avance en la integración energética regional en materia de sistemas de producción, transporte, distribución y comercialización de energéticos en los Estados Parte;

- **Constitución de la Comunidad Sudamericana de las Naciones (CSN/CASA):** Esta

organización se creó el 08.12.2004 a partir del modelo de la Unión Europea de agrupación por un proyecto común, reuniendo a los países de la región, sobre la base de cuatro iniciativas, entre ellas la integración en infraestructura y la integración energética, especialmente en el área de gas;

- **Constitución del COSIPLAN:** El Consejo Sudamericano de Infraestructura y Planificación se constituyó el 28.01.2009 en el ámbito de la **UNASUR** con diversos objetivos generales, como promover la armonización de los marcos normativos existentes que regulan el desarrollo y la operación de infraestructura en la región, además de identificar y estimular la implementación de proyectos prioritarios para la integración y evaluar alternativas de financiamiento.

Entre sus actividades, se propone que estén incluidas las siguientes:

- Inicialmente, identificar los problemas que están causando el bloqueo de las actividades de cooperación energética en el ámbito del MERCOSUR, elaborando propuestas consensuales de solución;
- Establecimiento de una visión conjunta de medio y largo plazo que oriente las posibles alternativas y acciones que puedan consolidar una agenda con objetivos claros en el sentido del desarrollo de la coordinación y cooperación energética entre los países involucrados, a partir de la observación de los errores y aciertos verificados en los proyectos similares ya concretizados;
- Identificación y acompañamiento detallado del marco regulador de cada segmento del sector energético en cada uno de los países de la Región del Plata, buscando re-

lacionar los puntos comunes existentes en el cuadro regulador individual;

- A partir de este escenario actualizado de los marcos reguladores nacionales, buscar caminos que puedan facilitar los intentos futuros de armonizar las reglas.

Como estrategia de implantación, el MERCOSUR (Socios Plenos y Asociados) podría establecer una agenda, en el ámbito ministerial del CMC, con uno o más grupos de trabajo (GTs) o comités regionales, de nivel técnico, refrendados por el nivel político, que exploren alternativas y posibilidades de un proyecto de cooperación e integración energética en América del Sur. Los resultados de los GTs podrían presentarse, en un plazo de 12 meses, en la propia reunión ampliada del CMC, que decidirá, con la aprobación de los Presidentes, sobre los proyectos que serán implementados.

Adicionalmente, incentivar que se construya como objetivo preliminar de corto plazo, a través del consenso entre sus miembros, una estructura reguladora de ámbito regional, que pretenda establecer condiciones mínimas para el comercio de energía y la relación entre los agentes importadores y exportadores de energía.

Un marco regulador más completo sería un objetivo más lejano, que sea seguido apenas en el futuro cuando las condiciones de la región estén más maduras para que se pueda pensar en tal nivel de integración.

DISCUSIÓN DE LA SOLUCIÓN PROPUESTA

En complemento al trabajo realizado hasta aquí para la verificación de la posibilidad de la implantación de un nuevo diseño organizacional capaz de volver más dinámica la articulación entre los países del MERCOSUR en

el sector de energía, se trazó una agenda de reuniones con algunas autoridades públicas y especialistas de Brasil y de Uruguay, países que están con un proyecto binacional de comercialización más avanzado, y dejando para una etapa posterior las discusiones con representantes de instituciones de los demás países de la Región del Plata y del MERCOSUR.

Dada la complejidad del tema y los diversos aspectos que necesitan ser ponderados, para que la propuesta sea exitosa, su debate amplio, al principio, demandaría la consulta a un gran número de instituciones, lo que exigiría un plazo mayor que el que se dispone para la realización de este trabajo. De esta forma, se optó por reducir el número de instituciones, aunque con la meta de no perder la representatividad del proceso. Se realizaron reuniones, presenciales y a la distancia, en cuya programación se tomaron en consideración algunos principios fundamentales, tales como:

- El proceso de integración energética está fundado básicamente en los aspectos político y energético: para que se desarrolle, es fundamental que exista primero una decisión política positiva, y que ésta busque producir la mejor solución técnica posible para promover el intercambio energético;
- Los avances y obstáculos constatados en los procesos de integración existentes en la región marcan como puntos de atención la necesidad de más avances en las cuestiones comerciales, que demandan la reducción de barreras en los marcos reguladores vigentes, además de la formación de una visión multilateral a largo plazo;
- Hay que respetar toda y cualquier necesidad de manifestación de soberanía de los países en proceso de integración, así como los temas prioritarios de sus agendas energéticas – como la cuestión de la hidroelectricidad para Brasil.

La lista de las instituciones visitadas y reuniones celebradas se presenta en el Anexo II. Todas las reuniones siguieron básicamente el mismo itinerario, siendo iniciadas por una presentación por parte del equipo de la FGV, en que constaba un resumen del trabajo desarrollado y la propuesta de diseño institucional del organismo que se sugiere que sea agregado a la estructura existente en el MERCOSUR.

A partir de los comentarios obtenidos, las ideas inicialmente esbozadas fueron revisadas, reformuladas y mejor ajustadas a la realidad de la región. Nos hemos quedado en deuda con los diversos entrevistados, cuya disponibilidad y claridad, asociada a la gentileza con que fuimos siempre recibidos, permitió una importante profundización y avance.

Entre los diversos aspectos listados en esas reuniones, se han extraído los siguientes puntos:

- La clara convicción de que la creación de cualquier nueva institución en la región no haría sentido, haciéndose necesario que nuevos procesos y actividades sean promovidos en el ámbito de las ya existentes; en el caso de los países de la Región del Plata, la opción natural sería el MERCOSUR;
- La constatación, sin embargo, de una baja dinámica registrada en los últimos años de las actividades del MERCOSUR, en especial de aquellas unidades relacionadas al sector de energía: RMME (nivel de Ministros) y el SGT-9;
- Una de las causas de esa baja dinámica tal vez sea la falta de una agenda de medio y largo plazo para el sector energético regional, con metas y compromisos definidos en consenso;
- La importancia de la evolución gradual de los procesos de integración, así como obtener previamente el consentimiento de los go-

biernos nacionales para el éxito de cualquier iniciativa integradora dentro del bloque;

- En un proceso de integración energética normalmente las cuestiones políticas se sobreponen a las técnicas, considerando todos los aspectos que envuelven la cesión de la soberanía y del compromiso de una parcela de los recursos nacionales en favor, a nivel regional, del desarrollo y de la seguridad energética. Una decisión política de alto nivel, correctamente registrada en acuerdos internacionales – preferencialmente Tratados –, debe siempre preceder la búsqueda por soluciones técnicas para los problemas que comprenden tal proceso;
- Es fundamental que se obtenga previamente la concordancia de los Gobiernos de Brasil y Argentina para que se pueda dar la partida a cualquier iniciativa integradora dentro del MERCOSUR. Para ello, es necesario que haya previamente una articulación en alto nivel entre los Ministerios de Relaciones Exteriores de ambos Gobiernos;
- La visión multilateral es de gran importancia para que los procesos de cooperación energética regional se desarrollen de forma coordinada y sostenible. Sin embargo, el avance de estos procesos ocurre de forma más dinámica y sin sobresaltos cuando se desarrolla a partir de relaciones bilaterales, teniendo en cuenta que en esas reuniones one-to-one las cuestiones fundamentales para las partes son efectivamente colocadas en la mesa para discusión;
- El momento actual es bastante oportuno para la presentación de ese tipo de propuesta, pues a partir de julio de este año, en la Cúpula de Mendoza, Argentina pasará a Brasil la Presidencia Pro Tempore del MERCOSUR;
- La expansión de las formas de generación renovable refuerza la necesidad de

complemento y las posibilidades de integración entre los sistemas eléctricos de los diversos países, creciendo por ello el papel de inversiones más significativas en líneas de transmisión, al lado de las ya estudiadas oportunidades en usinas binacionales.

En el Anexo II se encuentra la lista de los participantes de las reuniones y las fechas de su realización.

UNIENDO LOS ESFUERZOS: UN PRIMER PLAN DE IMPLEMENTACIÓN

Teniendo en cuenta todos los puntos aquí examinados, para reforzar la cooperación energética entre los países de la Cuenca del Plata, es fundamental que se impulsen nuevos esfuerzos institucionales. Podrían partir, por ejemplo, de un movimiento del gobierno brasileño, ya que requieren claramente patrocinio gubernamental.

EN síntesis, una **hoja de ruta** para ese proceso envolvería:

- Entendimientos informales preliminares entre los gobiernos, principalmente de los países de la Cuenca del Plata, ya inseridos en esfuerzos bilaterales;
- Construcción de una propuesta de recuperación de los contactos de alto nivel y llevarla al MERCOSUR. En primer lugar, la propuesta sería políticamente articulada por Brasil para a seguir, presentarse a Argentina y a los demás Socios Plenos del Bloque;
- Dentro del MERCOSUR el liderazgo de esa recuperación podría conducirse por los Ministros del área de energía de los Socios Plenos; y
- Establecimiento de agendas concretas, con plazos y objetivos, para inicialmente desarrollarse en dos grupos de trabajo en

el MERCOSUR, con plazos máximos de un año para la conclusión de sus trabajos, con miras a: (i) identificación y corrección de los obstáculos que han dificultado el progreso de los procesos bilaterales de integración energética regional; y (ii) examen de las perspectivas a medio y largo plazo con la propuesta de nuevas acciones integradoras para el sector energético;

- Concluidos los trabajos de estos GTs preliminares, podrían ser sustituidos por otros dos grupos de carácter más permanente, reuniendo representantes respectivamente de las áreas de planificación y regulación de los diversos países miembro.

Para empezar ese proceso, con la anuencia de los Gobiernos de los países de la Cuenca del Plata, Argentina y Brasil de forma articulada, podrían programar una RMME, en cuya pauta se propondría la creación de los dos Grupos de Trabajo sugeridos.

Creemos que la implementación de estas medidas y la obtención de los primeros resultados concretos por los GTs iniciales propuestos, permitiría que fuera recuperada la dinámica de integración del sector energético del MERCOSUR.

NOTAS SOBRE EL DISEÑO ORGANIZACIONAL PROPUESTO

Los dos grupos ad hoc sugeridos deben vincularse directamente al Consejo (CMC) del MERCOSUR. Es fundamental que sean creados con agenda específica bien definida y con plazo determinado para la conclusión de sus actividades. Cada uno de ellos estaría formado por participantes nombrados por los Ministerios de Energía y/o Relaciones Exteriores de los miembros plenos.

Al primer GT, cabría identificar los orígenes de los obstáculos que han dificultado el pro-

greso de los procesos de integración energética en el ámbito del MERCOSUR, con un plazo de un año para su conclusión. Al final, el GT deberá presentar un informe ejecutivo relacionando los principales problemas identificados y proponiendo soluciones para los mismos. En particular, deberían proponerse algunas normas mínimas para facilitar la comercialización de la electricidad.

El segundo GT se encargaría de examinar la situación del sector energético de los países de la región, sus recursos y posibles proyectos de integración, así como acciones que podrían ser implementadas para el fomento del intercambio energético a través de infraestructuras ya implantadas, debiendo concluir sus trabajos en un año. Nuevas oportunidades deberán ser claramente identificadas y relacionadas para posterior detalle.

Cada país sería representado en cada uno de estos GTs por un representante titular y su sustituto. Las reuniones presenciales deberían tener una periodicidad mínima trimestral. Sus decisiones, a ejemplo de la CAN, deberían tomarse en consenso.

Para que los grupos puedan ser representativos sus representantes deben responder y tener acceso directo a los Ministros de Energía de los países miembro, cuya supervisión de los trabajos se hará a lo largo de las actividades del GT. Sin una interacción con la coordinación política los trabajos meramente técnicos pueden perder su sentido práctico, por eso mismo es fundamental la participación de los representantes de los Ministerios de Relaciones Exteriores.

Al final de estos dos trabajos iniciales, si la experiencia se considera exitosa, se propone que se examine un posible establecimiento por el CMC de otros dos Grupos de Trabajo, ahora en carácter permanente, que funciona-

rían como espacios para la discusión de los procesos de integración y fomento del intercambio energético.

Los resultados efectivos de estos dos primeros GTs iniciales, estructurados para el tratamiento de situaciones objetivas conforme a lo propuesto, dejarán más claras las direcciones que deben ser seguidas prioritariamente a medio plazo y crear un clima de confianza propicio para la reanudación de los esfuerzos en carácter permanente. Un GT de planificación permanente, deberá tener la participación de agentes de planificación de la expansión y de los definidores de la política energética de los países de la Región del Plata. Sus principales objetivos serán: (i) apoyar los emprendimientos específicos en estructuración y desarrollo y acompañar el progreso de los mismos, y (ii) realizar estudios de planificación indicativa de expansión de medio y largo plazo a nivel regional.

El segundo GT permanente, se formaría por los titulares de los organismos normativos y de los organismos reguladores nacionales, y tendría como objetivos: (i) promover el desarrollo sectorial, la integración y el intercambio energético; (ii) promover la coordinación entre los agentes nacionales, las agencias reguladoras y los reguladores de los servicios de energía eléctrica, relacionados con la interconexión eléctrica y el intercambio de energía entre los países, con el fin de establecer normas que favorezcan la comercialización de energía.

En ambos casos, se sugiere que se celebren reuniones trimestrales. Se cree que el contacto directo y periódico entre los técnicos responsables de las áreas de planificación y regulación de los diversos países permitiría la formación de una base de conocimiento común y facilitaría la búsqueda de soluciones acordadas para los diversos problemas que inevitablemente surgen en los intercambios energéticos entre los países.

A light gray map of Argentina is positioned on the left side of the page. Overlaid on the map is a complex geometric pattern of thin, light purple lines that form a series of interconnected triangles and polygons, resembling a wireframe or a stylized network. The text 'PARTE III: CONCLUSIONES FINALES' is centered over the map and geometric pattern. A solid dark gray horizontal line runs across the page, starting from the left edge and ending just before the right edge, positioned below the main title.

PARTE III: **CONCLUSIONES FINALES**

CAPÍTULO UNO

CONCLUSIONES

El proceso de integración energética, y en particular el de integración eléctrica, en la Región del Plata se ha dado progresivamente a través de inversiones de carácter bilateral, que resultaron en el desarrollo de importantes usinas hidroeléctricas binacionales y en dos interconexiones eléctricas de mayor porte. Es nuestro entendimiento, reforzado por las opiniones de numerosos expertos y autoridades gubernamentales que se han consultado, que el proceso seguirá expandiéndose fundamentalmente a través de ese tipo de iniciativa, y aún por bastante tiempo. Es también una convicción general que, aunque lentamente, esa integración avanzará, cuando ya no sea en función de las innumerables oportunidades de intercambio existentes, de interés común de los diversos países.

La integración de los sistemas es un proceso lógico, principalmente ante el aumento necesario de la presencia de fuentes renovables que

requieren complementación, en un ambiente de fuertes preocupaciones con las cuestiones climáticas y con el calentamiento global.

La búsqueda de soluciones energéticas sostenibles y racionales hace que crezca la necesidad de ampliar las redes de transmisión conectando sistemas eléctricos y generadores renovables. No sólo las hidroeléctricas binacionales, motivadoras de las principales oportunidades de integración ya desarrolladas en la Región del Plata, pero también las posibilidades de expansión y comercialización de la generación eólica y solar, motivan el crecimiento de las redes.

En algunas situaciones, incluso, aprovechamientos eólicos y solares en regiones fronterizas podrían ganar con la construcción de canales comunes de desagüe y comercialización, como es el caso del potencial eólico del norte de Uruguay y del sur del estado de Rio Grande do Sul en Brasil.

Sin embargo, por más racionales que sean las inversiones en redes de integración energéti-

ca, los estudios realizados demuestran claramente que incluso después de vencer todas las dificultades y con las inversiones concretas, aun así, problemas de diversas naturalezas tienden a bloquear la plena utilización de esas infraestructuras.

El desbloqueo de estos obstáculos es una de las principales prioridades a enfrentarse de pronto, identificadas por los estudios aquí relatados. Es el caso de dos de los proyectos más importantes de interconexión eléctrica en la Región del Plata, donde la conexión de 2.200MW entre Brasil y Argentina es muy poco utilizada para el intercambio de energía, y la nueva conexión de 500MW entre Brasil y Uruguay, no ha sido bien aprovechada, chocando, entre otras cosas, con dificultades impuestas por las reglas para la importación de energía a Brasil.

Incluso las centrales binacionales, que se implementaron después de largas y complejas negociaciones, se han centrado en numerosos cuestionamientos y reclamaciones, haciendo más difícil e incierto el escenario futuro para el desarrollo de nuevos proyectos similares, aunque algunas nuevas oportunidades ya hayan sido, preliminarmente, estudiadas.

NECESIDAD DE SOPORTE INSTITUCIONAL Y DE COORDINACIÓN PARA LA INTEGRACIÓN

Aunque las inversiones y negociaciones individuales tengan, por su propia naturaleza, un carácter empresarial y comercial, se habla aquí de negocios que cruzan fronteras nacionales y tienen que lidiar con marcos jurídicos y reguladores diferentes. De este modo, las “reglas del juego” que delinear esos proyectos requieren cobertura e iniciativas más amplias, con participación activa y conjunta de los gobiernos de los países involucrados, acuerdos y tratados. Sin ese tipo de institu-

cionalización, muy difícilmente empresarios, incluso a través de empresas estatales, serán capaces de poner en marcha etapas importantes de integración energética.

Como la concretización de cualquier nueva alternativa expresiva de integración energética requiere inversiones en activos específicos, fijos, involucrando relaciones contractuales sujetas a situaciones de riesgo moral, las cuestiones de confianza son cruciales. Las experiencias negativas tienden a desestimular las inversiones futuras, o al menos a aumentar mucho los costos financieros. Este contexto hace imperiosa la participación de los gobiernos nacionales, así como la de organismos multilaterales que puedan promover y coordinar los esfuerzos.

Creemos que, para el aprovechamiento de esas oportunidades, la coordinación exclusivamente por el mercado es inevitablemente falla, requiriendo un esfuerzo de coordinación institucional. Su gobierno, aunque obligatoriamente conducido por los países directamente involucrados en conjunto, puede ganar una nueva dinámica, apoyada, también, por la visión más amplia de instituciones regionales. Estamos aquí ante situaciones que pueden promover ganancias globales (“mejoras de Pareto”), y que ni el mercado y ni un gobierno nacional aisladamente pueden producir, requiriendo acciones de coordinación que sobrepasen las fronteras y para cuyo apoyo organismos multilaterales pueden ser fundamentales.

La ausencia de coordinación aquí identificada puede verse también, y aún más fuerte, en las áreas industriales y de servicios que suplen el sector energético, donde no se puede encontrar cadenas de valor significativas uniendo a los países. La integración industrial y de desarrollo tecnológico, tras la integración energética, también puede ganar en el futuro con el desarrollo de nuevos mecanis-

mos de coordinación institucional en el área de energía. La expansión de estos segmentos depende de la coordinación y directamente del tamaño del mercado a ser abastecido, lo que pocos países sudamericanos disponen, si se consideran individualmente. La integración de los sistemas productivos permite además un mejor aprovechamiento de la mano de obra más especializada, tan carente en la región y cuyo desarrollo requiere estímulos y articulación institucional.

CONCILIAR ENFOQUES BILATERALES Y MULTILATERALES

El proceso de integración aquí visualizado, a través de entendimientos y acciones bilaterales progresivas, no debe prescindir del desarrollo de una visión multilateral, capaz de agregar una racionalidad mayor al mismo, evitando errores e identificando oportunidades más amplias. Combinar una concentración de esfuerzos institucionales en los proyectos bilaterales con la formación de una visión más amplia, es un desafío que se debe afrontar. Y para ello se debe buscar el desarrollo de la institucionalidad de esas acciones en la región, lo que podrá dotar a ese proceso de una mayor estabilidad en su continua evolución.

La comprensión de esta necesidad está en los orígenes de ese proyecto, que inicialmente buscaba promover la formación inmediata de una junta de expertos en energía entre los países de la Cuenca del Plata, con fuerte implicación de los reguladores de los diversos países, a ejemplo de los Grupos de Trabajo formados por el CANREL en el marco de la CAN. Al profundizar estas cuestiones, desde el principio se entendió necesario integrar este movimiento con la agregación de estudios de planificación, capaces de mejor orientar los movimientos futuros de integración energética.

Al analizar el proceso histórico y los diversos proyectos en marcha, quedó claro que si por un lado se constató la existencia de diversas iniciativas importantes de integración eléctrica entre los países examinados, por otro, el desarrollo de las mismas no fue y no está siendo simple, con un continuo proceso de negociaciones y de enfrentamientos de indefiniciones, en un contexto tributario y regulador poco preparado para lidiar con flujos eléctricos relevantes entre los países. De esa manera los objetivos iniciales del proyecto fueron re-dirigidos a pasos iniciales menos ambiciosos, pero más inmediatos y eficaces.

Adicionalmente, constatamos que la predominancia del carácter bilateral de las principales negociaciones en marcha, posiblemente concentró en las mismas los entendimientos institucionales en curso, de resultados concretos, y con un enfoque más inmediato. Con los países de la región enfrentando diversas dificultades tanto en los planos político y económico, los esfuerzos más amplios de integración energética en las organizaciones multilaterales, quedaron apartados a un segundo plano y aparentemente poco evolucionaron. Es particularmente el caso del MERCOSUR, donde la cuestión energética no ha sido parte de las agendas prioritarias de la institución en los últimos años.

PROPOSICIÓN DE DESARROLLOS INSTITUCIONALES EN EL ÁMBITO DEL MERCOSUR

Sin embargo, creyendo, en la importancia de la integración energética, y de la necesidad de coordinación que favorezca el desarrollo de este proceso, principalmente en la aplicación de políticas energéticas sostenibles, defendemos que estos trabajos sean nuevamente impulsados, aunque con objetivos más restringidos en un primer momento, pero dentro de una perspectiva más amplia estimulando la cooperación entre los países del MERCOSUR.

De esa forma, ese trabajo que tuvo su foco inicial orientado exclusivamente a los países de la Cuenca del Plata, aunque de modo que se pudiera posteriormente articular con los demás países de América del Sur, considerando como prioritario el diseño de soluciones que se abrigaran en instituciones existentes, amplió sus sugerencias organizacionales para que se sitúen en el contexto un poco más amplio del MERCOSUR.

La necesidad de enfrentar las dificultades ya existentes hoy nos ha llevado a reforzar la importancia del apoyo de los organismos multilaterales y nos ha conducido a proponer que se busque retomar los trabajos en el área de energía del MERCOSUR con algunos objetivos específicos y concretos y con agendas bien definidas, lo que puede ejemplificarse a través de la formación, en el ámbito mismo, de los dos grupos de trabajo aquí sugeridos.

Una de nuestras propuestas organizacionales específicas, se refiere prioritariamente a la formación de un grupo enfocado en el desbloqueo de los problemas encontrados en las experiencias concretas de integración en curso en la región, buscando identificar sus causas y soluciones, tema esencial para la recuperación de la credibilidad de las mismas y para el balizamiento de nuevos emprendimientos futuros. Entre las soluciones que deben ser alcanzadas, deberán estar, ciertamente, el diseño de reglas simples de formación de precios y de comercialización en las fronteras. Sin que las iniciativas ya implementadas se conviertan en ejemplos de éxito, nuevos emprendimientos que se van a crear tendrán enormes dificultades para concretarse.

Los problemas prácticos inmediatos que impiden el pronto progreso de los intercambios se vinculan, usualmente, a la armonización de las reglas de los países involucrados, pero algunas dificultades más profundas, afectando los movimientos de integración pueden

estar ocurriendo. De forma especulativa podemos intentar enumerar, entre las raíces de esas dificultades en general, dos motivaciones adversas principales: intereses contrariados, como el de generadores con energía más cara que perdió el mercado, y una falta de convicción de las burocracias nacionales en relación a los procesos de integración, fundamentada en una histórica falta de confianza en proveedores externos.

La otra proposición explícita sugiere la formación de un grupo de trabajo orientado a las cuestiones de planificación energética de la región, que pueda fundamentar mejor el avance de las oportunidades con una comprensión más amplia de las potencialidades y necesidades regionales. Su objetivo principal será mapear los principales emprendimientos alternativos integradores que puedan ser proporcionados en un horizonte de medio plazo.

Con la expansión de los sistemas se puede, incluso, imaginar intercambios complejos de energía involucrando a más de dos países. Posibles alternativas pueden surgir, por ejemplo, alrededor de Uruguay, fuertemente invertido en fuentes renovables, cuyas conexiones con Brasil y con Argentina son expresivas. Actualmente, está expandiendo su red de transmisión en el norte, con lo que su sistema en alta tensión deberá aproximarse a sus fronteras con Brasil y con Argentina.

En un horizonte posterior, en un contexto de mayores avances de la coordinación energética, sería posible pensar en la formación de juntas permanentes de reguladores y de planificadores capaces de estructurar una visión común más completa y objetiva en el ámbito del MERCOSUR, integrando actores gubernamentales de los varios estados miembro. Estos, más adelante, podrían articularse con los grupos de la CAN, hacia una más ambiciosa integración energética del subcontinente.

REFERENCIAS

BNAMERICAS (2016), **Global Transmission Report**, acceso el: 09/09/2016.

BRITISH PETROLEUM (2016), **Statistical Review of World Energy**, June 2016.

CASTILLO, ISAAC A. (2013), **Apuntes sobre la Integración Eléctrica Regional y Propuestas para Avanzar - abril 2013**, disponible en: < biblioteca.olade.org/opac-tmpl/Documentos/old0350.pdf >, acceso el: 02/03/2017.

CAUBET, C. G., (1989), **As grandes manobras de Itaipu: Energia, Diplomacia e Direito na Bacia do Prata**, Editora Acadêmica, São Paulo.

CISNEROS, PABLO (2009), **La integración energética de latinoamérica**, disponible en: < www.flacsoandes.edu.ec/web/imagesFTP/10087.IntegracionEnergetica.pdf >, acceso el: 24/06/2017.

CLARA, Y e E. DE ALMEIDA (2015), **Potencial para o gás não convencional na América Latina: perspectivas e desafios**, Grupo de Economia da Energia – Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), disponible en: < http://www.gee.ie.ufrj.br/index.php/get-artigo/509-potencial-para-o-gas-nao-convencional-na-america-latina-perspectivas-e-desafios >, acceso el: 09/03/2017.

COMISIÓN TÉCNICA MIXTA DE SALTO GRANDE (2014), **Documentos y Antecedentes 1938 a Junio de 2013**, disponible en: < www.saltogrande.org/biblioteca.php >, acceso el: 02/03/2017.

COMISSÃO DE INTEGRAÇÃO ENERGÉTICA REGIONAL – CIER (2015), **Síntesis Informativa Energética de los Países de la CIER - Datos del año 2014**, disponible en: < www.bracier.org.br/sintese-informativa-energetica-dos-paises-da-cier.html >, acceso el: 02/03/2017.

COMISSÃO DE INTEGRAÇÃO ENERGÉTICA REGIONAL – CIER (1995), **Projeto CIER 01 - Análise de Complementaridade Hidrológica na América do Sul**, disponible en: < www.bracier.org.br/projetos-e-gts/131-geracao/projetos >, acceso el: 02/03/2017.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION – EIA (2014), **Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States**, disponible en: < https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/ >, acceso el: 09/03/2017.

JOSKOW, P. L. (1993), **Asset Specificity and the Structure of Vertical Relationships: Empirical Evidence**, disponible en: The Nature of the Firm, Origins, Evolution and Development, Editado por O. E. Williamson e S. G. Winter, Oxford University Press.

JOSKOW, P. L. e R. SCHMALENSEE (1983), **Markets for Power: An Analysis of Electric Utility Deregulation**, Cambridge: MIT Press.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY – IEA (2016), **Key World Energy Statistics 2016**.

MEMÓRIA DA ELETRICIDADE (2004), **Energia Elétrica e Integração na América do Sul**, depoimentos diversos.

MEMÓRIA DA ELETRICIDADE (1993), **Octavio Marcondes Ferraz, um Pioneiro da Engenharia Nacional**, depoimentos ao Programa de História Oral do CPDOC/FGV.

MINISTÉRIO DAS RELAÇÕES EXTERIORES, **Acordos Bilaterais do Brasil**, disponível em: < www.itamaraty.gov.br/pt-BR/relacoes-bilaterais >, acesso em: 02/03/2017.

MITCHELL, E. J. (1976), **Vertical Integration in the Oil Industry**, AEI National Energy Project, Washington.

POSADA, EDGAR V. (2008), **La Formación de Espacios Regionales en la Integración de América Latina**, disponível em: < books.google.com.br/books?isbn=9586982343 >, acesso em: 24/06/2017.

TRATADO DE ITAIPU, disponível em: < www.itaipu.gov.br/nossahistoria >, acesso em: 02/03/2017.

TRATADO DE YACYRETÁ. disponível em: < www.eby.org.ar/index.php/institucional/tratado-de-yacyreta >, acesso em: 02/03/2017.

VILLELA, ANNA MARIA (1984), **O Tratado da Bacia do Prata**, publicado pela Universidade de Brasília.

ANEXOS

ANEXO I

MODELOS INSTITUCIONALES DEL SECTOR ENERGÉTICO REGIONAL

El Sector Eléctrico:

Según los informes publicados en 2016 del Proyecto CIER 08 - Regulación de Mercados Eléctricos³⁶, en los últimos 30 años los países de la región del Cono Sur experimentaron momentos bastante distintos de desarrollo. Momentos de gran crecimiento económico, en la mayoría de las veces basados en un ambiente internacional favorable, se intercalaron con situaciones de recesión o de profunda crisis económica. El aumento de la demanda de energía en los períodos de crecimiento a veces se ve afectado por limitaciones en la oferta de energía por motivos diversos, como deficiencia en la planificación de la expansión o de inversiones en los años anteriores, o incluso de condiciones climáticas adversas, principal-

mente por la reducción o fuerte irregularidad en el régimen de lluvias. La volatilidad de los precios del petróleo y del gas natural en este período también afectó la generación de energía, principalmente su precio al consumidor.

En cuanto a la política energética también hubo algunos cambios, principalmente en relación al nivel de participación o de intervención estatal adoptada por cada país, así como en sus modelos institucionales para el sector energético. Los países estudiados, pueden agruparse en dos grupos: los con mayor participación del Estado, pero con pocos cambios en el período -como Paraguay y Uruguay; y aquellos con fuerte intervención estatal y con constantes cambios en el marco regulador -como Argentina y Brasil. También hay que destacar que Brasil siguió el estándar eléctrico norteamericano, en la frecuencia de 60hz y en los niveles de tensión de sus equipos y líneas de transmisión. Los demás países han optado por el estándar europeo, tanto en la frecuencia (50Hz), como en los niveles de tensión.

³⁶ Anualmente la CIER publica informes que visan analizar la evolución de la regulación del sector eléctrico de los países asociados de América del Sur, Central y Caribe, en el ámbito del Proyecto CIER 08. En 2015 se han producido 2 informes específicos para las actividades de generación y transmisión, mientras que en 2016 el tema principal fue el segmento de distribución.

En Paraguay y Uruguay el sector eléctrico permanece en manos de empresas estatales integradas verticalmente, actuando como monopolistas, respectivamente ANDE y UTE. La regulación en Paraguay prácticamente se mantuvo la misma en los últimos años, siendo que en Uruguay se permitió la entrada de agentes privados en la generación especialmente a partir de fuentes renovables, como eólica y solar.

Argentina y Brasil tienen un gran número de agentes que actúan en todos los segmentos del sector eléctrico, formado por empresas privadas, públicas y mixtas, así como procesos más complejos que involucran una cantidad mayor de organizaciones en las actividades de cada segmento del sector eléctrico. En Argentina, después de declarada la situación de emergencia en el sector de energía eléctrica, se encuentra en desarrollo un proceso de total revisión sectorial, mientras que en Brasil se han implementado algunos cambios en las condiciones de concesión de los segmentos de generación, transmisión y distribución, así como en los procesos licitatorios.

De acuerdo con lo publicado por la CIER en junio de 2016, en el Informe Técnico: Marco Legal y Regulador del Sector Eléctrico, en los países del Cono Sur, los segmentos de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica se han estructurado siguiendo a tendencias peculiares, poseyendo, sin embargo, diversas semejanzas.

Área de Generación de Energía Eléctrica:

En el caso de la generación, los modelos practicados son bastante distintos, con sus principales características detalladas a continuación.

ARGENTINA

En Argentina, el mercado no es vertical, donde los generadores, públicos y privados, venden su energía a un comprador único. Este merca-

do funciona en régimen especial, con despacho diferenciado por tipo de tecnología de generación (hidro, térmico, nuclear, eólico o solar), incluso con incentivos a los emprendimientos que se basan en las fuentes renovables, siendo regido por contratos de largo plazo previamente firmados, o a través de un esquema de remuneración por energía inyectada en el sistema - spot regulado. Se encuentra en estudios la implantación de subastas o licitaciones para la expansión de la oferta de energía a través de fuentes renovables o eventualmente térmicas convencionales. El país posee interconexiones eléctricas con cuatro de sus cinco vecinos: 2 con Brasil; 1 con Chile; 3 con Paraguay, incluyendo Yacyretá; y 3 con Uruguay, incluyendo Salto Grande. Argentina mantiene sólo interconexiones de gas con Bolivia.

BRASIL

El mercado está compuesto por empresas públicas y privadas, dominado por empresas de economía mixta verticales, todas bajo el control estatal, las cuales tienen el 33% de la capacidad instalada en Brasil. Estas mismas empresas controlan prácticamente todas las interconexiones internacionales que el país posee, a excepción de la interconexión de Garabi, con Argentina, que se encuentra bajo la gestión privada. En este mercado de régimen especial, las relaciones comerciales se establecen en dos esferas: en el Ambiente de Contratación Regulada (ACR) y en el Ambiente de Contratación Libre (ACL). La compra y venta de energía en el ACR se formaliza a través de contratos celebrados entre los generadores y los distribuidores, que participan en las subastas de compra y venta de energía. En el ACL, generadores, comercializadores, importadores y exportadores de energía y consumidores libres y especiales tienen libertad para negociar y establecer en contratos los volúmenes de compra y venta de energía

y sus respectivos precios. Los ajustes necesarios para cubrir los saldos de los contratos se realizan en el mercado spot, utilizando un precio de liquidación de diferencias. El sistema es actualmente dividido en cuatro submercados (Sur, Sudeste/ Centro Oeste, Nordeste y Norte), los cuales poseen referencias propias de precios de energía eléctrica.

PARAGUAY

Su mercado (monopolio) se resume a un único agente, de propiedad del 100% estatal, totalmente vertical, ANDE, teniendo en vista que esta autarquía actúa sola en todos los segmentos del sector eléctrico paraguayo y representa el país en las dos entidades binacionales que Paraguay posee en conjunto con Brasil (Itaipú) y Argentina (Yacyretá), además de controlar todas las interconexiones que el país tiene con sus vecinos.

URUGUAY

La actividad de generación de energía eléctrica en Uruguay se constituye hoy en un mercado competitivo y abierto a nuevos parti-

cipantes privados, donde un agente estatal, dominante y vertical, UTE, puede actuar tanto como generador, como comprador. La expansión de la oferta de energía eléctrica puede realizarse por contratación directa de la UTE o por proceso licitatorio, caso específico de las fuentes renovables. El despacho se da en orden creciente de costo para todas las fuentes, renovables o no. Hay clientes regulados y libres, siendo libre todo aquel que posee potencia superior a 250kW y que haya optado por contratar directamente en el mercado mayorista o en el mercado spot. La UTE también controla las interconexiones eléctricas que el país posee en operación junto a Brasil y Argentina, a excepción de la binacional con Argentina - Salto Grande. Para nuevas interconexiones internacionales, cualquier agente interesado que tenga contratos de importación o exportación debe presentar su proyecto al ente regulador nacional (URSEA) para su aprobación.

El escenario general del mercado de generación en América del Sur se encuentra resumido en la Figura 1A.

FIGURA 1A: ORGANIZACIÓN DEL MERCADO DE GENERACIÓN EN AMÉRICA DEL SUR.

TABLA N° 1 AMÉRICA DEL SUR- RESUMEN DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA

GENERACIÓN	ORGANIZACIÓN	RÉGIMEN DEL MERCADO MAYORISTA	CAPACIDAD INSTALADA (MW)	GENERACIÓN BRUTA (GWH)	AÑO DE LOS DATOS
Argentina	Monopsonio	Especial	32594	141487	2015
Bolivia	Oligopolio	Ordinario	1890	8333	2015
Brasil	Oligopolio	Especial	142003	590479	2015 / 2014
Chile	Oligopolio	Especial	21038	71755	2015
Colombia	Competencia	Ordinario	15487	64084	2014
Ecuador	Monopsonio Parcial	Especial	6010	25946	2015
Paraguay	Monopolio (ANDE)	Especial	8834	60270	2015 / 2013
Perú	Competencia	Ordinario	11216	45549	2014
Uruguay	Monopsonio Parcial	Ordinario	3723	11700	2015

Fuente: CIER 2016

Área de Transmisión de Energía Eléctrica:

El segmento de transmisión tiene una configuración más homogénea, con sus distinciones vinculadas principalmente a las diferencias de dimensión territorial existente entre los países del Cono Sur, detallados a continuación.

ARGENTINA

La actividad de transmisión es considerada un servicio público en Argentina regulado a través de un esquema de monopolio natural con contratos de concesión. Se divide en la transmisión en alta o extra-alta tensión y distribución troncal. La Compañía de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión TRANSENER S.A. es la empresa encargada de realizar la primera parte, que se constituye en interconectar las diversas regiones del país. Cada una de estas regiones posee una empresa que realiza la distribución troncal y tiene el monopolio en la respectiva área (Noroeste Argentino - NOA, Nordeste Argentino - NEA, Comahue, Cuyo, Patagonia, Provincia de Buenos Aires). Estas empresas son mayoritariamente de capital privado.

BRASIL

En Brasil, mayor extensión territorial de América del Sur con un inmenso sistema integrado que interconecta sus cuatro submercados (Sur, Sudeste/Centro Oeste, Nordeste y Norte), la transmisión de energía eléctrica es un servicio público y constituye un oligopolio, donde las empresas concesionarias, públicas, privadas y de economía mixta, son responsables por el mantenimiento y la garantía de acceso a las líneas de transmisión y subestaciones bajo su concesión. Para la denominada red básica (líneas con tensión mayor o igual a 230kV) la expansión se realiza a partir de subastas de transmisión, mientras que para la realización de refuerzos para el siste-

ma de transmisión existente y bajo concesión se requiere solamente la autorización para el concesionario del órgano regulador nacional.

PARAGUAY

La transmisión de energía eléctrica es un monopolio y se encuentra bajo la responsabilidad de una sola empresa, ANDE. De esta forma, su expansión ocurre a partir de estudios realizados por esta empresa, los cuales son sometidos a la consideración de órganos gubernamentales, como el Viceministerio de Minas y Energía.

URUGUAY

La UTE mantiene el monopolio de la actividad de transmisión en el territorio uruguayo, excepto de las líneas de transmisión en 500kV relacionadas con la usina de Salto Grande, las cuales son operadas y mantenidas por la empresa que constituye la parte uruguaya de la usina. La expansión se realiza a partir de estudios de la propia UTE, los cuales deben ser aprobados por el ente regulador nacional.

En la Figura 2A se observa un resumen de la situación actual del mercado de transmisión en América del Sur.

FIGURA 2A: ORGANIZACIÓN DEL MERCADO DE TRANSMISIÓN EN AMÉRICA DEL SUR.

TABLA N° 3 - AMÉRICA DEL SUR- RESUMEN DE LA TRANSMISIÓN ELÉCTRICA

TRANSMISIÓN	ORGANIZACIÓN	KM RED
Argentina	Red Troncal: Monopolio (Transener) Distribución Troncal: Monopolio por región	33453
Bolivia	Oligopolio	3440
Brasil	Oligopolio	125640
Chile	Oligopolio	16608
Colombia	Oligopolio	24911
Ecuador	Monopolio (Transelectric)	2401
Paraguay	Monopolio (ANDE)	5653
Perú	Oligopolio	19928
Uruguay	Monopolio (UTE)	4434

Fuente: CIER 2016

Área de Distribución de Energía Eléctrica:

De forma similar a la transmisión, el mercado de distribución en el Cono Sur también presenta muchos puntos comunes en los países de la región.

Hay que considerar que siendo una de las últimas etapas de la cadena productiva del sector de energía eléctrica, la forma con la que se opera la distribución depende fuertemente de cómo se realizan las anteriores, fundamentalmente, su relación con la generación. De cualquier forma, en la región esta actividad es considerada como un monopolio natu-

ral, donde en el área que se les concede esas empresas actúan con exclusividad.

ARGENTINA

En el caso argentino, las distribuidoras sólo pueden realizar compra de energía eléctrica con el operador CAMMESA y a precios fijos. Conviven en el país los esquemas tarifarios por incentivo, como Price-Cap³⁷ y Revenue-Cap³⁸, con el 70% de agentes privados y el 30% públicos. En los dos casos las empresas concentran sus esfuerzos en la búsqueda de la eficiencia, de manera que las mejoras alcanzadas durante el período tarifario impli-

37 La regulación por Price-Cap (precio techo) consiste en la fijación de un precio techo, para cada año, que tiene como base un índice de inflación y un factor de eficiencia definido indiscriminadamente por el regulador. Para cada año el precio techo se basa en el precio del año anterior ajustado por el índice de inflación menos el factor de eficiencia. El precio techo puede aún ajustarse por un índice de corrección que mide el efecto de las externalidades que pueden haber afectado los costos de las concesionarias.

38 La regulación por Revenue-Cap (tasa de retorno del techo) es un método de control de precios aplicado a empresas consideradas como monopolios regulados, como concesionarios de servicios públicos, donde el valor de los ingresos que se puede generar se basa en aumentos en el índice de precios al consumidor. En el caso de los servicios públicos, las ganancias de eficiencia pueden aumentar el límite aceptable de la tasa de retorno.

quen en costos menores a los reconocidos en el año base, se permite que esas diferencias en los valores de los costos aprobados previamente y verificados sean apropiados por las empresas. Después de una década de consumo subsidiado, principalmente a los consumidores residenciales (en total son 14,9 millones de clientes), el sector eléctrico argentino está en un período de revisión y es probable que haya cambios en la reglamentación en vigor. Actualmente el 99,8% de la población tiene acceso al servicio de electricidad. Hay tres grupos de tarifas de energía eléctrica, según el volumen de energía consumida por el cliente: Pequeño, Medio o Grande. El grupo para pequeñas demandas se subdivide en distintos niveles de tarifa para: consumidores residenciales (2 tipos); comercial, pequeño industrial e iluminación pública. El grupo de demandas medias no tiene subdivisiones y el de grandes demandas posee tres diferentes niveles, de acuerdo con el nivel de tensión que el consumidor tiene acceso a la red eléctrica: baja, media o alta tensión.

BRASIL

En el caso de Brasil, los distribuidores deben comprar energía directamente de los generadores, dividiendo en dos ambientes el mercado de contratos para los consumidores (cerca de 74,6 millones de clientes): el regulado y el libre, habiendo aun el mercado spot, segmentado en cuatro submercados distintos, donde se realizan las transacciones de electricidad para suplir las necesidades de generadores o distribuidores sean superavitarios o deficitarios en sus contratos. En el país se practica el esquema tarifario Price-Cap y el país posee actualmente 101 distribuidores de energía eléctrica, la gran mayoría de capital privado. Hay 63 concesionarias y 38 permisionarias, además de 13 cooperativas de electrificación rural, lo que permite que el 99,5% de la población tenga

acceso a este servicio. Las tarifas de energía eléctrica se dividen básicamente en dos grupos diferenciados por el nivel de tensión que el consumidor accede a la red eléctrica - abajo de 2,3kV; de 2,3kV hasta 230kV. El primero se subdivide en 4 clases: residencial, rural (donde se incluyen las cooperativas de electrificación rural), otras (pequeños consumidores comerciales, industriales, servicios, poder público, etc.) e iluminación pública. Dentro de la residencial, hay una división especial para consumidores de baja renta, los cuales pueden obtener un descuento de hasta el 65% de la tarifa residencial normal. El segundo grupo, más para consumidores comerciales e industriales, está dividido en modalidades convencional y de horarios de punta y fuera de punta, y conforme la estación del año, si es de lluvia o de seca, los precios tarifados para la potencia y la energía pueden presentar diferentes valores de acuerdo con la relación entre oferta y demanda del período facturado.

PARAGUAY

Paraguay se distingue de los demás por no poseer exactamente un régimen de mercado, teniendo en vista que sólo hay en actuación en el país una única empresa estatal monopólica e integrada verticalmente en todos los segmentos del sector de energía eléctrica - ANDE. El índice de acceso a los servicios de electricidad es del 98,2% de la población, que suma a 1,2 millones de clientes. Las tarifas a los consumidores finales se diferencian por el nivel de tensión que el consumidor accede a la red eléctrica (baja, media, alta y extra alta tensión), habiendo para los niveles de baja y media tensión una división de clase (residencial, comercial, industrial, general y reparticiones públicas), además de una específica para alumbrado público. Con el fin de universalizar el acceso al servicio de electricidad se estableció una tarifa social que permite a los consumidores residenciales de

baja renta o rurales a acceder a un subsidio de hasta el 75% del consumo de energía eléctrica.

URUGUAY

En Uruguay, la distribución ocurre en un régimen ordinario y se caracteriza por la existencia de contratos de suministro entre generadores y el distribuidor (UTE), generalmente financieros, además de un mercado spot, este normalmente tarifado por el costo marginal de la energía eléctrica, el cual opera de manera similar al brasileño. En el país se practica

también el Price-Cap. El índice de acceso a los servicios de electricidad es del 99,5% de la población, que suma a 1,3 millones de clientes. En cuanto a los consumidores, son de 4 tipos diferentes de tarifas, de acuerdo con la clase: residenciales (2 tipos), general simple y grandes consumidores. No hay subsidios en las tarifas.

El resumen del mercado de distribución en América del Sur se encuentra en la Figura 3A a continuación.

FIGURA 3A: ORGANIZACIÓN DEL MERCADO DE DISTRIBUCIÓN EN AMÉRICA DEL SUR.

TABLA N° 4 - AMÉRICA DEL SUR- RESUMEN DE LA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

DISTRIBUCIÓN	ORGANIZACIÓN	ESQUEMA TARIFARIO	CLIENTES	POBLACIÓN CON ACCESO A LA ELECTRICIDAD
Argentina	Monopolio por región	Revenue-Cap y Price-Cap	14,9 millones	99,8%
Bolivia	Monopolio por región	Price-Cap	2,1 millones	90,5%
Brasil	Monopolio por región	Price-Cap	74,6 millones	99,5%
Chile	Oligopolio	Yardstick Competition con Price-Cap	5,5 millones	99,6%
Colombia	Competencia	Revenue-Cap y Price-Cap	11 millones	97,0%
Ecuador	Monopolio por región	Costo de Servicio	4,7 millones	97,2%
Paraguay	Monopolio (ANDE)	Costo de Servicio	1,2 millones	98,2%
Perú	Monopolio por región	Price-Cap	6,4 millones	91,2%
Uruguay	Monopolio (UTE)	Price-Cap*	1,3 millones	99,5%

* no se encuentra implementada

Fuente: CIER 2016

Principales instituciones del sector eléctrico

ARGENTINA

INSTITUCIÓN	ACTUACIÓN
Ente gubernamental	Ministerio de Energía y Minería (MEM): creado recientemente, es el órgano encargado de la política energética del país y de la planificación a largo plazo de las actividades del sector.
Ente Regulador	Ente Regulador de la Electricidad (ENRE): es el órgano regulador del sector eléctrico. Posee la responsabilidad de: (i) Garantizar el cumplimiento de la legislación vigente; (ii) Establecer los reglamentos, las normas y los procedimientos técnicos relacionados a la medición y facturación; control y uso de medidores; calidad del servicio; seguridad; interconexión y desconexión, etc.; (iii) Establecer la base para el cálculo de las tarifas; (iv) Aplicar sanciones; (v) Realización de audiencias públicas; (vi) Propiciar junto al MEM las alteraciones a la normativa vigente; y (vii) Garantizar la protección de los consumidores, del medio ambiente, de la propiedad privada y de la seguridad pública.
Administrador de Mercado	Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA): órgano originalmente diseñado como el operador del sistema eléctrico y administrador del mercado mayorista, ahora es también responsable por: concentrar las compras de combustibles para generación eléctrica (óleo combustible y gas natural, excepto el gas para nuevas usinas construidas en el ámbito del régimen de "gas plus") y toda la logística asociada a tales compras (barcos, camiones y ampliación de los gasoductos existentes); gestionar fondos fiduciarios creados para nueva generación de energía; por el abastecimiento de energía para la mayoría de los grandes usuarios a través de contratos; auditar los costos de los generadores existentes. Su dirección está compuesta por 10 directores, siendo 8 de ellos designados para que sean dos por clase de agentes (generadores, transmisores, distribuidores y grandes consumidores), y los 2 restantes por el Poder Ejecutivo.

BRASIL

INSTITUCIÓN	ACTUACIÓN
Ente gubernamental	<p>Consejo Nacional de Política Energética (CNPE): es una comisión asesora del Presidente del país, a nivel ministerial. Coordinado por el Ministro de Minas y Energía, con la participación de varios otros ministros, el director presidente de la ANEEL, etc. Sus responsabilidades incluyen: (i) proponer al Presidente la política energética nacional; (ii) proponer el criterio de confiabilidad de la oferta de generación (riesgo de racionamiento) para el país; (iii) aprobar la subasta de ciertos proyectos de energía que no resulten competitivos en términos económicos, pero que sean considerados estratégicos para el país.</p> <p>Ministerio de Minas y Energía (MME): encargado de formular e implementar las directrices aprobadas por el CNPE. También lidia con la planificación del sector y asume el papel de poder concedente. Responsable también por la monitorización del sector de abastecimiento a través del Comité de Monitorización del Sector Eléctrico (CMSE) y por la definición de medidas preventivas para el mantenimiento de la seguridad de provisión del sistema en períodos de desequilibrio coyuntural entre oferta y demanda.</p> <p>El MME es responsable por el nombramiento del director presidente y algunos directores del Operador Nacional del Sistema Eléctrico (ONS) y de la Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica (CCEE).</p>

INSTITUCIÓN	ACTUACIÓN
Ente Regulador	<p>Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL): es el órgano regulador y supervisor del sector eléctrico. Sus responsabilidades incluyen lo siguiente: (i) Regular tarifas; (ii) Establecer condiciones generales de acceso para contratación y utilización de instalaciones de distribución y transmisión de energía eléctrica para las empresas de servicios y consumidores desregulados; (iii) Promover subastas para la contratación de empresas de servicios públicos para la producción, transmisión y distribución de energía eléctrica y la concesión para utilizar potenciales hidráulicos bajo los órdenes del MME; (iv) Gestionar contratos de concesión para la prestación de servicios públicos de energía eléctrica; emitir las habilitaciones e inspeccionar; (v) Definir las reglas para la participación en la CCEE y ratificar el Acuerdo de Mercado de sus miembros; y (vi) Autorizar las actividades del ONS.</p>
Ente Controlador	<p>Comité de Monitorización del Sector Eléctrico (CMSE): es un comité consultivo coordinado por el MME y compuesto por representantes de organismos como ANEEL, ONS, Empresa de Pesquisa Energética (EPE) y otros. Su objetivo es supervisar la confiabilidad del suministro a corto plazo y anticipar eventuales problemas de abastecimiento debido a, por ejemplo, retrasos en la construcción de nuevas unidades generadoras de energía.</p>
Administrador de Mercado	<p>Operador Nacional del Sistema Eléctrico (ONS): es un agente privado que actúa con la autorización y bajo la supervisión de la ANEEL. Además de realizar el despacho del sistema (despacho físico), el ONS también provee modelos computacionales y datos exigidos por el llamado “Despacho Comercial”, utilizado para liquidaciones financieras en el mercado de corto plazo. Posee todavía las siguientes funciones: (i) planificar la operación, programación y el despacho de la generación del sector, con la finalidad de optimizar el Sistema Interconectado Nacional (SIN); (ii) Supervisar y coordinar los centros de control del sistema eléctrico; (iii) Supervisar y controlar la operación del SIN de energía eléctrica y las interconexiones internacionales; (iv) Contratar y gestionar servicios de transmisión de energía y sus condiciones de acceso, incluyendo servicios auxiliares; (v) Proponer nuevas incorporaciones al SIN (instalaciones de la red básica de transmisión), así como el refuerzo del sistema existente, a considerarse en la expansión del sistema de transmisión; y (vi) Definir las reglas de funcionamiento para las instalaciones básicas de la red de transmisión, que deben ser aprobadas por la ANEEL.</p>
Otras Instituciones	<p>Empresa de Pesquisa Energética (EPE): La EPE se creó con el objetivo de dar apoyo al MME en sus estudios de planificación energética. EPE tiene las siguientes atribuciones: (i) Formular estudios para definir la matriz energética, indicando las estrategias que se deben seguir y las metas que se deben atingir a largo plazo; (ii) Realizar estudios técnicos para las subastas de suministro de energía; (iii) Realizar estudios para la planificación integrada de recursos energéticos; (iv) Elaborar estudios de expansión del sistema (generación y transmisión), incluyendo el plan de diez años de la expansión de la generación y transmisión; (v) Promover estudios de potencial de energía, incluyendo estudios de viabilidad de cuencas hidrográficas; y (vi) Obtener licencia ambiental previa y declaración de disponibilidad hidráulica exigidas para la subasta de nuevos proyectos hidroeléctricos y de transmisión.</p> <p>Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica (CCEE): es una empresa privada bajo la regulación de la ANEEL. Son funciones de la CCEE: (i) Gestionar la adquisición de energía; (ii) Promover una subasta de compra de energía cuando la tarea es encargada por la ANEEL; y (iii) Realizar la liquidación del mercado, tanto en el ambiente regulado de contratación como en el desregulado.</p>

PARAGUAY

INSTITUCIÓN	ACTUACIÓN
Ente gubernamental	Viceministerio de Minas y Energía: ejerce las funciones: (i) Definir y orientar la política en relación al uso y gestión de los recursos minerales y energéticos; (ii) Estudiar los aspectos técnicos, económicos, financieros y jurídicos para promover el uso industrial de los recursos disponibles en el país; y (iii) Fiscalizar el uso adecuado de los recursos correspondientes a sus funciones. Es parte del Ministerio de las Obras Públicas y Comunicaciones.
Administrador de Mercado	Administración Nacional de Electricidad (ANDE): Es una autarquía, descentralizada de la administración pública, de duración ilimitada, dotada de personalidad jurídica y patrimonio propio. Entre sus funciones están: (i) Desarrollar planes y programas de desarrollo eléctrico. En la práctica la ANDE propone para aprobación del Poder Ejecutivo, un plan de electrificación nacional, que será actualizado al menos de cinco en cinco años; (ii) Proyectar, construir y adquirir obras de generación, transmisión y distribución y otras instalaciones y bienes necesarios para el normal funcionamiento de los servicios eléctricos; (iii) Explorar los sistemas de suministro eléctrico de su propiedad o de terceros que asuma el control, para suministro de energía para los consumidores y ofrecer un servicio de alumbrado público, de acuerdo con las tasas aprobadas amparadas por las disposiciones de la legislación vigente; (iv) Comprar y vender, dentro y fuera del territorio nacional, electricidad, otras empresas o sistemas eléctricos de servicio público o privado, e intercambiar energía con ellos; (v) Reglamentar todo el tema relativo a la energía eléctrica que implique en generación, transformación, transmisión, distribución y/o provisión; y (vi) Coordinar y orientar el desarrollo eléctrico del país e incentivar el consumo de energía. La administración de ANDE es hecha por el Presidente y cuatro Consejeros, todos los cinco nombrados por el poder ejecutivo, pero a partir de propuestas de distintos órganos. El cargo del Presidente tiene duración de 5 años, mientras que el cargo de los Consejeros dura 4 años.

URUGUAY

INSTITUCIÓN	ACTUACIÓN
Ente gubernamental	Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM): es el órgano principal responsable por la planificación y el desarrollo de políticas en el sector. Recibe asesoramiento de dos órganos: Departamento Nacional de Energía y Departamento Nacional de Energía y Tecnología Nuclear.
Ente Regulador	Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua (URSEA): es una agencia del Estado uruguayo en el ámbito del Ejecutivo y actúa con autonomía técnica a través de la regulación, supervisión y asesoramiento en las áreas de energía, combustible y agua. Sus funciones incluyen: verificación de la conformidad con las reglas, definir requisitos para atender y solucionar quejas y reclamaciones de los usuarios y proponer al Ejecutivo las tarifas de técnicas de servicios regulados. URSEA está conectada administrativamente a la Presidencia de la República a través del Ministerio de la Industria, Energía y Minería, excepto en cuestiones relacionadas con el agua y el saneamiento que se realizan a través del Ministerio de la Habitación, Ordenamiento del Territorio y del Ambiente. El Consejo está compuesto por tres miembros que trabajan por un período de seis años y son nombrados por el Presidente de la República en un Consejo de Ministros.

INSTITUCIÓN	ACTUACIÓN
Administrador de Mercado	Administración del Mercado Eléctrico (ADME): es una institución pública, pero de carácter no gubernamental que opera y administra el Despacho Nacional de Cargas, para el despacho técnico del Sistema Interconectado Nacional (SIN), además de administrar el mercado mayorista de energía. Está en conformidad con las normas establecidas por el Ejecutivo y debe: (i) Permitir la ejecución de contratos libremente negociados entre las partes, o sea, generadores, distribuidores y grandes consumidores; (ii) Despachar la demanda necesaria, teniendo en cuenta la optimización del SIN, con base en los precios de la energía y potencia. La gestión de la ADME está a cargo de un consejo de cinco miembros, designados de la siguiente manera: uno por el Poder Ejecutivo, que lo preside; otro por la UTE; otro por la delegación uruguaya de la Comisión Técnica Mista de Salto Grande; y los otros dos representan los demás agentes del mercado. El Poder Ejecutivo reglamenta el procedimiento para la selección de los restantes miembros del Consejo de Administración y toma de decisiones.
Otras Instituciones	Oficina de Planeamiento y Presupuesto: es una unidad ejecutiva de la Presidencia de la República. Su atribución es asesorar al Ejecutivo sobre cuestiones relacionadas con los presupuestos, planes de inversión y tarifas de entidades industriales o comerciales del Estado.

El Sector de Gas Natural:

Los escenarios del sector de gas natural se han extraído del trabajo publicado en 2012 por la Comisión Económica para América Latina y Caribe – CEPAL, a partir del Informe Análisis de Formación de Precios y Tarifas de Gas Natural en América del Sur, cuyos datos se han actualizado según las mismas fuentes citadas en ese Informe.

ARGENTINA

Argentina tiene el mayor, más diversificado y desarrollado mercado de gas natural en América del Sur. A finales de 2015 su mercado tuvo 8,1 millones de usuarios residenciales de un total registrado de 8,5 millones de usuarios de gas natural (Informe ENARGAS³⁹, 2015, Cap. IV).

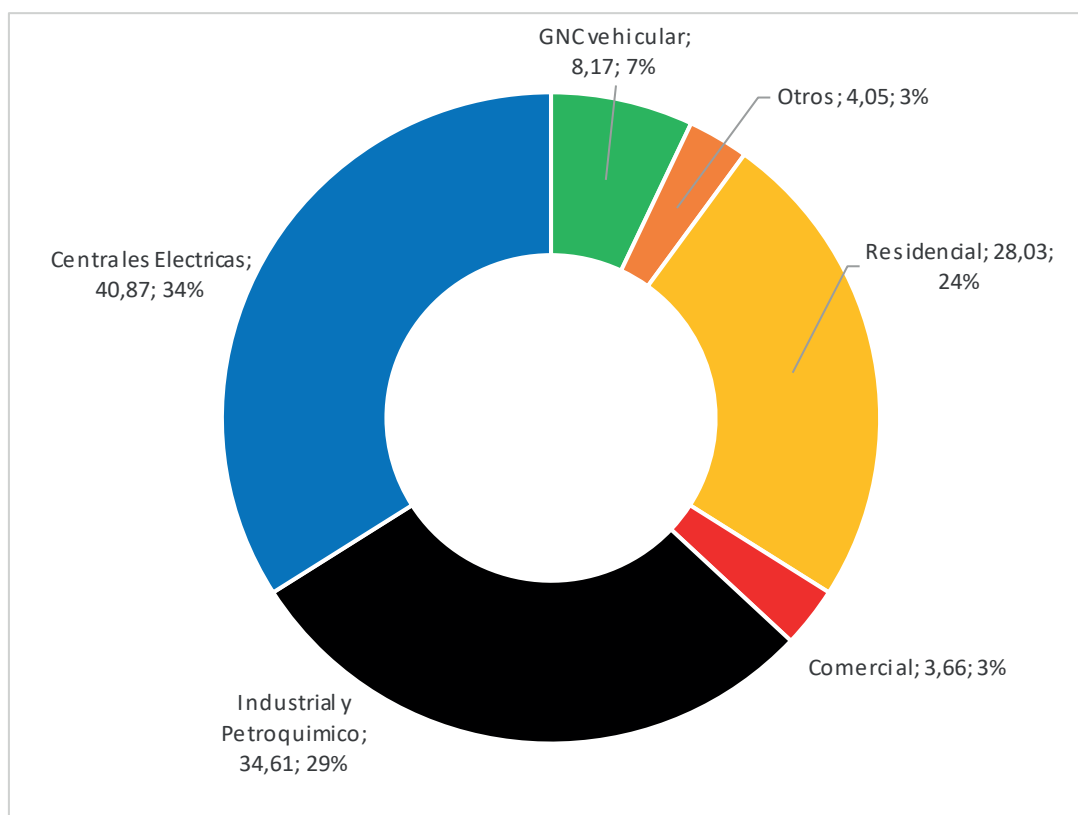
También en 2015, la inyección de gas en el sistema de transporte, incluidos los gasoductos de exportación, fue de 129,5 millones de m³/día, de los cuales 119,4 millones de m³/día se consumie-

ron internamente a través del sistema de distribución y transporte, siendo la diferencia de 10,1 millones de m³/día exportada.

En ese año, el mercado de gas natural en Argentina para distintos consumidores tenía el aspecto descrito en la Figura 4A.

³⁹ Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS) se creó en el año de 1992 con la función de regulación, control, fiscalización y resolución de controversias en el ámbito de los servicios públicos de transporte y distribución de gas en Argentina.

FIGURA 4A: COMPOSICIÓN DEL MERCADO DE GAS EN ARGENTINA, EN MILLONES DE M³/DÍA Y %.



Fuente: Informe ENARGAS 2015

En esta figura, se puede verificar que la participación de la generación termoeléctrica en la matriz de gas es del 34,2% de la media anual, siendo más del 75% durante las horas pico. El principal combustible del parque térmico argentino es el gas natural, que es adquirido a través de CAMMESA, administradora del mercado mayorista de energía eléctrica en el país.

En el caso del sector industrial, diez principales sectores comparten el consumo que representa casi el 30% del mercado nacional total. De estos diez sectores, destilería y petroquímica consumen el 36%, mientras que el restante 64% es consumido por las industrias de cemento, acero, metales no ferrosos, alimentos, petróleo, papel (celulosa), cerámica, vidrio, además de otras industrias.

La cantidad de vehículos convertidos para uso del gas natural está alrededor de 2 millones de unidades.

El mercado de gas natural argentino se caracteriza actualmente por la total desverticalización, siendo los segmentos de upstream (explotación, desarrollo, producción y transporte para beneficiación) y comercialización caracterizados por un ambiente competitivo, mientras que el transporte y la distribución son monopolios naturales. El incentivo para la inversión es dado por el regulador (Estado), a través de señalización de precios favorables o de subsidios específicos, como el que se concede a los que buscan desarrollar reservas de gas no convencional en el país. Sin embargo, todo el riesgo del negocio queda por cuenta del inversor privado. Los gran-

des consumidores son incentivados a comprar gas directamente de los productores o comercializadores. ENARSA, estatal de petróleo y gas, es el agente único para las importaciones de gas.

Con el objetivo de organizar y reglamentar buena parte de las mayores transacciones en el mercado de gas natural fue instituido en 2004 el Mercado Electrónico de Gas (MEG), a través del Decreto 180/04.

En cuanto al ambiente institucional del mercado de gas natural en Argentina, el Ministerio de Energía y Minas (MEM) actúa como agente responsable de la política energética y la planificación a largo plazo, siendo la regulación de este mercado en las actividades de transporte y distribución ejercida por el Ente Nacional Regulador de gas (ENARGAS).

BRASIL

A pesar de las grandes reservas descubiertas en el pre-sal, Brasil sigue siendo dependiente de las importaciones de gas. En 2016, la producción del país fue de 103,8 millones de m³/día. Pero todo este volumen no fue totalmente aprovechado para el consumo, habiendo una parte representativa de pérdidas a lo largo de la cadena productiva. De este total, 12,9 millones de m³/día fueron consumidos en las unidades de explotación y producción, 4,2 millones de m³/día fueron absorbidos en la UPGN⁴⁰, 30,2 millones de m³/día fueron reinyectados en los pozos y 4,1 millones de m³/día fueron quemados o perdidos. De esta forma, la oferta interna de gas natural en el país, de 52,4 millones de m³/día, fue suplida en el 62% por lo que restó de la producción local (52,4 millones de m³/día), a la cual se sumaron 28,3 millones de m³/día de gas importado de Bolivia

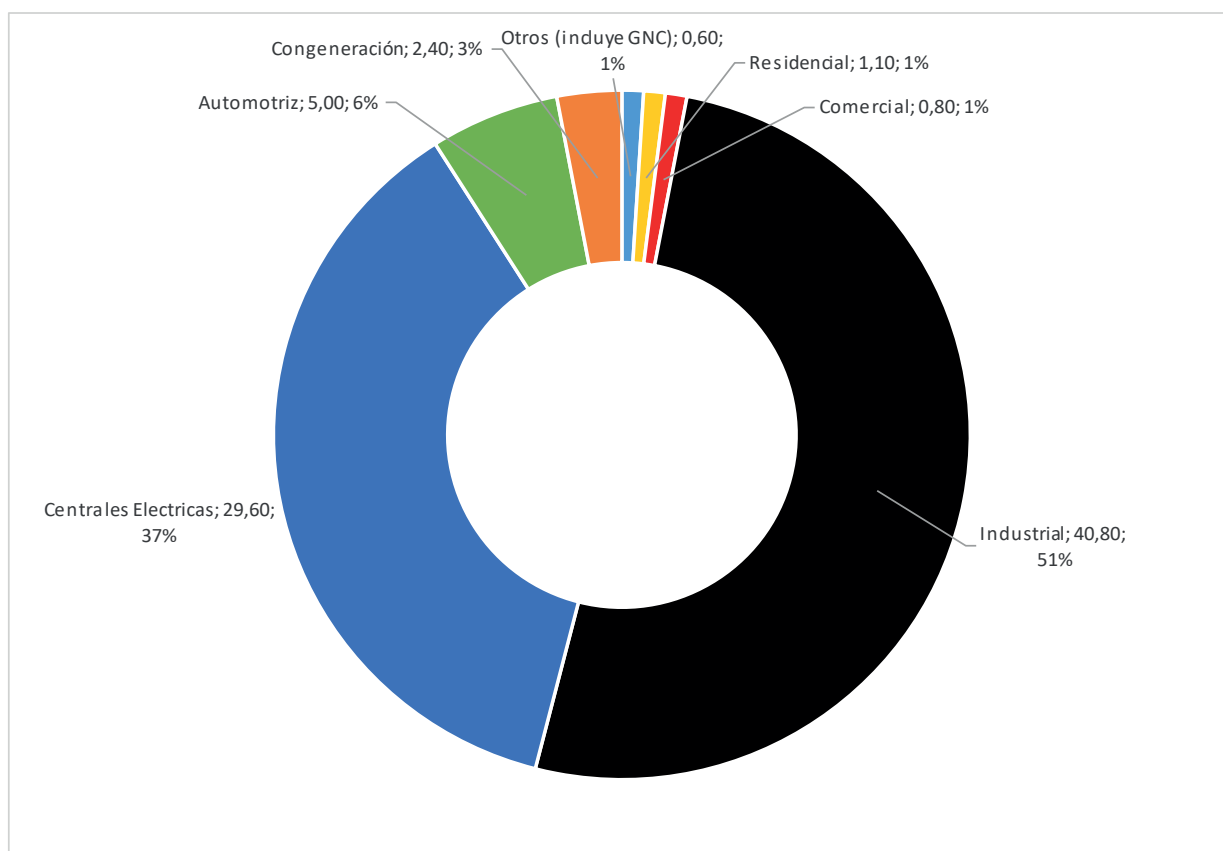
y 3,8 millones de m³/día de las importaciones de GNL, iniciadas a partir de 2010. En 2016 no hubo importación de gas de Argentina.

También en 2016, el consumo total de gas fue de 80,3 millones de m³/día. Como muestra el gráfico de la Figura 5A, el mercado está dominado por el consumo industrial (50,8%), por la generación de electricidad (36,9%) y por el Automotor - GNV (6,2%). El mercado doméstico es muy pequeño, siendo sólo el 1,4% de residencial y el 1% del comercial.

De las 24 empresas existentes de distribución, tres de ellas representan el 47,1% del mercado, a saber: CEG y CEG Rio, con el 27,6% y Comgás en São Paulo con el 19,5%. El papel de Petrobras, a pesar de algunos cambios en el marco regulador ocurridos recientemente, sigue siendo dominante en el segmento de producción, importación, transporte y comercialización.

40 Unidad de Procesamiento de Gas Natural, que se constituye de una Instalación industrial que realiza la separación de las fracciones pesadas (propano y gas más pesados) existentes en el gas natural, del metano y del etano, generando GLP y gasolina natural.

FIGURA 5A: COMPOSICIÓN DEL MERCADO DE GAS EN BRASIL, EN MILLONES DE M³/DÍA Y %.



Fuente: Boletín de la Industria de Gas Natural - MME 2016

El ambiente institucional del mercado de gas natural en Brasil, a ejemplo del eléctrico, es encabezado por el Consejo Nacional de Política Energética (CNPE) y el Ministerio de Minas y Energía (MME), teniendo la Empresa de Pesquisa Energética (EPE) como agente executor de los estudios que subsidian la planificación a largo plazo. La regulación del mercado de gas natural se realiza por la Agencia Nacional del Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles (ANP), que, además de regular, es responsable por la promoción de licitaciones y otorgamiento de autorizaciones para explotación, desarrollo y producción, así como la fiscalización de las actividades de los sectores regulados de este mercado.

PARAGUAY

Prácticamente no existe un mercado de gas natural en el país. A mediados de marzo de 2017, autoridades de Bolivia y Paraguay firmaron un acuerdo para iniciar un proceso de cooperación entre Yacimientos Petrolíferos de Bolivia (YPFB) y Petróleos Paraguayos (Petropar), en el que YPFB suministrará gas natural licuado embotellado para suplir la demanda reprimida de gas licuado de petróleo en Paraguay, que Petropar no está logrando atender.

URUGUAY

Uruguay es un importador neto de gas natural, siendo toda la oferta de este energético fruto de importación. El sistema de transporte de gas natural en el país está compues-

to de dos gasoductos que tienen su origen en territorio argentino. El primero, que comenzó a operar en 1998, es el Gasoducto Federico Slinger, también conocido como Gasoducto del Litoral. Construido y operado por la ANCAP, estatal del sector de petróleo y gas uruguayo, este gasoducto atraviesa el río Uruguay desde Argentina a través del puente de Colón a Paysandú, donde abastece varias unidades industriales y la red de distribución en la misma ciudad, la cual es operada por la empresa Conecta.

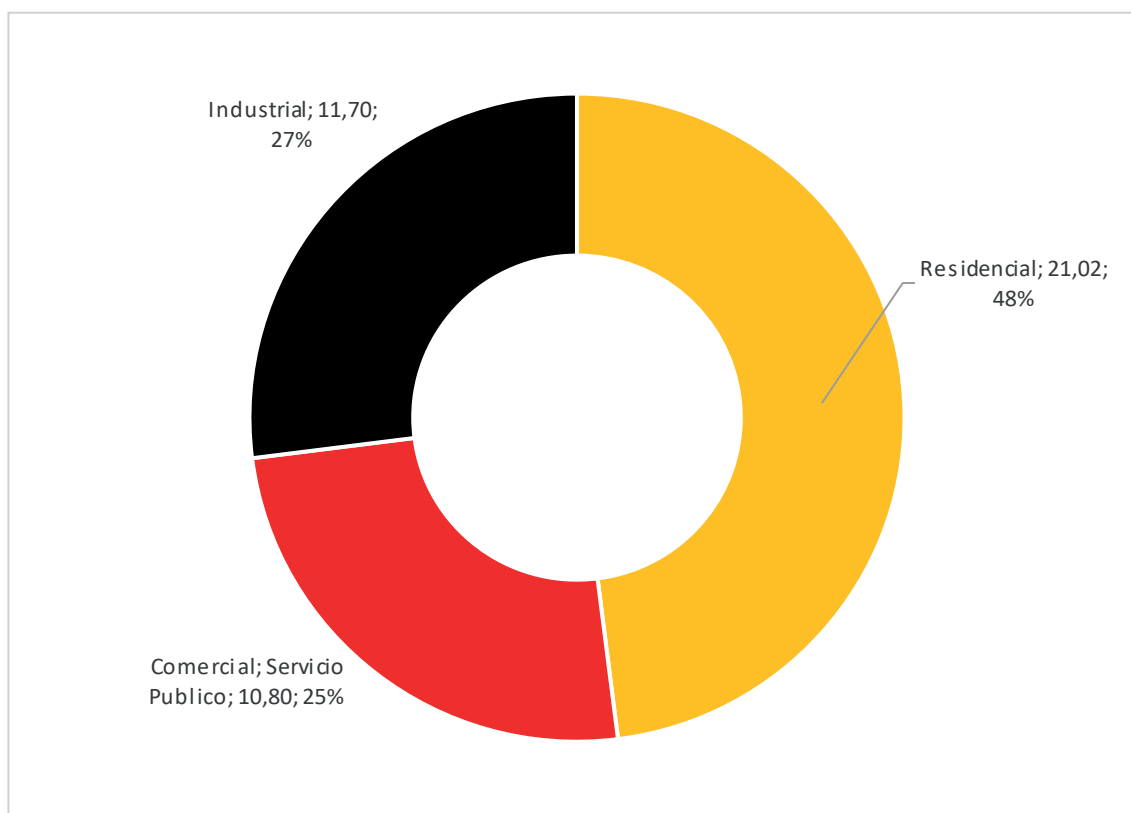
El segundo, el Gasoducto Cruz del Sur, que se extiende desde la proximidad de la ciudad de Buenos Aires, más precisamente en Punta Lara (La Plata), hacia la ciudad de Montevideo, suministrando gas también a las ciudades de Co-

lonia del Sacramento, San José de Mayo, Canelones, Pando, Ciudad de la Costa, entre otros lugares. El gasoducto atraviesa el río de la Plata, a la altura de la ciudad de Colonia del Sacramento y se volvió operativo a finales de noviembre de 2002. Proporciona gas natural a algunas industrias en el interior, así como la red de distribución de Conecta en Canelones y la red de distribución de Gaseba, en Montevideo.

Los valores de las importaciones de Argentina sufrieron cambios significativos en los últimos años, habiendo registrado en 2002 un monto poco mayor que 20 millones de m³/año, siendo en 2016 del orden de 55 millones de m³/año.

La Figura 6A nos muestra la composición del pequeño mercado de gas natural de Uruguay.

FIGURA 6A: COMPOSICIÓN DEL MERCADO DE GAS EN URUGUAY, EN KTEP Y %.



Fuente: Balance Energético Nacional de Uruguay - MIEM 2015

Se destaca que en el año de referencia, 2015, no se registró consumo de gas natural en las usinas térmicas de Uruguay, teniendo en vista que en aquel año las usinas hidroeléctricas y eólicas lograron atender plenamente la demanda de energía eléctrica en el país. Casi la mitad del consumo de gas es Residencial (48%) y contratado en la modalidad de suministro firme, siendo registrado en su gran mayoría (85%) en la región de Montevideo. Ya en el segmento Industrial (27%) de grandes consumidores los contratos se realizan en la modalidad interrumpible.

En 2008 se divulgó un documento denominado Política Energética Uruguay 2030, en el que consta el Proyecto GNL del Plata, que pretende instalar en la región de Punta Sayero, al oeste de Montevideo, una unidad de regasificación con capacidad de procesamiento de 10 millones de m³/día. Esta unidad debería haber entrado en operación en 2015, pero se estima que sólo debe iniciar sus operaciones en el segundo semestre de 2017.

El ambiente institucional del diminuto mercado de gas natural de Uruguay se compone prácticamente de los mismos agentes del sector eléctrico, siendo el Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM) el órgano responsable por la planificación y desarrollo de políticas en el sector, con asesoría del Departamento Nacional de Energía. De la misma forma, la Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua (URSEA) actúa como agente regulador de este sector.

ANEXO II

REUNIONES DE EVALUACIÓN DE LA SOLUCIÓN PROPUESTA

Instituciones Brasileñas:

Ministerio de las Relaciones Exteriores – MRE:

- Fecha: 24 de mayo de 2017
- Local: Brasília
- Participantes:
 - Ministro Otávio Brandelli – Director del Departamento del MERCOSUR – MRE
 - Ministro João Genésio de Almeida Filho – Director del Departamento de Energía – MRE
 - Consejero Eduardo Pereira e Ferreira – Jefe de la División de América Meridional I - DAM I/MRE
 - Consejero Cícero Tobias de Oliveira Freitas – Jefe de la División de América Meridional II - DAM II/MRE
 - Ruderico Pimentel (FGV)
 - Embajador Regis Arslanian (FGV)
 - Antonio Menezes (FGV)

Ministerio de Minas y Energía – MME:

- Fecha: 6 de junio de 2017
- Teleconferencia
- Participantes:
 - Helena Cláudia Cantizano (Asesoramiento Internacional del MME)
 - Ricardo Homrich (Director de Programas de la Secretaria de Energía Eléctrica del MME)
 - Ruderico Pimentel (FGV)
 - Antonio Menezes (FGV)

Centro de Pesquisas de Energía Eléctrica – Eletrobras CEPEL:

- Fecha: 13 de julio de 2017
- Rio de Janeiro
- Participantes:
 - Márcio Szechtman (Director General Eletrobras CEPEL)
 - Ary Vaz Pinto Junior (Jefe del Departamento de Tecnologías Especiales Eletrobras CEPEL)
 - Ruderico Pimentel (FGV)
 - Antonio Menezes (FGV)

Centrales Eléctricas Brasileñas S.A. – Eletrobras:

- Fecha: 21 de julio de 2017
- Rio de Janeiro
- Participantes:
 - Pedro Luiz de Oliveira Jatobá (Superintendente Internacional Eletrobras)
 - Antonio Menezes (FGV)

Instituciones Uruguayas

Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE):

- Fecha: 11 de julio de 2017
- Local: Montevideo
- Participantes:
 - Jorge Cabrera – Gerente de Área de Planificación y Secretaría Técnica (UTE)
 - Pablo Mosto – Gerente del Sector Planificación del Abastecimiento y Medio Ambiente (UTE)
 - Daniel Tasende – Gerente del Sector Planificación del Abastecimiento (UTE)
 - Ruderico Pimentel (FGV)
 - Antonio Menezes (FGV)

Administración del Mercado Eléctrico (ADME)

- Fecha: 20 de julio de 2017
- Local: Teleconferencia
- Participantes:
 - Ruben Chaer – Gerente Técnico y del Despacho Nacional de Cargas (ADME)
 - Ruderico Pimentel (FGV)
 - Antonio Menezes (FGV)



RIO DE JANEIRO

Praia de Botafogo, 210 - Salas 1205 e 1206
Tel.: +55 21 3799 6220
npii@fgv.br

Apoyo:

