



CENTRO DE ESTUDIOS DE LA ACTIVIDAD
REGULATORIA ENERGÉTICA



PROYECTO:
**“Fortalecimiento de la Integración Energética
subregional y mejora del acceso a los mercados
de energía.”**

ESTUDIO SOBRE CONVENIOS BILATERALES
QUE SOPORTAN LAS INTERCONEXIONES
ENERGÉTICAS EN AMÉRICA DEL SUR

DOCUMENTO DE ANÁLISIS
Diciembre 2016



Organización Latinoamericana de Energía
Latin American Energy Organization
Organisation Latino-américaine d'Énergie
Organização Latino-Americana de Energia

Este documento fue preparado por requerimiento de:

La Organización Latinoamericana de Energía (OLADE)

Fernando Cesar Ferreira
Secretario Ejecutivo

Lennys Rivera Albarracín
Directora de Integración

Con el apoyo financiero de:

La Cooperación Canadiense para el Desarrollo Internacional

La autora de este documento es:

Griselda Lambertini del Centro de Estudios de la Actividad Regulatoria Energética de la
Universidad de Buenos Aires

Las ideas expresadas en este documento son responsabilidad de la autora y no comprometen a las organizaciones arriba mencionadas.

Se autoriza la utilización de la información contenida en este documento con la condición de que se cite la fuente.

PROYECTO: "FORTALECIMIENTO DE LA INTEGRACIÓN ENERGÉTICA SUBREGIONAL Y MEJORA DEL ACCESO A LOS MERCADOS DE ENERGÍA"	1
ESTUDIO SOBRE CONVENIOS BILATERALES QUE SOPORTAN LAS INTERCONEXIONES ENERGÉTICAS EN AMÉRICA DEL SUR.....	1
1 - INTRODUCCIÓN.....	5
2 - MARCO TEÓRICO Y CONCEPTUAL	5
2.1 CONTEXTUALIZACIÓN DEL OBJETO DE ESTUDIO	5
2.2 TEORÍAS DE LAS RELACIONES INTERNACIONALES	6
2.3 TEORÍAS DE LA INTEGRACIÓN REGIONAL	7
2.4 LA BILATERALIDAD COMO PUNTO DE PARTIDA DE LA INTEGRACIÓN ENERGÉTICA.....	11
2.5 CONCEPCIÓN POLÍTICA Y ESTRATÉGICA DE LOS ACUERDOS DE INTEGRACIÓN	13
3 - IDENTIFICACIÓN DE LAS INTERCONEXIONES Y DE LOS CONVENIOS QUE LAS SUSTENTAN	13
3.1 INTERCONEXIONES ELÉCTRICAS	14
▪ COMPLEJO HIDROELÉCTRICO SALTO GRANDE	17
▪ COMPLEJO HIDROELÉCTRICO ITAIPÚ	22
▪ COMPLEJO HIDROELÉCTRICO YACYRETÁ.....	24
▪ INTERCONEXIÓN ARGENTINA - BRASIL.....	26
▪ INTERCONEXIÓN BRASIL - URUGUAY.....	28
▪ INTERCONEXIÓN ARGENTINA - CHILE.....	29
▪ INTERCONEXIÓN COLOMBIA - ECUADOR.....	30
▪ INTERCONEXIÓN ECUADOR - PERÚ	31
▪ INTERCONEXIÓN COLOMBIA - VENEZUELA	31
▪ INTERCONEXIÓN BRASIL - VENEZUELA	32
3.2 GASODUCTOS.....	33
▪ GASODUCTOS ARGENTINA - CHILE	35
▪ GASODUCTOS ARGENTINA - BRASIL	37
▪ GASODUCTOS ARGENTINA - URUGUAY	37
▪ GASODUCTOS BOLIVIA - ARGENTINA.....	38
▪ GASODUCTOS BOLIVIA - BRASIL.....	39
▪ GASODUCTO COLOMBIA - VENEZUELA.....	40
4 - ANÁLISIS DE LOS CONVENIOS.....	41
4.1 CONVENIOS BILATERALES QUE SUSTENTAN LAS INTERCONEXIONES ELÉCTRICAS	41
4.1.1 TRATADOS SOBRE APROVECHAMIENTOS HIDRÁULICOS COMPARTIDOS.....	42
4.1.2 ACUERDOS BINACIONALES DE INTERCONEXIÓN	45
4.1.3 ACUERDOS AMPLIOS DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA EN EL CONO SUR.....	45
4.1.4 ACUERDOS DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA EN EL MARCO DE LA CAN	48
4.2 CONVENIOS BILATERALES QUE SUSTENTAN LAS INTERCONEXIONES GASÍFERAS	54
4.2.1 ACUERDOS AMPLIOS DE INTERCONEXIÓN GASÍFERA.....	55

4.2.2 ACUERDOS BINACIONALES SOBRE PROYECTOS ESPECÍFICOS	65
5 - ACUERDOS QUE SUSTENTAN INTERCONEXIONES FUTURAS	70
5.1 LA INICIATIVA SINEA: PROFUNDIZACIÓN DE LA INTEGRACIÓN MULTILATERAL	71
5.2 AVANCES EN EL CONO SUR: BOLIVIA COMO “CORAZÓN ENERGÉTICO”	73
6 - CONCLUSIONES	75
6.1 CLASIFICACIÓN GENERAL DE LOS CONVENIOS	75
6.2 LOS LÍMITES A LA INTEGRACIÓN GASÍFERA	78
6.3 LA CONCEPCIÓN POLÍTICA Y ESTRATÉGICA	80
6.4 PERSPECTIVAS: PLANIFICACIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA Y ARMONIZACIÓN REGULATORIA	82
7 - FUENTES INFORMATIVAS Y BIBLIOGRÁFICAS	83
7.1 FUENTES INFORMATIVAS	83
7.2 BIBLIOGRAFÍA	84
8. LISTADO DE ACRÓNIMOS Y ABREVIATURAS	87
8.1 ACRÓNIMOS	87
8.2 ABREVIATURAS	88
8.3 UNIDADES DE MEDIDA	89

ESTUDIO SOBRE CONVENIOS BILATERALES QUE SOPORTAN LAS INTERCONEXIONES ENERGÉTICAS EN AMÉRICA DEL SUR

1 - INTRODUCCIÓN

La Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) tiene como misión contribuir con el proceso de integración y desarrollo energético sostenible de los países miembros a nivel regional y subregional. Con el objeto de fortalecer este proceso y con la cooperación financiera del Gobierno de Canadá, OLADE ha desarrollado el Proyecto “Fortalecimiento de la Integración Energética Subregional y Mejora del Acceso a los Mercados de Energía”. En este marco, OLADE ha promovido la realización del presente estudio, que se centra en el análisis jurídico de los convenios que sustentan las interconexiones eléctricas y gasíferas binacionales existentes en América del Sur.

En general, los estudios sobre integración energética han puesto el foco sobre las barreras u obstáculos que afectaron el desarrollo de los proyectos, proponiendo soluciones para la superación de las barreras identificadas. Una mirada alternativa consiste en analizar -para aquellos proyectos e interconexiones energéticas que pudieron concretarse y que están actualmente en funcionamiento- cuáles fueron los elementos (en este caso, desde el punto de vista jurídico) que han hecho viables y que continúan soportando tales proyectos e interconexiones. Con ese enfoque, en el presente trabajo se identifican y analizan los convenios bilaterales que permitieron la concreción y el funcionamiento de la infraestructura energética que soporta los intercambios bilaterales de electricidad y gas natural entre países de América del Sur.

2 - MARCO TEÓRICO Y CONCEPTUAL

2.1 CONTEXTUALIZACIÓN DEL OBJETO DE ESTUDIO

Los convenios celebrados por los países de América del Sur en materia de integración energética reflejan el acuerdo de las partes para impulsar un determinado proyecto o iniciativa para la integración. A su vez, tales proyectos o iniciativas se presentan en un contexto histórico, geopolítico y económico determinado, cuyas características inciden en la naturaleza, el alcance y los contenidos del instrumento jurídico seleccionado para materializar el acuerdo de voluntades.

En este sentido, un estudio realizado por la CEPAL (2013) advierte que, para analizar los procesos de integración energética en América Latina, es necesaria su contextualización en el proceso global de la integración regional y de los paradigmas ideológicos predominantes. Los convenios bilaterales responden a la concepción de los países respecto de sus intereses y posibilidades en materia de integración. A su vez, la concepción de la integración regional y subregional se inscribe en teorías más amplias sobre las relaciones internacionales.

2.2 TEORÍAS DE LAS RELACIONES INTERNACIONALES

Las teorías de las relaciones internacionales son construcciones explicativas que parten de variados conjuntos de supuestos y se constituyen en modelos conceptuales que presentan distinta utilidad para revisar acciones históricas, analizar la influencia de los actores en el sistema internacional o justificar cambios sistémicos. En general, las teorías funcionan en forma complementaria, en tanto cada una explica una parte de la realidad.

Entre los múltiples desarrollos doctrinarios, Bull¹ (1977) destaca las siguientes tres tradiciones de pensamiento:

(i) La **tradición hobbesiana o realista** ve la política internacional como un estado de guerra permanente, en el que solo cuentan los intereses de los Estados soberanos, que son los únicos actores relevantes. Los Estados acumulan poder para lograr su fin principal: imponerse sobre los demás Estados para sobrevivir. La cooperación sólo es posible a partir de los intereses propios. Para el enfoque realista, el sistema internacional es anárquico y no existe una autoridad capaz de regular las interacciones de los Estados.

(ii) La **tradición kantiana o universalista** valora los vínculos transnacionales entre los seres humanos por encima de la división territorial entre los Estados y ve en el ejercicio de la política internacional una potencial comunidad humana. En esta corriente se inscribe el pensamiento de Woodrow Wilson, autor de los llamados “Catorce puntos para el mantenimiento de la paz”, en los que propuso la creación de la Sociedad de Naciones y la

¹ Hedley Bull (1932-1985) es el principal referente de la llamada ‘Escuela Inglesa’ de las Relaciones Internacionales. Se desempeñó como profesor de Relaciones Internacionales en la Universidad Nacional de Australia, en la *London School of Economics* y en la Universidad de Oxford.

instauración de un orden internacional fundado sobre los principios del idealismo y del liberalismo.²

(iii) La **tradición grociana³ o internacionalista** se ubica en un punto intermedio: acepta al Estado como actor fundamental, pero rechaza que no sea posible la cooperación. Esta teoría no acepta la hipótesis del conflicto generalizado, pero tampoco cree que los intereses sean siempre comunes. La Escuela Inglesa representada por Hedley Bull adhiere a esta visión y concibe una '*sociedad internacional*' con reglas e instituciones definidas, donde existe la posibilidad de conflictos, aunque las reglamentaciones acordadas tienden a facilitar los intercambios comerciales.

Sobre esta base conceptual, es posible anticipar que desde una perspectiva realista o *hobbesiana* de las relaciones internacionales, los procesos de integración carecen de viabilidad. En el otro extremo, la concepción idealista y liberal ha experimentado notorios fracasos, en la medida en que no se han previsto mecanismos jurídicos ni políticos para resolver el eventual surgimiento de intereses nacionales en conflicto. La teoría intermedia, *grociana* o internacionalista, provee un modelo conceptual acorde a las necesidades de los procesos de integración estratégica entre los países. **La celebración de convenios bilaterales o multilaterales para la integración presupone que se considera posible conciliar los objetivos de la política nacional con los compromisos integradores.** Se reconoce la posibilidad de conflictos y se confía en que las reglamentaciones que se acuerden permitirán facilitar los intercambios.

2.3 TEORÍAS DE LA INTEGRACIÓN REGIONAL

La integración regional o subregional constituye un capítulo específico dentro del género de las relaciones internacionales y también existen diversas teorías al respecto. A continuación se introducen brevemente aquellas teorías que contribuirán a la comprensión

² La Sociedad de Naciones fue un organismo internacional creado por el Pacto de Versalles el 28 de junio de 1919. Dice su Exposición de Motivos: "*Las Altas Partes contratantes: considerando que para fomentar la cooperación entre las naciones y para garantizar la paz y la seguridad, importa: aceptar ciertos compromisos de no recurrir a la guerra; mantener a la luz del día relaciones internacionales, fundadas sobre la justicia y el honor; observar rigurosamente las prescripciones del Derecho Internacional, reconocidas de aquí en adelante como regla de conducta efectiva de los Gobiernos; hacer que reine la justicia y respetar escrupulosamente todas las obligaciones de los Tratados en las relaciones mutuas de los pueblos organizados; Adoptan el presente Pacto*". La Sociedad de Naciones fue disuelta el 18 de abril de 1946 y fue sucedida por la Organización de las Naciones Unidas.

³ De Hugo Grotius o Grocio (1583-1645), uno de los precursores de la concepción del derecho internacional basado en la ley natural.

de la naturaleza y el alcance de las relaciones jurídicas que sustentan las interconexiones existentes en los países de América del Sur.

El *federalismo* es un enfoque adoptado para Europa después de la Segunda Guerra Mundial y que sigue la experiencia norteamericana: una multitud de actores acuerda adoptar un nuevo esquema constitucional. Este enfoque no parece aplicable a los países de América del Sur, porque las asimetrías existentes impiden conformar una federación entre iguales. Además, en algunos países -como Brasil- existe una prohibición constitucional expresa de delegar soberanía en instituciones supranacionales.

El *regulacionismo* también se basa en una práctica estadounidense, que consiste en establecer organismos reguladores independientes. Esta teoría hace hincapié en los intercambios socioeconómicos y en el manejo “normal” de sus consecuencias. Grupos de expertos toman decisiones vinculantes para todos. Este modelo de integración requiere una interdependencia social y económica muy alta. Entre los países de América del Sur, la Comunidad Andina de Naciones (CAN)⁴ ha avanzado en esta dirección más que el Mercado Común del Sur (MERCOSUR)⁵. Sin embargo, aún no se ha podido garantizar que el grupo de expertos que establece las regulaciones esté exento de sufrir embates del poder político o restricciones financieras que desnaturalicen su función.

Para el *intergubernamentalismo*, el punto de partida clásico es la creación de un área de libre comercio o de una unión aduanera. Sin embargo, se hacen necesarias negociaciones sector por sector que dan lugar a disputas, barriendo el entusiasmo y el impulso integrador

⁴ La Comunidad Andina de Naciones (CAN), inicialmente conocida como Pacto Andino o Grupo Andino, fue creada por el Acuerdo de Cartagena del 26 de mayo de 1969. Actualmente está integrada por cuatro países: Bolivia, Colombia, Ecuador y Perú. Chile se retiró de la CAN en 1976, durante el gobierno de Augusto Pinochet, y en septiembre de 2006 volvió a incorporarse como miembro asociado. Venezuela se incorporó a la CAN en 1973 y el 22 de abril de 2006 denunció oficialmente el Acuerdo de Cartagena, formalizando con ello su retiro de la Comunidad Andina. Argentina, Brasil, Uruguay y Paraguay revisten la calidad de miembros asociados de la CAN.

⁵ El Mercado Común del Sur (MERCOSUR) fue constituido el 26 de marzo de 1991 por el Tratado de Asunción, firmado por Argentina, Brasil, Paraguay y Uruguay como Estados Parte. El 17 de diciembre de 1994 se firmó el Protocolo de Ouro Preto, por el cual el MERCOSUR adquirió personalidad jurídica propia de Derecho Internacional, pudiendo negociar como bloque, adquirir derechos y obligarse frente a terceros Estados, organismos internacionales u otras áreas integradas. Dicho Protocolo estableció también la estructura institucional del MERCOSUR. Entre 1996 y 2004, Bolivia, Chile, Perú, Colombia y Ecuador han adquirido la calidad de Estados Asociados al MERCOSUR. Venezuela fue incorporada como Estado Parte en agosto de 2012 y fue suspendida por su pares en noviembre de 2016. En julio de 2013 Surinam y Guyana se convirtieron en Estados Asociados. En julio de 2015 Bolivia firmó el Protocolo de Adhesión como Estado Parte.

inicial. Esta concepción tampoco explica por qué la potencia hegemónica habría de someterse sistemáticamente a negociaciones con los demás gobiernos.

El *funcionalismo*⁶ es una teoría del orden internacional que tiene como unidad política predominante a la “*sociedad internacional*”, dado que el Estado es cada vez más insuficiente para satisfacer las necesidades crecientes y transfronterizas de la humanidad. Rodríguez Manzano⁷ (2006) explica que los funcionalistas plantean la necesidad de identificar aquellas áreas de la actividad estatal en las que la existencia de intereses comunes hace posible emprender acciones conjuntas. La cooperación internacional mediante la gestión intergubernamental se inicia en esos ámbitos de interés común, que son cuestiones de índole técnica y socio-económica. El proceso integrador es acumulativo: el desarrollo funcional en un campo conduce a tipos similares de cooperación en otros campos. Se produce así un proceso de “ramificación” o “desbordamiento” (*spill-over*) que afectará la totalidad de la organización social. La lealtad de los individuos al Estado es progresivamente sustituida por la lealtad a las nuevas organizaciones regionales que se van creando, surgiendo una nueva sociedad internacional “funcional”, no territorial. La tesis del funcionalismo plantea que la integración económica y social llevará de manera inevitable a la integración política.

El *neofuncionalismo*⁸ surgió en la ciencia política estadounidense de la década del ‘50 y sostiene, al igual que el funcionalismo, que la integración es un proceso gradual y acumulativo, que se expresa a través de las relaciones que se “tejen” entre los sectores económicos. Para Rodríguez Manzano (2006) el enfoque funcionalista y el neofuncionalista “*comparten una visión de las relaciones internacionales en la que las organizaciones internacionales se definen como estructuras de cooperación que intentan minimizar los aspectos conflictivos y maximizar las posibilidades de colaboración en las citadas relaciones*”. No obstante, para el *neofuncionalismo* el efecto *spill-over* no es - como en el *funcionalismo*- natural, sino consecuencia de la interacción política e intencionada de los actores. Por lo tanto, el *neofuncionalismo* acentúa el carácter pluralista y conflictivo de las sociedades con grupos de intereses competitivos entre sí, en contraste

⁶ El *funcionalismo* fue formulado inicialmente por David Mitrany (1888-1975).

⁷ Irene Rodríguez Manzano es Licenciada en Sociología y Doctora en Ciencias Políticas de la Universidad Complutense de Madrid. Se desempeña como profesora titular de Relaciones Internacionales en la Facultad de Ciencias Políticas y Sociales de la Universidad de Santiago de Compostela.

⁸ El *neofuncionalismo* fue desarrollado por Ernst B. Haas.

con los valores comunes. Las élites políticas redefinen sus intereses en términos de una orientación regional. Invitan a trascender el ámbito nacional, porque perciben que las instituciones supranacionales podrían contribuir mejor a la satisfacción de sus intereses de grupo. El proceso mismo de la integración tiene mayor relevancia que su contenido o sus resultados.

González Silva⁹ (2008) ha revisado la evolución de los paradigmas de la integración energética en América del Sur y concluye que los modelos conceptuales más pertinentes son el *funcionalismo* y el *neofuncionalismo*.¹⁰ Este autor señala que el paradigma de la integración en Sudamérica cambió desde un funcionalismo con contenido estatista y geopolítico que predominó hasta finales de la década de los '80 a una expresión del funcionalismo con contenido liberal conocida como "*regionalismo abierto*".¹¹ Hasta principios de los '90 el Estado era el actor fundamental del proceso integracionista y su principal beneficiario. La política exterior de algunos Estados tenía concepción geopolítica y aspiraciones de poder regional. La integración energética se caracterizó por acuerdos bilaterales para resolver problemas puntuales de suministro energético. Predominó la modalidad de control central y la participación privada tuvo un rol pasivo.

Durante la década del '90, el funcionalismo tomó un contenido neoliberal. Hubo una tendencia a la disminución del papel del Estado como actor principal en beneficio de una mayor participación de los privados. Se buscó la liberación del comercio y la apertura a la inversión extra-regional, especialmente norteamericana y europea. Se redujeron las

⁹ Milko Luis González Silva es Especialista en Política y Comercio Petrolero Internacional, Profesor de la Universidad Central de Venezuela e Investigador del Instituto Latinoamericano de Investigaciones Sociales.

¹⁰ González Silva (2008) cita como teorías al *funcionalismo*, al *neofuncionalismo* y la concepción *transnacional*, porque considera que tiene algunos elementos que son útiles para explicar la evolución del proceso de integración en América Latina. La teoría *transnacional* desarrolla un amplio debate sobre la dualidad dependencia - interdependencia. Cuestiona las teorías Estado-céntricas y considera que son las relaciones transnacionales las que realmente configuran el mundo internacional de nuestros días. Las relaciones que se producen a través de las fronteras estatales (a consecuencia del comercio, del turismo, de las nuevas tecnologías en el campo de las comunicaciones, de las empresas transnacionales) han alcanzado tal grado de intensidad y desarrollo que hoy se puede hablar de una sociedad mundial, no sólo interestatal. Uno de los modelos explicativos de la teoría transnacional, el de la *interdependencia*, tiene una orientación neoliberal. El otro modelo explicativo, el de la *dependencia*, parte de fundamentos marxistas y antiimperialistas que demandan cambios en las condiciones socioeconómicas del sistema internacional.

¹¹ El "*regionalismo abierto*" según la CEPAL (1994) es "*el proceso que surge al conciliar la interdependencia nacida de acuerdos especiales de carácter preferencial y aquella impulsada básicamente por las señales de mercado resultantes de la liberalización comercial en general. Lo que se persigue con el regionalismo abierto es que las políticas explícitas de integración sean compatibles con las políticas tendientes a elevar la competitividad internacional, y que las complementen*".

barreras arancelarias y no arancelarias. Se fomentó el mercado y sus mecanismos institucionales para la regulación de las relaciones económicas y energéticas. La energía pasó a ser el nuevo “eje de gravedad” de la integración.

De acuerdo con Sanahuja¹² (2010) en la actualidad conviven en la región dos modelos o paradigmas de integración: un *funcionalismo* con contenido liberal y otro con contenido geopolítico, que se asemeja a lo que otros autores llaman ‘*neofuncionalismo*’. Este último se desarrolló a principios de este siglo y se caracteriza por: (i) la primacía de la agenda política y una menor atención a la agenda económica y comercial; (ii) el retorno de la “agenda de desarrollo” con políticas que pretenden distanciarse de las políticas centradas en la liberalización comercial; (iii) un mayor papel de los actores estatales frente al protagonismo de los actores privados y las fuerzas de mercado; (iv) un énfasis en la agenda “positiva” de integración, centrada en la creación de instituciones y políticas comunes, y una cooperación más intensa en ámbitos no comerciales con ampliación de los mecanismos de cooperación “sur-sur”; (v) una mayor preocupación por las dimensiones sociales y las asimetrías en cuanto a niveles de desarrollo de los países; (vi) una mayor preocupación por los “cuellos de botella” y las carencias de infraestructura regional; (vii) un mayor énfasis en la seguridad energética y la búsqueda de complementariedades; y (viii) la búsqueda de fórmulas para promover la legitimación social de los procesos de integración.

2.4 LA BILATERALIDAD COMO PUNTO DE PARTIDA DE LA INTEGRACIÓN ENERGÉTICA

Ya con el foco puesto sobre los acuerdos que sustentan las interconexiones energéticas existentes en América del Sur, se observa que -a pesar de la creación de foros multilaterales- **en la práctica el proceso de integración energética ha sido abordado con un enfoque bilateral.**

Los grandes aprovechamientos hidroeléctricos Itaipú (Brasil-Paraguay), Yacyretá (Argentina-Paraguay) y Salto Grande (Argentina-Uruguay) fueron desarrollados por los Estados a partir de la firma de tratados binacionales. Los gasoductos que permiten exportar gas de Bolivia a Brasil y a Argentina se sustentan sobre acuerdos bilaterales. Los

¹² José Antonio Sanahuja es profesor titular de Relaciones Internacionales de la Universidad Complutense de Madrid y Director del Departamento de Desarrollo y Cooperación del Instituto Complutense de Estudios Internacionales (ICEI) de Madrid.

protocolos de interconexión firmados en la década del '90 en el marco de la ALADI¹³, con el objetivo de promover la inversión privada en infraestructura de gas y electricidad, también tuvieron carácter bilateral.¹⁴ Los acuerdos que sustentan las interconexiones eléctricas en el ámbito de la CAN se desarrollaron -en la práctica- en forma bilateral (Colombia-Ecuador y Ecuador-Perú).

La bilateralidad de los vínculos energéticos entre los países de América del Sur resulta, sin dudas, un punto de partida valioso. Sin embargo, se ha observado que los problemas que se derivan de los vínculos puramente bilaterales están relacionados con la falta de diversificación de la demanda y de la oferta de los bienes energéticos. Al relacionarse solamente un país con recursos naturales y otro país con posibilidades de inversión, se presenta una rigidez en los intereses de cada una de las partes. Tal rigidez resulta una amenaza para la necesaria flexibilidad y el mutuo beneficio que cabe esperar de los intercambios. Por el contrario, un esquema de integración energética multilateral permitiría alcanzar los objetivos de diversificación de oferta y demanda, seguridad de abastecimiento y mayor equidad en el aprovechamiento de los recursos.

En este estudio se analizan los instrumentos jurídicos bilaterales, porque son los que han dado sustento efectivo a la materialización de las transacciones y de la infraestructura de interconexión. No obstante, se espera un avance hacia esquemas de integración multilaterales, con el objetivo de alcanzar una mayor complementariedad productiva y comercial entre países con dotaciones de factores disímiles, otorgando mejores posibilidades de acortar las diferencias de desarrollo relativo existentes.

¹³ La Asociación Latinoamericana de Integración (ALADI) fue creada por el Tratado de Montevideo de 1980, como sucesora de la Asociación Latinoamericana de Libre Comercio (ALALC) de 1960. La ALADI está integrada actualmente por 13 países miembros: Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Colombia, Cuba, Ecuador, México, Panamá, Paraguay, Perú, Uruguay y Venezuela. En el marco de ALADI se celebraron los acuerdos de alcance parcial que dieron origen a los bloques subregionales de la Comunidad Andina de Naciones (CAN) y del Mercado Común del Sur (MERCOSUR).

¹⁴ Las Decisiones 10/98 y 10/99 del Consejo del Mercado Común del MERCOSUR aprobaron respectivamente el "Memorándum de entendimiento relativo a los intercambios eléctricos e integración eléctrica" y el "Memorándum de entendimiento relativo a los intercambios gasíferos e integración gasífera". Estos acuerdos tienen carácter multilateral, pero se han mantenido a nivel de principios, sin que los Estados Parte internalizaran normas comunes respecto del régimen aplicable a la infraestructura de interconexión o a los intercambios de energía.

2.5 CONCEPCIÓN POLÍTICA Y ESTRATÉGICA DE LOS ACUERDOS DE INTEGRACIÓN

Cualquiera sea la teoría de las relaciones internacionales o de la integración regional en la que se inscriba el proceso de interconexión energética, y ya sea que los acuerdos se alcancen en forma bilateral o multilateral, nunca podrá prescindirse de una concepción política de la integración energética sudamericana, que preceda a las consideraciones jurídicas, económicas y energéticas propiamente dichas.

La concepción política de la integración energética aparece reflejada en las conclusiones del estudio sobre obstáculos para la integración regional realizado por OLADE (2012). Conforme a este estudio, existe una jerarquización entre las barreras que afectan a los proyectos de integración energética en todas las subregiones de América Latina. Se considera que el primer lugar -en términos de magnitud del obstáculo- corresponde a las barreras políticas. La experiencia indica que, para que cualquiera de los proyectos se implemente y mantenga un adecuado funcionamiento para beneficio de todos los países involucrados, es necesario que exista una definición política clara y expresa por parte de las máximas autoridades nacionales, plasmado en lo que se ha dado en llamar un ‘acuerdo estratégico’ entre los Estados.

En consecuencia, es posible anticipar que **los instrumentos jurídicos que perduraron en el tiempo y que dieron sustento y respuesta adecuada a los conflictos que se presentaron, son aquellos que fueron diseñados con una concepción política y estratégica de las relaciones de integración.** La seguridad de abastecimiento requiere acuerdos que superen la dimensión técnica y económica. El carácter político y estratégico de los acuerdos coloca a los Estados como garantes de las relaciones de integración.

3 - IDENTIFICACIÓN DE LAS INTERCONEXIONES Y DE LOS CONVENIOS QUE LAS SUSTENTAN

En esta sección se describen los principales proyectos de infraestructura e interconexión eléctrica y gasífera que se encuentran en funcionamiento en los países de América del Sur. Para cada proyecto se identifican los acuerdos bilaterales que lo sustentan.

3.1 INTERCONEXIONES ELÉCTRICAS

La tabla siguiente resume las características de los grandes aprovechamientos hidráulicos compartidos y de las principales líneas de interconexión que se encuentran en funcionamiento en los países de América del Sur. En la tabla se han incluido las interconexiones mayores (entre 230 y 500 kV) identificando los convenios que las sustentan. En nota al pie se indican otras interconexiones de mediano porte (entre 115 y 230 kV).

Tabla 1 - INTERCONEXIONES ELÉCTRICAS. Fuente: Elaboración propia

Proyecto Países	Descripción	Marco Regulatorio	Operación
CH Salto Grande Cuadrilátero Salto Grande Argentina Uruguay ¹⁵	Represa y central hidroeléctrica binacional sobre el río Uruguay Capacidad instalada: 1890 MW Generación media anual: 8700 Gwh/año Anillo de interconexión de 330 km en 500 kV, llamado Cuadrilátero de Salto Grande, que conecta 4 estaciones transformadoras (Ayuí y Colonia Elía en Ar y Ayuí y San Javier en Ur) con capacidad de transmisión de 2000 MW	Acta de 1938 Convenio y Protocolo Adicional de 1946 Acuerdo de Interconexión Energética (1974) y Convenio de Ejecución (1983) Notas Reversales	Desde 1979
CH Itaipú Brasil Paraguay ¹⁶	Represa y central hidroeléctrica binacional sobre el río Paraná Capacidad instalada: 14.000 MW Generación media anual: 90.000 GWh/año Interconexión LAT en 500/220 kV con capacidad de transmisión de 14.000 MW	Acta de Iguazú de 1966 Tratado de Itaipú de 1973 Acuerdo 2009 y Notas Reversales	Desde 1984
CH Yacyretá Clorinda - Guarambaré 220 kV 80 MW Argentina Paraguay ¹⁷	Represa y central hidroeléctrica binacional sobre el río Paraná Capacidad instalada: 3200 MW Generación media anual: 20.000 GWh/año - LAT en 220 kV que une Clorinda (Ar) y Guarambaré (Pa) con capacidad de transmisión de 80 MW	Acuerdo de 1926 Tratado de Yacyretá de 1973 Convenio de Cooperación Recíproca e Interconexión Eléctrica de 1987 Acta Acuerdo de 1989	Desde 1984 A cota plena desde 2011
Interconexión Rincón Sta. María - Garabí Argentina	LAT en 500 kV con capacidad de transmisión 2100 MW 2 Estaciones convertoras [50/60Hz]	Protocolo de Intención sobre Cooperación e Intercambios Energéticos de 1996 Inversión privada bajo Protocolo Mercosur N° 10/98	Desde 2000

¹⁵ Argentina y Uruguay poseen también una interconexión en 132/150 kV que une Concepción (Argentina) con Paysandú (Uruguay) con capacidad de transmisión de 100 MW para operaciones de emergencia.

¹⁶ Brasil y Paraguay cuentan con otra interconexión a la salida de la central hidroeléctrica Acaray (Paraguay) que la vincula con Foz do Iguacu (Brasil) en 220-138 kV y con capacidad de transmisión de 50 MW.

¹⁷ Argentina y Paraguay cuentan también con las siguientes interconexiones: Línea de Alta Tensión en 220-132 kV que une la ET transformadora El Dorado (Argentina) con la ET Carlos Antonio López (Paraguay) con capacidad de transmisión de 30 MW; Línea de Alta Tensión en 33 kV que une la subestación Encarnación (Paraguay) y el sistema de 33 kV de EMSA (Empresa de Energía de Misiones Sociedad Anónima) en la ciudad de Posadas (Argentina) con una capacidad de transmisión de 10 MW.

Brasil (Sur) ¹⁸		Contratos de Venta de Potencia Firme	
Interconexión Rivera - Livramento Interconexión San Carlos - P.Medici Brasil Uruguay	LAT Rivera (Ur) - Livramento (Br) en 230-150 kV y capacidad de transmisión de 70 MW LAT S.Carlos (Ur) - P.Medici (Br) en 500 kV y capacidad de transmisión de 500 MW	Convenio de Interconexión Energética entre Uruguay y Brasil (1968) Memorándum de Entendimiento de 1997 Contratos de 1997 entre UTE y ELETROBRAS-ELETROSUL Memorándum de Entendimiento de 2006 Adenda de 2009	Rivera-Livramento desde 2001 S.Carlos-P.Medici en ejecución 2016
Interconexión Termoandes - Subandes Argentina Chile	LAT Cobos (Ar) - Atacama (Ch) de 400 km en 345 kV y capacidad de transmisión de 643 MW	Inversión privada bajo Protocolo Mercosur N° 10/98	Desde 1999
Interconexión Pasto - Quito Jamondino - Pomasqui Colombia Ecuador ¹⁹	LAT Pasto (Co) - Quito (Ec) de 213 km, 230 kV y capacidad de transmisión de 250 MW LAT Jamondino (Co) - Pomasqui (Ec) de 230 kV y 250 MW	Decisiones CAN 536 - 720 - 757 Acuerdo Complementario al de Interconexión Regional de los Sistemas Eléctricos y el Intercambio Internacional de Energía Eléctrica - Transacciones Internacionales de Electricidad (TIE)	Desde 2003
Interconexión Machala - Zorritos Ecuador Perú	LAT Machala (Ec) - Zorritos (Pe) de 230 kV y capacidad de transmisión de 160 MW	Decisiones CAN 536 - 720 - 757 Contrato de Suministro de Electricidad entre EDEGEL de Perú y CELEC de Ecuador	Desde 2009
Interconexión Colombia Venezuela ²⁰	LAT San Mateo (Co) - El Corozo (Ve) de 230 kV y 180 MW LAT Cuestecita (Co) - Cuatricentenario (Ve) 230 kV y 150 MW	Acuerdo de Interconexión Eléctrica 1989 Contratos entre ISAGEN de Colombia y CORPOELEC de Venezuela	Desde 1992
Interconexión El Gurí – Boa Vista Brasil Venezuela	LAT de 680 km y 400 / 230 kV Exportación de electricidad de la represa venezolana El Gurí a Brasil hasta 200 MW	Convenio de Suministro de Energía de 1997 entre Edelca de Venezuela y Eletrobrás de Brasil	Desde 2001

¹⁸ Argentina y Brasil cuentan también con una interconexión de menor porte en Paso de los Libre (Argentina) - Uruguaiana (Brasil) en 132-230 kV y capacidad de transmisión de 50 MW.

¹⁹ Colombia y Ecuador cuentan también con la interconexión Ipiales (Colombia) – Tulcán (Ecuador) en 138 kV y con capacidad de transmisión de 35 MW.

²⁰ Colombia y Venezuela cuentan con una interconexión en 115 kV y con capacidad de transmisión de 35 / 80 MW que une Tibú (Colombia) y La Fría (Venezuela).

El siguiente mapa muestra la localización de los grandes aprovechamientos hidráulicos y de las principales interconexiones eléctricas en los países de América del Sur.



Figura 1. Principales interconexiones eléctricas en América del Sur. Fuente: CIER.

▪ COMPLEJO HIDROELÉCTRICO SALTO GRANDE

Salto Grande (Argentina - Uruguay) es el primer complejo hidroeléctrico binacional de América Latina. Está ubicado sobre el río Uruguay y comenzó a operar en septiembre de 1979. Tiene una potencia instalada de 1890 MW y una generación media anual de 8700 GW/h, que corresponde en un 50% a cada uno de los países. Los intercambios se realizan a través de obras comunes de transmisión, constituidas por un anillo de interconexión en 500 kV, llamado Cuadrilátero de Salto Grande, que conecta cuatro estaciones transformadoras

(Ayuí y Colonia Elía del lado argentino y Ayuí y San Javier del lado uruguayo) con capacidad de transmisión de 2000 MW. La línea Colonia Elía - San Javier puede transferir hasta 1386 MW y es la principal interconexión entre Argentina y Uruguay.

El marco legal que da sustento al complejo hidroeléctrico Salto Grande se inició con el **Acta del 13 de enero de 1938** entre la República Argentina y la República Oriental del Uruguay. En su artículo 5º se explicitó el interés común en el aprovechamiento hidráulico del río Uruguay, a cuyo fin se acordó promover la designación de una Comisión Técnica Mixta (CTM), que procedería al estudio respectivo e informaría a ambos gobiernos a los efectos de su realización. El trabajo de la CTM Salto Grande resultó en el **Convenio y Protocolo Adicional del 30 de diciembre de 1946**, en el que ambos países dispusieron el aprovechamiento conjunto de los rápidos del río Uruguay en la zona de Salto Grande, ubicada entre las ciudades de Concordia (Argentina) y Salto (Uruguay). El artículo 2º del Convenio formalizó el establecimiento de la CTM Salto Grande como la entidad encargada de definir todos los asuntos referentes a la utilización, represamiento y derivación de las aguas del Río Uruguay.²¹ El Convenio de 1946 fue ratificado en Argentina mediante Ley N° 13.213 y en Uruguay mediante Ley N° 12.517.

Entre la firma del Convenio de 1946 y el inicio de la construcción de la represa en 1974 transcurrieron casi tres décadas.²² Entre otras cuestiones, fue necesario que los países pusieran en orden sus diferencias sobre límites: en 1965 se ratificó el Tratado de Límites del Río Uruguay y en 1973 se firmó el Tratado de Límites del Río de la Plata.

Luego se firmaron los principales convenios bilaterales que dan sustento a los intercambios eléctricos entre Argentina y Uruguay: el **Acuerdo de Interconexión Energética (1974)**, su **Convenio de Ejecución (1983)** y a partir de 1987 las **Notas Reversales para la adecuación del Acuerdo**. El Acuerdo de Interconexión tiene carácter de “tratado” aprobado por los parlamentos de ambos países, lo que le da fuerza de ley.

²¹ El Acta de origen de la CTM Salto Grande se remonta a 1938. Sin embargo, la Comisión recién quedó constituida en 1958, tras el canje de Instrumentos de Ratificación de ambos países. La CTM Salto Grande posee autonomía administrativa, inmunidad de jurisdicción y tratamiento impositivo especial de ambos países.

²² El Acuerdo para reglamentar el Convenio de 1946 fue aprobado por Decreto N° 789/1973 en Argentina y Decreto N° 1035/1973 en Uruguay.

Desde el inicio de las operaciones en 1979, Argentina importó energía en pago de la inversión hecha en la construcción de la central. El esquema de financiamiento de la construcción consistió en el aporte de fondos por parte de Argentina con asistencia de créditos internacionales (Banco Interamericano de Desarrollo - BID) y el recupero de dicho aporte con la parte uruguaya de la energía generada durante los primeros años de operación.²³ Luego se desarrollaron las modalidades de intercambio definidas en el Acuerdo de Interconexión Energética de 1974 y su Convenio de Ejecución de 1983. Estas modalidades se administran a través de la Comisión de Interconexión creada por el artículo 2 del mismo Acuerdo, formada por delegados de ambos países. Se previó que en la operatoria participaran las empresas estatales Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas (UTE) de Uruguay y Agua y Energía (AyE) de Argentina. Tras la privatización de AyE, la operatoria del lado argentino continuó a cargo de Emprendimientos Energéticos Binacionales Sociedad Anónima (EBISA), que también comercializa la energía de Yacyretá. Las modalidades de intercambio previstas en el Acuerdo de Interconexión son:

(i) *Modalidad de Sustitución*: se sustituye una máquina de un sistema por la importación de una potencia equivalente de una máquina del otro sistema de menor costo variable de producción. El precio se calcula teniendo en cuenta que el beneficio de las dos partes sea el mismo: para cada bloque de energía comercializada se establece el costo incremental para el vendedor y el costo evitado para el comprador. El precio unitario es equivalente a la semisuma de los costos variables de ambas unidades. Este mecanismo se amplió para incluir “unidades de falla”, los costos de arranque y parada de las centrales involucradas. El criterio para fijar el precio de estas operaciones se basa sobre un reparto igualitario de los beneficios entre los países, ya que lo acordado para cada transacción tiene en cuenta una estimación de los beneficios conjuntos en forma incremental.

²³ La construcción de Salto Grande se realizó mediante un acuerdo por el que ambos países se comprometieron a comprar la energía generada a una tarifa que debía cubrir los costos de construcción y operación de la central. Las proporciones iniciales de toma de energía fueron 11/12 para Argentina y 1/12 para Uruguay, y cada tres años la proporción de energía de Uruguay aumentó en 1/12 hasta llegar al 50% para cada país en 1995. Las obras comunes de la interconexión eléctrica se ejecutaron y financiaron bajo la misma modalidad que las obras de la central, a través de la compra de energía a Salto Grande.

(ii) *Modalidad de Potencia*: un sistema “arrenda” al otro una unidad de generación por un cierto plazo de tiempo, mediante el cobro de cargos fijos (de personal y asociados a la amortización de la máquina) y cargos variables de generación, incluyendo arranque y paradas. La potencia puesta a disposición debe pagarse aun cuando la parte solicitante no la utilice y por todo el tiempo acordado. Se empleó también con transporte físico del combustible desde Argentina a Uruguay.

(iii) *Modalidad de Emergencia*: se define un precio por paquetes de potencia y energía, conforme a los costos de capital y de combustible determinados en las dos modalidades anteriormente descritas. En esta modalidad, igual que en las operaciones de potencia, el precio se fija considerando la venta al costo más un margen de ganancia; el precio es determinado a partir del costo incremental de la energía exportada, más el margen de ganancia establecido por la Comisión de Interconexión.

Mediante **Notas Reversales** de fechas 16 de diciembre de 1987, 21 de diciembre de 1992, 2 de abril de 1993 y 3 de junio de 1994 se realizaron acuerdos para el saneamiento financiero y operativo de la CTM Salto Grande, cesando la obligación de los entes energéticos de ambos países de abordar en forma prioritaria la energía ofrecida por la central. La comercialización de la cuota parte correspondiente a Uruguay de la producción de Salto Grande, en el territorio nacional y en el extranjero, es realizada por la UTE. El precio a pagar por la UTE al gobierno uruguayo por la energía que se destine a la atención de la demanda de Uruguay corresponde al precio que la UTE pueda obtener por la comercialización de sus excedentes de vertimiento en el Mercado Eléctrico Mayorista de Argentina.

A su vez, la Resolución N° 21/1997 de la Secretaría de Energía de Argentina estableció nuevas modalidades de comercialización: Contratos de largo plazo; Potencia Firme con energía asociada sujeta a convocatoria del comprador; Contratos de suministro; Comercio *spot* internacional; Ofertas de corto plazo de paquetes de potencia, energía y precio, que se hacen efectivas si entran al despacho económico del país comprador.²⁴

²⁴ La Resolución N° 21/1997 de la Secretaría de Energía de Argentina incorporó a los Procedimientos de CAMMESA el Anexo N° 30 que contiene normas sobre comercio internacional. Esta resolución se hizo

En 1999 Argentina y Uruguay adoptaron los lineamientos del **Memorándum de Entendimiento para los Intercambios Eléctricos del MERCOSUR** establecidos mediante **Decisión N° 10/98 del Consejo Mercado Común**. Con las Notas Reversales de 1999 se resolvió realizar las adecuaciones necesarias para observar los lineamientos de la Decisión CMC N° 10/98.

Desde el año 2000 UTE realizó contratos de potencia firme con opciones de compra asociadas a la potencia. Sin embargo, la crisis argentina de 2002 llevó a una revisión de los precios.

Con la **Declaración de Buenos Aires del 2 de agosto de 2011**, los gobiernos de Argentina y Uruguay reforzaron el objetivo de cooperación en el seno de la CTM Salto Grande para la actualización tecnológica y optimización del complejo hidroeléctrico. En ese marco, en 2013 se lanzó un proyecto con financiación del BID, por el cual la CTM Salto Grande debía conducir un diagnóstico del estado de las instalaciones civiles, eléctricas y mecánicas del complejo hidroeléctrico y elaborar un Plan Estratégico Plurianual para la renovación de los activos y el consecuente incremento de los niveles de seguridad y funcionamiento operativo. Mediante Notas Reversales del 24 de junio de 2013 se establecieron normas para la regulación del tránsito sobre el puente internacional de la represa, teniendo en cuenta la seguridad de las personas y de las instalaciones electromecánicas, en particular el transporte de sustancias peligrosas, conforme había sido previsto en la declaración presidencial de 2011.

La CTM Salto Grande funciona a través de resoluciones, entre las cuales cabe destacar, como contribución a los objetivos de la integración, las previsiones sobre “Personal” y sobre “Personal en Formación”. El personal que ingresa a la CTM Salto Grande, en forma previa a su designación en un cargo específico, lo hace con la denominación “Personal en Formación” y tiene un estatus especial y propio dentro de la estructura laboral de la CTM.²⁵

necesaria para dar un marco jurídico al proyecto de interconexión eléctrica entre Argentina y Brasil, ya que el comercio con Uruguay tenía lugar dentro del marco del Acuerdo de Interconexión.

²⁵ Conf. Resoluciones CTM 39/2013 y 54/2014.

El aprovechamiento hidroeléctrico Salto Grande constituye un ejemplo de experiencia exitosa en materia de integración energética binacional. Los trabajos de construcción fueron terminados en el plazo estipulado; los costos incurridos no tuvieron desviaciones significativas respecto de lo presupuestado; los préstamos contraídos se amortizaron dentro del período previsto; la disponibilidad de los equipos se mantiene dentro de los estándares más altos. No se ha llegado al despacho unificado, pero se trabaja coordinadamente con los despachos nacionales de carga de los dos países. La experiencia acumulada en la operación de la central hidroeléctrica facilitó el conocimiento de las similitudes y diferencias entre los dos sistemas eléctricos.²⁶

▪ COMPLEJO HIDROELÉCTRICO ITAIPÚ

Itaipú es un aprovechamiento hidráulico de 14.000 MW de potencia sobre el río Paraná, compartido entre Brasil y Paraguay. Cada país participa del 50% del emprendimiento y de la energía generada. Su construcción comenzó en 1974 y la central inició su producción de energía en 1984, cuando entró en operación la primera de 20 unidades generadoras. El sistema eléctrico de Paraguay se vincula al sistema eléctrico del Brasil a través de tres interconexiones.

La modalidad constructiva ha sido similar a la empleada en Salto Grande y en Yacyretá. Consistió en el aporte de fondos por parte de Brasil con asistencia de créditos internacionales (BID) y el recupero de dicho aporte con la parte de la energía generada correspondiente a Paraguay durante los primeros años de la operación y hasta la cancelación de la deuda emergente de la construcción.

El complejo hidroeléctrico Itaipú Binacional tiene sus bases jurídicas en dos acuerdos entre Brasil y Paraguay: el **Acta de Iguazú de 1966** y el **Tratado de Itaipú de 1973**.

²⁶ Además de la comercialización de la energía eléctrica de Salto Grande, existieron entre Argentina y Uruguay contratos entre privados para la exportación de energía eléctrica de Argentina a UTE, tales como: Contrato de Potencia Firme con Energía Eléctrica Asociada entre Hidroeléctrica Piedra del Águila S.A. y UTE por 100 MW con inicio en el año 2001 por 36 meses; Contrato de Potencia Firme con Energía Eléctrica Asociada entre Central Puerto S.A. y UTE por 165 MW con inicio en el año 2001 por 36 meses; tres contratos entre CEMSA y UTE por 338 MW autorizados en 2003 por 24 meses. Los dos primeros fueron discontinuados y la UTE presentó reclamos a la Secretaría de Energía de Argentina.

El **Acta de Iguazú** establece la voluntad de Brasil y Paraguay de fijar la delimitación de fronteras desde los Saltos del Guairá o Sete Quedas hasta la desembocadura del río Iguazú. Su propósito era la resolución de las querellas diplomáticas que estuvieron a punto de llevar a ambos países a una guerra por apropiarse de la zona y de su potencial energético. El artículo III del Acta promueve la realización de estudios binacionales para determinar las posibilidades económicas y técnicas del aprovechamiento de los recursos hidráulicos comunes. En el artículo IV se estableció que *“la energía eléctrica eventualmente producida por los desniveles del río Paraná, desde e inclusive el Salto Grande de Siete Caídas o Salto del Guaira hasta la desembocadura del río Iguazú, será dividida en partes iguales entre los dos países, siendo reconocido a cada uno de ellos el derecho de preferencia para la adquisición de esta misma energía a justo precio, que será oportunamente fijado por especialistas de los dos países, de cualquier cantidad que no vaya a ser utilizada para el suministro de las necesidades de consumo del otro país”*.

El **Tratado de Itaipú** se firmó el 22 de abril de 1973 y tiene vigencia hasta 2023. Para ratificar la voluntad de realizar un aprovechamiento común del río Paraná, se creó la Entidad Binacional Itaipú, otorgándosele un estatuto. El Tratado contiene la descripción de las instalaciones destinadas a la producción de energía eléctrica y de las obras auxiliares, y las bases financieras de la prestación de servicios de electricidad de Itaipú.

Uno de los principales logros del tratado es la creación de la Entidad Binacional, que tiene capacidad para tomar decisiones respecto de la generación. Sin embargo, se presentaron divergencias a partir de los vacíos regulatorios acerca de la distribución de las rentas de cogeneración, el precio de los excedentes y la volatilidad. El mayor conflicto entre los socios se originó en el artículo XIII del Tratado²⁷, que obstaculiza la venta de electricidad a terceros países. Paraguay tiene derecho al 50% de la energía que produce la central, pero

²⁷ Artículo XIII del Tratado de Itaipú: *“La energía producida por el aprovechamiento hidroeléctrico a que se refiere el Artículo I será dividido en partes iguales entre los dos países, siendo reconocido a cada uno de ellos el derecho de adquisición, en la forma establecida en el Artículo XIV, de la energía que no sea utilizada por el otro país para su propio consumo. Parágrafo Único - Las Altas Partes Contratantes se comprometen a adquirir, conjunta o separadamente en la forma que acuerden, el total de potencia instalada”*. El Artículo XIV establece que: *“La adquisición de los servicios de electricidad de la ITAIPÚ se realizará por ELETROBRÁS y por ANDE, que también podrán hacerlo por intermedio de las empresas o entidades brasileñas o paraguayas que indiquen”*.

consume solo un 5%. Brasil tiene exclusividad para adquirir la energía que Paraguay no consume, a un precio que quedó por debajo de los costos de producción. Esto repercutió, además, en un incremento de las deudas de Itaipú Binacional con diferentes proveedores.

En 2007 los presidentes de Brasil y Paraguay alcanzaron un acuerdo financiero para reducir la deuda de Paraguay por la construcción de la central. En 2008 se iniciaron negociaciones para modificar algunos de los aspectos sustantivos del Tratado, que concluyeron finalmente en el **Acuerdo del 25 de julio de 2009** y la Nota Reversal N° 04/09 del 1° de septiembre de 2009. Estos acuerdos establecieron que Paraguay y Brasil podrán comercializar energía de Itaipú en terceros mercados a partir de 2023. También se triplicó el beneficio mínimo o “piso” anual por la compensación por la cesión de la energía de US\$ 120 a US\$ 360 millones por año y se acordó el derecho del Paraguay de vender energía de Itaipú a Brasil a precio de mercado. Adicionalmente, se aceptó la auditoría paraguaya sobre la deuda de la Itaipú Binacional con Brasil y se avanzó en la cogestión, transparencia y control entre ambos países. Se acordó también la realización de obras de transmisión trascendentes para el sistema paraguayo²⁸ y dar impulso a las obras de navegación originalmente previstas en el Tratado.

▪ **COMPLEJO HIDROELÉCTRICO YACYRETÁ**

Yacyretá es un aprovechamiento hidráulico compartido entre Argentina y Paraguay sobre el río Paraná, aguas abajo de Itaipú. Tiene 3100 MW de potencia instalada y genera aproximadamente un promedio de 20.900 GWh/año. En 1998 se inauguró la última turbina a cota reducida y en febrero de 2011 se alcanzó la cota de diseño de 83 msnm.

Los intercambios se realizan a través de tres conexiones: la línea de alta tensión en 220 kV que une la estación transformadora Clorinda (Argentina) y la estación transformadora Guarambaré (Paraguay) con capacidad de transmisión de 80 MW; la línea de alta tensión en 132 kV que une la estación transformadora El Dorado (Argentina) con la estación transformadora Carlos Antonio López (Paraguay) con capacidad de transmisión de 30 MW; y la línea de alta tensión en 33 kV que une la subestación Encarnación (Paraguay) y

²⁸ Se trata de una subestación seccionadora en la margen derecha (territorio paraguayo) y la construcción de una línea de alta tensión (500 kV) que llegará al Gran Asunción (Villa Hayes).

el sistema de 33 kV de EMSA (Empresa de Energía de Misiones Sociedad Anónima) en la ciudad de Posadas (Argentina) con una capacidad de transmisión de 10 MW.

El **Tratado de Yacyretá** fue firmado entre los gobiernos de Argentina y Paraguay en diciembre de **1973**. Su Anexo C contiene las Bases Financieras y de Prestación de los Servicios de Electricidad de Yacyretá y en el Capítulo III define los elementos que componen el “Costo del Servicio de Electricidad”. Durante el largo tiempo que duró la puesta en marcha del proyecto, se han realizado numerosos acuerdos y notas reversales entre ambos gobiernos.

Para facilitar la terminación de la obra que se había iniciado en 1983, los gobiernos de Argentina y Paraguay suscribieron el Acuerdo sobre Tarifa y Financiamiento del Proyecto de Yacyretá de 1992, originando sustanciales modificaciones a lo establecido por el Anexo “C” del Tratado.²⁹

Los compradores de la energía son la Administración Nacional de Electricidad - ANDE (Paraguay) y Emprendimientos Energéticos Binacionales Sociedad Anónima - EBISA (Argentina). Las transacciones comerciales se rigen por el **Convenio de Cooperación Recíproca e Interconexión Eléctrica de 1987** entre ANDE y la Secretaría de Energía de Argentina (hoy sucedida por EBISA). Este Convenio estableció las bases y condiciones para la interconexión de los sistemas eléctricos de ambos países, permitiendo la asistencia recíproca y el intercambio de experiencias e informaciones técnicas entre los entes interconectados, con vistas a la mejor utilización técnica y económica de los recursos. Se creó un Comité de Administración, con facultades para elaborar los procedimientos técnicos y comerciales, elaborar el Reglamento de Operación, intercambiar informaciones y realizar estudios de la interconexión.

Mediante **Acta Acuerdo de 1989** se definieron las obras necesarias en territorios paraguayo y argentino, a ser realizadas por las respectivas empresas energéticas

²⁹ Ambos gobiernos firmaron las Notas Reversales, pero el Congreso Nacional de la República del Paraguay rechazó la incorporación de esta Nota al régimen normativo de su país, mientras que el Ministerio de Relaciones Exteriores, Comercio Internacional y Culto de la República Argentina ratificó su validez. Con ello se ha creado una divergencia entre las Altas Partes Contratantes en cuanto a su aplicación. Conforme a los términos previstos en el Artículo XXI del Tratado de Yacyretá, la controversia deberá ser resuelta por los medios diplomáticos usuales.

nacionales. También se fijaron las condiciones contractuales del suministro: plazos, punto de medición y de interconexión, precios de la energía y reajustes de precios.

La tarifa en barras de central establecida originalmente en el Tratado era una tarifa financiera de potencia (puesta a disposición) que se estableció para remunerar un presupuesto anual que cubriera todos los gastos de operación, mantenimiento, administración, inversiones, vencimientos de deuda y considerando el ajuste del cierre del ejercicio anterior. Actualmente, es una tarifa de energía fijada por Notas Reversales y que se actualiza mensualmente por los índices del Tratado. La parte de la energía que corresponde a Paraguay y que ANDE no toma, se cede a Argentina, que paga una compensación por cesión de energía establecida originalmente en el Tratado en 2,998 US\$/MWh y que ahora se ubica en aproximadamente US\$ 9,00/MWh.

▪ INTERCONEXIÓN ARGENTINA - BRASIL³⁰

En la década del '90 Brasil y Argentina se propusieron como objetivo la construcción de una interconexión robusta, principalmente para la exportación de energía eléctrica en firme a Brasil a partir de generación térmica con gas natural de Argentina. De hecho, cuando en Brasil se produjo la crisis de abastecimiento hidroeléctrico de 2001, el sistema argentino poseía una importante capacidad instalada disponible.

Por iniciativa e inversión privada, en los años 2000 y 2002 se inauguraron dos interconexiones transfronterizas mayores de 500 kV entre Garabí (Brasil) y Rincón Santa María (Argentina) con 1050 MW de capacidad cada una, totalizando 2100 MW de líneas de transmisión y estaciones convertoras de frecuencia (60-50Hz).

La construcción de las dos líneas de transporte con sus correspondientes convertoras de frecuencia requirió acordar **Contratos de Venta de Potencia Firme con Energía Asociada**. Estos contratos estaban destinados a generar los ingresos asegurados que

³⁰ En este estudio se analiza solamente la interconexión mayor Rincón Santa María – Garabí, aunque en 2000 también entró en operación una línea de 13 km de longitud en 132 kW y con capacidad de transmisión de 50 MW entre las estaciones Paso de los Libres de Argentina y Uruguaiana de Brasil. Las dificultades en el abastecimiento de gas natural en Argentina para la central térmica de Uruguaiana dejaron en cero la energía proveniente de esta interconexión.

permitieran financiar el proyecto. Las inversiones fueron realizadas por un conjunto de empresas de propiedad de la española ENDESA.

Como marco de los acuerdos privados, Argentina y Brasil habían celebrado el **Protocolo de Intención sobre Cooperación e Intercambios Energéticos en abril de 1996** y un **Memorando de Entendimiento sobre el Desarrollo de Intercambios Eléctricos y Futura Integración Eléctrica de agosto de 1997**.

Originalmente las empresas brasileñas firmaron los Contratos de Compra de Potencia Firme con Energía Asociada (según Resolución de la Secretaría de Energía de Argentina 21/1997) por los 2100 MW por un plazo de 20 años. Luego, la falta de disponibilidad de gas natural en Argentina motivó que esta interconexión se haya utilizado en sentido inverso al originalmente proyectado. La disminución del margen de reserva de potencia excedente en el mercado argentino impuso restricciones para el respaldo de potencia de los contratos con Brasil. Ello llevó a la renegociación de los contratos originarios y a la inversión del flujo de las transacciones.

La **Resolución SE N° 21/1997** incorporó a los Procedimientos de la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico de Argentina - CAMMESA un Anexo 30 referido a las modalidades de comercio internacional admitidas:

- (i) los contratos de importación y exportación: operaciones de largo plazo, acordadas libremente por las partes, que requieren la aprobación de la Secretaría de Energía de Argentina, y que implican la dedicación al contrato por la parte vendedora de potencia firme de generación capaz de cubrir por sí misma la demanda contratada;
- (ii) el comercio *spot* internacional: un generador o comercializador vende a un país interconectado energía declarada excedentaria por el operador del sistema argentino.

La modalidad contractual para la energía vendida por Brasil a Argentina pasó del largo plazo a plazos menores de un año. Otra alternativa utilizada es la del “intercambio compensado”, que consiste en la recepción de cierta cantidad de energía en Argentina en el periodo invernal, que se devuelve a Brasil en primavera-verano.

▪ INTERCONEXIÓN BRASIL - URUGUAY

Actualmente la interconexión entre Brasil y Uruguay tiene una capacidad de 70 MW y está dada por la línea de alta tensión Livramento - Rivera en 230 kV. Esta línea se sustenta en el **Convenio de Interconexión Energética de 1968**, el **Memorando de Entendimiento de 1997**³¹ y tres **Contratos de 1997** entre la UTE de Uruguay y Eletrobrás-Eletrosul de Brasil. Estos tres contratos son ‘Ingeniería y Construcción’, ‘Económico y Financiero’, ‘De Uso y de Intercambio’.

La conversora entró en funcionamiento en 2001 con el propósito de aprovechar el comercio de oportunidad resultante de las diferencias de costos marginales de ambos países. No se determinó un mecanismo detallado para la formación de precios, por lo que - desde su inauguración- las transacciones has tomado diversas formas. La interconexión también se utilizó para atender emergencias energéticas de Brasil y Uruguay, así como para operaciones puntuales de exportación de energía a Argentina.

En un futuro muy próximo se agregarán 500 MW a través de la línea de alta tensión que une Presidente Médici en Brasil con San Carlos en Uruguay.³² Para este proyecto, el 5 de julio de **2006** se firmó un **Memorándum de Entendimiento** entre las autoridades energéticas de Uruguay y Brasil, por el cual las partes decidieron fortalecer la integración mediante la construcción de una interconexión de gran porte. Uruguay se hizo cargo del 100% de las inversiones del proyecto (artículo 3º). Brasil se comprometió a mantener las condiciones vigentes para los mecanismos de composición de precios de la exportación de energía interrumpible de excedentes hidrotérmicos hacia Uruguay (artículo 6º). El Memorándum prevé en su artículo 4º que haya “*intercambios temporales e interrumpibles*” de excedentes, procedentes “*de fuentes termoeléctricas no utilizadas y fuentes hidráulicas*” cuando exista energía vertida turbinable. Se establece también la posibilidad de uso de la

³¹ En setiembre de 1994 se firmó en la ciudad de Nueva York el Protocolo al Tratado de Amistad, Cooperación y Comercio entre Brasil y Uruguay para la Interconexión Eléctrica. Dicho protocolo preveía la creación de un grupo de trabajo binacional que desarrollara los estudios necesarios para la interconexión e intercambio de energía y la elaboración de los marcos jurídicos que reglamenten las relaciones comerciales concernientes al intercambio de energía eléctrica. Ello derivó en el Memorando de Entendimiento de 1997.

³² A mediados de 2016 ya se encontraban terminadas las obras y se aguardaba el cierre de los acuerdos comerciales para la importación de excedentes de Brasil por parte de Uruguay.

interconexión para un suministro firme, a través de un contrato firme de acuerdo con la legislación de cada parte (artículo 5°).

Sin embargo, la **Adenda** del 10 de marzo de **2009** constató que la evolución de las condiciones de suministro interno del sistema brasileño, con la introducción de procedimientos operativos que exigen mayor generación de las usinas termoeléctricas resultó en costos más altos para la exportación. En consecuencia, se encomendó al Grupo de Trabajo de Interconexión analizar metodologías y procedimientos para la definición de la adquisición de la energía interrumpible y los respectivos precios para la energía transferida desde Brasil a Uruguay, así como las condiciones para la realización de un contrato que permita enviar a Uruguay un suministro de energía firme desde una central instalada en territorio brasileño. Las modalidades de importación de energía desde Brasil pueden ser tanto operaciones *spot* como contratos firmes. Para optimizar la comercialización de la energía *spot* se requieren acuerdos regulatorios para optimizar reservas, contingencias y costo de falla, entre otros aspectos que conforman las cuestiones hacia un despacho integrado. Esto es lo que al momento de elaboración del presente informe continúan acordando Brasil y Uruguay.

▪ INTERCONEXIÓN ARGENTINA - CHILE

La central de ciclo combinado Termoandes en Argentina se vincula con el Sistema de Interconexión del Norte Grande de Chile a través de una línea de transporte en 345 kV de la compañía de transporte internacional Interandes, que une Cobos en Argentina con Atacama en Chile.

El desarrollo del proyecto estuvo a cargo de Chilgener con destino a cubrir la demanda del sector minero, a través de sus dos filiales argentinas Termoandes (generadora) e Interandes (transportista). La línea se originó en una inversión privada bajo el **Protocolo Adicional al Acuerdo sobre Complementación Económica N° 16** entre Argentina y Chile, que en **1997** estableció las “Normas que regulan la Interconexión y el Suministro de Energía Eléctrica” entre ambos países.

La operatoria se acordó por **contratos entre privados**, con autorización por Resolución 145/97 de la Secretaría de Energía para que Termoandes pudiera exportar la energía a

Chile. La concesión de transporte de energía eléctrica de interconexión internacional se realizó según los términos y condiciones previstos en la Resolución N° 21/1997 de la Secretaria de Energía de Argentina. Sólo se realizaron intercambios de oportunidad, con potencia no firme.

▪ INTERCONEXIÓN COLOMBIA - ECUADOR

El flujo principal de la interconexión Pasto-Quito está dado por las exportaciones de Colombia a Ecuador. La capacidad de la línea es de 250 MW, pero está limitada a 180 MW para el flujo de Ecuador a Colombia.

De acuerdo con información publicada por la compañía administradora del mercado eléctrico de Colombia XM, la máxima transferencia en el sentido Colombia - Ecuador es de 340 MW y 420 MW en los períodos de demanda mínima y media, respectivamente, valores que dependen de las máximas transferencias permitidas por los elementos de la red del área Suroccidental del sistema colombiano. El requerimiento de unidades de seguridad para soportar las máximas transferencias Colombia - Ecuador tiene como base las contingencias críticas definidas por ambos países, ya que las condiciones de tensión, frecuencia y carga de equipos deben permanecer dentro de límites aceptables para la operación, sin poner en riesgo la estabilidad de los sistemas. El promedio de transacciones se ubica entre 70 y 80 GWh por mes.

Esta interconexión fue promovida en el marco de la CAN y se sustentó inicialmente en la **Decisión CAN 536** de diciembre de **2002**, que estableció el “**Marco General para la Interconexión Subregional de Sistemas Eléctricos e Intercambio Intracomunitario de Electricidad**”.

En un principio, las transacciones entre Colombia y Ecuador se dieron por contratos bilaterales (tal como se realizan entre Colombia y Venezuela) pero desde 2003 se empezó a utilizar la modalidad y normativa de las **Transacciones Internacionales de Electricidad (TIE)**. Los intercambios bilaterales de energía eléctrica se concentraron en transacciones *spot* de corto plazo.

En 2009 la **Decisión CAN 720** suspendió por dos años la Decisión CAN 536 y aprobó un Régimen Transitorio para las transacciones entre Colombia y Ecuador, por el cual las

rentas de congestión se distribuyeron por mitades entre ambos países y sin obligación de exportar energía en momentos de déficit del país generador. En 2011 la **Decisión CAN 757** incorporó un nuevo régimen bilateral transitorio para Colombia y Ecuador.

▪ **INTERCONEXIÓN ECUADOR - PERÚ**

La línea de interconexión Machala (Ecuador) - Zorritos (Perú) tiene como objetivo principal el respaldo en casos de emergencia. La conexión en 220 kV y con capacidad de transmisión de 160 MW presenta problemas técnicos en cuanto a la sincronización de los sistemas, lo que le ha restado posibilidad de establecer reglas claras de precios y cantidades. Los intercambios son mínimos.

Esta interconexión también se originó a partir de la **Decisión CAN 536 de 2002**, modificada por la **Decisión CAN 757**, que incorporó un régimen bilateral transitorio para Ecuador y Perú. Las exportaciones de electricidad de Perú a Ecuador a través de este enlace tuvieron lugar conforme al Contrato de Suministro de Electricidad entre EDEGEL de Perú y la empresa pública estratégica Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC.

Igualmente existe un problema de homogenización en las normativas nacionales respecto de los contratos de intercambio de energía. La regulación peruana solo permite firmar contratos de suministro con un generador de otro país respecto de energía excedente, con suministro interrumpible y sin respaldo de potencia firme (CEPAL 2013).

▪ **INTERCONEXIÓN COLOMBIA - VENEZUELA**

Las transacciones de electricidad entre Colombia y Venezuela se realizan a través de los enlaces internacionales en 230 kV Corozo - San Mateo, ubicado en el Norte de Santander, y Cuestecitas - Cuatricentenario, ubicado en la Guajira.

Los intercambios se sustentan en el **Acuerdo de Interconexión Eléctrica** entre Venezuela y Colombia del 1° de diciembre de **1989** y en **acuerdos operativos y comerciales entre ISA de Colombia y CORPOELEC de Venezuela** celebrados a partir de 1992. Los intercambios se coordinan entre los centros nacionales de despacho de ambos países, teniendo en cuenta la disponibilidad de excedentes o el déficit de energía, de forma que se garantice la estabilidad eléctrica de cada uno de los sistemas. En tal sentido, las partes pueden utilizar la energía intercambiada bajo la forma, en el momento y las circunstancias

que consideren más convenientes a los intereses de ambos países. La interconexión permitió aprovechar la complementariedad energética y realizar intercambios de energía en términos de oportunidad para cubrir los requerimientos de cada país en épocas de escasez.

Las transacciones acordadas en el marco del Acuerdo de Interconexión abarcan tres tipos de operaciones, establecidas sobre la base de los costos de oportunidad del agua y de los diferentes combustibles consumidos en ambos países.

▪ INTERCONEXIÓN BRASIL - VENEZUELA

La línea de transmisión que lleva electricidad de la represa venezolana El Gurí (capacidad de 10.000 Mwh) a Roraima en Brasil tiene 680 km de longitud (480 km en Venezuela y 200 km en Brasil) y opera con una tensión de 230 kV. La interconexión opera desde 2001, cuando comenzó a abastecer el 80% del consumo de Roraima, un estado no interconectado con el resto del sistema eléctrico brasileño y que se abastecía solamente con costosas plantas térmicas.

La exportación de electricidad de Venezuela a Brasil se sustenta en un **Convenio de Suministro de Energía** firmado en 1997 entre Eletronorte, subsidiaria de Eletrobrás, y Electrificación del Caroní (EDELCA) de Venezuela, para la construcción de un sistema de transmisión de 676 km que permitiera conectar el complejo hidroeléctrico de Gurí - Macagua con la ciudad de Boa Vista en Brasil. El contrato garantiza la compra de energía por 200 MW durante 20 años, prorrogables otros 10. Se estableció una tarifa de 26 US\$/MW/h durante los primeros 10 años y de 28 US\$/MW/h para los 10 años siguientes. Los precios están referenciados al 1° de enero de 1997 y deben ajustarse una vez al año de acuerdo con la variación anual de la inflación en Estados Unidos. Los pagos se efectúan en dólares estadounidenses.

El acuerdo genera descontento en Venezuela porque los precios de esta exportación han quedado muy por debajo de los precios que se pagan por las importaciones de electricidad de Colombia. De todos modos, se trata de un contrato de energía firme que presenta beneficios para ambos países. Cuando en 2011 se presentaron problemas con el

abastecimiento de energía por la situación crítica de las reservas en Venezuela, se realizaron negociaciones dentro del propio contrato comercial.

3.2 GASODUCTOS

En esta sección se identifican los gasoductos de interconexión existentes en los países de América del Sur. En cada caso se señalan los convenios bilaterales y el marco regulatorio aplicable a las transacciones internacionales de gas.

La tabla siguiente resume las características de los principales gasoductos de interconexión que se encuentran en funcionamiento en los países de América del Sur.

Tabla 2 - INTERCONEXIONES GASÍFERAS. Fuente: Elaboración propia			
Gasoducto	Descripción	Marco Regulatorio	Operación
Gasoductos entre Argentina y Chile			
Gasandes	Exportación de gas de Argentina al centro de Chile. Capacidad: 9,5 MMm ³ /d	Protocolo N° 2 al Acuerdo de Complementación Económica N° 16 de 1991 y Protocolo Adicional N° 15 de 1995	Operativo 1997 - 2009
Gas del Pacífico	Exportación de gas de Argentina al centro de Chile. Capacidad: 3,5 MMm ³ /d	Protocolo N° 2 al Acuerdo de Complementación Económica N° 16 y Protocolo Adicional N° 15	Operativo 1999 - 2009
Gas Atacama	Exportación de gas de Argentina al norte de Chile. Capacidad: 8,5 MMm ³ /d	Protocolo N° 2 al Acuerdo de Complementación Económica N° 16 y Protocolo Adicional N° 15	Operativo 1999 - 2008
Norandino	Exportación de gas de Argentina al norte de Chile. Capacidad: 8 MMm ³ /d	Protocolo N° 2 al Acuerdo de Complementación Económica N° 16 y Protocolo Adicional N° 15	Operativo 1999 - 2008
Gasoductos Methanex	Son 3 gasoductos para exportación de gas de Argentina al sur de Chile para fabricación de etanol. Capacidad: 5,5 MMm ³ /d	Protocolo N° 2 al Acuerdo de Complementación Económica N° 16 y Protocolo Adicional N° 15	Operativo 1996 - 2007
Gasoducto entre Argentina y Brasil			
Transportadora de Gas del Mercosur (TGM)	Conecta Aldea Brasileira (Ar) y Uruguiana (Br) para suministrar gas a una central térmica. Capacidad: 2,8 MMm ³ /d	Protocolo de Entendimiento sobre Integración en Materia Energética de 1996	Operativo 2000 - 2009
Gasoductos entre Argentina y Uruguay			
Gasoducto del Litoral	Exportación de gas natural de Colón (Ar) a Paysandú (Uy) para una central térmica que no se construyó Operador: ANCAP Capac. 1 MMm ³ /d	Acuerdo de Abastecimiento de Gas Argentino a la Rep. Oriental del Uruguay de 1991 y Acuerdo Complementario de 1996	Operativo desde 1999 Actualmente casi vacío
Gasoducto Casablanca	Exportación de gas natural desde el Gasoducto Entrerriando (Ar) a Casablanca (Uy) para una central térmica de UTE Operador: ANCAP Capac. 2 MMm ³ /d	Acuerdo de Abastecimiento de Gas Argentino a la Rep. Oriental del Uruguay de 1991 y Acuerdo Complementario	Operativo desde 2000 Actualmente casi vacío

		de 1996	
Gasoducto Cruz del Sur	Exportación de gas natural desde Punta Lara (Ar) a Montevideo (Uy) para el abastecimiento de Montevideo y alrededores Operador: BG Capac. 6 MMm3/d	Acuerdo de Abastecimiento de Gas Argentino a la Rep. Oriental del Uruguay de 1991 y Acuerdo Complementario de 1996	Operativo desde 2002 Actualmente vacío
Gasoductos entre Bolivia y Argentina			
Gasoducto Pocitos	Exportación de gas natural desde Bermejo (Bo) a Ramos (Ar) Capac. 6.5 MMm3/d	Convenio Marco para la Venta de Gas Natural y Contrato ENARSA-YPFB, junio 2006	Operativo desde 1972
Gasoducto Madrejones	Exportación de gas natural desde Madrejones (Bo) a Campo Durán (Ar) Capac. 1,2 MMm3/d	Convenio Marco para la Venta de Gas Natural y Contrato ENARSA-YPFB, 2006	Operativo desde 2005
Gasoducto Juana Azurduy	Exportación de gas natural desde los campos del sur del Chaco boliviano hasta el Gasoducto Norte de TGN en Ar; forma parte del GNEA Capac. 7,7 MMm3/d (hasta 27,7 MMm3/d)	Convenio Marco para la Venta de Gas Natural y Contrato ENARSA-YPFB, junio 2006. Adenda 2010.	Operativo desde 2011
Gasoductos entre Bolivia y Brasil			
Gasoducto Bolivia – Brasil	Exportación de gas de Río Grande (Bo) a Sao Paulo y Porto Alegre (Br) Operador: GTB/TBG Capac. 30 MMm3/d	Contrato de Compraventa de Gas Natural entre YPFB y PETROBRAS 1999	Operativo desde 1999
Lateral a Cuiabá	Exportación de gas de Río Grande (Bo) a Cuiabá (Br) para central térmica en Cuiabá Operador: Gasoccidente do Mato Grosso Capac. 2.8 MMm3/d	Concesión administrativa para el transporte y acuerdos privados	Operativo desde 2002 Vacío desde 2008
Gasoducto entre Colombia y Venezuela			
Gasoducto Transguajiro o Antonio Ricaurte	Conecta el Campo Ballena (Co) con las plantas termoeléctricas en Maracaibo (Ve) Capac. 14 MMm3/d	Contrato de Suministro entre ECOPETROL-Chevron y PDVSA de 2007	Operativo desde 2008

El mapa siguiente muestra la localización de los gasoductos de interconexión en América del Sur.



Figura 2 - Principales interconexiones gasíferas en América del Sur. Fuente: CIER.

▪ GASODUCTOS ARGENTINA - CHILE

Gasandes fue construido por el consorcio formado por Total (Francia) con el 56,5%, AESGener (Chile) 13%, Metrogas (Chile) 13% y Compañía General de Combustibles

(Argentina) con el 17,5%, para exportar gas de la Cuenca Neuquina de Argentina a Santiago de Chile. El largo total del gasoducto es de 463 km y tiene capacidad para transportar 9,5 MMm³/día. La operación se inició en el año 1997.

El **Gasoducto del Pacífico** se construyó para exportar gas desde la Cuenca Neuquina hacia Concepción en el centro de Chile y sus alrededores, para la provisión de industrias y sistemas de distribución residenciales. La longitud total es de 638 km con un capacidad de 3,5 MMm³/d. Comenzó a operar en diciembre de 1999. La inversión inicial fue realizada por Transcanada (30%), El Paso Energy (10%), Gasco (21,8%), ENAP Chile (20%) y Repsol-YPF (18,2%). En 2009 se exportaron apenas 0,29 MMm³/d.

Los **Gasoductos Norandino** y **Atacama** se construyeron para exportar gas de la Cuenca Noroeste de Argentina hacia dos usinas al norte de Chile. Ambos iniciaron sus operaciones en 1999.

Gas Atacama S.A. es titular de un proyecto integrado de gas y electricidad y está formada por Endesa de Chile y el fondo de inversiones Southern Cross en partes iguales. El gasoducto tiene 520 km y una capacidad de hasta 8,5 MMm³/d. En 2005 se exportaron 2,52 MMm³/d y en 2009 se exportaron 0,59 MMm³/d.

Norandino es operado por Tractebel (Bélgica) y Southern Electric (Inglaterra). Este gasoducto compite con Gas Atacama. Tiene 380 km y una capacidad de 8 MMm³/d. El volumen de exportación pasó de 2,42 MMm³/d en 2005 a 0,68 MMm³/d en 2009.

Los **Gasoductos Methanex** unen los campos de la Cuenca Austral de Tierra del Fuego y Magallanes en Argentina con una planta de metanol de la empresa Methanex, localizada en el sur de Chile. El gasoducto Bandurria inició su operación a fines de 1996. En 1999 se sumaron dos interconexiones: Punta Dúngenes (Methanex II) y El Cóndor - Posesión (Methanex III). Desde 2008 no hay exportaciones a través de estos gasoductos.

Las interconexiones gasíferas entre Argentina y Chile se sustentaron en acuerdos privados celebrados en el marco del **Protocolo N° 2 al Acuerdo de Complementación Económica N° 16 sobre “Normas que regularán la interconexión gasífera y suministro de gas natural entre la República Argentina y la República de Chile” del 2 de agosto de 1991** y sus modificaciones mediante el **Protocolo Adicional N° 15 del 7 de julio de 1995**.

▪ **GASODUCTOS ARGENTINA - BRASIL**

El **Gasoducto Aldea Brasileira - Uruguaiana** conecta la red de transporte argentina en Aldea Brasileira con Uruguaiana en la frontera de Brasil. Tiene una longitud de 440 km. Fue construido por empresas privadas para transportar un volumen inicial de 2,8 MMm³/d para satisfacer la demanda de una nueva central eléctrica de 620 MW en Uruguaiana. Sulgás, compañía distribuidora del Estado de Rio Grande do Sul, inició sus importaciones de gas natural argentino en junio de 2000 a través de este gasoducto. Desde 2008 las importaciones quedaron interrumpidas, como consecuencia de las restricciones a las exportaciones argentinas.

En cuanto al acuerdo que regula esta interconexión, en diciembre de 1990 Argentina y Brasil suscribieron el Acuerdo de Complementación Económica N°14 en el marco de la ALADI, con el objetivo de crear las condiciones necesarias para el establecimiento de un mercado común. El 9 de abril de **1996** se acordó un **Protocolo de Entendimiento sobre Integración en Materia Energética**, a fin de promover la complementación de los sectores de electricidad y gas.

▪ **GASODUCTOS ARGENTINA - URUGUAY**

El **Gasoducto del Litoral** (también denominado Gasoducto Cr. Federico Slinger) fue construido y operado desde 1999 por la Administración Nacional de Combustibles, Alcohol y Portland (ANCAP) de Uruguay. Cruza el río Uruguay desde Argentina a través del puente Colón - Paysandú. El propósito inicial era proveer gas a una central térmica que finalmente no se concretó, quedando reducido al abastecimiento de la actividad industrial (en particular, a una planta de ANCAP) y de la demanda residencial y comercial de la distribuidora Conecta. El gasoducto tiene una longitud de 15 km y una capacidad de 1 MMm³/d. Actualmente las exportaciones están en cero.

El **Gasoducto Casablanca** cruza el Río Uruguay en el departamento de Paysandú y fue construido por la UTE de Uruguay en el año 2000 para el abastecimiento de una central eléctrica. Tiene 10 km de extensión y una capacidad de 2 MMm³/d. Actualmente está fuera de operación.

El **Gasoducto Cruz del Sur** inició sus operaciones en diciembre de 2002. Une Punta Lara (Argentina) con Montevideo (Uruguay), cruzando el Río de La Plata. Tiene una longitud de 93 km y una capacidad máxima de 6 MMm³/d, con posibilidad de incrementarse hasta 10 MMm³/d con inversiones en compresión. Fue desarrollado por un consorcio de empresas privadas para abastecer el mercado uruguayo hasta la ciudad de Montevideo. Actualmente el gasoducto está vacío. Se analiza la posibilidad de revertir el flujo del gasoducto para llevar a Buenos Aires GNL regasificado en una futura planta a instalarse en Montevideo.

Las exportaciones de gas argentino a Uruguay se rigen por el **Acuerdo de Abastecimiento de Gas Argentino a la República Oriental del Uruguay del 8 de julio de 1991** y el **Acuerdo Complementario del 20 de septiembre de 1996**.

▪ GASODUCTOS BOLIVIA - ARGENTINA

Hasta 2011 el gas importado desde Bolivia llegaba a Campo Durán (provincia de Salta, Argentina) por dos gasoductos, uno antiguo desde Pocitos y uno nuevo desde Madrejones. El **Gasoducto Pocitos** permitió que se inyectaran 4,2 MMm³/día de gas boliviano en la red argentina en 1972. Las importaciones por Pocitos se reanudaron en junio de 2004. La capacidad máxima de este gasoducto es de 6,5 MMm³/d.

Las importaciones por el **Gasoducto Madrejones** se iniciaron en abril de 2005. Este gasoducto conecta la planta de tratamiento de gas ubicada en Madrejones (Bolivia) con la refinería de Campo Durán (Argentina). Tiene una extensión total de 43 km y una capacidad máxima de 1,2 MMm³/d.

En 2010 se iniciaron las obras del **Gasoducto Juana Azurduy**, de 48 km de longitud y 30” de diámetro. El tramo argentino finaliza en la planta compresora Campo Durán, en la provincia de Salta. Inaugurado en el invierno de 2011, la obra permitió aportar inicialmente 7,7 MMm³/día. Este gasoducto forma parte del proyecto Gasoducto del Nordeste Argentino (GNEA), que tiene como objetivo gasificar las cuatro provincias de Argentina que aún no cuentan con gas natural por redes y ampliar el servicio en Salta, Santa Fe y Entre Ríos.

En diciembre de **1989** Argentina y Bolivia suscribieron un **Acuerdo de Complementación Económica** y un **Protocolo Energético**, que prescribía el aprovechamiento conjunto de los recursos. En particular, se preveía la importación de gas natural boliviano por un plazo de diez años a partir de la finalización del contrato vigente (1992), con el propósito de industrializarlo o comercializarlo en el mercado argentino o en terceros mercados.

El 16 de febrero de **1998** los gobiernos celebraron un nuevo **Acuerdo de Alcance Parcial de Promoción del Comercio sobre Integración Energética entre Argentina y Bolivia**, con compromisos generales relacionados con el establecimiento de las normas internas necesarias para permitir el intercambio comercial y transporte energético entre ambos países, favoreciendo la inversión privada en el sector y respetando el principio de acceso abierto a la capacidad remanente de las instalaciones.

No obstante, las importaciones de gas de Bolivia tomaron impulso a partir de la crisis de abastecimiento de gas natural manifestada en Argentina en 2004. Las transacciones fueron realizadas a instancias de las empresas públicas de ambos países, en el marco del **Convenio Temporario de Venta de Gas Natural de 2004** y sus Adendas, el **Convenio Marco de 2006** firmado por los presidentes y el **Contrato de Compra y Venta de Gas de 2007** celebrado entre ENARSA de Argentina e YPFB de Bolivia. En marzo de 2010 se ajustó el cronograma de volúmenes previsto en el Convenio Marco de 2006, llevando los volúmenes desde 5 MMm³/d hasta 13 MMm³/d en 2013 y 27 MMm³/d en 2017. Actualmente (2016) las entregas de Bolivia a Argentina son de aproximadamente 19 MMm³/d.

▪ **GASODUCTOS BOLIVIA - BRASIL**

En febrero de 1999 se inauguró la primera etapa del **Gasoducto Bolivia - Brasil (GTB)**, de 3150 km (567 km del lado boliviano y 2593 km del lado brasileño) y 30 MM³/día de capacidad nominal. En julio de 1999 entró en operación el primer tramo del gasoducto, que une Santa Cruz de la Sierra en Bolivia y Campiñas en Brasil, llevando gas boliviano a las regiones más industrializadas del sur de Brasil. Más adelante se concluyó la construcción del segundo tramo del gasoducto, que une Campiñas y Porto Alegre.

Actualmente Petrobrás controla el 100% de las importaciones desde Bolivia, a través del **Contrato de Compraventa de Gas Natural** celebrado con YPFB en **1999** por un plazo de 20 años y un volumen máximo de 30 MMm³/d. Asimismo, para esta exportación YPFB, PETROBRAS y Gas TransBoliviano S.A. (GTB) suscribieron los correspondientes contratos de transporte. A su vez, YPFB ha celebrado contratos *back-to-back* con los productores privados en territorio boliviano para el aporte de los volúmenes exportables.

El **Gasoducto San Miguel - San Matías - Cuiabá** es propiedad de Gas Oriente Boliviano Ltda. Tiene una longitud de 359 km del lado boliviano y de 267 km del lado brasileño. La capacidad de transporte es de 2,8 MMm³/d. La operación de exportación comenzó en 2002, con destino a la usina termoeléctrica de Cuiabá, que puede consumir hasta 2,4 MMm³/día. Desde fines de 2008 no se exporta más por este gasoducto. Estas importaciones se sustentaron en dos contratos entre privados: (i) entre British Gas (BG) y BG Comercio Importação (BGCI), vía Mutún; y (ii) de Andina S.A. para Cuiabá (Transborder Services – TBS), vía San Matías. A partir de mayo de 2007, YPFB se hizo cargo de estas exportaciones, suscribiendo contratos provisionales con ambos compradores. En noviembre de 2008, YPFB suscribió un Contrato Temporal e Interrumpible de Compra y Venta de Gas Natural con la Companhia Mato-Grossense de Gas S.A. (MTGás), para el suministro de volúmenes de gas natural hasta diciembre de 2008.

▪ GASODUCTO COLOMBIA - VENEZUELA

El Gasoducto Transguajiro o Antonio Ricaurte conecta el Campo Ballena en Colombia con las plantas termoeléctricas Termozulia y Urdaneta en Maracaibo, Venezuela.

En mayo de **2007**, PDVSA firmó un **Contrato de Suministro** con la compañía estatal de petróleo colombiana ECOPETROL y su socia norteamericana Chevron para exportar gas natural a Venezuela a través de este gasoducto y revertir el flujo a partir de 2012, una vez desarrollados y conectados los proyectos de producción de gas venezolano. De hecho, las exportaciones colombianas se prorrogaron hasta 2015, debido a demoras en la entrada en operación de los proyectos de gas en Venezuela.

4 - ANÁLISIS DE LOS CONVENIOS

En la presente sección se describe el alcance y se analizan las implicancias jurídicas de los convenios bilaterales que sustentan las interconexiones eléctricas y gasíferas existente en los países de América del Sur.

4.1 CONVENIOS BILATERALES QUE SUSTENTAN LAS INTERCONEXIONES ELÉCTRICAS

En la década del '70, Sudamérica fue pionera en el desarrollo de aprovechamientos hidráulicos compartidos: Salto Grande sobre el río Uruguay; Itaipú y Yacyretá sobre el río Paraná.³³ Los tres complejos hidroeléctricos se encuentran actualmente en operación y continúan rigiéndose por los tratados internacionales que les dieron origen.

De la mano de estos proyectos surgieron las primeras interconexiones binacionales eléctricas de transmisión de potencia en bloque: entre Argentina y Uruguay, Argentina y Paraguay, Brasil y Paraguay. Paralelamente se establecieron interconexiones transfronterizas de potencia menor, con las funciones de respaldo y de emergencia para la demanda local limítrofe. Tanto las grandes centrales hidroeléctricas como las interconexiones vinculadas fueron impulsadas y ejecutadas por los Estados, a través de sus organismos energéticos gubernamentales.

Con el crecimiento de los mercados eléctricos, las interconexiones evolucionaron desde el objetivo inicial de compartir el aprovechamiento de los recursos hidráulicos comunes y de proporcionar respaldo local y de emergencia, hacia una mayor integración de los sistemas a través de sus mercados y en base a una optimización económica de los recursos disponibles. Los países firmaron acuerdos marco para la promoción de las inversiones privadas en interconexión eléctrica.

Las interconexiones realizadas en la década del '90 por iniciativa privada tuvieron el propósito de realizar ventas de potencia firme de un país a otro: es el caso de las interconexiones Argentina-Brasil y Brasil-Venezuela. Estas interconexiones estuvieron asociadas a contratos de largo plazo, que aseguraban a la empresa vendedora el flujo de

³³ Un emprendimiento adicional fue la realización del aprovechamiento sobre el río Acaray (Paraguay), que se facilitó por acuerdos de suministro con Argentina y Brasil.

ingresos para cubrir los costos y obtener el financiamiento de las obras de interconexión. La interconexión Argentina-Chile también fue ejecutada para realizar intercambios de electricidad en firme, pero en combinación con la provisión de gas natural de Argentina para la generación eléctrica.

También se realizaron interconexiones para permitir los intercambios de oportunidad en los dos sentidos de la línea, aprovechando la diferencia de costos marginales entre los sistemas interconectados. Es el caso de las interconexiones Colombia-Venezuela, Brasil-Uruguay, Colombia-Ecuador y Ecuador-Perú. Las dos primeras fueron impulsadas por las empresas estatales, ya que los marcos regulatorios competitivos se encontraban aún en una etapa incipiente. Las interconexiones Colombia-Ecuador y Ecuador-Perú se ejecutaron en el marco institucional de la CAN, en una situación en la que ya se habían implementado los mercados eléctricos mayoristas de ambos países.

En consecuencia, es posible realizar la siguiente clasificación general de los convenios que sustentan las interconexiones eléctricas entre los países de América del Sur: (i) Tratados internacionales sobre aprovechamientos hidráulicos compartidos; (ii) acuerdos binacionales para proyectos específicos de interconexión; (iii) acuerdos-marco generales para la interconexión eléctrica en el Cono Sur; y (iv) acuerdos de interconexión eléctrica en el marco de la CAN.

4.1.1 TRATADOS SOBRE APROVECHAMIENTOS HIDRÁULICOS COMPARTIDOS

Los aprovechamientos hidráulicos compartidos se basaron inicialmente en cartas de intención o memoranda de entendimiento entre los gobiernos (Acta de 1938 sobre el Río Uruguay para Salto Grande, Acta de Iguazú de 1966 para Itaipú y Acuerdo de 1926 sobre el Alto Paraná para Yacyretá), que culminaron en la celebración de un Tratado internacional que regula cada uno de los emprendimientos. En los tres casos, aún con reformas, los tratados se mantienen vigentes: Convenio de 1946 y Acuerdo de Interconexión Energética de 1974 para Salto Grande, Tratado de Itaipú y Tratado de Yacyretá ambos de 1973.

Los Tratados representan la máxima seguridad en cuanto a los objetivos de la integración, ya que son jurídicamente vinculantes para las partes firmantes y han sido internalizados en los respectivos ordenamientos jurídicos nacionales, adquiriendo jerarquía igual o superior a las leyes internas del país.

Desde el punto de vista institucional, el Tratado otorga máxima legitimidad y garantías para la ejecución de los proyectos de infraestructura y la implementación de los correspondientes acuerdos de interconexión. Los proyectos no sólo han sido propuestos por los Poderes Ejecutivos de los países (acuerdos firmados por presidentes y ministros), sino también avalados por los Congresos nacionales.

En los casos analizados, los Tratados han tenido un importante contenido estratégico y geopolítico, ya que el aprovechamiento común de los recursos surgió como solución innovadora para las disputas sobre límites (caso Itaipú) o para balancear las fuerzas relativas de los países vecinos en áreas de frontera (caso Yacyretá).

En los tres casos se ha creado una entidad binacional con un grado de autarquía y autonomía bastante avanzado como para dar respuesta a los desafíos conjuntos: Comisión Técnica Mixta Salto Grande, Itaipú Binacional, Entidad Binacional Yacyretá.

En cuanto a las desventajas del instrumento Tratado, se ha observado que las mismas formalidades que otorgan seguridad y blindaje a los compromisos asumidos por los gobiernos, provocarían una falta de flexibilidad a la hora de requerir la adaptación de los compromisos a las condiciones variables de los mercados energéticos y sus regulaciones. No obstante, en la práctica se ha verificado que los países lograron negociar y resolver sus diferencias dentro del marco del propio Tratado.

Itaipú y Yacyretá se construyeron con financiamiento de Brasil y Argentina respectivamente, estableciéndose que las obras pertenecen en un 50% a cada uno de los países participantes, al igual que las energías producidas. Se fijaron precios predeterminados para el repago de las inversiones, y condiciones y precios para el uso de las energías, con prioridad de la contraparte para usar los excedentes. Uno de los principales conflictos suscitados entre las partes de los Tratados de Itaipú y Yacyretá es que Paraguay no tiene la libre disponibilidad de sus excedentes, sino que debe cederlos

prioritariamente al país co-propietario del proyecto, recibiendo una compensación económica que Paraguay considera insuficiente. Además, las líneas de Itaipú y Yacyretá se construyeron como salidas para evacuar la energía hacia los países participantes. Al momento de su construcción, eran sistemas verticalmente integrados; no se hablaba de “acceso abierto” ni había mercados.

No obstante, las divergencias se han ido resolviendo en los términos del tratado. En el año 2009 se concluyeron negociaciones entre los gobiernos de Paraguay y Brasil, modificando algunos de los aspectos sustantivos del Tratado de Itaipú de 1973, tendientes a la libre disponibilidad de los excedentes de energía de Paraguay, además de avanzar en la aclaración de otros reclamos pendientes entre las partes. La reciente reforma al Tratado de Itaipú establece que a partir de 2023 Paraguay podrá vender sus excedentes a otros mercados fuera de Brasil. Por otra parte, Paraguay había señalado que restricciones operativas (tales como el mantenimiento simultáneo de la cota mínima de restitución del río Paraná aguas abajo de la represa de Itaipú y la cantidad máxima de turbinas en uso para la generación) producía vertimientos que sub-optimizaban el aprovechamiento hídrico. Se acordó entonces flexibilizar la operatoria hidráulica de Itaipú, para evitar vertimientos e incrementar la generación compartida.

El Tratado de Yacyretá de 1973 no se modificó por ahora y existen reclamos bilaterales pendientes de resolución, que incluyen la flexibilización de la disponibilidad de la energía excedente. Los dos principales temas que hoy se encuentran en fase de negociación son la venta de energía paraguaya a terceros países a través de la red eléctrica argentina y el arreglo de la deuda que la Entidad Binacional Yacyretá mantiene con el Tesoro argentino. De todos modos, esto no ha impedido la terminación de las obras de Yacyretá y alcanzar la operación al nivel de cota de diseño de 83 msnm.

En el caso de Salto Grande, en una primera etapa, la escala de producción permitió la exportación de saldos a Argentina. El crecimiento de la demanda interna de Uruguay ha llevado al pleno aprovechamiento del 50% la energía eléctrica de su propiedad en Salto Grande y actualmente lo ha colocado en posición de importador neto de electricidad. De hecho, la comercialización de energía eléctrica entre Uruguay y Argentina lleva ya casi 40 años y ha pasado por distintas normativas regulatorias y distintas realidades de mercados

de ambos países. La experiencia de trabajo conjunto de los equipos técnicos culminó en la unificación del centro de despacho. No se trata de un ‘despacho único’, sino que el centro de despacho de la central se realiza en forma coordinada, desde la casa de máquinas ubicada en la margen uruguaya. En este sentido, el alto grado de colaboración en la operación de ambos sistemas eléctricos no ha alcanzado todavía el grado de integración que actualmente están negociando Brasil y Uruguay, en vinculación con la ampliación de la interconexión en 500 kV entre ambos mercados.

4.1.2 ACUERDOS BINACIONALES DE INTERCONEXIÓN

Junto a los tratados celebrados para la implementación de los grandes emprendimientos hidroeléctricos pueden colocarse los acuerdos binacionales alcanzados por los Estados e implementados a través de sus empresas nacionales para proyectos de interconexión específicos, como en el caso de la interconexión Venezuela-Brasil y Colombia-Venezuela. Ambos fueron concebidos con fin estratégico y de largo plazo.

La línea de transmisión que lleva electricidad de la represa venezolana El Gurí a Roraima en Brasil permitió que una región no interconectada con el resto del sistema eléctrico brasileño se abasteciera desde Venezuela mediante un contrato de compra por 20 años.

Las transacciones de electricidad entre Colombia y Venezuela se sustentan en el Acuerdo de Interconexión Eléctrica entre Venezuela y Colombia de 1989 y en acuerdos operativos y comerciales entre ISA de Colombia y CORPOELEC de Venezuela celebrados a partir de 1992. Los intercambios se coordinan entre los centros nacionales de despacho de ambos países, teniendo en cuenta la disponibilidad de excedentes o el déficit de energía, de forma que se garantice la estabilidad eléctrica de cada uno de los sistemas.

4.1.3 ACUERDOS AMPLIOS DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA EN EL CONO SUR

En julio de 1998 los países que integran el MERCOSUR suscribieron un “**Memorándum de Entendimiento relativo a los intercambios eléctricos e integración eléctrica en el MERCOSUR**”, aprobado por **Resolución 10/98 del Consejo del Mercado Común**, que establece principios muy generales de simetrías mínimas, que incluyen:

- ✓ *“Asegurar condiciones competitivas del mercado de generación de electricidad, sin la imposición de subsidios... y con precios que reflejen costos económicos eficientes, evitando prácticas discriminatorias con relación a los agentes de la demanda y de la oferta de energía eléctrica entre los Estados partes”.*
- ✓ *“Permitir a distribuidores, comercializadores y grandes demandantes de energía eléctrica, contratar libremente sus fuentes de provisión, que podrán localizarse en cualquiera de los Estados Partes del MERCOSUR”.*
- ✓ *“Permitir y respetar la realización de contratos de compra y venta libremente pactados entre vendedores y compradores de energía eléctrica, de conformidad con la legislación vigente en cada Estado Parte y con los tratados en vigencia entre Estados Partes, comprometiéndose a no establecer restricciones al cumplimiento físico de los mismos, distintas de las establecidas para los contratos internos de la misma naturaleza.”*
- ✓ *“Asegurar que las reglamentaciones en sus mercados eléctricos permitan la garantía de suministro que los agentes compradores requieran de los agentes vendedores de otro Estado Parte, independientemente de los requisitos del mercado de origen del suministro.”*
- ✓ *“Respetar el acceso abierto a la capacidad remanente de las instalaciones de transporte y distribución, incluyendo también el acceso a las interconexiones internacionales, sin discriminaciones que tengan relación con la nacionalidad y el destino (interno o externo) de la energía, o con el carácter público o privado de las empresas, aplicando las tarifas reguladas para su uso.”*

El Memorándum de Entendimiento de 1998 significó solamente una adhesión a principios para la promoción de las interconexiones eléctricas, pero no avanzó en cuestiones de implementación. Las interconexiones entre Argentina-Uruguay, Argentina-Paraguay y Brasil-Paraguay -derivadas de los grandes aprovechamientos hidroeléctricos- continuaron regulándose por los principios establecidos en los respectivos Tratados y los mecanismos regulatorios del mercado eléctrico vigentes en cada país.

Para la ejecución de los nuevos proyectos de interconexión, los países del MERCOSUR y Chile debieron celebrar acuerdos entre privados de carácter bilateral, sujetos a las reglas del mercado eléctrico vigentes en cada país. Estos acuerdos bilaterales entre privados fueron básicamente los contratos de venta de potencia firme con opción de compra de

energía en el marco de la Resolución SE 21/1997 de Argentina. Es decir: tal como lo indica el Memorándum de Entendimiento de 1998, las transacciones se realizaron conforme a la legislación interna del país exportador.

Cabe agregar que el Memorándum de Entendimiento de 1998 entre los países del MERCOSUR tuvo sus antecedentes en acuerdos bilaterales del mismo tenor:

- “Protocolo de Intención sobre Cooperación e Intercambios Energéticos” de abril de 1996 y “Memorándum de Entendimiento sobre el Desarrollo de Intercambios Eléctricos y Futura Integración Eléctrica” de agosto de 1998 entre Argentina y Brasil
- “Acuerdo de Cooperación Energética” entre Paraguay y Uruguay del 12 de abril de 1996
- “Acuerdo de Integración Energética” entre Argentina y Bolivia del 16 de febrero de 1998
- “Acuerdo de Cooperación Energética” entre Argentina y Perú del 12 de agosto de 1998
- “Normas que regulan la Interconexión Eléctrica y el Suministro de Energía Eléctrica entre Argentina y Chile”, suscrito como 21º Protocolo Adicional al ACE 16, del 23 de enero de 1998 y complementado el 22 de agosto de 2000

De tal modo, la interconexión entre Argentina y Brasil fue viabilizada por los contratos de exportación de potencia firme argentina según Resolución SE 21/1997. Tal como se explica en CIER 2004, los contratos no consisten en un suministro permanente de energía desde Argentina a Brasil, sino que la exportación ocurre cuando los contratos son convocados. Cuando el precio del mercado mayorista de Brasil se encuentra por encima del precio al cual la comercializadora puede obtener la energía en Argentina (más los cargos variables por la operación de la exportación), los contratos son convocados por la comercializadora en Brasil y fluye la energía desde Argentina.

La exportación de energía interrumpible desde Brasil a Argentina en el año 2004 dio lugar a un contrato otorgado en forma competitiva a un comercializador en Brasil, por períodos de 90 días, en el que el operador nacional del sistema brasileño determina el origen de los excedentes.

La exportación de electricidad de Argentina a Chile a partir de la central Termoandes no interconectada a la red argentina ha dado lugar a un acuerdo entre partes y a resoluciones específicas de los reguladores de ambos países.

En definitiva, los acuerdos-marco para la integración eléctrica que se celebraron en la década del '90 entre los países del Cono Sur, si bien constituyen una manifestación de interés de los gobiernos en promover la interconexión, no han sido en sí mismos suficientes para sustentar los proyectos. Para ejecutar y garantizar los proyectos, los agentes privados debieron recurrir a acuerdos basados en las regulaciones internas del país exportador.

4.1.4 ACUERDOS DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA EN EL MARCO DE LA CAN

Las interconexiones eléctricas entre Colombia-Ecuador y Ecuador-Perú se desarrollaron en el marco de la Comunidad Andina de Naciones (CAN). La interconexión entre Colombia y Venezuela es preexistente a la Decisión CAN 536, por lo cual no aplica directamente, aunque se han realizado esfuerzos conjuntos para la armonización de las normativas de ambos países.

La **Decisión CAN 536 de 2002** estableció el “**Marco General para la Interconexión Subregional de Sistemas Eléctricos e Intercambio Intracomunitario de Electricidad**”, que incluye los siguientes principios generales:

- ✓ Los Países Miembros no mantendrán discriminaciones de precios entre sus mercados nacionales y los mercados externos, ni discriminarán de cualquier otra manera en el tratamiento que concedan a los agentes internos y externos en cada País, tanto para la demanda como para la oferta de electricidad.
- ✓ Los Países Miembros garantizarán el libre acceso a las líneas de interconexión internacional.
- ✓ El uso físico de las interconexiones será consecuencia del despacho económico coordinado de los mercados, el cual será independiente de los contratos comerciales de compraventa de electricidad.
- ✓ Los Países Miembros asegurarán condiciones competitivas en el mercado de electricidad, con precios y tarifas que reflejen costos económicos eficientes, evitando prácticas discriminatorias y abusos de posición dominante.
- ✓ Los Países Miembros permitirán la libre contratación entre los agentes del mercado de electricidad de los Países, respetando los contratos suscritos de conformidad con la

legislación y marcos regulatorios vigentes en cada País, sin establecer restricciones al cumplimiento de los mismos, adicionales a las estipuladas en los contratos para los mercados nacionales.

- ✓ Los Países Miembros promoverán la participación de la inversión privada en el desarrollo de la infraestructura de transporte de electricidad para las interconexiones internacionales.
- ✓ Las transacciones internacionales de electricidad de corto plazo no estarán condicionadas a la existencia de excedentes y únicamente estarán limitadas por la capacidad de los enlaces internacionales (es decir, su ejecución es obligatoria). Los precios de la electricidad (energía y cargos de capacidad) en ambos extremos de los enlaces intracomunitarios deberán servir para valorar las transacciones internacionales de electricidad de corto plazo.
- ✓ Las rentas que se originen como resultado de la congestión de un enlace internacional no serán asignadas a los propietarios del mismo.³⁴
- ✓ Los reguladores de los Países Miembros propondrán una metodología para el cálculo del cargo de capacidad. Los contratos de compraventa no serán incluidos en los mecanismos de cálculo para la asignación y pago del cargo de capacidad. En cada país, la importación o exportación recibirá o pagará, respectivamente, el cargo por capacidad.
- ✓ Los administradores de los mercados nacionales de los Países Miembros serán los entes encargados de liquidar de manera coordinada las transacciones internacionales de electricidad.
- ✓ Los Países Miembros impulsarán los cambios en sus respectivas normativas nacionales que promuevan la armonización de sus marcos normativos.
- ✓ Las empresas que participen en contratos internacionales para la compraventa intracomunitaria de electricidad podrán utilizar el sistema arbitral previsto en el Tratado de Creación del Tribunal de Justicia de la Comunidad Andina.

En el caso de Colombia y Ecuador, sobre la base de esta decisión adoptada por la CAN, el regulador colombiano CREG y el ecuatoriano CONELEC desarrollaron las respectivas

³⁴ Dado que las interconexiones existentes o proyectadas en lo inmediato aún son de escala reducida respecto a la demanda y oferta total de los mercados interconectados, la situación más probable es la existencia de rentas de congestión. Por esto adquiere especial importancia el reparto de las mismas entre los sistemas eléctricos de los países que comercian, y dentro de cada sistema, la determinación de los beneficiarios de las mismas.

regulaciones internas.³⁵ Las transacciones internacionales se iniciaron en el mercado de corto plazo, conforme al **Régimen de las Transacciones Internacionales de Electricidad (TIE)**. Las TIE son transacciones horarias entre los mercados de corto plazo de los países interconectados. Las transacciones ocurren cuando existen ventajas comparativas por precio (el precio del país exportador es menor que el precio del país que demanda energía) y cuando un país necesita respaldo para sus déficits de energía eléctrica. El precio de energía corresponde al precio de oferta más alto en una hora determinada, según resulta del despacho ideal. Estas transacciones tienen su origen en las diferencias de precios en los nodos frontera de los enlaces internacionales y son producto del despacho económico coordinado de los operadores de los sistemas de ambos países, en Colombia es XM-filial de ISA y en Ecuador el responsable es CENACE.

Las transacciones de largo plazo (contratos de compraventa) aun no se han implementado. Los organismos reguladores están analizando un mecanismo que permita la coexistencia de las TIE con los contratos de compraventa internacionales.

La **Decisión CAN 720 de 2009** suspendió por dos años la Decisión CAN 536, para establecer un nuevo marco general para los intercambios de energía eléctrica entre los países miembros. Se adoptó un “Régimen Transitorio” aplicable a las TIE entre Colombia y Ecuador por un período de hasta dos años. Este régimen transitorio modificó las TIE en cuanto a la diferenciación de los precios para la demanda interna y la demanda de exportación, la distribución de las rentas de congestión y las condiciones para las exportaciones de energía.

La Decisión 720 dejó vigente el artículo 20 de la Decisión 536, que creó el Comité Andino de Organismos Normativos y Organismos Reguladores de Servicios de Electricidad, encargado de promover las normas que sean necesarias para alcanzar los objetivos previstos en el Marco General.

³⁵ En Colombia, la Resolución CREG 004 de 2003 -complementada por la Resolución CREG 014 de 2014- establece la regulación aplicable a las TIE. La Resolución CREG 160 de 2009 adopta la regulación aplicable a las TIE entre Colombia y Ecuador, de conformidad con el Régimen Transitorio adoptado por la Decisión CAN 720. En Ecuador, la Regulación CONELEC - 004/10 se refirió al desarrollo de las TIE durante la vigencia de la Decisión CAN 720.

La **Decisión CAN 757 de 2011** prorrogó el período de revisión de la Decisión CAN 536 y estableció los regímenes transitorios para las transacciones de electricidad entre Colombia y Ecuador (Anexo I) y Ecuador y Perú (Anexo II).

Simultáneamente, en noviembre de 2011 los presidentes de los países miembros de la CAN manifestaron la voluntad de acelerar la integración eléctrica, para lo que es indispensable la interconexión física de los cuatro países miembros (Bolivia, Colombia, Ecuador y Perú) y la armonización regulatoria con miras a la conformación del bloque energético del Pacífico.

El artículo 1 del **Anexo I de la Decisión CAN 757** estableció los principios que rigen la interconexión subregional de los sistemas eléctricos y el intercambio intracomunitario de electricidad entre Colombia y Ecuador, en los siguientes términos:

- ✓ No se discriminará en el tratamiento que se conceda a los agentes internos y externos de cada país, excepto para la oferta de electricidad, en la cual se discriminarán los precios para la demanda nacional y demanda externa.
- ✓ Se garantiza el libre acceso a las líneas de interconexión internacional.
- ✓ El uso físico de las interconexiones será consecuencia del despacho económico coordinado de los mercados, el cual será independiente de los contratos comerciales de compraventa de electricidad.
- ✓ Los contratos que se celebren para la compraventa intracomunitaria de electricidad serán únicamente de carácter comercial. Ningún contrato de compraventa podrá influir en el despacho económico de los sistemas.
- ✓ La remuneración de la actividad del transporte de electricidad en los enlaces internacionales tendrá en cuenta que la aplicación del principio de libre acceso a los enlaces elimina la vinculación entre el flujo físico y los contratos de compraventa internacional de electricidad.
- ✓ Colombia y Ecuador asegurarán condiciones competitivas en el mercado de electricidad, con precios y tarifas que reflejan costos económicos eficientes, evitando prácticas discriminatorias y abusos de posición dominante.
- ✓ Colombia y Ecuador permitirán la libre contratación entre los agentes del mercado de electricidad, respetando los contratos suscritos de conformidad con la legislación y

marcos regulatorios vigentes en cada país, sin establecer restricciones al cumplimiento de los mismos, adicionales a las estipulaciones en los contratos para los mercados nacionales. Colombia y Ecuador permitirán también la libre contratación de sus agentes con agentes de otros países conforme a los marcos bilaterales contenidos en la Decisión CAN 757 y demás acuerdos bilaterales que se suscriban con otros países también en el marco de esa Decisión.

- ✓ Colombia y Ecuador permitirán las transacciones internacionales de electricidad de corto plazo.
- ✓ Colombia y Ecuador promoverán la participación de la inversión privada en el desarrollo de la infraestructura de transporte de electricidad para las interconexiones internacionales.
- ✓ Las rentas de congestión que se originen por la diferencia de precios en los extremos del enlace internacional entre Colombia y Ecuador no serán asignadas a los propietarios del mismo, sino que serán asignadas en partes iguales para cada mercado, es decir el 50% para el sistema importador y el 50% para el sistema exportador, y no serán afectadas por la ejecución de contratos de exportación. En caso de haber contratos de exportación, el agente exportador deberá reconocer a los mercados las rentas de congestión, en una cantidad igual a la proporción de su intercambio horario respecto del intercambio total en la respectiva hora.
- ✓ Los precios de la electricidad en ambos extremos de los enlaces intracomunitarios deberán servir para valorar las transacciones internacionales de electricidad de corto plazo, producto de los flujos físicos determinados por los despachos económicos coordinados. Durante el periodo de transición, Colombia y Ecuador acuerdan retomar la discusión acerca del tratamiento dado a los subsidios que tienen efecto sobre el valor de las transacciones internacionales de electricidad.

Para la regulación de los aspectos operativos y comerciales de las TIE, se previó la suscripción de Acuerdos Operativos entre los operadores de los sistemas. Se trata de instrumentos bilaterales que establecen obligaciones y responsabilidades en la operación técnica, considerando los enlaces internacionales. En los dos países, en caso de desabastecimiento, el precio de mercado corresponderá al costo de la energía no suministrada. En esa situación, de forma natural la señal de precios activará una

transacción desde el país con precio más bajo (abastecimiento normal) al país con precio más alto (costo de la energía no suministrada). Si se produjeran racionamientos simultáneos en los dos países, la señal de precio activaría una transacción de importación hacia aquel sistema que tenga el más bajo costo de energía no suministrada, con lo cual se llegaría a la situación de exportar déficits energéticos. En tal sentido, el Grupo de Trabajo de los Organismos Reguladores (GTOR) busca establecer una metodología única para la determinación de un costo único de la energía no suministrada.

El **Anexo II de la Decisión CAN 757** establece las reglas para las TIE entre Ecuador y Perú. Los principios son similares a los del Anexo I, aunque se pone mayor énfasis en los contratos bilaterales entre agentes del mercado autorizados por las respectivas entidades nacionales. No se define cómo se harán las expansiones de capacidad de los enlaces internacionales, ni su regulación y operación económica. Se mantiene el concepto de intercambios basados únicamente en excedentes: se explicita que las transacciones son interrumpibles sin obligación de firmeza en potencia ni energía. Se prevé concretamente el tránsito de energía de terceros países, desvinculando la transacción comercial del energético del transporte a través del país en tránsito.

Según explican García et al (2014) las TIE constituyen el segundo escalón dentro de las posibilidades de integración de mercados eléctricos: el despacho coordinado. La primera fase de integración consiste en transacciones por medio de contratos bilaterales entre países, como en los intercambios Colombia - Venezuela. El tercer escalón implicaría una unificación del despacho (despacho integrado) y, en cuarto lugar, la integración regional de mercados (América Central).

En junio de 2013 la Decisión CAN 789 mantuvo la suspensión de la Decisión 536, prolongando la vigencia de la Decisión 757. El marco normativo de la CAN sigue en proceso de revisión. Si bien tanto la Decisión 536 como los Anexos I y II de la Decisión 757 autorizan los contratos de largo plazo, las regulaciones nacionales los dejaron de lado, explicitando solamente las reglas para las TIE de corto plazo de los excedentes originados en el despacho coordinado.

Según concluye el estudio de la CEPAL (2013), en los acuerdos de interconexión eléctrica, la clave reside en el reparto equitativo de los beneficios de la interconexión. La

experiencia ha demostrado que aunque una interconexión reporte beneficios globales, su distribución podría ser muy desigual y no necesariamente alcanzar a todos los actores. Para que los proyectos de integración eléctrica resulten sustentables en el tiempo, es necesario prestar especial atención a los mecanismos de reparto de los beneficios y procurar, en la medida de lo posible, que todas las partes involucradas perciban el reparto como justo y equitativo. Por otra parte, en los acuerdos alcanzados en el marco de la CAN sigue sin haber referencias a la planificación de la generación ni mucho menos al concepto de mercado eléctrico regional.

4.2 CONVENIOS BILATERALES QUE SUSTENTAN LAS INTERCONEXIONES GASÍFERAS

En la década del '90 las perspectivas del mercado regional permitieron que se desarrollara una gran infraestructura de gasoductos de exportación, en especial desde Argentina hacia sus países vecinos. Sin embargo, a partir de 2004 comenzaron las restricciones a las exportaciones, en tanto la inyección de los productores argentinos no fue suficiente para abastecer simultáneamente el crecimiento de la demanda interna y los contratos de exportación.³⁶

Asimismo, la construcción del gasoducto Bolivia-Brasil representó un gran avance en términos de suministro de gas natural, con una capacidad máxima de transporte de 30 MMm³/día. El contrato de exportación celebrado en 1999 entre Petrobrás e YPFB tiene una vigencia de 20 años. Si bien se consideraron proyectos para la ampliación del gasoducto Bolivia-Brasil, Bolivia por ahora no aumentaría la oferta actual al mercado brasileño. A partir de 2004, la producción excedente del mercado boliviano se destinó a satisfacer en forma creciente el consumo de Argentina sobre la base de acuerdos entre los gobiernos y las empresas estatales.

En el caso del gasoducto Colombia-Venezuela, la perspectiva era comenzar con un suministro inicial de Colombia al occidente venezolano, para luego revertir el flujo y que Venezuela exportara gas a Colombia. Esta segunda etapa se encuentra demorada.

³⁶ En 2004 la producción de gas natural de Argentina llegó a su máximo con 143 MMm³/d, de los cuales 20 MMm³/d fueron destinados a la exportación.

Del análisis de los convenios que sustentan las interconexiones gasíferas resulta que Argentina y Bolivia asumieron el rol de proveedores de gas natural bajo esquemas institucionales y normativos distintos. Bolivia planteó sus acuerdos e iniciativas de integración en torno a proyectos de inversión específicos. En cambio, Argentina lo ha hecho en torno a acuerdos amplios para la interconexión, que no comprendían un gasoducto en particular, sino que establecían un marco general para las exportaciones e importaciones, independientemente de qué obra se ejecutase. Además, este tipo de acuerdos no preveía todas las contingencias derivadas de los intercambios de gas, sino que remitía a la aplicación de la legislación interna de cada país.

En consecuencia, es posible realizar la siguiente clasificación general de los convenios que sustentan las interconexiones gasíferas: (i) acuerdos entre gobiernos que operaron como un marco general para la promoción de las interconexiones por iniciativa y a riesgo de los agentes privados; y (ii) acuerdos celebrados entre los gobiernos y las empresas energéticas estatales vinculados a un proyecto o suministro en particular.

4.2.1 ACUERDOS AMPLIOS DE INTERCONEXIÓN GASÍFERA

En esta sección se resumen las principales cláusulas de los acuerdos celebrados por Argentina, en su rol de proveedor de gas natural hasta el año 2003. Los acuerdos bilaterales quedaron reflejados -con el mismo alcance- en el acuerdo multilateral **“Memorándum de entendimiento relativo a los intercambios gasíferos e integración gasífera entre los Estados parte del MERCOSUR”**, aprobado por **Resolución del Consejo del Mercado Común N° 10/99** del 7 de diciembre de 1999.

Argentina - Chile

- **2 de agosto de 1991: Protocolo N° 2 al Acuerdo de Complementación Económica N° 16 sobre “Normas que regularán la interconexión gasífera y suministro de gas natural entre la República Argentina (Cuenca Neuquina) y la República de Chile”.**
 - ✓ Los gobiernos fomentarán un régimen jurídico que permitiera la libre comercialización, exportación, importación y transporte de hasta 5 millones de metros cúbicos de gas producido en la Cuenca Neuquina, facilitando el otorgamiento de las

autorizaciones y concesiones necesarias para la construcción de gasoductos y para el uso de los gasoductos existentes.

- ✓ La implementación de los proyectos quedaba bajo exclusiva responsabilidad de los exportadores e importadores, quienes deberían negociar los precios de compraventa, plazos y volúmenes del gas, y las correspondientes garantías.
 - ✓ Los intercambios quedarían sujetos a la legislación de cada Estado y a lo convenido en el Protocolo.
- **7 de julio de 1995: Protocolo Adicional N° 15 sustitutivo del Protocolo N° 2 al ACE N° 16**
- ✓ Eliminó las restricciones del Protocolo N° 2 en cuanto al origen del gas (Cuenca Neuquina) y volumen exportable (5 millones m³/día). Como principio general, se mantuvo el compromiso de los gobiernos de fomentar y alentar un régimen jurídico que permitiera la libre comercialización, exportación, importación y transporte de gas natural entre Argentina y Chile (artículo 1).
 - ✓ Los compromisos de exportación de los productores y otros disponentes de gas natural sólo podrían asumirse “*sobre la base de sus reservas y sus disponibilidades, debidamente certificadas*” (artículo 2).
 - ✓ Las personas de derecho privado interesadas en iniciar o continuar emprendimientos empresariales en el marco del Protocolo debían tomar “*las medidas razonablemente necesarias para asegurar la capacidad de transporte de ambos países*” (artículo 4, párr. 2°).
 - ✓ El artículo 5 ratificó la necesidad de que los proyectos fueran totalmente gestionados, estructurados, financiados y garantizados por el sector privado, tanto en cuanto a las operaciones de compraventa de gas como a su transporte.
 - ✓ El artículo 6 del Protocolo N° 15 previó expresamente que: “*El marco normativo aplicable a la compraventa, exportación, importación y transporte de gas lo constituye la respectiva legislación de cada Estado y lo convenido en este instrumento*”. También se mantuvo vigente la legislación impositiva y aduanera de cada país. El último párrafo del artículo 6 ratifica que: “*Los vendedores, compradores y transportistas del gas deberán observar la legislación impositiva y aduanera aplicable a cada jurisdicción*”.

- ✓ El principio de no discriminación contenido en el artículo 7 está claramente delimitado a la ocurrencia de eventos de fuerza mayor o caso fortuito que afecten temporalmente elementos de infraestructura, sin alcanzar a los problemas de abastecimiento.³⁷

Argentina - Uruguay

- **8 de julio de 1991: “Acuerdo de Abastecimiento de Gas Argentino a la República Oriental del Uruguay”**

- ✓ Establece que el abastecimiento de gas natural de la República Argentina a la República Oriental del Uruguay, mediante uno o más gasoductos, se realizará con capital de riesgo, sin erogaciones ni avales de los Estados (artículo 1).
- ✓ El tratamiento igualitario entre consumidores argentinos y uruguayos se limitaría a posibles restricciones estrictamente técnicas o de infraestructura de transporte (artículo 3).
- ✓ Las obras a realizar se regirían por las normas de cada país y serían supervisadas y/o controladas dentro de cada jurisdicción por las autoridades competentes de cada Estado (artículo 7).

- **20 de septiembre de 1996: “Acuerdo Complementario al Acuerdo de Abastecimiento de Gas Argentino a la República Oriental del Uruguay del 8 de julio de 1991”**

- ✓ Las partes promoverían un régimen que permitiera la libre comercialización, exportación, importación y transporte de gas natural entre Argentina y Uruguay (artículo 1).
- ✓ Las exportaciones quedarían sujetas al nivel de reservas y disponibilidades, y a la legislación interna de cada país (Arts. 2 y 4).
- ✓ Se garantiza a todo interesado el acceso a las instalaciones de transporte, almacenamiento y demás infraestructura, en condiciones de igualdad, sin discriminaciones de ningún tipo por actividad, persona, nacionalidad y el destino (interno o externo) que tenga el gas natural (Artículo 3 inc. b).

³⁷ Dice el artículo 7 del Protocolo N° 15: “Las Partes procederán de acuerdo al principio de no discriminación respecto de los consumidores afectados, cualquiera sea la ubicación geográfica de éstos, en los casos de fuerza mayor o caso fortuito que afecten temporalmente elementos de infraestructura que sean comunes a la exportación de Argentina hacia Chile o de Chile hacia Argentina y al consumo interno, debiéndose en todos los casos mantener la proporcionalidad existente en condiciones normales”.

- ✓ El artículo 3 inc. c) establece que en casos de fuerza mayor o caso fortuito que afecten temporalmente elementos de infraestructura que sean comunes a la exportación y al consumo interno, las partes no discriminarían a los consumidores afectados, cualquiera fuere su ubicación geográfica, manteniendo la proporcionalidad existente en situaciones normales.
- ✓ El gobierno uruguayo otorgaría concesiones de explotación y almacenamiento subterráneo de gas natural para la utilización por ambos países, en las mismas condiciones que para la construcción y operación de gasoductos (Artículo 5).

Argentina - Brasil

- **9 de abril de 1996: “Protocolo de Entendimiento entre la República Federativa del Brasil y la República Argentina sobre Integración en Materia Energética”**
 - ✓ Ambos gobiernos manifestaron su interés en intensificar la complementación de sus respectivos sectores energéticos, incluyendo las interconexiones eléctricas, la realización del emprendimiento hidroeléctrico de Garabí (no concretado hasta el presente) y los intercambios de gas natural.
 - ✓ Respecto del gas natural, ambos gobiernos se comprometieron “*a profundizar los estudios jurídicos, técnicos, operativos y comerciales vinculados a la inserción del gas natural de la República Argentina en la matriz energética de la República Federativa de Brasil y, en particular, en el Estado de Río Grande do Sul*”, para lo cual el gobierno brasileño estimularía “*la implantación de una Central Termoeléctrica alimentada con gas natural argentino, a ser instalada en la ciudad de Uruguaiana*” (artículo 4).
 - ✓ Se acordó que “*el marco normativo aplicable a la importación, exportación y transporte de energía eléctrica y gas natural, será el constituido por la respectiva legislación de cada país*”. También se previó que serían los exportadores e importadores quienes negociarían los precios, tarifas, volúmenes, garantías y demás condiciones contractuales (artículo 6).
 - ✓ No se establecieron normas específicas para el caso de restricciones.
 - ✓ Otros compromisos asumidos por los países fueron: (i) profundizar los estudios vinculados a la inserción del gas natural argentino en la matriz energética brasileña, en particular en el Estado de Río Grande do Sul, fomentando Brasil, en una primera etapa,

la instalación de una central termoeléctrica en la ciudad brasileña de Uruguaiana a ser alimentada con gas argentino; (ii) fomentar las medidas necesarias para la adecuación de los sistemas tarifarios y restricciones no tarifarias; (iii) permitir que exportadores e importadores acuerden precios de los energéticos que reflejen costos económicos eficientes, servicios asociados, volúmenes involucrados y garantías necesarias.

Argentina - Bolivia

Sin perjuicio de los acuerdos específicos para la exportación de gas de Bolivia a Argentina, existe entre ambos países un acuerdo general de promoción de la interconexión.

▪ **16 de febrero de 1998: “Acuerdo de Alcance Parcial sobre Integración Energética entre la República Argentina y la República de Bolivia”**

- ✓ Los gobiernos de Argentina y Bolivia se propusieron optimizar el aprovechamiento de sus recursos energéticos naturales, hidrocarburos líquidos, gaseosos y sus derivados, y energía eléctrica, fomentando la participación privada en el área energética.
- ✓ Se expresa la voluntad política de armonizar normas con el objeto de profundizar la integración. Sin embargo, al momento de regular eventuales restricciones en el suministro de hidrocarburos o electricidad, los países se comprometieron a “*no establecer restricciones al cumplimiento físico de los contratos, distintas a las establecidas en la legislación interna*” (artículo 4); es decir, también se mantuvo la prioridad de abastecimiento interno prevista en las legislaciones nacionales.

MERCOSUR (Argentina – Brasil – Paraguay – Uruguay)

Conforme a lo anticipado, los acuerdos bilaterales mencionados fueron receptados en el “Memorándum de Entendimiento relativo a los Intercambios Gasíferos e Integración Gasífera” del 7 de diciembre de 1999, aprobado por Resolución CMC N° 10/99, que establece principios generales para el intercambio de gas: permitir la libertad de contratación; no establecer restricciones al cumplimiento físico de los contratos; otorgar las autorizaciones necesarias para la construcción y operación de gasoductos; evitar discriminaciones en el acceso a la capacidad de transporte; exigir la observancia de los criterios de protección ambiental, seguridad y calidad definidos por las normas internas de cada país; poner en práctica mecanismos de acceso a la información relevante de los

sistemas gasíferos; realizar estudios con miras a la operación conjunta de los sistemas de gas. El Memorandum no es una norma obligatoria según el Tratado del MERCOSUR, aunque procuraba generar consensos entre los Estados Parte (Argentina, Brasil, Paraguay, Uruguay).

Del análisis jurídico de los acuerdos-marco bilaterales para la integración energética y el suministro de gas natural, suscriptos por la Argentina durante la década del '90 con Uruguay, Chile, Brasil y Bolivia y de su equivalente adoptado por el MERCOSUR resulta una política de integración incipiente basada sobre las premisas que se analizan a continuación.

▪ ***La integración energética como objetivo y no como compromiso vinculante emergente de los acuerdos***

En los considerandos de los acuerdos, los países expresan su interés en intensificar los intercambios energéticos como estrategia para la integración bilateral. Así, en el Protocolo de Entendimiento de 1996 entre Argentina y Brasil se destaca *“la importancia que ambos Gobiernos confieren a la intensificación de la complementación de sus respectivos sectores energéticos con el propósito de buscar una deseable integración en esa área que permitirá el mejor aprovechamiento en la explotación y uso de sus recursos que garantizarán la regularidad del abastecimiento energético, lo que reviste importancia estratégica en el desarrollo económico y la integración argentina-brasileña”* (1^{er} párrafo del Protocolo).

La integración energética se plantea como un objetivo a alcanzar a partir de las transacciones internacionales que celebren los agentes privados y, en el caso del gas natural, el objetivo estaba subordinado a la existencia de excedentes del recurso en el país exportador. En este sentido, en el Protocolo de Entendimiento de 1996 se expresa que: *“Considerando las significativas reservas de gas natural de la República Argentina y las necesidades de la República Federativa del Brasil, en especial del Estado de Río Grande do Sul...”* (3^{er} párrafo del Protocolo).

Al no haber sancionado un marco regulatorio común, ni una autoridad supranacional para la regulación de los intercambios, la integración gasífera no pasa de ser una “meta deseable”.

▪ ***Compromisos asumidos por los Estados***

En el mismo sentido, los compromisos asumidos por los gobiernos están referidos únicamente al esfuerzo por promover o fomentar la inversión privada para la construcción de infraestructura de interconexión, mediante el otorgamiento de las correspondientes concesiones, licencias y permisos. Estas acciones prospectivas de gobierno deben enmarcarse dentro de la legislación vigente en cada país. Por ejemplo, el artículo 1 del Protocolo de Entendimiento de 1996 entre Argentina y Brasil establece que: “*Ambos gobiernos, en el marco normativo de cada país, se comprometen a establecer condiciones que permitan transacciones de energía eléctrica y gas libremente contratadas entre empresas de los dos países...*”.

Ninguno de los gobiernos renunció a la aplicación de los principios establecidos en su ordenamiento legal interno. Prueba de ello es que cuando el gobierno argentino se vio obligado a imponer prioridades en la asignación del gas natural, privilegiando el abastecimiento interno en virtud del principio legal que así lo ordena (Leyes 17.319 y 24.076), ninguno de los países a los que se exportaba gas natural en el marco de los acuerdos aquí considerados (Chile, Uruguay, Brasil) formalizó acciones judiciales o arbitrales por incumplimiento.

Este tipo de acuerdos sirve a los fines de la integración en un mercado excedentario. De hecho, el optimismo respecto de las reservas de gas natural en Argentina impulsó a los inversores privados a construir 10 gasoductos de interconexión con los países vecinos.

▪ ***Las responsabilidades por las transacciones internacionales de gas natural quedaron exclusivamente a cargo de los agentes privados***

Todos los acuerdos binacionales (y también el Memorándum de Entendimiento aprobado por el Consejo del MERCOSUR) coinciden en que la negociación, financiación y desarrollo de los proyectos quedarían exclusivamente a cargo del sector privado. Los agentes privados (exportadores, importadores, transportistas) podían pactar libremente los

volúmenes, precios, garantías y demás condiciones contractuales. Dice el artículo 6 del Protocolo de Entendimiento de 1996 entre Argentina y Brasil: *“permitir que exportadores e importadores negocien y acuerden el precio de compraventa de los bienes energéticos mencionados, cuyas tarifas y precios deberán reflejar costos económicos eficientes, los servicios asociados a los mismos, los volúmenes involucrados, las garantías necesarias y las demás condiciones comunes a este tipo de contrato”*.

Este tipo de acuerdos internacionales prevé que los agentes privados asuman los compromisos de inversión para la materialización de los proyectos de exportación, otorgándose mutuamente las garantías que consideraran necesarias y distribuyéndose contractualmente los riesgos del proyecto.

▪ ***Las transacciones internacionales de gas natural se rigen por las leyes internas de cada país***

Aun en los acuerdos en los que se declaró la voluntad de armonizar las regulaciones aplicables a los intercambios internacionales (caso del acuerdo de 1998 entre Argentina y Bolivia), hasta tanto ello no ocurra las transacciones se rigen por lo dispuesto en las leyes nacionales de cada país.

Ninguno de los acuerdos creó un régimen regulatorio común para las operaciones de compraventa o transporte internacional. El artículo 6 del Protocolo de Entendimiento de 1996 entre Argentina y Brasil establece que: *“el marco normativo aplicable a la importación, exportación y transporte de energía eléctrica y gas natural, será el constituido por la respectiva legislación de cada país”*. Esto significa que las exportaciones de gas natural de Argentina quedaron subordinadas a las prescripciones del artículo 6 de la Ley de Hidrocarburos N° 17.319³⁸ y al artículo 3 de la Ley del Gas N° 24.076³⁹ y sus normas reglamentarias. Estas leyes no sólo regían al momento de otorgar la

³⁸ El artículo 6, párr. 4°, de la Ley de Hidrocarburos N° 17.319 dispone que: *“El Poder Ejecutivo permitirá la exportación de hidrocarburos o derivados no requeridos para la adecuada satisfacción de las necesidades internas, siempre que esas exportaciones se realicen a precios comerciales razonables y podrá fijar en tal situación, los criterios que regirán las operaciones en el mercado interno, a fin de posibilitar una racional y equitativa participación en él a todos los productores del país”*.

³⁹ El artículo 3, párr. 2°, de la Ley del Gas No 24.076 confirma que: *“Las exportaciones de gas natural deberán, en cada caso, ser autorizadas por el Poder Ejecutivo Nacional, dentro del plazo de noventa (90) días de recibida la solicitud, en la medida que no se afecte el abastecimiento interno”*.

autorización de exportación, sino durante toda la vigencia de la operación de compraventa y transporte internacional.

Incluso, en el caso del Protocolo N° 15 de 1995 entre Argentina y Chile se ratificó que: “*Los vendedores, compradores y transportistas del gas deberán observar la legislación impositiva y aduanera aplicable a cada jurisdicción*” (último párrafo del artículo 6).

En definitiva, el Protocolo o Memorándum de Entendimiento no es propiamente un tratado vinculante para los países signatarios, sino un conjunto de declaraciones acordadas con la finalidad de que sirvan de base para otros acuerdos legalmente vinculantes a celebrarse más adelante. Así, el artículo 6 del Protocolo de Entendimiento de 1996 entre Argentina y Brasil se refiere a “*el régimen jurídico a ser implementado en los términos del párrafo 1° del presente Protocolo de Intenciones...*”.

Asimismo, hay que tener en cuenta que los tratados internacionales tienen distintos requisitos formales para su incorporación al derecho interno de cada país. La ratificación, adhesión, aceptación o aprobación de un tratado internacional es un acto que da efecto al acuerdo, no sólo en el orden internacional, sino también en el orden interno. En el caso de tratados acordados en el ámbito de procesos de integración se torna aún más compleja la cobertura de los aspectos internos y externos para la aplicabilidad o invocabilidad de una norma convencional, en razón de las cuestiones de competencia de los órganos de cada Estado.⁴⁰

▪ ***Los acuerdos internacionales no modificaron la prioridad de abastecimiento interno prevista en las leyes nacionales***

⁴⁰ Por ejemplo, en Argentina la ratificación legislativa de los tratados tiene un trámite bien definido en el ordenamiento constitucional. El artículo 75 inc. 24 de la Constitución Nacional atribuye al Congreso de la Nación la facultad de: “*Aprobar tratados de integración que deleguen competencias y jurisdicción a organizaciones supraestatales en condiciones de reciprocidad e igualdad, y que respeten el orden democrático y los derechos humanos. Las normas dictadas en su consecuencia tienen jerarquía superior a las leyes. La aprobación de estos tratados con Estados de Latinoamérica requerirá la mayoría absoluta de la totalidad de los miembros de cada Cámara. En el caso de tratados con otros Estados, el Congreso de la Nación, con la mayoría absoluta de los miembros presentes de cada Cámara, declarará la conveniencia de la aprobación del tratado y sólo podrá ser aprobado con el voto de la mayoría absoluta de la totalidad de los miembros de cada Cámara, después de ciento veinte días del acto declarativo. La denuncia de los tratados referidos a este inciso, exigirá la previa aprobación de la mayoría absoluta de la totalidad de los miembros de cada Cámara*”.

Los acuerdos marco bilaterales no modificaron las leyes nacionales, sino que expresamente remitieron a su aplicación. Se mantuvo vigente el alcance de la prioridad de abastecimiento interno prevista en las leyes nacionales.

El principio de no discriminación de los Protocolos de Entendimiento no estableció una excepción a las normas internas por las cuales los recursos naturales no renovables deben destinarse prioritariamente a la satisfacción de las necesidades del consumo interno. La única concesión efectuada por el gobierno argentino respecto de la aplicación de un tratamiento no discriminatorio y proporcional en caso de restricciones al suministro, se refirió concretamente al caso de eventos de fuerza mayor o caso fortuito que afectaren temporalmente elementos de infraestructura (ej.: rotura de un gasoducto). Esta garantía aparece solamente en el caso de los acuerdos con Uruguay y Chile.⁴¹

En resumen, los acuerdos bilaterales suscriptos por el gobierno argentino en la década del '90 tuvieron como objetivo la promoción de los intercambios energéticos (gas y electricidad) con los países vecinos. Sin embargo, los gobiernos dejaron la estructuración, financiación y ejecución de los proyectos en manos de la iniciativa privada. Las garantías otorgadas por los gobiernos se limitaron a la no imposición de obstáculos para la obtención de las autorizaciones, licencias o permisos necesarios para el desarrollo de los proyectos, en los términos previstos por las leyes nacionales. En el caso de Uruguay y Chile existió el compromiso de observar un criterio de proporcionalidad en casos de fuerza mayor o caso fortuito que afectaran temporalmente la infraestructura de transporte, manteniendo vigente la prioridad de abastecimiento interno en todos los demás casos.

⁴¹ Dice el artículo 7 del Protocolo N° 15 entre Argentina y Chile: “*Las Partes procederán de acuerdo al principio de no discriminación respecto de los consumidores afectados, cualquiera sea la ubicación geográfica de éstos, en los casos de fuerza mayor o caso fortuito que afecten temporalmente elementos de infraestructura que sean comunes a la exportación de Argentina hacia Chile o de Chile hacia Argentina y al consumo interno, debiéndose en todos los casos mantener la proporcionalidad existente en condiciones normales*”. Las delegaciones de ambos países sabían y así lo redactaron y suscribieron en el Protocolo N° 15 citado, que la garantía de “no discriminación” y “proporcionalidad” sólo se aplicaría ante fallas temporales en la infraestructura, sin alcanzar a los problemas de abastecimiento. Quedaba claro para todos los actores que, para que la proporcionalidad resultara aplicable, debían darse tres condiciones: (i) que ocurriera un evento de fuerza mayor o un caso fortuito; (ii) que se tratara de una afectación temporaria; y (iii) que la afectación recayera sobre elementos de infraestructura (concretamente, infraestructura de transporte que es la que puede resultar “*común a la exportación y al consumo interno*”).

Cabe aclarar -como se señala más adelante- que en los acuerdos en los que Bolivia actúa como proveedor-exportador, tampoco se realizan concesiones al principio de prioridad de abastecimiento interno. Sin embargo, al estar comprometidas directamente las empresas públicas energéticas, el Estado es sujeto directo de los intercambios, asegurando su participación en la solución de cualquier controversia o rigidez que pudiere aparecer en los acuerdos iniciales.

4.2.2 ACUERDOS BINACIONALES SOBRE PROYECTOS ESPECÍFICOS

En el caso de las exportaciones de Bolivia, los acuerdos fueron bilaterales y vinculados a proyectos específicos de infraestructura y comercialización de gas con Brasil y con Argentina. Bolivia es un país con un alto nivel de reservas respecto de las necesidades de su consumo interno. Sin embargo, tuvo una política de administrar centralizadamente sus exportaciones, limitando la libre disponibilidad por parte de los productores privados en su territorio. El único exportador por parte de Bolivia fue la estatal Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB), mientras que los importadores fueron PETROBRAS en el caso de Brasil y la estatal Gas del Estado -sucedida por YPF S.A.- en el caso de Argentina.

Los resultados de esta estrategia de integración han sido exitosos hasta el presente. El Gasoducto Norte en el tramo argentino estuvo en funcionamiento continuo desde 1972 hasta 1999 y tuvo múltiples renegociaciones y extensiones de plazo, las cuales pudieron definirse en un marco de acuerdos razonables. En el año 2004, en un contexto de detención de las inversiones -primero en Argentina y luego en Bolivia- estos países comenzaron a negociar el reinicio y ampliación del suministro. Las negociaciones bilaterales entre Bolivia y Argentina tuvieron un rápido efecto: ya en el 2004 y hasta 2010 Bolivia exportó hasta 7,7 MMm³/d a Argentina. En una modificación del acuerdo, respaldado por la construcción de un nuevo gasoducto, las exportaciones del año 2012 alcanzaron los 12 MMm³/d con un incremento previsto a 27 MMm³/d en 2017.

El gasoducto hacia Brasil, que inició sus operaciones en 1999, estuvo operando según los planes, a pesar de que la demanda de gas en Brasil no siguió la trayectoria proyectada.

Bolivia - Brasil

El principal contrato de exportación de gas natural en Sudamérica es el **Contrato de Compraventa de Gas Natural** celebrado entre **PETROBRAS e YPFB** en **1996** y que comenzó a operar en 1999. Para llegar al contrato actual hubo varios antecedentes y adendas.⁴² Se trata de un contrato propio de la industria del gas natural, con un plazo de 20 años contados a partir de julio de 1999. Presenta una cantidad diaria contratada variable en el tiempo desde los 9 MMm³/d iniciales hasta los 30 MMm³/d a alcanzar entre los años 2000 y 2004, manteniéndose los 30 MMm³/d hasta la finalización del contrato en 2019. Sus cláusulas establecen los límites de “take or pay”, que para los primeros 4 años variaron entre el 60% y el 80%, manteniéndose posteriormente este último porcentaje. En el momento de la firma de este contrato de compraventa de gas, las expectativas brasileñas estaban sustentadas en el crecimiento de la capacidad termoeléctrica de Brasil.

A su vez, YPFB celebró contratos *back to back* con los productores de hidrocarburos. Los primeros 9 MMm³/d del volumen exportado fueron distribuidos según lo establecido en el Reglamento de Comercialización de Gas, por el cual los productores que exportaban a la Argentina tenían el mismo derecho proporcional en la primera nominación de volúmenes de gas a Brasil, sujetos a las curvas de declinación sobre la base de las reservas probadas. Las restantes necesidades de suministro fueron licitadas entre los productores de acuerdo con sus reservas probadas exportables no contratadas, sujeto a la cláusula que establece el derecho de preferencia de PETROBRAS.

El precio del gas de este contrato se establece a partir de un precio base en dólares por MMBTU que varía anualmente, corregido por una fórmula de ajuste que contempla los precios de tres tipos de fuel oil, de acuerdo con su concentración de azufre.

PETROBRAS se comprometió a (i) adoptar las medidas necesarias para el cumplimiento del contrato en el mercado brasileño y a (ii) asegurar que el gasoducto abastezca a los mercados industriales, generación termoeléctrica, transporte, comercial y residencial, y otros en las regiones sur y sudeste, así como los estados de Mato Grosso do Sul. YPFB se comprometió a adoptar por sí misma o por terceros las medidas necesarias para el

⁴² El 16 de agosto de 1996 se firmó el primer Contrato de Compraventa de Gas Natural entre PETROBRAS e YPFB; el 4 de septiembre de 1996 se firmó el contrato de construcción del gasoducto Bolivia-Brasil y ese mismo día se iniciaron los trabajos, con la licitación internacional para la compra de las tuberías; el 17 de diciembre de 1998 se firmó la Adenda N° 1 y el 16 de marzo de 2000 la Adenda N° 2.

desarrollo del sistema de producción del gas en Bolivia. Ambas empresas se comprometieron a garantizar que los mercados vinculados al contrato sean desarrollados en forma integrada con el objetivo estratégico de optimizar la capacidad del gasoducto, las reservas y precios del gas natural.

A partir de 2003, Bolivia ha exigido un aumento del precio del gas correspondiente al contrato. Tras las negociaciones de 2007, el precio y el mecanismo de ajuste se mantuvieron, aunque Brasil aceptó reconocer a Bolivia un adicional por el valor de los líquidos de gas.

Si bien se consideraron proyectos para la ampliación del gasoducto Bolivia-Brasil, Bolivia -por ahora y como consecuencia del acuerdo de abastecimiento celebrado con Argentina- no aumentaría la oferta actual al mercado brasileño.

Bolivia - Argentina

El 21 de abril de 2004 Argentina y Bolivia firmaron un **Convenio Temporario de Venta de Gas Natural** que fue modificado por sucesivas adendas. El 29 de junio de **2006** los presidentes de Argentina y Bolivia firmaron un **Convenio Marco para la Venta de Gas Natural y la Realización de Proyectos de Integración Energética**, que prevé la provisión de gas natural durante un plazo de 20 años por un volumen inicial de hasta 7,7 MMm³/d con posibilidad de llevarlo a 27 MMm³/d al final del período.⁴³ Del lado argentino, se modificó la titularidad de las transacciones: hasta 2006 las importaciones habían sido realizadas por la empresa privada Repsol-YPF y PETROBRAS; luego quedaron en cabeza de la estatal Energía Argentina S.A. (ENARSA). La disponibilidad de estos volúmenes de gas de Bolivia justificó la construcción del Gasoducto Juana Azurduy,

⁴³ Entre 2005 y 2007 las exportaciones de gas de Bolivia a Argentina fueron en torno a los 4,7 MMm³/d. Por el contrario, en el año 2008 (ya firmado el Convenio Marco 2006) se importaron sólo 2,5 MMm³/d. Los motivos que impidieron un mayor abastecimiento a Argentina fueron: el aumento de la demanda brasileña, que obligó a Bolivia a cumplir con el 100% de su contrato de exportación a Brasil (30 MMm³/d); la demanda boliviana interna que aumentó considerablemente, y la falta de crecimiento suficiente de la producción boliviana. En 2009 y 2010 los volúmenes de importación se recuperaron al nivel de los años precedentes (4,7 MMm³/d). Actualmente (2016) las exportaciones de gas de Bolivia a Argentina se ubican en torno a los 17 MMm³/d.

primer tramo del Gasoducto del Nordeste Argentino (GNEA).⁴⁴ El Convenio Marco previó también una inversión con créditos argentinos para la instalación en territorio boliviano de una planta de industrialización de gas y una planta de generación termoeléctrica.

En enero de **2007** se suscribió el **Contrato de Compraventa de Gas entre YPF de Bolivia y ENARSA de Argentina**. Se trata de un contrato de suministro de gas con todas las definiciones y cláusulas comúnmente utilizadas en la industria. Los equipos técnicos de ambos países establecieron una fórmula de precios basada en el precio internacional del fuel oil. A los efectos de ajustar los volúmenes que YPF debía entregar durante el período 2007-2009, las partes realizaron diferentes negociaciones hasta acordar la suscripción de la **Primera Adenda** al Contrato cuya entrada en vigencia fue el 1° de mayo de **2010**. Una peculiaridad del acuerdo es que Argentina solo puede utilizar el gas para su consumo interno y no puede incrementar con ello sus exportaciones a terceros países.

El 18 de julio de **2012** se firmó un **Contrato Interrumpible de Compra y Venta de Volúmenes de Gas Excedentes** de la Cantidad Diaria Contractual establecida en la Adenda al Contrato firmada en mayo del 2010 por un plazo de 15 años, es decir hasta el 31 de diciembre del 2026. En este contrato se compromete un volumen máximo de hasta 2,7 MMm³/día para el año 2012 y 3,3 MMm³/día para el año 2013.

Colombia - Venezuela

El **Contrato de Suministro de 2007** entre PDVSA y ECOPETROL tiene la particularidad de haber sido diseñado para oportunamente revertir el flujo de los intercambios. Colombia comenzó como exportador de gas a Venezuela por un plazo de 4 años (2008-2011), para que a partir de 2012 Venezuela pasara a ser exportador. Esto permitió a Colombia colocar su excedente de producción y prepararse para cubrir el déficit de gas proyectado para 2017. Venezuela pudo reemplazar el gasoil utilizado en las centrales térmicas y se aseguró un mercado para los nuevos proyectos de producción de gas de PDVSA.

⁴⁴ Desde julio de 2011 todos los volúmenes entregados por YPF se reciben en Argentina a través del Gasoducto Internacional Juana Azurduy (GIJA), que es el primer tramo del GNEA y cuya construcción fue realizada por empresas contratistas de ENARSA. En un principio, mientras se optimizaba el uso del GIJA se recibía el gas boliviano a través de los gasoductos existentes de Yacuiba y Madrejones.

Sin embargo, los proyectos venezolanos no entraron en operación en 2011 y debieron acordarse sucesivas prórrogas de la exportación de Colombia. El retraso tuvo costos importantes para Venezuela que debió pagar el gas a precio internacional, pero a su vez le permitió cubrir el déficit de combustible que requería para sus termoeléctricas. Según información de la Comisión Nacional de Operación de Gas Natural - CNO de Colombia, las exportaciones colombianas rondaron inicialmente (2008) un promedio de 4,25 MMm³/d y alcanzaron entre 2011 y 2013 un promedio de 5,7 MMm³/d. A fines de 2015 entró en operación el proyecto Perla de PDVSA. Desde 2016 podría empezar a proyectarse la reversión del flujo de gas.

El convenio bilateral que sustenta la interconexión es un acuerdo vinculado a un proyecto específico, con compromisos directamente asumidos por las empresas nacionales de energía. El alcance jurídico es similar al de los convenios de exportación de Bolivia a Brasil y Argentina. También aplica el principio de prioridad de abastecimiento interno, común a todos los contratos de exportación de gas natural. Colombia efectivamente ha interrumpido el suministro a Venezuela por causa de fuerza mayor, como en abril de 2014 debido a la sequía experimentada en Colombia.

Del análisis realizado resulta que, a diferencia de los convenios marco bilaterales que sustentaron las interconexiones gasíferas de Argentina en su rol de exportador, en los que el desarrollo de la infraestructura y los acuerdos sobre las transacciones fueron dejados a la iniciativa y riesgo privados, en los acuerdos de venta de gas celebrados por Bolivia con Argentina y Brasil, así como el acuerdo entre Colombia y Venezuela, los gobiernos asumieron compromisos directos y concretos a través de sus empresas estatales de energía: YPFB (Bolivia), PETROBRAS (Brasil), ENARSA (Argentina), ECOPETROL (Colombia) y PDVSA (Venezuela). En estos casos encontramos verdaderos contratos de compraventa de gas natural, los llamados '*gas sales agreements*' -o GSA por sus siglas en inglés-, que contienen todas las definiciones y cláusulas que se requieren para hacer efectivas las transacciones internacionales de gas entre comprador y vendedor. Estos acuerdos también traen provisiones acerca de la inversión comprometida para la implementación de la infraestructura de interconexión, incluyendo también -como en el caso de los contratos de

exportación de Bolivia- ciertos compromisos adicionales asumidos por el país importador para la inversión en infraestructura dentro del país exportador.

El hecho de que los Estados hayan asumido en forma directa los compromisos de inversión y de compraventa parece ser la clave del buen funcionamiento de este tipo de acuerdos. Por ‘buen funcionamiento’ se entiende la perdurabilidad de los acuerdos, ya que al relacionarse directamente un gobierno con otro, el acuerdo adquiere carácter estratégico y hay una mayor predisposición de las partes para permitir la adecuación de los compromisos asumidos cuando alguna de las partes -en general, el país exportador- encuentra dificultades de cumplimiento. Por ejemplo, cuando en 2010 Bolivia tuvo dificultades para cumplir con el cronograma de aumento de los volúmenes exportables a Argentina, se negoció la adecuación del cronograma de entregas a las previsiones de producción revisadas del país exportador. Asimismo, cuando en 2012 Venezuela no pudo comenzar a actuar como exportador debido al retraso en su proyectos en el *upstream*, Colombia aceptó prorrogar sus exportaciones por casi 4 años más.

En líneas generales puede concluirse que, cuando los acuerdos fueron solamente entre privados (caso de las exportaciones de gas de Argentina a Chile, Brasil y Uruguay), el Estado dejó a exportadores e importadores librados a sus conflictos de intereses, con efectos frustrantes para los objetivos de la integración. En cambio, los acuerdos entre empresas estatales presentaron mayor flexibilidad para la adecuación dentro de los términos del propio convenio.

5 - ACUERDOS QUE SUSTENTAN INTERCONEXIONES FUTURAS

En las secciones precedentes se identificaron y analizaron los convenios bilaterales que sustentan las interconexiones eléctricas y gasíferas existentes en los países de América del Sur. Para completar el análisis, no podemos dejar de mencionar que en años recientes los países de la región han realizado avances significativos en la celebración de acuerdos para la interconexión.

En general, estos nuevos acuerdos se refieren a la interconexión eléctrica, aunque también hay proyectos de integración bilateral en base a gas natural de Bolivia. Para aquellos

acuerdos que prevén el desarrollo de proyectos de infraestructura específicos, es posible anticipar que la región contará próximamente con nuevas interconexiones o con la ampliación de las existentes. Tal es el caso de los proyectos hidroeléctricos entre Bolivia y Brasil, que entrarían en plena operación en 2025.

Cabe destacar además que -en el caso de los Países Andinos- a través de la iniciativa SINEA se ha logrado avanzar en la definición de objetivos y proyectos multilaterales, como el Corredor Eléctrico Andino, superando así las perspectivas de interconexión puramente bilateral.

5.1 LA INICIATIVA SINEA: PROFUNDIZACIÓN DE LA INTEGRACIÓN MULTILATERAL

Hacia 2010 la CAN puso en marcha la **Agenda Estratégica Andina**, a fin de ampliar el espectro de las prioridades fijadas en el campo de la integración energética. Se acordó: promover la cooperación hidrocarburífera, minera e hidroeléctrica en el marco del respeto y protección del medio ambiente; fortalecer el Consejo de Ministros de Energía, Electricidad, Hidrocarburos y Minas de la Comunidad Andina y el Comité Andino de Organismos Normativos y Reguladores de Electricidad (CANREL); evaluar la importancia de promover el cambio de la matriz energética; fomentar las energías renovables; evaluar las transacciones internacionales de energía eléctrica y los escenarios de abastecimiento y planeamiento estratégico a largo plazo; fortalecer la definición de acciones a seguir en materia de alternativas de interconexión eléctrica.

En ese contexto, con miras a mejorar la integración de los mercados eléctricos de los Países Andinos, en abril de 2011 mediante la **Declaración de Galápagos** se constituyó el **Sistema de Interconexión Eléctrica Andina (SINEA)**.⁴⁵ Los Ministros de Relaciones Exteriores y funcionarios del sector eléctrico de Bolivia, Colombia, Ecuador, Perú y Chile (como país asociado a la CAN) acordaron desarrollar un **Corredor Eléctrico Andino**. El Consejo de Ministros del SINEA se constituyó como la máxima instancia de decisión de

⁴⁵ Las sucesivas reuniones y declaraciones fueron: 2 abril 2011 Declaración de Galápagos; 22 julio 2011 Declaración de Lima; 15 noviembre 2011 Declaración de Bogotá; 14 mayo 2012 Declaración de Lima; 27 septiembre 2012 Declaración de Santiago; 7 noviembre 2013 Declaración de Quito; 25 abril 2014 Declaración de Lima; 2 septiembre 2015 Declaración de Santiago; 4 diciembre 2015 Taller de Santa Cruz.

esta iniciativa. Se formaron grupos de trabajo de ‘planificación’ (GOPLAN) y ‘regulación’ (GTOR). Las actividades de estos grupos se concentran así en dos bloques: (i) la construcción de infraestructura para generar la interconexión eléctrica regional; y (ii) la creación de un marco regulatorio supranacional que facilite los intercambios y transacciones de energía eléctrica.

En noviembre de 2011 el Consejo de Ministros del SINEA suscribió la **Declaración de Bogotá** para la contratación de una consultoría financiada con recursos del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) que analizará la factibilidad de la interconexión eléctrica andina, incluyendo tres objetivos: (a) establecer los principios y lineamientos necesarios para la armonización regulatoria de los países partícipes de la iniciativa; (b) identificar y evaluar las posibles alternativas sostenibles de interconexión eléctrica andina; y (c) analizar las opciones de interconexión eléctrica andina en términos de costos, cronogramas y requerimientos socioambientales.

En septiembre de 2015, la **Declaración de Santiago** reafirmó la voluntad política de Bolivia, Colombia, Chile, Ecuador y Perú de dar continuidad a esta iniciativa que ha logrado convergencias preliminares en materia de estudios de armonización regulatoria y de planificación de infraestructura en trabajo conjunto con la CAN. Se valoraron las conclusiones del estudio realizado con financiación del BID y se acordó avanzar con la Hoja de Ruta para la Integración Eléctrica Andina acordada en abril de 2014.

Actualmente el proyecto de infraestructura se encuentra en etapa de diseño básico e ingeniería para la construcción de una línea de transmisión de 500 kV que estaría operativa en 2024, interconectando Colombia, Ecuador, Perú, Bolivia y Chile.

En materia regulatoria se prevé la construcción de un mercado en tres etapas: 1) Mercado de Corto Plazo con Despacho Coordinado entre Colombia Ecuador y Perú; 2) Mercado de Corto Plazo con Despacho Coordinado y Contratos financieros entre Agentes; y 3) Mercado de Largo Plazo, Despacho Coordinado, Contratos financieros entre Agentes, Contratos Físicos, Planificación Regional.

Si bien estos acuerdos multilaterales presentan la fortaleza de estar referidos a un proyecto específico de infraestructura de interconexión, hasta el momento el SINEA no cuenta con

una institucionalidad que le permita hacer efectivas sus decisiones. Por ello resulta necesaria la articulación con la CAN. Es decir: los avances del SINEA a través de los Grupos de Trabajo GTOR y GOPLAN y de los acuerdos del Consejo de Ministros resultan insumos para la CAN. La CAN puede convertir estos insumos en reglas para el mercado subregional. Se espera que esta interacción produzca una nueva Decisión supranacional emitida por la Comisión de la CAN, para reemplazar en forma definitiva el mecanismo de la suspendida Decisión 536, superando los regímenes transitorios que rigen actualmente en materia de intercambios eléctricos. Chile podrá incorporarse a través de un acuerdo como país asociado.

5.2 AVANCES EN EL CONO SUR: BOLIVIA COMO “CORAZÓN ENERGÉTICO”

En los países del Cono Sur también se han registrado avances recientes en materia de integración energética. Entre estos avances se destaca el objetivo manifestado por Bolivia de constituirse en el ‘corazón energético’ de la subregión. Además de consolidar su rol como exportador de gas, Bolivia planea exportar electricidad a los países vecinos hasta alcanzar 10.000 MW en el año 2025. Para ello, ha firmado convenios bilaterales con sus vecinos.

En julio de 2015 **Bolivia y Brasil** firmaron una **Adenda al Memorando de Entendimiento en Materia Energética**, con el objeto de constituir un Comité Técnico Binacional para desarrollar estudios que determinarán el potencial de las plantas hidroeléctricas binacionales Cachuela Esperanza y Río Madera; de las plantas hidroeléctricas nacionales bolivianas El Bala y Rositas; y de otras plantas termoeléctricas, todo ello con el objetivo de generar y exportar a Brasil aproximadamente 8000 MW.⁴⁶

En abril de 2016 la Empresa Nacional de Electricidad (ENDE) de Bolivia y Eletrobrás de Brasil acordaron dar inicio al estudio de factibilidad de los proyectos hidroeléctricos en Cachuela Esperanza y en Río Madera. Los estudios durarán entre 2 y 3 años, y la construcción de las líneas de transmisión de energía eléctrica demorará entre 5 y 6 años.

⁴⁶ El proyecto Río Madera generaría 3000 MW, mientras que la represa de Cachuela Esperanza produciría entre 600 y 900 MW, dependiendo de la configuración técnica de la central. El Bala tendría un potencial de 1600 MW, Rositas de 400 MW y otras cuencas del Río Grande 2000 MW.

También a mediados de 2015, **Bolivia y Perú** firmaron un **Memorándum de Entendimiento Específico** para (i) la distribución mayorista de gas licuado de petróleo (GLP) a cargo de YPF B Corporación, en sociedad con la estatal Petroperú, a siete ciudades del sur de Perú, (ii) la participación de YPF B en toda la cadena de hidrocarburos de Perú, incluyendo la construcción de redes y el suministro de gas natural al sur de Perú; y (iii) la construcción de una línea de transmisión eléctrica binacional a cargo de ENDE. Sobre esta base, se acordó la conformación de un **Comité Binacional de Hidrocarburos** y un **Comité Binacional de Energía Eléctrica**, integrado por especialistas de ambos sectores, con la finalidad de intercambiar información y realizar estudios para el desarrollo de infraestructura de integración.

En agosto de 2015, **Bolivia y Paraguay** suscribieron un **Acuerdo Marco para la provisión de Gas Natural, GNL, GLP y otros derivados**, que promueve el envío de gas de Bolivia a dos ciudades paraguayas y la construcción por parte de YPF B de las redes de gas que requieren estas dos ciudades para recibir el suministro. En materia eléctrica, ENDE (Bolivia) y ANDE (Paraguay) firmaron un **Acuerdo Específico** para la realización de estudios conjuntos en materia de interconexión eléctrica, a fin de optimizar la operación segura y confiable de los sistemas eléctricos nacionales.

En octubre de 2015, **Bolivia y Argentina** firmaron tres **Convenios de Intercambio Energético en Electricidad, Energía Nuclear e Hidrocarburos**. El primero de los acuerdos promovió la firma de un contrato de exportación a corto plazo de energía eléctrica entre ENDE de Bolivia y CAMMESA de Argentina. Inicialmente se prevé el envío de 440 MW y un paulatino incremento de acuerdo con la capacidad de generación. El primer paso para la exportación de los 440 MW es la construcción en una primera etapa de la línea de interconexión en 500 kV entre Yaguacua (Bolivia) y Tartagal (Argentina). En una segunda etapa se conectarán Tartagal y San Juancito. Las obras se iniciarían con un crédito financiado por el Banco Central de Bolivia. La potencia disponible para Argentina se incrementaría con la energía de los proyectos hidroeléctricos de Cambari, Carrizal, Arrazal y Las Pavas, ubicados en el departamento de Tarija. Hacia 2018 Bolivia estaría exportando a Argentina cerca de 1000 MW.

6 - CONCLUSIONES

6.1 CLASIFICACIÓN GENERAL DE LOS CONVENIOS

En base al análisis desarrollado en este estudio, los convenios bilaterales que sustentan las principales interconexiones energéticas existentes en los países de América del Sur pueden clasificarse, en términos generales, según se indica en la siguiente tabla.

Tabla 3 – CLASIFICACIÓN DE LOS CONVENIOS. Fuente: Elaboración propia

CONVENIOS QUE SUSTENTAN LAS INTERCONEXIONES ELÉCTRICAS		
Tratados para grandes aprovechamientos hidroeléctricos compartidos	<ul style="list-style-type: none"> - Compromisos directos y vinculantes asumidos por los Estados - Concepción estratégica de proyectos de infraestructura - Creación de un ente binacional 	Salto Grande: Argentina - Uruguay Itaipú: Brasil - Paraguay Yacretá: Argentina - Paraguay
Acuerdos binacionales	<ul style="list-style-type: none"> - Compromisos de los Estados a través de sus empresas nacionales - Concepción estratégica de proyectos de infraestructura 	Colombia - Venezuela Venezuela - Brasil
Marcos generales para la Interconexión en el MERCOSUR	<ul style="list-style-type: none"> - Iniciativa privada - Contratos de largo plazo y spot - Aplicación de marcos regulatorios nacionales 	Argentina - Brasil Argentina - Chile
Acuerdos en el marco de Decisiones CAN	<ul style="list-style-type: none"> - Compromiso de los Estados a través de sus empresas nacionales - Transacciones spot: excedentes y respaldo - Aplicación de marcos regulatorios nacionales con referencia a marco supranacional 	Colombia - Ecuador Ecuador - Perú
CONVENIOS QUE SUSTENTAN LAS INTERCONEXIONES GASÍFERAS		
Acuerdos específicos entre Estados	<ul style="list-style-type: none"> - Compromisos directos y vinculantes asumidos por los Estados - Contratos de largo plazo 	Gasoducto Bolivia - Brasil Gasoducto Bolivia - Argentina Gasoducto Colombia - Venezuela
Marcos generales para la Interconexión en el MERCOSUR	<ul style="list-style-type: none"> - Iniciativa privada - Contratos de largo plazo - Aplicación marcos regulatorios nacionales 	Gasoductos Argentina - Chile Gasoductos Argentina - Uruguay Gasoductos Argentina - Brasil

Como sustento de las interconexiones eléctricas, se han identificado básicamente cuatro tipos de acuerdos: (i) los Tratados binacionales que sustentaron la construcción de los grandes aprovechamientos hidroeléctricos y las interconexiones asociadas, que a partir de su carácter geo-estratégico establecieron compromisos directos y vinculantes para los Estados; (ii) los acuerdos binacionales referidos a proyectos de interconexión específicos, instrumentados a través de las empresas nacionales; (iii) los marcos generales para el fomento de las interconexiones eléctricas, utilizados especialmente en los países del Cono Sur, que operaron como marco para que los inversores privados celebraran contratos conforme a las regulaciones internas del país exportador; y (iv) los acuerdos entre Estados en el marco de la CAN que sustentan conexiones bilaterales y que tienen en miras la progresiva integración subregional.

Respecto de los Tratados para el desarrollo de los aprovechamientos hidráulicos compartidos, cabe concluir que se trata de instrumentos exitosos en cuanto a su contribución al sustento de las interconexiones. Las divergencias que se presentaron con motivo de la permanente evolución de los mercados -frente a un texto que por definición pretende perdurar en el tiempo- se van resolviendo dentro del marco del propio Tratado. Una observación similar merecen los acuerdos binacionales que sustentan las interconexiones eléctricas Colombia-Venezuela y Venezuela-Brasil.

En cuanto a los protocolos de entendimiento o marcos generales para el fomento de las interconexiones, estos han sido útiles en la medida en que los inversores privados han percibido mercados con excedentes y sobre esa base han desarrollado la confianza suficiente para asumir compromisos de largo plazo que permitieran el repago de las inversiones en infraestructura. De todos modos, este tipo de acuerdos no resuelve los problemas que pudieren presentarse cuando la evolución de los mercados no acompaña el tipo de transacciones previstas por los inversores. No obstante, en el caso de la electricidad, en la medida en que sea posible recurrir a fuentes primarias de generación alternativas y revertir el flujo de las interconexiones, los actores han logrado reformular sus acuerdos dentro de los marcos regulatorios nacionales aplicables.

En los Países Andinos, la integración del sector eléctrico se estructuró sobre una base institucional. Los acuerdos celebrados en el marco de la CAN permitieron que las

empresas estatales desarrollaran interconexiones que, si bien hasta el presente han operado con volúmenes limitados, están diseñadas con una mirada de largo plazo, en procura de avanzar en la armonización y coordinación de las regulaciones nacionales para ampliar las posibilidades de intercambio. Los acuerdos alcanzados en el marco de la CAN, aun aquellos de carácter transitorio, presentan un grado de compromiso de los agentes y de los organismos reguladores nacionales que le otorgan buenas perspectivas en cuanto a los objetivos de la integración. Si bien la Decisión 536, así como los Anexos I y II de la Decisión 757 autorizan los contratos de largo plazo, las regulaciones nacionales los dejaron de lado, explicitando solamente las reglas para las TIE de corto plazo de los excedentes originados en el despacho coordinado. Hasta el presente se trata de interconexión física y regulación de intercambios, regulares o para emergencias. Una segunda fase -que representaría un mayor grado de integración- sería avanzar en proyectos de inversión comunes de generación.

En el caso de los acuerdos que sustentan las interconexiones gasíferas, cabe concluir que solamente los acuerdos entre Estados, referidos a proyectos específicos, han perdurado en el tiempo y han contribuido a los objetivos de la integración. Los convenios bilaterales firmados por Bolivia como exportador de gas, tanto a Brasil como a Argentina fueron celebrados por la máxima autoridad ejecutiva de cada país, mientras que las empresas estatales se obligaron en forma directa a realizar inversiones, construir infraestructura, comprar y vender el gas. Estos acuerdos se mantienen vigentes, con las modificaciones que se han considerado necesarias, y continúan respaldando las transacciones internacionales de gas.

Los acuerdos-marco generales que buscaron fomentar las interconexiones a cargo y riesgo de los agentes privados fueron útiles ante la perspectiva de un mercado subregional excedentario. Sin embargo, ante la escasez del recurso estratégico no renovable, los acuerdos entre privados, celebrados en el marco de las declaraciones de intención de fomento que remiten a las leyes internas de cada país, se han mostrado insuficientes para resolver los requerimientos cambiantes del escenario energético. Este tipo de declaraciones de principios, sean bilaterales o multilaterales, apenas crean las condiciones para la inversión privada, sin otorgar respaldos concretos. Son acuerdos que solo sirven en

situaciones en las que hay excedentes. Las interconexiones gasíferas del Cono Sur se construyeron porque los inversores privados confiaron en que los excedentes de Argentina se mantendrían sin limitaciones. Pero en el momento de escasez, el acuerdo binacional -e incluso al resolución multilateral del MERCOSUR- que había dado sustento a la interconexión no fue eficaz para resolver los conflictos. El objetivo de la integración se vio más bien afectado y en retroceso.

Las interconexiones gasíferas Argentina-Chile, Argentina-Uruguay y Argentina-Brasil se hicieron en el marco de un conjunto de protocolos orientados a fomentar las inversiones privadas en gasoductos, para llevar gas argentino a los países vecinos. Estos protocolos, al mantener la aplicación de las legislaciones internas de cada país, sometían cualquier faltante de gas natural en el sistema argentino a las condiciones del principio de prioridad del abastecimiento interno establecido en la Ley de Hidrocarburos y en la Ley de Gas Natural de Argentina. En consecuencia, cuando a partir de 2004 se manifestó la crisis de abastecimiento de gas, el gobierno argentino se limitó a asegurar la observancia por parte de los productores locales de la previa satisfacción del mercado interno, impidiendo toda exportación hasta que no estuviere cumplida dicha condición. No se aplicaron mecanismos de alerta temprana, ni cupos mínimos de abastecimiento al mercado externo. La solución se dejó librada a que las empresas privadas buscaran una forma de suplir el suministro y, principalmente, de resolver los conflictos derivados del incumplimiento de los contratos de exportación.

6.2 LOS LÍMITES A LA INTEGRACIÓN GASÍFERA

A fin de situar el análisis jurídico en el escenario real de los intentos de integración gasífera de la región, resulta pertinente aclarar que -sin perjuicio de las mayores garantías que han representado los acuerdos binacionales referidos a proyectos específicos de gas natural- los hidrocarburos presentan una particularidad respecto de la energía eléctrica: son recursos primarios no renovables, mientras que la electricidad es una fuente secundaria de energía que puede producirse a partir de recursos renovables y no renovables. Por ello, los compromisos asumidos por Bolivia frente a Argentina y a Brasil también están circunscriptos a la producción boliviana excedente. Por razones estratégicas, los países productores tienen menor disponibilidad para comprometer sus recursos agotables en

condiciones de absoluta igualdad y no discriminación entre el mercado nacional y los mercados extranjeros.

Cuando un país productor cuenta con reservas intermedias (como en el caso de Argentina o Colombia), la apertura de un mercado de exportación puede tener como objetivo acelerar el desarrollo del sector, pero difícilmente puedan considerarse exentos de riesgos para ambas partes los compromisos de suministro en firme de largo plazo. Ello, por la imposibilidad de excluir totalmente las contingencias que podrían derivarse desde el punto de vista técnico, económico o empresarial. La evidencia empírica de lo anterior se verificó justamente en los casos de Argentina y de Colombia, cuyos productores de gas natural, ante fenómenos extraordinarios de origen geológico y económico (Argentina) o climático (sequía provocada por el fenómeno del Niño en Colombia) que afectaron la capacidad de abastecimiento, se vieron imposibilitados de satisfacer simultáneamente la demanda interna y la demanda de exportación.

Incluso, en países con extensas reservas probadas de gas natural -como Bolivia o Venezuela- los compromisos de exportación también están sujetos al riesgo de que no llegue a desarrollarse la capacidad de inyección o de transporte proyectada al momento de asumir tales compromisos. En 2010, Bolivia y Argentina se vieron en la necesidad de modificar el Acuerdo Marco suscripto en junio de 2006 para la exportación de gas boliviano a Argentina por un plazo de 20 años, porque Bolivia no pudo cumplir con el suministro de los volúmenes mínimos acordados. Asimismo, en todos los casos en que Bolivia ha sufrido algún problema de confiabilidad en su sistema, también aplicó restricciones a sus exportaciones a Brasil. Las prioridades en el suministro de gas boliviano (abiertamente declaradas por las autoridades gubernamentales y aceptadas por los países importadores) son las siguientes: primero se abastece el mercado interno, luego Brasil y, en tercer lugar, Argentina.

En definitiva, la historia de los intercambios de gas natural en América Latina se ha limitado por ahora a la exportación sujeta a la satisfacción de la demanda interna. Ninguno de los acuerdos regionales ha configurado (ni siquiera como propósito) un mercado verdaderamente integrado o común de gas. Todas las transacciones internacionales de gas

han llevado implícito el riesgo de que no se efectivice la necesaria expansión de reservas, producción o infraestructura en los países exportadores.

6.3 LA CONCEPCIÓN POLÍTICA Y ESTRATÉGICA

Conforme a lo anticipado en la introducción conceptual al presente estudio, los convenios bilaterales que sustentan las interconexiones energéticas responden a una determinada concepción de la integración energética regional, y de las relaciones internacionales en general.

Las relaciones entre Argentina, Brasil y Paraguay hasta mediados de la década del '80 responden a una visión “realista” o “hobbesiana” de la política internacional. Los tratados que dieron origen a los grandes aprovechamientos hidroeléctricos estuvieron directamente ligados a la resolución de disputas limítrofes entre estos países y a equilibrar las fuerzas relativas de Argentina y Brasil respecto de los demás países del Cono Sur. Así, la disputa fronteriza entre Brasil y Paraguay sobre el aprovechamiento de los Saltos del Guayrá o Sete Quedas recién tuvo inicio de solución cuando se firmó un acuerdo que apuntaba a resolver la cuestión de límites al mismo tiempo que avanzaba en la definición de una gran central hidroeléctrica: Itaipú, un mega-proyecto que puso el área en conflicto en un condominio entre ambos países.

La experiencia de las interconexiones gasíferas construidas en la década del '90 desde Argentina hacia sus países vecinos, en el marco de los Protocolos de Interconexión bilaterales -cuyo alcance quedó reflejado en la Resolución MERCOSUR N° 10/98- parece encuadrar en un modelo “idealista”, en tanto no se previeron mecanismos para resolver los eventuales conflictos de intereses entre el país exportador y el importador en caso de una crisis de abastecimiento.

Al analizar esta cuestión, Caballero Santos (2008) elige tres hitos clave en el proceso de integración de los países del MERCOSUR y busca explicarlos a través de las grandes teorías de las relaciones internacionales. Los acuerdos para la construcción de los aprovechamientos hidráulicos compartidos se explicarían bajo el paradigma *realista* y de seguridad: la anterior desconfianza entre vecinos habría dado paso a una creciente comunidad de seguridad y confianza. Más adelante, la firma del Tratado de Asunción de

1991 como momento fundacional del MERCOSUR desencadenó una cooperación eminentemente económica, dando cabida a los enfoques del *neoliberalismo*. La crisis que experimentó el MERCOSUR entre 1999 y 2001 no responde a las teorías tradicionales. La redefinición del proceso de integración en el MERCOSUR muestra la necesidad de introducir enfoques complementarios y pluridisciplinarios.

En los últimos años, a partir de la crisis energética de 2001 en Brasil y de la oferta energética limitada de Argentina a partir de 2004, se retomó la presencia estatal en los intercambios energéticos de los países del Cono Sur, subordinando las decisiones basadas en criterios comerciales a la prioridad de la seguridad del abastecimiento interno de cada país. Aparece una mayor atención a la complementación de las transacciones gas / electricidad y retornan los acuerdos de intercambio por decisión, supervisión y ejecución estatal. Argentina, que venía realizando sus operaciones de exportación de gas al solo amparo de los acuerdos amplios de interconexión, aseguró su suministro desde Bolivia mediante un convenio marco de largo plazo, la instrumentación de las operaciones a través de las empresas nacionales de energía y el compromiso de inversiones estatales en proyectos de infraestructura.

Por otra parte se advierte que los países del Cono Sur, fuera de los acuerdos binacionales con compromisos directos y vinculantes asumidos por los gobiernos, no están aún preparados para adoptar los modelos de integración propuestos por el *federalismo* o el *regulacionismo*, que delegan soberanía en un órgano supranacional. Es de esperar que los acuerdos para la interconexión energética continúen bajo el esquema de un intergubernamentalismo, que requiere para todas las decisiones la aceptación unánime o por consenso⁴⁷ de las autoridades de los países involucrados.

En este sentido, se observa que -aun con retrasos en sus programas de coordinación y desarrollo del mercado subregional- los Países Andinos muestran mayor predisposición para aceptar esquemas de regulación integrados a nivel subregional. Esto resulta del

⁴⁷ La *unanimidad* requiere el voto positivo de todos los participantes. En las decisiones por *consenso* alcanza con que nadie se oponga. El *consenso* significa que un texto es aceptable en forma general, sin objeción formal de ninguna delegación, aunque pueda haber reservas de determinadas delegaciones sobre el fondo o sobre determinados aspectos del texto, sin que dichas delegaciones se opongan a un consenso.

análisis del alcance que tienen (o pretenden tener) las Decisiones adoptadas en el marco de la CAN respecto de los compromisos mucho más generales del MERCOSUR.

Como señala Bodemer⁴⁸ (2010), teóricamente las condiciones para una mayor coordinación e integración energética entre los países de América Latina son óptimas. Se trata de una región con reservas suficientes para satisfacer con holgura su demanda interna por un buen número de años y tener además excedentes para exportar. La región dispone de un enorme potencial de complementación entre productores y consumidores. Aún así, el enfoque primordialmente técnico y económico no es suficiente; se debe incorporar el enfoque político que tiene en cuenta los aspectos de gobernabilidad y seguridad, y plasmarlo en instrumentos jurídicos con compromisos directos y vinculantes entre los Estados. Las inversiones y desarrollos a cargo del sector privado solamente se verán garantizados a largo plazo en el marco de los compromisos estratégicos definidos y avalados por los gobiernos.

Finalmente, cabe insistir en que con independencia del alcance y de la forma de instrumentación de los acuerdos, por su vinculación con la seguridad y con el funcionamiento económico de un país, la energía no es una mercadería como otras, sino que tiene carácter estratégico. Este carácter estratégico explica las dificultades para alcanzar la integración a través de la sola liberalización del comercio o de la construcción de interconexiones, tal como sucede con otro tipo de bienes. Los Estados aspiran a mantener intacta su soberanía sobre los recursos naturales y esto genera una tensión permanente entre soberanía y voluntad de integración. Esta tensión estará siempre presente y debe ser administrada mediante las decisiones políticas y regulatorias adecuadas.⁴⁹

6.4 PERSPECTIVAS: PLANIFICACIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA Y ARMONIZACIÓN REGULATORIA

En años recientes los países de la región han realizado avances significativos en la celebración de acuerdos para la interconexión. Se espera que los respectivos proyectos

⁴⁸ Klaus Bodemer es *senior fellow* en el GIGA, Instituto de Estudios Globales en Hamburgo.

⁴⁹ La existencia de esta tensión entre soberanía e integración energética fue destacada por Ruchansky en su presentación en el Foro de Integración Energética Regional (FIER) realizado en República Dominicana en noviembre de 2013.

entren en operación hacia 2025, como en el caso de los aprovechamientos hidroeléctricos compartidos entre Bolivia y Brasil.

Se observa que los nuevos acuerdos ponen el foco en dos aspectos clave para la integración energética: (i) la planificación de la infraestructura de interconexión; y (ii) la necesidad de trabajar fuertemente en la armonización regulatoria, incluyendo en el caso de los Países Andinos el objetivo de contar con una nueva norma supranacional para la regulación de las transacciones de electricidad en la subregión.

Además, a través de la iniciativa SINEA se ha logrado avanzar en la definición de objetivos y proyectos multilaterales, como el Corredor Eléctrico Andino, superando los alcances puramente bilaterales de los acuerdos que sustentan las transacciones actuales.

En los próximos años estaremos en condiciones de evaluar si estos nuevos acuerdos dieron los frutos esperados, tanto en materia de construcción de la infraestructura proyectada como en el aumento del volumen de las transacciones. El hecho de que los acuerdos hagan hincapié tanto en la planificación coordinada de la infraestructura como en la armonización regulatoria es un buen augurio en tal sentido.

Asimismo, el pasaje de lo bilateral a lo multilateral que se observa en los Países Andinos permite esperar -tal como se anticipó al principio de este informe- un proceso integrador más equilibrado. La posibilidad de que los países puedan conectar sus fuentes y mercados energéticos en forma de red, accediendo al tránsito por terceros países en condiciones equitativas, permitiría a los pueblos alcanzar las ventajas concretas de la multilateralidad y potenciar un desarrollo más armónico del conjunto de las naciones.

7 - FUENTES INFORMATIVAS Y BIBLIOGRÁFICAS

7.1 FUENTES INFORMATIVAS

- Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, Brasil www.aneel.gov.br
- Asociación Latinoamericana de Integración - ALADI www.aladi.org
- Comunidad Andina de Naciones - CAN www.comunidadandina.org
- Comisión Nacional de Operación de Gas de Colombia - CNO www.cnogas.org.co

- Comisión de Integración Energética Regional - CIER www.cier.org.uy
- Comisión Técnica Mixta Salto Grande www.saltogrande.org
- Comité Intergubernamental Coordinador de los países de la Cuenca del Plata www.cicplata.org
- Conferencia Económica para América Latina y Caribe - CEPAL, División de Recursos Naturales e Infraestructura www.eclac.org
- Emprendimientos Energéticos Binacionales Sociedad Anónima - EBISA www.ebisa.com.ar/comercializacion_energia
- Ente Nacional Regulador del Gas – ENARGAS, Argentina www.enargas.gov.ar
- Entidad Binacional Yacyretá - EBY www.yacyreta.org.ar
- IIRSA www.iirsa.org
- Itaipú Binacional www.itaipu.gov.br
- Mercado Común del Sur - MERCOSUR www.mercosur.int
- OLADE, IEE Informe de Estadísticas Energéticas www.olade.org/formulario-clave-de-acceso-iee
- Organización Latinoamericana de Energía - OLADE www.olade.org
- UTE Uruguay www.portal.ute.com.uy
- XM S.A. de Colombia www.informesanualesxm.com.co

7.2 BIBLIOGRAFÍA

- Banco Interamericano de Desarrollo – BID (2001), *Integración Energética en el Mercosur Ampliado*, estudio realizado por Mercados Energéticos S.A., Washington.
- Bertero, Raúl (2007), *Integración Regional Gasífera - Ciento ochenta años de proyectos de integración*, Revista Petrotecnia, junio 2007, págs. 54-60.
- Bertero, Raúl (2012), Apuntes de clases del curso *Integración Energética* dictado en la *Maestría Interdisciplinaria en Energía* de la Universidad de Buenos Aires, octubre 2012.
- Bodemer, Klaus (2010), *Integración energética en América del Sur: ¿eje de integración o fragmentación?*, trabajo que integra la publicación “Una región en construcción.

- UNASUR y la integración en América del Sur”, Manuel Cienfuegos y José Antonio Sanahuja editores, Fundación CIDOB, Barcelona 2010.
- Bull, Hedley (2005), *La sociedad anárquica: un estudio sobre el orden en la política mundial*. Madrid, Los Libros de la Catarata, pp. 78-79.
 - Caballero Santos, Sergio (2008), *Tres hitos del proceso de integración sudamericana a la luz de las teorías de las Relaciones Internacionales*, presentación ante el Seminario de Investigadores en Formación, Miraflores de la Sierra, noviembre 2008.
 - Caballero Santos, Sergio (2009), *El MERCOSUR ideacional: un enfoque complementario para la integración regional sudamericana*, Centro de Estudios de Relaciones Internacionales de Rosario, octubre-diciembre 2009.
 - Cadena, Medardo, *Sistema de Interconexión Eléctrica Andina*, Presentación del Viceministro de Energía de Ecuador, Panamá, septiembre 2016, <http://www.slideshare.net/OladeComunicacin/xifier-06-sistema-de-interconexin-elctrica-andina-sinea>
 - Castro, Rosental, Ferreira Gomes (2011), *La Integración del Sector Eléctrico en América del Sur: Características y Beneficios*, Grupo de Estudios del Sector Eléctrico, Universidad Federal de Río de Janeiro.
 - Comisión Económica para América Latina y el Caribe - CEPAL (1994), *El regionalismo abierto en América Latina y el Caribe*, Santiago de Chile. Disponible en: <http://www.eclac.cl/publicaciones/xml/7/4377/lcg1801e.htm>
 - Comisión Económica para América Latina y el Caribe – CEPAL (2010), *El desarrollo y la provisión de servicios de infraestructura: la experiencia de la energía eléctrica en Uruguay en el período 1990-2009*”, estudio preparado por Beno Ruchansky e Hilda Dubrovsky, Serie Recursos Naturales e Infraestructura, enero 2010.
 - Comisión Económica para América Latina y el Caribe – CEPAL (2013), *Integración Eléctrica en América Latina: antecedentes, realidades y caminos por recorrer*, estudio coordinado por Beno Ruchansky, febrero 2013.
 - Comisión de Integración Energética Regional - CIER, *Interconexiones eléctricas regionales de sudamérica, marco legal y comercial, resultados y lecciones aprendidas*, Documento de Análisis y Discusión, diciembre 2004

- Freyre & Asociados, *Estudio sobre el mercado de gas natural del Cono Sur latinoamericano*, Buenos Aires 2011
- García et al (2014), *Formación del precio de las transacciones internacionales de electricidad entre Colombia y Ecuador*, John J. García, Catalina Gómez, Santiago Bohórquez, Universidad EAFIT, Revista de Economía del Rosario, Vol. 17. No. 1. Enero-Junio 2014. 63-87, Universidad del Rosario, Colombia 2014
- García, David Arturo (2015), *Integración energética en América Latina: análisis de los convenios bilaterales de interconexiones energéticas entre 2004 y 2014*, Consultoría para la elaboración de Estudios sobre Evolución y Perspectiva de la Integración Energética en América Latina y el Caribe.
- GESEL, “Integración eléctrica internacional de Brasil: Antecedentes, situación actual y perspectivas”, UFRJ, Río de Janeiro, agosto 2015
- Ghiggino, Gonzalo (2009), *Las relaciones argentino-brasileñas: cómo se fue gestando el acercamiento que dio como resultado el MERCOSUR*, Historia de las Relaciones Internacionales, Brumario N° 1, Cuadernos de Pensamiento, noviembre-diciembre 2009.
- Gonzales Arrieta, Gerardo M. (1988), *Vinculación entre la integración bilateral y multilateral en América Latina: el caso argentino-brasileño en el sector de bienes de capital*, Integración Latinoamericana, julio-agosto 1988.
- González Silva, Milko Luis (2008), *Nuevas perspectivas de la integración energética en América del Sur*, publicado por el Instituto Latinoamericano de Investigaciones Sociales-ILDIS, Caracas, abril 2008.
- Haas, Ernst B. (1958), *The Uniting of Europe: Political, Social and Economic Forces, 1950-1957*, Stanford University Press, Stanford, California, 1958.
- Legisa, Juan (2012). Apuntes de clases del curso *Integración Energética* dictado en la *Maestría Interdisciplinaria en Energía* de la Universidad de Buenos Aires, octubre 2012.
- OLADE – Organización Latinoamericana de Energía (2012), *Estudio para la identificación de alternativas de solución para las barreras a la integración energética en América Latina y el Caribe*, realizado por el CEARE de la Universidad de Buenos Aires y otros consultores independientes.

- Pastori, Alejandro, *El papel de las instituciones en los mecanismos de solución de controversias*, exposición en el VII Seminario Jurídico “La dimensión jurídica de la integración”, Lima, octubre 2001.
- Rivera Banuet, José (2006), *Una visión sobre la integración energética regional*. Presentación en el Foro de OLADE sobre Integración Energética Regional, México, 7 de septiembre de 2006.
- Rodríguez Manzano, Irene (2006), *Funcionalismo, Neofuncionalismo y Relaciones Internacionales. Dos contribuciones doctrinales al estudio de la organización internacional*. Revista Derecho Vol. 5, n° 1, pp 289-303, Universidad Santiago de Compostela.
- Rojas, Gustavo y Arce, Lucas, *La renegociación de Itaipú: una nueva oportunidad para el Paraguay*, publicado en el Observatorio Económico de la Red MERCOSUR. Disponible en: www.oered.org
- Ruiz Caro, Ariela (2010), *La integración y la cooperación energética en América Latina y Caribe*, Puente@Europa - Año VIII - N° 1 - abril 2010.
- Sanahuja, José Antonio (2010), *La construcción de una región: Suramérica y el regionalismo posliberal*, Fundación CIDOF - Cienfuegos y Sanahuja editores, Barcelona, 2010.
- Vieira Posada, Edgar (2005), *Evolución de las Teorías sobre Integración en el contexto de las Teorías de Relaciones Internacionales*, Papel Político No 18, Pontificia Universidad Javeriana, Colombia.

8. LISTADO DE ACRÓNIMOS Y ABREVIATURAS

8.1 ACRÓNIMOS

- ALADI - Asociación Latinoamericana de Integración
- ANCAP - Administración Nacional de Combustibles, Alcohol y Portland (Uruguay)
- ANDE - Administración Nacional de Electricidad (Paraguay)
- AyE - Agua y Energía (Argentina)
- BID - Banco Interamericano de Desarrollo
- CAMMESA - Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A.
- CAN - Comunidad Andina de Naciones

- CANREL - Comité Andino de Organismos Normativos y Reguladores de Electricidad
- CELEC - Corporación Eléctrica del Ecuador
- CEPAL - Comisión Económica para América Latina y el Caribe
- CIER - Comisión de Integración Energética Regional
- CNO - Comisión Nacional de Operación de Gas Natural (Colombia)
- CONELEC - Agencia de Regulación y Control de Electricidad (Ecuador)
- CORPOELEC - Empresa Eléctrica Nacional de Venezuela
- CREG - Comisión de Regulación de Energía y Gas (Colombia)
- CTM Salto Grande - Comisión Técnica Mixta Salto Grande
- EBISA - Emprendimientos Energéticos Binacionales S.A. (Argentina)
- ECOPETROL - Empresa Colombiana de Petróleos S.A-
- EDEGEL - Empresa de Generación Eléctrica de Lima (Perú)
- EDELCA - Electrificación del Caroní (Venezuela)
- ELETROBRÁS - Centrais Eletricas Brasileiras S.A.
- EMSA - Empresa de Energía de Misiones S.A. (Argentina)
- ENAP - Empresa Nacional del Petróleo (Chile)
- ENARSA - Energía Argentina S.A.
- ENDE - Empresa Nacional de Electricidad (Bolivia)
- GNEA - Gasoducto del Nordeste Argentino
- ISA - Interconexión Eléctrica S.A. (Colombia)
- MERCOSUR - Mercado Común del Sur
- OLADE - Organización Latinoamericana de Energía
- PDVSA - Petróleos de Venezuela S.A.
- PETROBRÁS - Petróleo Brasileiro S.A.
- SINEA - Sistema de Interconexión Eléctrica Andina
- UTE - Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas (Uruguay)
- YPF S.A. - Yacimientos Petrolíferos Fiscales S.A. (Argentina)
- YPFB - Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos

8.2 ABREVIATURAS

- ACE - Acuerdo de Complementación Económica (ALADI)

- CH - Central hidroeléctrica
- GLP - Gas Licuado de Petróleo
- GNL - Gas Natural Licuado
- GSA - *Gas Sales Agreement*
- LAT - Línea de alta tensión
- TIE - Transacciones Internacionales de Electricidad
- Ar - Argentina
- Bo - Bolivia
- Br - Brasil
- Ch - Chile
- Co - Colombia
- Ec - Ecuador
- Pa - Paraguay
- Pe - Perú
- Ur - Uruguay
- Ve - Venezuela

8.3 UNIDADES DE MEDIDA

- GWh - gigavatios por hora
- km - kilómetros
- kV - kilovoltios
- MMm³/d - millones de metros cúbicos por día
- MMBTU - millones de *British Thermal Units*
- MW - megavatios
- MWh - megavatios por hora
- US\$ - dólares estadounidenses