



LINEAMIENTOS PARA EL MARCO JURÍDICO DE INTEGRACIÓN HIDROELÉCTRICA EN EL MERCOSUR



Tesista: Abg. Carmen Arias Rodríguez
Director de Tesis: Ing. Daniel Mugerza

*“Ellos quisieron enterrarnos,
no sabían que éramos semillas.
No supieron que floreceríamos,
en el lodo, en el dolor, en treinta días...”*

(Fragmento del Poema “En memoria, no solo de 43” de Lily Rivera)

*A mi Paraguay querido,
con el deseo de contribuir a su desarrollo energético.*

Hoy quiero recordar a Don Augusto Roa Bastos, escritor paraguayo, quien decía *“Nunca me sentí exiliado en Argentina, país en que me habría gustado nacer si el Paraguay no hubiera existido”*. Gracias eternas querida Argentina por ser mi hogar por dos años;

Gracias al Estado Paraguayo, por intermedio del Programa Nacional de Becas “Don Carlos Antonio López”, por la apuesta a la formación de jóvenes profesionales como agentes de cambio y el desarrollo del país;

Gracias a mi familia, por soportar mi ausencia y alentarme en la distancia;

También a los Ingenieros del Sector Eléctrico Paraguayo quienes supieron ilustrar, criticar y comentar con solvencia y profesionalismo las realidades de nuestro país y la región;

A mi director el Ing. Daniel Muguerza, por su confianza y paciente guía para conquistar este desafío. Gracias por su experiencia, y porque a pesar de la distancia y la premura del tiempo, me permitió aprender aún más de lo esperado;

Finalmente, gracias al Equipo del CEARE por ser un soporte importante durante los dos años de carrera.

TABLA DE CONTENIDOS

	ÍNDICE DE IMÁGENES, CUADROS Y TABLAS	7
1.	INTRODUCCIÓN	
1.1	DEFINICIÓN DEL TEMA DE INVESTIGACIÓN.....	9
1.2	CONTEXTUALIZACIÓN DEL TEMA DE INVESTIGACIÓN	9
1.2.1	Contexto geopolítico.....	9
1.2.2	Características de la Región: Predominio del enfoque bilateral en la integración eléctrica...11	
1.3	RELEVANCIA DEL TEMA DE INVESTIGACIÓN Y APOORTE PROYECTADO.....	12
2.	OBJETIVOS Y METODOLOGÍA	
2.1	OBJETIVOS.....	14
2.2	METODOLOGÍA.....	14
3.	MARCO TEORICO Y CONCEPTUAL	
3.1	DEFINICIONES CONCEPTUALES.....	16
3.2	ENFOQUES DE INTEGRACIÓN	18
3.2.1	Las relaciones internacionales.....	18
3.2.1.1	<i>Corrientes del Pensamiento en la Teoría Internacional.....</i>	21
3.2.2	Teorías de Integración Regional.....	22
3.3	BILATERALIDAD Y MULTILATERALIDAD EN LAS RELACIONES INTERNACIONALES.....	25
3.4	LA INTERCONEXIÓN ENERGÉTICA EN EL MERCOSUR.....	26
3.5	IDENTIFICACIÓN DEL PROBLEMA Y JUSTIFICACIÓN.....	28
4.	ANTECEDENTES SOBRE REGULACIÓN EN MATERIA DE INTEGRACIÓN ELÉCTRICA EN EL MUNDO	
4.1	INTEGRACIÓN ELÉCTRICA EN CENTROAMÉRICA.....	31
4.1.1	El Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central – Proyecto SIEPAC.....	31
4.1.1.1	<i>Antecedentes.....</i>	32
4.1.1.2	<i>Proyectos Hidroeléctricos e Integraciones Eléctricas Binacionales.....</i>	33
4.1.1.3	<i>El Tratado Marco y sus protocolos.....</i>	35
4.1.1.4	<i>Instituciones y Organismos Regionales.....</i>	37
4.1.1.5	<i>Infraestructura de Transmisión Regional.....</i>	42
4.1.1.6	<i>Beneficios del Proyecto.....</i>	43
4.2	INTEGRACIÓN ELÉCTRICA EN LA UNIÓN EUROPEA.....	44
4.2.1	Referencias sobre la Unión Europea.....	45
4.2.2	Instituciones y organismos de la Unión Europea.....	48
4.2.3	La Energía en la Unión Europea.....	49
4.2.4	El Mercado Eléctrico en la Unión Europea.....	49
4.2.4.1	<i>Directiva 96/92/CE sobre Normas Comunes para el Mercado Interior de la Electricidad...50</i>	
4.2.4.2	<i>Objeto y Fines del Mercado Común de Electricidad.....53</i>	
4.2.4.3	<i>Agentes del Mercado</i>	
4.2.4.4	<i>Situación Actual</i>	
4.3	INTEGRACIÓN ELÉCTRICA EN LA LIGA ÁRABE	
4.3.1	Referencias sobre la Liga Árabe	
4.3.2	La Energía en la Liga Árabe	
4.4	INTEGRACIÓN ELÉCTRICA EN LA REGIÓN ESCANDINAVIA	

4.4.1 El Nord Pool Spot

4.5 INTEGRACIÓN ELÉCTRICA EN EL MARCO DEL TRATADO DE LIBRE COMERCIO DE AMÉRICA DEL NORTE – TLC/NAFTA

4.5.1 Referencias sobre el Tratado de Libre Comercio

4.5.2 Comercio de Bienes en el TLCAN

4.5.3 Comercio de Servicios en el TLCAN

4.5.4 La Energía en el TLCAN

5. LA INTEGRACIÓN ELÉCTRICA EN EL MERCOSUR

5.1 CONFIGURACIÓN JURÍDICA DEL MERCOSUR

5.1.1 El Tratado de Asunción

5.1.1.1 *Características Jurídicas del Tratado de Asunción*

5.1.1.2 *Principios Rectores del Tratado de Asunción*

5.1.1.3 *Estructura Orgánica*

5.1.2 El Protocolo de Ouro Preto

5.1.2.1 *Estructura Orgánica del MERCOSUR*

5.1.2.2 *Personalidad Jurídica del MERCOSUR*

5.1.2.3 *Toma de Decisiones, incorporación y aplicación de la normativa regional*

5.2 SISTEMAS HIDROELÉCTRICOS EN PAÍSES MIEMBROS. ESTRUCTURA Y CAPACIDAD.

5.2.1 La Central Hidroeléctrica de Salto Grande

5.2.1.1 *Antecedentes*

5.2.1.2 *Características*

5.2.1.3 *Ficha Técnica*

5.2.1.4 *Generación, Transmisión y Mercado*

5.2.2 La Central Hidroeléctrica de Itaipú

5.2.2.1 *Antecedentes*

5.2.2.2 *Características*

5.2.2.3 *Ficha Técnica*

5.2.2.4 *Transmisión y Mercado*

5.2.3 La Central Hidroeléctrica de Yacyretã

5.2.3.1 *Antecedentes*

5.2.3.2 *Características*

5.2.3.3 *Ficha Técnica*

5.2.3.4 *Transmisión y Mercado*

5.2.3.5 *Interconexión Rincón – Garabí*

5.2.4 Proyectos en Estudio

5.2.4.1 *Proyecto Corpus*

5.2.4.2 *Proyecto Garabí – Panambí*

5.2.4.3 *Proyecto de Maquinización del Brazo Aña Cuá en Yacyretã*

5.2.4.4 *Proyecto Itatí - Itacorá*

5.3 ANTECEDENTES JURÍDICOS DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA EN EL MERCOSUR.

5.3.1 La Organización Latinoamericana de Energía

5.3.2 La Comisión de Integración Eléctrica Regional

5.3.3 El Subgrupo de Trabajo Nro. 9 del MERCOSUR.

5.4 REQUISITOS ESPECÍFICOS DE LA INTEGRACIÓN REGIONAL. DERECHO COMPARADO

5.4.1 Requisitos Específicos

5.4.2 Derecho Comparado

5.4.2.1 *Argentina*

5.4.2.2 *Brasil*

5.4.2.3 *Uruguay*

5.4.2.4 *Paraguay*

5.5 LOGROS Y DEBILIDADES DEL ENFOQUE BINACIONAL EN MATERIA DE INTEGRACIÓN HIDROELÉCTRICA

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 CONCLUSIONES

6.1.1 Modificaciones Regulatorias Generales

6.1.2 Modificaciones Regulatorias Específicas

6.2 REFLEXIONES FINALES

7. FUENTES Y BIBLIOGRAFÍA

7.1 FUENTES

7.2 BIBLIOGRAFÍA

IMÁGENES, CUADROS Y TABLAS

IMÁGENES

- Figura 1 - Países del MERCOSUR Ampliado
- Figura 2. Principales Interconexiones Eléctricas – Polo Hidroeléctrico MERCOSUR
- Figura 3 - Localización geográfica y recorrido de la Línea SIEPAC
- Figura 4. Estructura del Mercado Eléctrico Regional. Línea SIEPAC.
- Figura 5. Países integrantes de la Unión Europea.
- Figura 6. Interconexión del mercado eléctrico en la Unión Europea.
- Figura 7. Países miembro de la Liga Árabe.
- Figura 8. Nord Pool Spot.
- Figura 9. Cronología del MERCOSUR
- Figura 10. Firma del Tratado de Asunción.
- Figura 11. Represa de Salto Grande.
- Figura 12. Itaipú Binacional, Usina de Records. Record de Producción 2016.
- Figura 13. Zona de conflicto de Frontera entre el Brasil y Paraguay.
- Figura 14. Vista aérea de la CHI.
- Figura 15. Sistema de Transmisión de la CHI.
- Figura 16. Central Hidroeléctrica de Yacyretã.
- Figura 17 Central Hidroeléctrica de Yacyretã.
- Figura 18. Disposición General de la CHY.
- Figura 19. Proyecto Hidroeléctrico Corpus Christi.
- Figura 20. Ubicación del Proyecto Aña Cua.
- Figura 21. Nuevo Modelo del Sector Eléctrico Brasileño.
- Figura 22. Ubicación geográfica de la posible vinculación con Itaipú
- Figura 23. Proyectos de Generación y Transmisión de la ANDE a largo Plazo.

CUADROS

Cuadro 1. Competencias de la Unión Europea.

Cuadro 2. Objetivos de Política Energética de la UE.

TABLAS

Tabla 1 - Centrales Hidroeléctricas Binacionales

Tabla 2– Centrales Hidroeléctricas del Istmo Centroamericano.

Tabla 3– Longitud de Tramos y Subestaciones del SIEPAC.

Tabla 4 – Ficha Técnica de la Central Hidroeléctrica de Salto Grande

Tabla 5 – Ficha Técnica de la Central Hidroeléctrica de Itaipú Binacional.

Tabla 6 – Ficha Técnica de la Central Hidroeléctrica de Yacyretã.

Tabla 7. Área de Inundación en Proyecto Corpus.

Tabla 8 - Estudio de Inventario Eléctrico 2008 – 2010. Garabí – Panambí

Tabla 9. Diferencias entre los Modelos del Sector Eléctrico Brasileño.

1. INTRODUCCIÓN

1.1 DEFINICIÓN DEL TEMA DE INVESTIGACIÓN

El **objetivo general** de este trabajo es el de **plantear** una propuesta de marco jurídico multilateral viable y aceptable por los países miembros del MERCOSUR, que defina las condiciones de comercialización de energía de las Centrales Hidroeléctricas Binacionales teniendo en cuenta la inversión pública y los programas de desarrollo socioeconómico de cada nación.

1.2 CONTEXTUALIZACIÓN DEL TEMA DE INVESTIGACIÓN

Esta investigación se centra en las relaciones existentes entre los países del MERCOSUR, particularmente en aquellos Estados Parte que cuentan con territorios limítrofes y las cooperaciones bilaterales que existen para la producción de energía hidroeléctrica a través de entidades binacionales.

Las relaciones entre estos países son analizadas desde el punto de vista de la integración energética, concebida por la ALADI como un *“proceso de interconexión estratégica de las redes de energía en corredores internacionales, que permite –bajo un marco normativo común y servicios adecuados- su circulación ágil y eficiente dentro de un determinado espacio de integración (Rivera Banuet, 2006)”* (Bertero, 2007, p.55).

Hoy en día nuestra región se encuentra interconectada por gasoductos y redes eléctricas. A partir de las redes existentes, el gran déficit de la integración eléctrica internacional sigue siendo la nula «armonía regulatoria». Se propone investigar la experiencia de integración energética en el MERCOSUR, específicamente a través de las Centrales Hidroeléctricas existentes en los países miembro; así como las futuras obras de infraestructura, a fin de evaluar el alcance y los mecanismos con los que se podría plasmar jurídicamente la comercialización y el libre tránsito de energía eléctrica en los países que lo integran, utilizando los modelos binacionales para llegar a un óptimo proceso de integración energética multilateral. En este sentido, se observa una clara tendencia regional a enfocar exitosamente las relaciones de integración hidroeléctrica de manera **bilateral** (ver 1.2.2). Es por ello que para avanzar hacia un esquema de intercambio eléctrico **multilateral** es necesario alcanzar un acuerdo jurídico viable y aceptable para los países miembro del MERCOSUR.

Siguiendo la línea de la integración regional: a lo largo del trabajo se utilizará el idioma guaraní y el portugués, con su gramática propia, en las denominaciones de ciudades, obras, proyectos y otros cuyos nombres deriven de los mismos; también se realizarán las traducciones que correspondan al idioma español para facilitar su comprensión.

1.2.1 CONTEXTO GEOPOLÍTICO

A los antecedentes específicos del MERCOSUR se harán referencia a lo largo del trabajo de investigación, pero en este apartado es importante señalar que existen documentados Tratados de Amistad Bilaterales entre los países miembro desde el año 1856.

El caso particular de la integración eléctrica regional, forma parte de los procesos de integración económica que datan aproximadamente de la década de 1960, con el nacimiento de la **Asociación Latinoamericana de Libre Comercio (ALALC)**, entidad creada con el auspicio de la

Comisión Económica para América Latina (CEPAL)¹. La ALALC nace con la firma del Tratado de Montevideo entre Argentina, Brasil, Chile, México, Paraguay, Perú y Uruguay y la posterior incorporación de Ecuador, Colombia, Venezuela y Bolivia. Tenía como objetivo principal constituir una zona de libre comercio, para alcanzar posteriormente un mercado común (en un plazo de doce años²) entendiendo que las negociaciones debían ser de carácter multilateral, que serían solo para reducciones arancelarias regionales y eliminación de otro tipo de trabas al comercio, para contribuir al desarrollo de las economías y formar finalmente un mercado común.

Finalmente, la ALALC no alcanzó ninguno de los objetivos fijados al principio, pero sí logró una zona con cierta preferencia arancelaria. La mayoría de los países, entonces, generaron políticas proteccionistas, lo que llevó a que hacia fines de la década del '70 se busquen soluciones individuales afectando negativamente cualquier intento de "revitalizar" a la ALALC.

En 1980, nace la **Asociación Latinoamericana de Integración (ALADI)**, con la firma de un nuevo Tratado de Montevideo, para reemplazar a la ALALC y es conceptualmente distinta a esta. Su objetivo fue constituir un marco necesario para las negociaciones a fin de alcanzar acuerdos comerciales multilaterales pero basados en las negociaciones bilaterales. Actualmente cuenta con 13 países miembro: Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Colombia, Cuba, Ecuador, México, Panamá, Paraguay, Perú, Uruguay y Venezuela. El tratado está abierto para la adhesión de cualquier país latinoamericano.

Posteriormente, y en el marco de la ALADI se celebraron acuerdos con alcance parcial que dieron origen al **Mercado Común del Sur (MERCOSUR)** y a la **Comunidad Andina de las Naciones (CAN)**³.

El Mercado Común del Sur (MERCOSUR), fue constituido por el **Tratado de Asunción** en septiembre de 1991, teniendo a Argentina, Brasil, Uruguay y Paraguay como Estados Parte. Posteriormente, el MERCOSUR ha incorporado a Venezuela⁴ y Bolivia. En cuanto a Chile, Colombia, Ecuador, Perú, Guyana y Surinam, éstos son considerados «Estados Asociados» y, México junto con Nueva Zelanda son considerados «Estados Observadores».

En diciembre de 1994, a través del **Protocolo de Ouro Preto**, el MERCOSUR adquiere personalidad jurídica internacional y de esta manera podía iniciar negociaciones como bloque, adquirir derechos, contraer obligaciones frente a terceros Estados, organismos internacionales o áreas integradas de manera similar.

En el marco de la presente investigación, se habla del **MERCOSUR** entendiendo como tal a los países firmantes del Tratado de Asunción en 1991 (Argentina, Brasil, Paraguay y Uruguay) y

¹ Órgano dependiente del Consejo Económico y Social de las Naciones Unidas. Creado en 1948, a los efectos de contribuir con el desarrollo económico de América Latina, coordinar acciones encaminadas a su promoción y reforzar las relaciones económicas entre sí y con los demás países del mundo. Es una de las cinco comisiones regionales de las Naciones Unidas, tiene su sede en Santiago de Chile y dos sedes subregionales (una para América Central, en México DF y otra para el Caribe, en Puerto España). Cuenta con 44 países miembro y 8 países asociados. Su misión incluye la realización de estudios, investigaciones y otras actividades de apoyo para la promoción del desarrollo económico y social mediante la cooperación y la integración a nivel regional y subregional.

² Ampliado posteriormente a veinte años, por el Protocolo de Caracas.

³ Inicialmente conocida como Pacto Andino o Comunidad Andina. Creada por el Acuerdo de Cartagena en 1969, integrada actualmente por: Bolivia, Colombia, Ecuador y Perú. Argentina, Brasil, Paraguay y Uruguay son países asociados de la CAN. La acción más significativa en cuanto a integración energética tuvo lugar en el año 2002, mediante la Decisión 536, la que establecía un marco general para la integración subregional de sistemas eléctricos y el intercambio de electricidad intracomunitario.

⁴ País suspendido desde Diciembre de 2016 por incumplimiento de acuerdos.

relacionados entre sí con la integración hidroeléctrica en particular. Al hacer mención al **MERCOSUR Ampliado**⁵, se incluye a Bolivia, Chile y Venezuela⁶.



Figura 1. Países del MERCOSUR Ampliado. Fuente: Elaboración Propia

1.2.2 CARACTERÍSTICAS DE LA REGIÓN: PREVALENCIA DEL ENFOQUE BILATERAL EN LA INTEGRACIÓN ELÉCTRICA

Históricamente, en cuanto a integración eléctrica, sobre todo desde el punto de vista hidroeléctrico, el éxito de los proyectos se dieron de manera tal por el vínculo bilateral existente en los mismos. Son claros ejemplos las Centrales Hidroeléctricas de Salto Grande, *Itaipú* y *Yacyretã*; pero hay que destacar que los Tratados que dan marco a los proyectos mencionados presentan un cierto grado de rigidez en cuanto a los intereses de cada una de las partes. La problemática se da principalmente en las restricciones comerciales a fin de vincular libremente la oferta y demanda de energéticos a escala regional. En este punto, es importante señalar como un claro ejemplo de restricción a las condiciones establecidas en los Tratados de Itaipú y Yacyretã en cuanto a comercialización de energía, las que limitan sobre todo a la República del Paraguay, país que, a pesar de contar con un aumento de consumo eléctrico en el mercado interno, está constantemente predispuesto a vender sus excedentes a los países de la región.

Actualmente en la región existen fuentes energéticas que permiten la integración como cuencas hidrológicas, gas en cuencas sedimentarias, parques generadores eléctricos de generación eólica, hidráulica, nuclear, térmica y capacidad de refino de petróleo más que suficiente para abastecer las necesidades en conjunto. Se observa que la mayor interconexión se da a través de gasoductos y, particularmente y a los efectos de este trabajo, a través de redes eléctricas importantes entre Argentina, Brasil y Paraguay: las líneas que vinculan Rincón de Santa María (próxima a Yacyretã) en Argentina con la Estación Conversora de Garabí en Brasil y con el

⁵ El concepto de “MERCOSUR Ampliado” empezó a utilizarse en el seno del Parlamento del MERCOSUR, en julio de 2015, tras la suscripción de una nueva versión del Protocolo de Adhesión de Bolivia.

⁶ Venezuela sigue siendo un Estado Parte del MERCOSUR, con controversias planteadas en el marco de la comisión arbitral, y en los hechos suspendida formalmente en el proceso de decisiones desde la Reunión de Cancilleres del MERCOSUR, celebrada el 5 de agosto de 2017 a través de la Aplicación del Protocolo de Ushuaia.

Cuadrilátero de Salto Grande (Argentina – Uruguay), por un lado; y, por el otro, el avanzado proyecto de interconexión en 500 kV entre las EETT de Ayolas, próxima a Yacyretã y Villa Hayes⁷ en Paraguay vinculada con la Central Hidroeléctrica de Itaipú también en 500 Kv.

La región, rica en recursos hidrológicos, tiene cada vez mayor necesidad de diversificación de la matriz energética y con el correr del tiempo nace la necesidad de buscar nuevas alternativas que aseguren el abastecimiento regional. Para que este abastecimiento sea económico y seguro es necesario eliminar las barreras que impiden la integración de los mercados, construyendo nuevas líneas de transmisión pero también estableciendo reglas que establezcan la manera de operar la interconexión y regular adecuadamente el transporte asociado a los intercambios de electricidad en escala regional. Este proceso debe ser impulsado a través de relaciones y proyectos multinacionales pero teniendo como base las experiencias binacionales exitosas dadas desde la década de 1960 con las hidroeléctricas de Itaipú, Yacyretã y Salto Grande; los protocolos binacionales de interconexión energética firmados en la década de 1990 en el marco de la ALADI y tomando la experiencia regulatoria para el establecimiento de un mercado común de electricidad de otros países (por ejemplo, el que resulta en la Liga Árabe recientemente aprobado por sus países miembro).

Desde su creación, los países miembros del MERCOSUR se enfocan en mantener la bilateralidad de sus relaciones y no se potencia la multilateralidad en cuanto al desarrollo de las naciones, generalmente por las complicaciones propias de establecer un marco jurídico común. Resulta esencial entonces hablar de los acuerdos gubernamentales, planeamiento de sistemas, política de inversiones, esquemas regulatorios y normas de infraestructura que permitan el desarrollo gradual de la interconexión permitiendo la coexistencia de los diferentes esquemas jurídicos del mercado, entendiendo a los tratados binacionales de generación hidroeléctrica como la primera etapa en un proceso que conduzca finalmente a la integración eléctrica regional. De este modo se podría explorar la posibilidad de la existencia de un enfoque multilateral que permita vincular libremente la oferta y la demanda regional, asegurando así el abastecimiento eléctrico y el aprovechamiento equitativo de los recursos.

Esta investigación aspira a proponer una tesis respecto a los lineamientos de un marco regulatorio homogéneo que representen los diferentes sistemas sociales, económicos y jurídicos para los países del MERCOSUR, a fin de utilizar el potencial hidroeléctrico regional disponible, migrando de un enfoque bilateral a un enfoque multilateral. El trabajo seguirá la lógica conceptual con los necesarios complementos regulatorios para el tránsito de electricidad en la región, lo que será, sin dudas, un progreso en materia de integración eléctrica, facilitando su implementación teniendo en cuenta que las Centrales Hidroeléctricas son propiedad de los Estados Parte. Al finalizar el trabajo, quedarán nuevos desafíos a ser implementados por los organismos regionales y supranacionales a fin de alcanzar los marcos regulatorios totalmente óptimos en mayor escala en cuanto a la libre vinculación de oferta y demanda.

1.3 RELEVANCIA DEL TEMA DE INVESTIGACIÓN Y APOORTE PROYECTADO

En sus inicios las interconexiones eléctricas y la construcción de las Centrales Hidroeléctricas Binacionales respondían más que nada a decisiones gubernamentales sobre todo

⁷ La Línea de 500 kV, con una longitud de aproximadamente 363 Km, se inicia en la Central Hidroeléctrica de Yacyretã, pasando por los departamentos de: Misiones, Paraguari, Cordillera y llegan finalmente al Departamento de Presidente Hayes en el Chaco Paraguayo a 31 Km. de Asunción, Capital de la República del Paraguay.

para evitar el avance de problemas de límites territoriales⁸ y al equilibrio geopolítico en las relaciones de los países integrantes de la Triple Frontera⁹. Hoy día, es innegable la cantidad de beneficios derivados de la integración (que no es lo mismo que interconexión), particularmente en lo que respecta a eficiencia económica y seguridad de abastecimiento regional.

Actualmente no hay acuerdos estratégicos entre los países en cuanto a la integración hidroeléctrica y comercialización de energía -más que de manera binacional en materia de generación- orientados a intercambios de oportunidad o por seguridad de suministro¹⁰. De esta manera se da una interconexión eléctrica física que técnicamente debería ser utilizada para realizar transacciones sobre los excedentes de electricidad. Paraguay, por su parte, aprobó la Primera Política Energética Nacional y el Plan Nacional de Desarrollo 2050, ambos documentos tienen por objetivo consolidar la posición nacional como eje de integración energética regional en base al aprovechamiento de sus recursos hidroenergéticos, posición geográfica y cumplimiento de acuerdos internacionales pertinentes.

Es por esta situación que el aporte proyectado de la investigación consiste en proponer un texto normativo conducente a la integración hidroeléctrica regional plena -utilizando la infraestructura física ya existente así como nuevas obras- que sea común para los países miembros del MERCOSUR, que supere las limitaciones que presentan los tratados bilaterales, rediseñando de esta manera la integración regional multilateral.

⁸ Caso Itaipú y Las “Sete Quedas” (7 Caídas): eran consideradas una de las maravillas naturales del mundo. Estaban ubicadas en el límite entre Brasil y Paraguay, entre las ciudades de Salto del Guairá (Py) y Guayra (Br). El problema limítrofe entre ambos países, en esta región, data del Siglo XIX cuando empezaron las disputas sobre terrenos que se encontraban ubicados en el medio de ambas ciudades y nadie sabía a que país pertenecían. A pesar de varios acuerdos con el correr del tiempo, el problema persistía. A mediados del Siglo XX se acordó estudiar el potencial hídrico del Río Paraná en este sector, y se optó, finalmente, por crear una presa hidroeléctrica binacional manifestando la predisposición de ambos países de aprovechar los recursos hídricos y solucionar de manera definitiva el problema limítrofe.

⁹ Argentina, Brasil y Paraguay.

¹⁰ Como ya se ha citado: las líneas que vinculan Rincón de Santa María (próxima a Yacyretã) en Argentina con la Estación Conversora de Garabí en Brasil y con el Cuadrilátero de Salto Grande (Argentina – Uruguay), por un lado; y, por el otro, el proyecto de interconexión en 500 kV entre las EETT de Ayolas, próxima a Yacyretã y Villa Hayes, vinculada con la Central Hidroeléctrica de Itaipú también en 500 Kv.

2. OBJETIVOS Y METODOLOGÍA

2.1 OBJETIVOS

En el contexto de lo ya señalado en la Sección 1 a modo de Introducción, el **objetivo general** de este trabajo es el de plantear los lineamientos de una propuesta de marco jurídico multilateral viable y aceptable por los países miembros del MERCOSUR, que defina las condiciones de comercialización de energía de las Centrales Hidroeléctricas Binacionales teniendo en cuenta la inversión pública y los programas de desarrollo socioeconómico de cada nación, utilizando como antecedentes inmediatos los acuerdos de integración bilateral vigentes en la actualidad.

En cuanto a los **objetivos específicos**, se plantea:

- A. **IDENTIFICACION DE INICIATIVAS Y OBSTÁCULOS.** Identificar las propuestas, iniciativas y estudios existentes respecto a la adopción de una normativa común sobre la integración hidroeléctrica en el MERCOSUR, que hayan alcanzado un nivel de desarrollo significativo; así como también, los obstáculos que impiden el avance hacia un acuerdo multilateral al respecto.
- B. **EVALUACIÓN DE NORMATIVA EXISTENTE.** Recopilar las normativas binacionales existentes en los países miembros del MERCOSUR y extra MERCOSUR, evaluando forma y contenido de los mismos.
- C. **ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS.** Diseñar y analizar alternativas válidas y viables para la superación de los obstáculos existentes para optimizar la integración hidroeléctrica regional, seleccionando la mejor orientación para el marco jurídico que se propondrá.

2.2 PROPUESTA NORMATIVA. Proponer un texto que contenga los principales lineamientos de un marco jurídico viable y aceptable por los países miembros del MERCOSUR

METODOLOGÍA Y ACTIVIDADES

La finalidad de este trabajo de investigación es la generación de una propuesta de texto normativo viable y aceptable por los países miembros del PHR. Es por este motivo que no se puede considerar a esta tesis como un trabajo del tipo descriptivo en el ámbito legal sin considerar su **carácter exploratorio e interdisciplinario**. La información para el desarrollo de la investigación es, en primer lugar, producto de fuentes primarias, es decir, se relevarán datos a través de búsqueda bibliográfica y de datos técnicos publicados por los organismos oficiales.

Se realizará un análisis jurídico-comparativo y jurídico-descriptivo en lo que respecta a la legislación vigente en los países miembro del MERCOSUR y proyectos presentados en los últimos años en los organismos internacionales. Asimismo, se aspira a mantener la integración del área jurídica con las áreas técnica y económica, por lo que se realizarán entrevistas a expertos sectoriales quienes aportaran sus conocimientos en el área a fin de construir el mejor escenario posible para la integración regional.

A los efectos de alcanzar los objetivos citados *ut supra*, se desarrollarán las siguientes tareas:

- A1. Marco Teórico y Conceptual:** Establecer el marco teórico y conceptual del tema de investigación.

A2. Recopilación de Antecedentes: Transcripción y comentarios respecto a los antecedentes históricos, normativos, académicos sobre la posibilidad de la existencia de la integración hidroeléctrica regional en el MERCOSUR como así también de las experiencias de otros países (miembros de la Liga Árabe, Unión Europea, etc.).

A3. Identificación de los Obstáculos: Identificación de puntos controversiales entre los países y obstáculos que impiden la creación de un Mercado Común Energético y, específicamente, la integración del Polo Hidroeléctrico Regional.

B1. Identificación de países miembro del Polo Hidroeléctrico Regional (PHR): Se individualizará la situación particular de cada país miembro del PHR, es decir, aquellos países que cuentan con Centrales Hidroeléctricas Binacionales activas.

B2. Selección de la normativa de referencia: Transcripción y comentarios de las normas que rigen las relaciones binacionales identificadas que resulten relevantes para el estudio.

B3. Análisis de eficacia normativa: Realización de un análisis crítico acerca del funcionamiento y eficacia de la normativa identificada en el punto anterior.

B4. Evaluación de aportes normativos: Evaluar los aportes normativos que el MERCOSUR puede adoptar de la normativa analizada.

C1. Análisis de alternativas: Sobre los puntos evaluados, se discutirán alternativas para la implementación de un Mercado Común para la energía generada en el PHR que conduzcan al desarrollo de la integración regional.

D1. Redacción de Propuesta: se redactará, según resulte de las conclusiones, una propuesta de instrumento jurídico ordenado, el cual contendrá lineamientos y contenidos para la implementación de la integración hidroeléctrica regional.

3. MARCO TEÓRICO Y CONCEPTUAL

En esta sección se establece el marco teórico y conceptual del tema de investigación. En primer lugar, se hará referencia a una serie de definiciones conceptuales a fin de aclarar conceptos en cuanto al desarrollo de investigación propuesto. A continuación, se presentarán las diversas teorías desde las cuales se aborda el problema de la integración regional a lo largo de la historia y en el MERCOSUR. Posteriormente, se ahondará en conceptos tales como la «bilateralidad» y la «multilateralidad» en el marco de las relaciones internacionales, entendiendo los mismos desde las ventajas y las desventajas que implican estas modalidades en la integración energética. Luego, se describirá la interconexión energética en el MERCOSUR, de manera general, desarrollando la evolución del proceso según los vínculos entre países. Y finalmente, se identificará la problemática existente, en materia hidroeléctrica, y se justificará la discusión que sigue en próximas secciones respecto.

3.1. DEFINICIONES CONCEPTUALES

A los efectos de iniciar con el estudio del tema, es conveniente definir conceptos que operarán como supuestos en el mismo.

De este modo, se definirá como:

- a. **Integración Regional:** entendida, según la CEPAL, como *“proceso multidimensional cuyas expresiones incluyen iniciativas de coordinación, convergencia e integración profunda, y cuyo alcance abarca no solo las temáticas económicas y comerciales, sino también las políticas, sociales, culturales y ambientales”* (CEPAL, 2014). Asimismo, podríamos hacer referencia a la definición clásica del alemán Ernst Bernard Haas, fundador del neofuncionalismo, quien se refiere a la integración como el proceso por el cual los Estados nacionales *“se mezclan, confunden y fusionan voluntariamente con sus vecinos, de modo tal que pierden ciertos atributos fácticos de la soberanía, a la vez que adquieren nuevas técnicas para resolver conjuntamente sus conflictos”* (Haas, 1971), definición a la cual me permito agregar que: lo hacen, generalmente, creando instituciones comunes permanentes a fin de tomar decisiones vinculantes para beneficio de todos los miembros.
- b. **Integración Energética:** la OLADE (2012-A) define la integración energética como *“todo proceso o proyecto que involucra una instalación, una interconexión o una transacción de largo plazo, sea binacional o multinacional, respaldado por políticas nacionales coordinadas, con base en un marco regulatorio común, enfocado a un aprovechamiento más eficiente de los recursos energéticos o de la infraestructura y dirigido a satisfacer requerimientos de energía, independientemente de la ubicación geográfica de los diferentes centros de oferta y demanda”*.
- c. **Seguridad Energética:** definida por la AIE¹¹ como *“la capacidad para manejar durante un tiempo aquellas influencias externas al mercado que impiden a éste autobalancearse”*. Este concepto está íntimamente asociado a aspectos de protección en cuanto a infraestructura y al acceso al suministro continuo.

¹¹ Agencia Internacional de Energía (AIE), es una organización internacional que fue creada por la Organización para la Cooperación y Desarrollo Económico (OCDE) luego de la crisis del petróleo de 1973; la misma busca coordinar las políticas energéticas de sus Estados Miembro, a los efectos de asegurar una energía confiable, asequible y limpia para los habitantes.

d. Actores del Sistema Internacional:

- **Estado:** es considerado el actor principal en las Relaciones Internacionales. En este sentido, Caldruch (1991) cita al Prof. Alfred Verdross con su clásica definición, que establece que el Estado es *“la comunidad perfecta y permanente que se gobierna a sí misma, está vinculada a un ordenamiento jurídico, funcionando regularmente en un determinado territorio y en inmediata conexión con el derecho internacional cuyas normas en general las respeta”*
- **Actores intraestatales:** Además de los líderes nacionales, existen otros grupos y personas en cada país que influyen en sus relaciones internacionales. Estos actores internos incluyen a las industrias privadas (con distintos intereses en la política exterior), grupos étnicos, sindicatos, medios de comunicación¹², ciudades y regiones. Todos ellos pueden verse afectados por los sucesos internacionales de forma diferente y cada uno puede influir en la política exterior de su país por distintas vías (actuando como lobby que ejerce presión sobre los líderes políticos, donando dinero a partidos políticos o manipulando a la opinión pública en ciertos asuntos).
- **Actores transnacionales:** Las organizaciones que operan en más de un país se conocen como actores transnacionales. A menudo tienen intereses en asuntos internacionales que difieren de los de una nación en concreto. Las multinacionales están incluidas en esta categoría. Además son actores transnacionales las organizaciones no gubernamentales (ONG), que promueven sus intereses más allá de las fronteras internacionales. Las ONG a menudo se alinean con los países que apoyan sus intereses y entran en conflicto con aquellas que los desprecian. Las organizaciones intergubernamentales son grupos cuyos miembros son gobiernos nacionales, por ejemplo, la Unión Europea (UE). Se crean para promover la cooperación entre diferentes naciones sobre un tema en concreto o sobre una región geográfica determinada. En el contexto de esta investigación, podemos mencionar por ejemplo a la **Asociación Internacional de Hidroelectricidad**¹³ (IHA, por sus siglas en inglés), organización internacional sin fines de lucro cuya misión es avanzar en la energía hidroeléctrica sostenible mediante la construcción y el intercambio de conocimientos sobre su papel en los sistemas de energía renovable, gestión de agua dulce y soluciones en cuanto al cambio climático.

¹² Tomamos como ejemplo los casos del Diario ABC Color (Paraguay), Clarín (Argentina), Rede O Globo (Brasil), quienes tienen activa participación en los asuntos internos y de relaciones exteriores en sus respectivos países. Los medios de comunicación junto con las redes sociales hoy en día son, sin dudas, formadores de opinión y generalmente representan a grupos sociales con intereses particulares, económicos, sociales o políticos.

¹³ International Hydropower Association, organización formada con auspicio de la UNESCO en 1995 con el objetivo inicial de promover y difundir las buenas prácticas y un mayor conocimiento sobre energía hidroeléctrica. Tiene miembros en más de 80 países, incluyendo a 100 miembros corporativos y afiliados; también está asociado a organizaciones internacionales, instituciones de investigación, gobiernos y sociedad civil. Tiene sede en Sutton (Londres, UK) y dos oficinas regionales (Brasil y China). Tiene estatus consultivo y de observador en organismos de las Naciones Unidas, asimismo coopera con otros organismos regionales con intereses en energía renovable.

- e. **MERCOSUR:** En el marco de la presente investigación, se habla del MERCOSUR entendiendo como tal solamente a los Estados Parte fundadores y signatarios del Tratado de Asunción en 1991 (Argentina, Brasil, Paraguay y Uruguay), relacionados entre sí en lo referente a integración hidroeléctrica específicamente.
- f. **MERCOSUR Ampliado:** refiriéndose de esta manera al MERCOSUR posterior a la inclusión de Bolivia ¹⁴, Chile, Venezuela y países asociados. El concepto de “*MERCOSUR Ampliado*” empezó a utilizarse en el seno del Parlamento del MERCOSUR, en julio de 2015, tras la suscripción de una nueva versión del Protocolo de Adhesión de Bolivia.
- g. **Centrales Hidroeléctricas:** Son instalaciones que permiten aprovechar las masas de agua en movimiento para transformarlas en energía eléctrica, utilizando turbinas acopladas a alternadores. Si bien no existe una definición universalmente aceptada para clasificarlas, en la literatura se encuentra, por ejemplo, agrupadas según su potencia instalada (Centrales Hidroeléctricas de Gran Potencia, Pequeñas, Mini y Micro Centrales Hidroeléctricas); según la altura del salto (centrales de alta presión, centrales de media presión, centrales de baja presión); y las clásicas agrupaciones que distinguen a las Centrales Hidroeléctricas de pasada, Centrales de acumulación o con embalse de reserva, Centrales de bombeo, entre otras. En esta investigación denominará como Centrales Hidroeléctricas como aquellas obras que aprovechan la energía hidráulica de los ríos, que fueron construidas y hoy son administradas de manera Binacional entre países del MERCOSUR como así también las obras planificadas a futuro, que integrarían el PHR (Corpus, Garabí-Panambí, Aña Cua, Itatí-Itacorá).

3.2 ENFOQUES DE INTEGRACIÓN

Hablar de integración como tal implica orientarse primero que todo en la teoría de las Relaciones Internacionales como disciplina.

3.2.1 Las Relaciones Internacionales

Desde los más remotos tiempos de la historia, los problemas relativos a la convivencia de los pueblos han sido objeto de reflexión humana. La disciplina de las relaciones internacionales tiene antecedentes a lo largo de la Edad Moderna europea, pero su camino como tal inicia después de la Primera Guerra Mundial.

La «Historia de los Tratados» surge en el siglo XVI, y estuvo dominada principalmente por la dimensión jurídica. A partir del siglo XVII, surge la historia política de las relaciones internacionales, esta nueva perspectiva permitía entrar en un análisis más omnicompreensivo de los fenómenos políticos internacionales. El siglo XIX ya es considerado el siglo de la «historia diplomática», consecuencia de un progreso conducente desde la historia jurídico-internacional hasta la historia de la acción diplomática propiamente dicha.

¹⁴ En función de que el Tratado de Asunción está abierto a la adhesión de otros Estados miembros de la Asociación Latinoamericana de Integración, Venezuela se convirtió en el primer Estado Latinoamericano en adherir al tratado constitutivo en 2006 y, más recientemente, Bolivia en 2015.

La característica que distingue a las relaciones internacionales de otras disciplinas que se ocupan también de los fenómenos internacionales, es su globalidad y el énfasis que pone en el punto de vista propiamente internacional frente al que parte del Estado.

Es con la Paz de Westfalia (1648) que se marca el fin de una época y el inicio de otra en el ámbito de las relaciones internacionales. Con este acontecimiento, el Estado se constituye en el centro del pensamiento político que rige hasta nuestros días.

Celestino Del Arenal (2010) manifiesta que hasta principios del Siglo XX la teoría internacional se presentaba fundamentalmente como una extensión de la teoría política, sin que se produzca en términos generales una toma de conciencia de la propia naturaleza de la sociedad internacional y de la necesidad de estudiar e interpretar sus problemas, no solo desde la perspectiva del Estado sino también desde la perspectiva de la sociedad internacional en cuanto tal. Entonces, la teoría internacional funcionaba como una «ideología» del sistema de Estados-Naciones antes que como una teoría explicativa de las ciencias sociales.

Los cambios estructurales experimentados por la sociedad internacional, como consecuencia del desarrollo tecnológico e industrial; la creciente influencia de los movimientos sociales en las relaciones internacionales; la Primera Guerra Mundial y sus consecuencias, y el constante deseo de instaurar el orden de paz y seguridad tomando conciencia del papel que juegan en este sentido los factores ideológicos, económicos, sociales junto con el protagonismo internacional de otros actores distintos de los Estados, sumando el hecho del desarrollo intenso de la cooperación entre Estados como consecuencia de la interdependencia entre los mismos, son algunos de los factores que contribuyen a generar la necesidad de desarrollar una disciplina que se ocupe de la sociedad internacional en cuanto a tal. El tardío desarrollo de las Relaciones Internacionales es tardío por la conciencia del proceso de cambio acelerado que experimenta la sociedad internacional desde principios del Siglo XIX.

La Sociedad de las Naciones¹⁵ sentó las bases de la perspectiva internacional en la década de 1920; por un lado, el enfoque predominantemente descriptivo de los acontecimientos de la época y por el otro, el enfoque normativo en el que pesaba fuertemente el derecho internacional. La característica de estos enfoques es que están dominados por el optimismo ilimitado, además de que la investigación y el interés académico se centraba en la esfera internacional.

Es recién en la década de 1930 cuando la teoría de las relaciones internacionales se afirma como una disciplina científica. En este tiempo, el realismo político es el que proporciona los rasgos que finalmente definirán su carácter autónomo frente al derecho internacional y a la historia diplomática. La concepción formal de «realidad internacional» pasa a tener un carácter netamente multidisciplinario, dejando atrás la concepción socio-política.

La Segunda Guerra Mundial y la postguerra enfatizan la dinámica y se produce, finalmente, la acentuación de las Relaciones Internacionales como disciplina científica ampliándose la indagación teórica.

Si bien es cierto que actualmente existen autores que consideran que las relaciones internacionales forman parte de la ciencia política, hay que entender que esta concepción está

¹⁵ La Sociedad de las Naciones fue un organismo internacional creado por el Tratado de Versalles en 1919, teniendo por objetivo establecer las bases de la paz y la reorganización de las relaciones internacionales una vez finalizada la I Guerra Mundial. Fue la primera organización de este tipo y se la conoce como antecedente de la ONU.

muy alejada de la perspectiva global de las relaciones internacionales como ciencia de la sociedad internacional.

3.2.1.1 Corrientes del Pensamiento en la Teoría Internacional

A lo largo de la historia del moderno sistema de Estados pueden distinguirse tres líneas de pensamiento:

- a. **La Tradición Realista o Hobbesiana**, que considera a la política internacional como un estado de guerra. Supone que las Relaciones Internacionales representan un conflicto entre Estados, estimando que la clave de la actividad internacional es la guerra, de forma tal que la paz es simplemente un periodo de recuperación entre una y otra guerra. Para esta teoría, los Estados son libres de perseguir sus fines en relación a otros Estados a fin de imponerse sobre los demás para sobrevivir, sin restricciones morales o legales superiores, teniendo de esta manera como único límite a la prudencia y la conveniencia. Para esta teoría, no existe una autoridad capaz de regular las interacciones de los Estados.
- b. **La Tradición Universalista o Kantiana**, que al contrario de la anterior, supone que la esencia de las Relaciones Internacionales descansa en los lazos sociales transnacionales que unen a los seres humanos como sujetos de los Estados. En esta teoría, los impedimentos legales y morales existen a fin de limitar la acción de los Estados.
- c. **La Tradición Internacionalista o Grociana**, es la teoría intermedia, ya que considera a las Relaciones Internacionales en términos de sociedad de Estados o sociedad internacional. Supone que los Estados están limitados en sus conflictos por reglas comunes e instituciones. Acepta la premisa Hobbesiana de que los inmediatos miembros de la sociedad internacional son los Estados antes que los individuos.

Por lo expuesto, podemos concluir en este punto que para las primeras dos teorías un proceso de «integración» sería inviable; pero, que la teoría intermedia podría permitirla, basándonos en la concepción de «sociedad internacional» como aquella que cuenta con reglamentaciones e instituciones definidas que, a pesar de que puedan existir conflictos, facilitan los intercambios comerciales.

Desde la Primera Guerra Mundial, el estudio de las Relaciones Internacionales ha pasado por distintas etapas o fases. En las décadas post-guerra, se han sucedido diversas escuelas, tendencias o corrientes, dando lugar a una serie de debates que constituyen los destaques de la disciplina en sí: (i) la **fase idealista y normativa**, desde el final de la Primera Guerra Mundial hasta la década de los treinta; (ii) la **fase realista y empírico-normativa**, alcanza la década de los cincuenta; (iii) la **fase behaviorista-cuantitativa** que caracteriza a la década de los cincuenta y sesenta; y, (iv) la **fase post behaviorista**, que llega a finales de los años setenta.

La **fase idealista-normativa**, responde al carácter insipiente de las relaciones internacionales en la etapa inmediatamente posterior a la Primera Guerra Mundial. La guerra había demostrado la fragilidad diplomática en Europa como medio para asegurar el orden y la paz internacional. Las consecuentes pérdidas humanas y materiales, habían creado una opinión pública internacional partidaria de la erradicación de la guerra como instrumento de política de Estado y del establecimiento de un sistema global de seguridad colectiva capaz de enfrentar

contendias futuras. En esta etapa surge la creación de la Sociedad de las Naciones, orientada por el idealismo, contribuyendo a acentuar el optimismo de cara al futuro de la sociedad internacional.

En una segunda etapa, **la fase realista**, surge del debate entre los defensores del pensamiento idealista y aquellos que consideraban que estas teorías eran insuficientes, discusión que fue puesta de manifiesto con las «convulsiones» internacionales de la década del '30 y la Segunda Guerra Mundial. Para el realismo, las llamadas a la razón y a la opinión pública fueron incapaces para prevenir la Guerra, por lo que era necesario volver a las ideas de seguridad nacional y fuerza militar como soportes de la diplomacia, entendiendo al mismo tiempo que solo con un poder efectivo los Estados pueden asegurar la paz internacional. El realismo fue el que proporcionó a las Relaciones Internacionales sus rasgos definitorios de su carácter científico y autónomo, haciendo del poder la clave para entender y explicar las relaciones.

A principios de los años cincuenta, se replantean los postulados de la fase realista, basándose en un carácter impreciso e intuitivo de los mismos para el análisis de la realidad internacional, buscando un enfoque más científico. Así surge la **fase behaviorista o conductista**, basada en la aplicación de métodos cuantitativos-matemáticos. Esta perspectiva suponía desplazar el centro de prescripción, indagación ética y acción hacia la descripción, explicación y verificación, justificando este desplazamiento sobre la base de que sin acumulación de conocimiento verificable, los medios para la consecución de los objetivos serían inciertos. Esta fase persiguió establecer a la teoría de las relaciones internacionales como una ciencia propiamente dicha, respondiendo a la teoría Grociana o internacionalista, rechazando la tesis de anarquía internacional propia de idealistas y realistas.

Por último, **la fase post-behaviorista** se produce como consecuencia de la insatisfacción con la investigación política y enseñanza de sus antecesores, así como los logros y resultados concretos alcanzados en la década anterior (alejados de cualquier posibilidad de aplicación a la realidad y desconectados de la misma); y, finalmente, por la crisis generalizada que entra el sistema internacional y la propia sociedad norteamericana. La creación de armas nucleares, la explosión demográfica a nivel mundial, la concentración de recursos técnicos y el bienestar de solo unos pocos países favorecidos, sumado a la gran brecha entre países ricos y pobres reclamaban una investigación más relevante. Así, esta fase levanta las banderas de la relevancia y la acción, sin abandonar el criterio científico, dirigiendo su atención a la conducta humana en cuanto a tal y descendiendo de lo abstracto a lo concreto en la búsqueda de una investigación relevante de cara a la solución de los graves problemas del mundo.

Caballero Santos (2008), por su parte, habla de tres enfoques tradicionales en Relaciones Internacionales:

- a. El *realismo*, caracterizado por el poder y la seguridad;
- b. El *neoliberalismo económico*, basado en la cooperación e interdependencia; y,
- c. El *estructuralismo*, con la dominación y el sistema-mundo.

El mismo autor, toma tres momentos clave en el proceso integracional del MERCOSUR específicamente, los cuales diferencian periodos y los explica a través de las teorías mencionadas. De esta manera, para hablar del **realismo** se refiere a los Acuerdos de Cooperación de 1985 y 1986 entre Argentina y Brasil¹⁶, con este acontecimiento también hace mención a la seguridad

¹⁶ Declaración de Yguazú (Noviembre/1985). Los presidentes Raúl Alfonsín, por Argentina, y José Sarney por Brasil firman un documento que explicitaba las posiciones convergentes de ambos gobiernos sobre el Consenso de Cartagena, la creación de una Zona de Paz y cooperación de América del Sur, la posición argentina en defensa de sus derechos sobre las Islas Malvinas, el grupo de apoyo a Contadora. Asimismo, firmaron una declaración conjunta referente a Política Nuclear en la que reafirmaban los propósitos pacíficos

refiriéndose a la anterior desconfianza entre vecinos y limítrofes que posteriormente fue zanjada dando paso a una comunidad de cooperación técnica derivando finalmente en la seguridad y confianza recíproca.

Se refiere al **neoliberalismo económico** cuando habla de la firma del Tratado de Asunción (1991) y la consiguiente Fundación del MERCOSUR, ya que entonces se desencadena una cooperación eminentemente económica.

Finalmente, el autor se enfoca en el **estructuralismo** cuando habla de que la crisis que experimentó el MERCOSUR entre 1999 y 2001¹⁷ no responde a teorías tradicionales, sino que la redefinición del proceso de integración muestra la necesidad de introducir enfoques que complementen y se focalicen más en las ideas que en el plano material. Sugiere que los enfoques socio-constructivistas y pluridisciplinarios permitirían visibilizar las ideas, normas, valores y la identidad compartida, elementos que hoy día buscan dar sustento al proceso de integración.

Los acelerados procesos de cambio, a partir de la década de los '90, obligan más que nunca a renovar los modelos teóricos de las Relaciones Internacionales. Así surgen las llamadas *low politics*, marcadas principalmente por las relaciones económicas, tecnológicas y cuestiones ecológicas. Dentro de las *low politics* los problemas se centran, sobre todo, en: el subdesarrollo, las relaciones desiguales y de dependencia, y los problemas a consecuencia de la contaminación y degradación del medio humano.

3.2.2 Teorías de Integración Regional

Como se ha visto, en el amplio espectro de las Relaciones Internacionales, la integración regional ocupa un capítulo aparte y, en este campo específico existen también distintas teorías que pretenden explicar los procesos de integración como tal. Específicamente en el caso de América Latina, al analizar el estudio realizado por la CEPAL (2013-a), se advierte que para entender los procesos de integración energética en Latinoamérica es necesario contextualizarlos en el marco de un proceso global de integración regional y tipos ideológicos predominantes.

Andrés Malamud y Philippe Schmitter (2006), analizan las teorías de integración regional en lo que se refiere a su aplicabilidad al MERCOSUR, concluyendo que el *federalismo* y el *regulacionismo* son poco aplicables a la región. Sostienen asimismo que el *intergubernamentalismo* impediría, por sus fallas, una profundización del proceso integracional en la región. Y, por último, establecen que la estrategia más promisoría debería ser adecuarse a la teoría del *neofuncionalismo*.

Los autores mencionados se refieren al **federalismo** cuando hablan de aquel enfoque adoptado para Europa después de la Segunda Guerra Mundial, siguiendo experiencia norteamericana: múltiples autores acordando adoptar un nuevo esquema constitucional. Lo consideran inaplicable; en primer lugar por las asimetrías existentes entre los países, pero también

de sus programas nucleares y acordaban cooperación mutua en ese campo. Crearon asimismo una comisión bilateral, el Programa de Integración y Cooperación Económica, el cual tenía por objetivos reducir los desequilibrios comerciales bilaterales y promover una recuperación de los flujos de comercio a los niveles alcanzados antes de la crisis externa de principios de la década de 1980. Pretendía, a largo plazo, estrechar aún más los vínculos entre ambos países. Fue en julio de 1986 que Alfonsín y Sarney firmaron el "Acta de Integración y Cooperación Argentino-Brasileña" con 12 protocolos bilaterales.

¹⁷ Se conoce de esta manera a la crisis económico-política que se inició luego de la desvalorización de la moneda brasilera (Real/R\$) y que desencadenó la posterior crisis financiera argentina, agregando a este acontecimiento las políticas que llevaron adelante los Estados Parte y la ausencia de mecanismos de coordinación regional, los que afectaron de manera visible al proceso de integración obstaculizando su consolidación e introduciendo dudas sobre la viabilidad del proceso.

por la expresa prohibición de rango constitucional que tienen algunos países, como Brasil y Paraguay, de delegar soberanías en instituciones supranacionales.

El segundo enfoque, el **regulacionismo**, consiste en establecer organismos regulatorios independientes. Se resalta en esta teoría los intercambios económicos y sociales, así como el manejo de sus consecuencias. Los autores piensan que esta teoría es inaplicable ya que el modelo requiere interdependencia social y económica muy alta. Asimismo, sostienen que el MERCOSUR tendría de esta manera mayor dependencia de potencias extra-regionales que en sí mismo y que tampoco existirían condiciones de garantizar que el grupo de expertos que establece las regulaciones se encuentre exento de influencia externa, sea esta política o financiera, y que desnaturalicen su función.

El **intergubernamentalismo** parte de la creación de un área de libre comercio o de unión aduanera. Sin embargo, este enfoque hace necesario que existan negociaciones por sector, las que dan disputas y aminoran el entusiasmo e impulso integrador. Malamud y Schmitter (2006) dudan de la eficacia de este enfoque para profundizar la integración regional.

En cuanto al **funcionalismo**, enfoque formulado inicialmente por David Mitrany, puede decirse que tiene como unidad política predominante a la «sociedad internacional», considerando que el Estado es cada vez más insuficiente para satisfacer las necesidades crecientes y transfronterizas de la humanidad. Los autores que se adhieren a él plantean la necesidad de enfocarse en áreas de actividad estatal en las que la existencia de intereses comunes hace posible emprender acciones conjuntas. El proceso integrador, entonces, es acumulativo. Se produce un proceso de desbordamiento o *spill-over*, que afectará totalmente a la organización social. La lealtad de los habitantes al Estado es sustituida gradualmente por una lealtad al organismo regional, surge entonces una nueva sociedad internacional funcional y no territorial. El funcionalismo plantea que la integración social y económica llevará inevitablemente a la integración política.

El **neofuncionalismo**, por su parte, surge de la ciencia política estadounidense en la década del '50 y sostiene la misma teoría del funcionalismo: la integración es un proceso gradual y acumulativo que se expresa a través de relaciones que se tejen entre los sectores económicos, no obstante el *spill-over* es, para esta teoría, una consecuencia de la insatisfacción política e intencionada de los actores. El enfoque neofuncionalista acentúa el carácter pluralista de las sociedades así como el carácter conflictivo de las mismas, refiriéndose a los grupos de intereses competitivos entre sí. El proceso mismo de la integración tiene mayor relevancia que su contenido o sus resultados. Para Malamud y Schmitter (2006) es la teoría más adecuada para profundizar la integración regional en el MERCOSUR.

Las teorías de integración regional solo abordan la realidad de forma parcial y complementaria, pero resultan útiles para explicar la evolución de los procesos. José Antonio Sanahuja (2010), por ejemplo, apunta que la crisis de la integración regional coincide con una nueva oleada de propuestas que apuntan a una redefinición del regionalismo, teniendo enfoques distintos. Las propuestas se caracterizarían por:

- a. La primacía de la agenda política y menor atención a la agenda económica y comercial;
- b. El retorno de la agenda de desarrollo, con políticas que pretenden distanciarse de las políticas centradas en la liberalización comercial;
- c. Un mayor papel de los actores estatales frente al protagonismo de los actores privados y fuerzas del mercado;

- d. 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»;
- e. Una mayor preocupación por los «cuellos de botella» y las carencias de infraestructura regional;
- f. Un mayor énfasis en la seguridad energética y la búsqueda de complementariedades; y,
- g. La búsqueda de fórmulas para promover la legitimación social de los procesos de integración.

En el estudio sobre obstáculos para la integración regional, presentado en el año 2012 por la OLADE, se identifica la jerarquización de barreras que afectan a los proyectos de integración energética en todas las subregiones de Latinoamérica. En primer lugar, desde el punto de vista de la magnitud del obstáculo, se identifican a las barreras políticas: para que cualquier proyecto prospere y se implemente, es necesario que exista una definición política clara y expresa por parte de las máximas autoridades nacionales de cada país plasmado en lo que el informe llama un «acuerdo estratégico» entre los Estados. La OLADE recomienda implementar estos acuerdos estratégicos con vocación de que los mismos perduren en el tiempo y con una ajustada ponderación de los beneficios para cada Estado y un reconocimiento de las necesidades mutuas, especialmente las de los países de menor desarrollo relativo. El carácter político de estos acuerdos es lo que coloca a los Estados como «garantes» en una relación de integración.

Sobre el punto de la presente investigación, la perspectiva teórica de la integración, en el marco del presente trabajo, se sustenta en el neofuncionalismo citado por Malamud y Schitnner (2006), y lo ya citado en el apartado 3.1, aprendiendo de los desaciertos y enfocándonos al mismo tiempo a redefinir el regionalismo como lo sugiere Sanahuja (2010).

No debemos olvidar que la energía producida por las hidroeléctricas es un recurso estratégico y abundante en la región, considerando sus antecedentes y el potencial a futuro. La regulación de esta producción a los efectos de integrar aún más a la región y que todos los miembros resulten beneficiados debe responder necesariamente a una concepción política y estratégica, conciliando los intereses de cada una de las partes. La seguridad del abastecimiento también requiere acuerdos, además de los técnicos y económicos.

En cuanto a la seguridad energética, la visión clásica se centra en la protección física de las infraestructuras y la garantía de continuidad del suministro. También destaca los elementos físicos y territoriales de las instalaciones y conexiones, así como las relaciones comerciales y de política en lo que respecta a los suministradores. De esta manera, hablar de seguridad energética e integración energética implica un punto de vista netamente multidisciplinario, ya que no es «un rubro comercial más» dentro de la política de integración regional.

En síntesis, la energía no puede entenderse como una mercadería nada más sino que hay que comprender que es un bien de carácter estratégico, por lo que es necesaria una institucionalidad supranacional mínima y una armonización regulatoria¹⁸ básica en la región a fin de que los Estados, particularmente los miembros del MERCOSUR, no vean amenazada su soberanía sobre los recursos naturales pero puedan avanzar en su voluntad de integración.

¹⁸ Quizás no sea necesaria una homogeneidad total en materia regulatoria, pero sí es necesario por lo menos que existan mínimas coincidencias y regulaciones comunes para el intercambio recíproco de energía. El incremento de la interconexión en el MERCOSUR dará beneficios que, finalmente, se traducirán en mayor eficiencia económica y mayor seguridad de abastecimiento en la región.

3.3 BILATERALIDAD Y MULTILATERALIDAD EN LAS RELACIONES INTERNACIONALES

En la teoría de las relaciones internacionales, el comercio en general y, particularmente, en los procesos de integración, debemos comprender plenamente los conceptos de multilateralidad y bilateralidad.

Cuando hablamos de **multilateralidad** se hace referencia claramente a la situación de comercio que implica relaciones entre varios países (más de dos), pero que no están restringidos por la existencia de acuerdos entre dos países. Son característicos de los organismos internacionales. Asimismo, hablamos de multilateralidad cuando se hace referencia a una zona o área de libre intercambio de bienes de comercio entre varios países, aunque no necesariamente hacia el resto de los países.

En cuanto al bilateralismo o **bilateralidad**, implica un universo mucho menor. Es el intercambio de bienes y/o servicios entre dos países nada más, restringiendo el comercio entre las naciones involucradas, impidiendo el libre flujo de mercancías y beneficios internacionales. El *General Agreement on Tariffs and Trade* (GATT) o Acuerdo General sobre Aranceles y Comercio¹⁹ identifica claramente al multilateralismo con su conocida cláusula de “*Nación más favorecida*” o NMF, la que establece que cuando dos Estados miembros del GATT se otorguen una concesión mutua, esta concesión automáticamente se hace extensiva a los demás países miembro. Es decir, las ventajas bilaterales se convierten en multilaterales beneficiando de esta manera a todos los países del sistema.

El objetivo principal del multilateralismo es integrar a todos los Estados en una misma regla, es incluyente, solo puede funcionar si nadie queda afuera. Es un proceso que pretende alcanzar el más alto nivel de cooperación mediante la participación de los Estados por medio de sus respectivos aportes.

La integración multilateral implica una mayor complementariedad productiva y comercial entre los países, otorgando mejores posibilidades de acortar las diferencias en cuanto a desarrollo relativo que puedan existir. Hay autores que consideran que la integración bilateral es una escala previa a la integración multilateral; otros, por su parte, sostienen que ambos enfoques son excluyentes.

En el MERCOSUR, los acuerdos de infraestructura energética hidroeléctrica siempre han avanzado de manera bilateral. No existen más que intenciones de avanzar en una posible integración energética multilateral, pero todos los intentos quedan por el camino. Es realmente necesario, por lo menos, potenciar las relaciones bilaterales pero que permitan concretar iniciativas abiertas a otros países mientras se estudie la posibilidad de una convergencia subregional para ir avanzando en lo que es la integración regional. En 2004, por ejemplo, la Reunión 59 del XIII Consejo de Ministros de la ALADI recomendó *potenciar el intercambio de información, coordinación y acciones comunes en materia de integración física regional y propuso promover el avance mediante la vía bilateral o multilateral*, indistintamente.

La coexistencia del multilateralismo y el bilateralismo genera desconfianza entre los países de nuestra región, de ahí que existe resistencia a la idea de renunciar parcial o totalmente

¹⁹ Acuerdo firmado, inicialmente, por 23 países. Está basado en reuniones periódicas de los estados parte en las que se realizan negociaciones tendientes a la reducción de aranceles, según el principio de la reciprocidad. Las negociaciones se realizan miembro a miembro, mediante la presentación de peticiones acompañadas por ofertas.

a la soberanía y a crear instituciones supranacionales (de carácter técnico-político) a las que se le atribuyan las competencias necesarias para regular el desarrollo institucional. Al mismo tiempo, otra barrera es la debilidad –para no hablar de falta total- del ordenamiento jurídico común autónomo para las subregiones; sumado esto a la inestabilidad del MERCOSUR, que implica que tardemos mucho en alcanzar las etapas finales de integración con beneficios reales para todos los estados parte.

Considerando el punto de vista estratégico y político mencionado anteriormente, es preciso que exista flexibilidad para hacer compatibles y complementarios acuerdos multilaterales con iniciativas bilaterales o subregionales, a fin de combinar de manera armónica el derecho positivo de los países interesados, facilitando el tratamiento equitativo de las asimetrías existentes, sin una cesión de soberanía o con una cesión minimizada, conectando las fuentes energéticas de los países en red o accediendo al tránsito por terceros países y, de esta manera, alcanzar las ventajas de la multilateralidad y el desarrollo armónico del conjunto de naciones.

3.4 LA INTERCONEXIÓN ENERGÉTICA EN EL MERCOSUR

Particularmente en lo que respecta a hidroenergía, entre la década de los '60 y '70, los países que constituirían el MERCOSUR fueron los pioneros en el desarrollo hidráulico bilateral²⁰, con las obras de:

- a) **Salto Grande**, con 1.890 MW de Potencia Instalada sobre el Río Uruguay (Argentina – Uruguay)
- b) **Yacyretá**, con 3.200 MW de Potencia Instalada sobre el Río Paraná (Argentina – Paraguay)
- c) **Itaipú**, con 14.000 MW de Potencia Instalada sobre el Río Paraná (Brasil – Paraguay)

La firma de la **Declaración Conjunta o Acta de Yguazu** para la construcción de la Central Hidroeléctrica de Itaipú, entre Paraguay y Brasil, generó una suerte de incomodidad en el gobierno Argentino, cuya idea era aprovechar el caudal de los ríos de la Cuenca del Plata; de ahí que en 1969 Argentina, Bolivia, Brasil y Paraguay firmaron el **Tratado de Cuenca del Plata**, a pesar de las tensiones y rivalidades existentes, principalmente en cuanto a la navegación de los ríos Paraná, Paraguay y Uruguay.

En 1971, se firma la **Declaración de Asunción** acordando básicamente que cualquier aprovechamiento de las aguas de ríos internacionales contiguos debía ser precedido por un acuerdo bilateral entre los países ribereños; y que en los ríos de curso sucesivo, al no ser compartida la soberanía, cada Estado podría aprovechar las aguas según sus necesidades siempre que no cause perjuicio a otros Estados de la cuenca.

En 1973 se firmó el **Tratado de Itaipú**, como instrumento legal obligatorio para el aprovechamiento hídrico del Río Paraná por parte de Brasil y Paraguay. En Mayo de 1974 fue creada la Entidad Binacional Itaipú para la administración de la construcción de la represa, que inició en 1975, transformando de esta manera un conflicto de intereses en un monumento que testimonia actualmente la cooperación entre dos países buscando desarrollo y bienestar para sus pueblos.

²⁰ La Represa de Acaray (Paraguay) fue facilitada por acuerdos de suministro entre Argentina y Paraguay, hoy está en análisis la posibilidad de venta de energía generada en esta Central a la COPEL (Compañía Paranaense de Energía / Brasil) . Asimismo, hay que destacar la existencia de proyectos en proceso de concreción como Garabí – Panambí (Argentina-Brasil) y Corpus (Argentina-Paraguay).

También en 1973 se firmó el **Tratado de Yacyretá**²¹ entre la República Argentina y la República del Paraguay, pero fue recién en 1983 que inició la construcción y la primera de las 20 turbinas empezó a funcionar recién en 1994 mientras que la última lo hizo en 1998²². Fue inaugurada en ese año por los Presidentes Juan Carlos Wasmosy (Paraguay) y Carlos Saúl Menem (Argentina) con la puesta en funcionamiento del 60% de su capacidad. Es recién desde febrero de 2011 que opera con cota máxima de 83 metros sobre el nivel del mar.

La controversia en la Cuenca del Plata siguió, hasta que en 1979 se firmó **un Acuerdo Tripartito** entre Argentina, Brasil y Paraguay a fin de tomar en cuenta los proyectos de Corpus e Itaipú en el marco del Tratado de Cuenca del Plata. En este acuerdo tripartito se fijaron las reglas para el aprovechamiento de los recursos hídricos en el tramo del Río Paraná desde los Saltos del Guairá hasta la desembocadura del Río de la Plata, mencionados anteriormente. Este acuerdo procuraba la convergencia de intereses y la obtención de beneficios recíprocos definiendo cuestiones como: el nivel de agua máxima de operación de Corpus; la operación de Itaipú con la flexibilidad que aconseje su utilización, hasta la totalidad de su potencia, manteniendo los caudales de aguas debajo de manera que los parámetros de navegación entre los tres países no se vulneren; la totalidad de potencia de cada una de las generadoras; las condiciones para el llenado del embalse de Corpus; la coordinación entre ambos proyectos; la ratificación de los gobiernos de asegurar que los caudales afluentes no afecten a las condiciones de navegabilidad del Río Paraná.

En Mayo de 1980, Argentina y Brasil firmaron el **Tratado bilateral de Garabí**, sobre aprovechamiento de recursos hídricos compartidos de los tramos limítrofes del río Uruguay y su afluente el Pepirí Guazú.

Con la vuelta a la democracia de la mayoría de los países de la región a finales de los '80, Argentina y Brasil iniciaron una etapa de acercamiento, al cual se sumaron posteriormente Paraguay y Uruguay y esto dio origen al MERCOSUR en 1991.

Las Directrices de Políticas Energéticas en el MERCOSUR, aprobadas por el Grupo Mercado Común (GMC) en 1993 por Resolución Nro. 57/93, pretendió definir los aspectos básicos de coordinación de políticas energéticas nacionales. Este documento destaca la necesidad de priorizar los abastecimientos de mercados nacionales y otros más a saber:

- a. Viabilidad económico-financiera de los proyectos energéticos de la región;
- b. Optimización de la producción y del uso de las fuentes de energía de la región;
- c. Favorecimiento de la integración entre los mercados energéticos de los Estados Partes, con libertad de compra y venta de energía entre las empresas de energía y libre tránsito de los energéticos, respetando las legislaciones vigentes en cada País;
- d. La política de precios de la energía es parte integrante de la política económica de los Países y como tal debe respetarla;

²¹ Si bien el Tratado y los documentos oficiales hablan de "Yacyretá", a lo largo del trabajo se utilizará, en lo posible, la gramática original con acento nasal guaraní para hacer referencia a la represa. Yacyretá deriva del guaraní "Jasy" (Luna) y "Retã" (Patria/Lugar) y significa "lugar en donde brilla la luna".

²² La puesta en marcha de manera comercial fue realizada a cota 76 msnm (20 Turbinas), razón por la cual empezó a operar con el 60% de la capacidad de diseño de la Central Hidroeléctrica de Yacyretá. La capacidad de diseño, a cota 83 msnm fue alcanzada recién en Febrero de 2011

- e. El precio de la energía (ex-impuesto) debe reflejar, en principio, su costo; la posibilidad de administración de precios favorecidos, por las características específicas de algunos segmentos consumidores del sector productivo, debe ser analizada en común;
- f. Equivalente tratamiento tributario (impuestos, tasas y gravámenes internos) a la energía destinada a los sectores productivos tendiente a la armonización de las políticas fiscales aplicadas;
- g. Promoción del uso racional de energía y su conservación;
- h. Admisión, en el marco de libre intercambio energético, de la posibilidad de acuerdos energéticos binacionales o multinacionales, dentro o fuera de la región; Promoción de la producción y uso de energía renovables con bases económicas y ambientalmente sustentables;
- i. La armonización de la legislación ambiental y el establecimiento de estructuras organizadas que permitan resultados equivalentes en la mitigación de los impactos sobre el medio ambiente resultantes de la producción, transporte, almacenamiento y uso de los energéticos, incorporando los costos ambientales a los costos de energía;
- j. Coordinación en la gestión de propuestas de financiamiento a organismos internacionales con el objetivo de realizar estudios de viabilidad económico-financieros de emprendimientos energéticos comunes;
- k. Ajuste de criterios para permitir el acceso de las empresas energéticas a los mercados de capitales de los Países Miembros;
- l. Elaboración de estudios de planeamiento energético integrado regional, en concordancia con los planeamientos macroeconómicos nacionales;
- m. Adopción en el campo legal, patrimonial, técnico y gerencial de medidas que aumenten la calidad y la productividad de las empresas y su desempeño colegiado, lo que presupone la existencia de coordinación, en el sentido de asegurar la ampliación de los beneficios recíprocos resultantes de la integración energética de los países del MERCOSUR;
- n. Tener en cuenta la diversidad de factores socioeconómicos y políticos que intervienen en la organización de los sistemas energéticos.

El concepto de energía como bien estratégico, no primaba en el escenario de la década de los '90. El contexto internacional de aquel momento conducía a la desregulación y a las reformas de mercado reflejadas en la Resolución Nro. 57 como también en los marcos regulatorios del sector energético en Brasil y Argentina. De este modo, se migraba de un escenario en donde primaba la alta participación estatal en el sector a un escenario en donde se depositaba una, quizás excesiva, confianza en la desregulación y rol del mercado.

3.5 IDENTIFICACIÓN DEL PROBLEMA Y JUSTIFICACIÓN

Podemos afirmar finalmente que los grandes proyectos de generación hidroeléctrica fueron desarrollados por los Estados Nacionales y las relaciones derivadas aún siguen administrándose de manera bilateral. También han sido acordados de manera binacional los intercambios eléctricos entre Argentina y Brasil, otorgando en 1998 autorizaciones de exportación de energía eléctrica de uno a otro y para la construcción del sistema de transmisión asociado. Así fue construida la estación convertora de Garabí y las líneas de transmisión en Rincón-Santa María- Itá²³ que se vinculan con ella.

²³ Brasil utiliza frecuencia de 60 Hz. Existen dos líneas de interconexión desde Rincón Santa María a la Convertora de Frecuencia de Garabí (en 500 kV y 50 Hz) y dos líneas que parten de la Estación Convertora Garabí y se vinculan con la ET Itá (525 kV y 60 Hz)

Países	Denominación de la CHB	Río	Capacidad Instalada	Observaciones
Brasil - Paraguay	Itaipú	Paraná	14.000 MW	En funcionamiento
Argentina – Uruguay	Salto Grande	Uruguay	1.890 MW	En funcionamiento
Argentina – Paraguay	Yacyretã	Paraná	3.200 MW	En funcionamiento
Argentina – Brasil	Garabí - Panambí	Uruguay	1.500 MW	En estudio
Argentina – Paraguay	Corpus Christi	Paraná	3.400 MW	En estudio
Argentina-Paraguay	Aña Cua (*)	Paraná	275 MW	En estudio
Argentina – Paraguay	Unidades 21,22 y 23 (*)	Paraná	465 MW	En estudio

(*) Ampliación de la Central de Yacyretã

Tabla 1 – Centrales Hidroeléctricas Binacionales. Fuente: Elaboración Propia

El conjunto de los proyectos binacionales que forman el **Polo Hidroeléctrico del MERCOSUR** suma una capacidad de aproximadamente 24.000 MW, el problema suscita en que no se ha implementado aún un proyecto multilateral que tenga por objetivo compartir estas reservas y aprovechar el potencial hidrológico, como se da por ejemplo en Centroamérica.

Esta investigación pretende analizar los aspectos controvertidos y los beneficios de crear un Polo Hidroeléctrico Regional y proponer modificaciones y adecuaciones a las normas vigentes o el dictado específico de normas nuevas. Este trabajo se basa en el supuesto de que el avance de la bilateralidad a la multilateralidad conllevaría beneficios regionales que finalmente se traducirán en mayor eficiencia, teniendo como desafío abordar que esto solamente puede tornarse posible si es que alcanzamos una regulación armónica o consensuada entre los países integrantes del polo. Considerando una estrategia “ganar-ganar”²⁴, prácticamente no hablaríamos de perjudicados porque los beneficios que se esperan afectarían a la totalidad de las naciones optimizando el uso del recurso y el incremento de la eficacia en el uso conjunto de las centrales.

²⁴ La estrategia “ganar-ganar” es un proceso de resolución que logra contentar a todos los participantes, exigiendo que sea posible articular los intereses de las partes complementadas, consiguiendo beneficios para todos aunque no se trate necesariamente del mismo beneficio. Se la menciona dentro de la llamada Teoría de los Juegos, desarrollada en sus comienzos como una herramienta para entender el comportamiento de la economía, pero que hoy es utilizada en muchos campos.

La Teoría de los Juegos plantea que debe haber una forma racional de «jugar cualquier juego» (o negociar algún conflicto), especialmente en el caso de haber muchas situaciones engañosas y segundas intenciones; entonces al interactuar los individuos en un conflicto, obtendrán resultados que de algún modo serán totalmente dependientes de tal interacción.

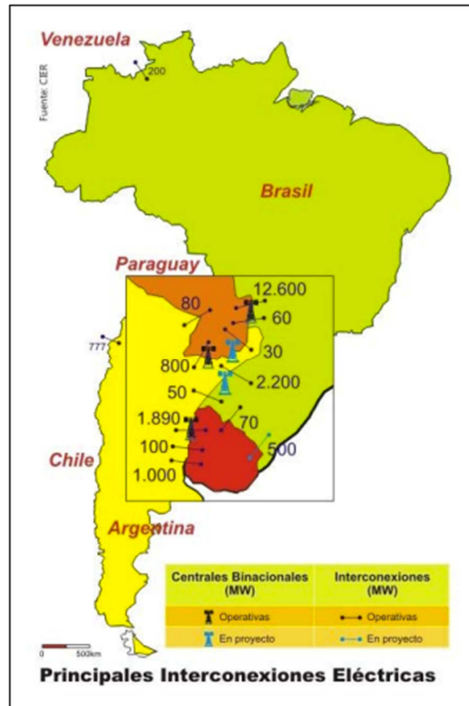


Figura 2. Principales Interconexiones Eléctricas – Polo Hidroeléctrico MERCOSUR. Fuente: CIER

4. ANTECEDENTES SOBRE REGULACIÓN EN EL MARCO DE LA INTEGRACIÓN ELÉCTRICA EN EL MUNDO

4.1. INTEGRACIÓN ELÉCTRICA EN CENTROAMÉRICA

4.1.1 El Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (Proyecto SIEPAC)

El «Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central o SIEPAC» es una interconexión de redes eléctricas entre seis países del istmo centroamericano²⁵. Está integrado por Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua y Panamá; países que se caracterizan por condiciones geográficas y climáticas similares, con alto potencial hidroeléctrico y geotérmico pero que no cuenta con reservas propias de combustibles o gas natural conocidas o explotadas, a pesar de que existen estudios que aspiran a acercar hasta la región gas natural desde otros países.

Cada país miembro constituye un mercado relativamente pequeño en cuanto a demanda eléctrica atendida y vinculada al sistema nacional de transmisión; es por ello que han tratado de compartir sus reservas y excedentes de generación, y ofrecerse mutuamente respaldo en emergencias.

A tales efectos han construido interconexiones internacionales y firmado convenios de interconexión en los que acuerdan las condiciones técnicas, operativas y comerciales de los mismos; estos acuerdos constituyeron el primer paso hacia un mercado regional, beneficiando a los países involucrados complementando sus recursos de generación respectivos, coadyuvando en la demanda e incrementando la seguridad de suministro.



Figura 3. Localización Geográfica y recorrido de la Línea SIEPAC. Fuente:

<http://www.proyectomesoamerica.org/>

²⁵ El Istmo centroamericano está conformado geográficamente por siete países: Belice, Guatemala, Honduras, El Salvador, Nicaragua, Costa Rica y Panamá. En este trabajo, nos referimos a solo seis países, no se incluye a Belice por no ser parte, hasta la fecha, del proceso de integración eléctrica de los países de Centroamérica.

4.1.1.1 Antecedentes

A finales de la Década de 1950, el Comité de Cooperación Económica del Istmo Centroamericano, creado bajo el auspicio de la Comisión Económica de América Latina (CEPAL), estableció el Subcomité Centroamericano de Electrificación y Recursos Hidráulicos (SCERH) a fin de fomentar y coordinar acciones entre las empresas eléctricas del área y de impulsar estudios para el desarrollo integrado del sector eléctrico en la Región. Este subcomité creó a su vez el Grupo Regional de Interconexión Eléctrica (GRIE), y fue conformado por gerentes de planificación y operación de las empresas eléctricas del Istmo con el objetivo de promover la integración eléctrica en la región. Fue así que estos dos entes se convirtieron en espacios de diálogo dirigidos a fomentar la integración eléctrica regional.

La CEPAL cumplió funciones de Secretaría, tanto del SCERH como del GRIE, entre 1960 y 1970, promoviendo la mejora en los sistemas y organismos del sector eléctrico de la región (incluyendo las interconexiones internacionales) e impulsando la creación de comités gerenciales y técnicos entre los representantes de los países. El GRIE, por su parte, se encargó de realizar los estudios preliminares sobre la posibilidad de interconectar los sistemas eléctricos de los países, así como los estudios jurídico-legales relacionados a la compraventa de energía eléctrica entre los países. Con ambos estudios descubrieron los beneficios de la interconexión y fueron motivados a celebrar varias reuniones bilaterales, las que concluyeron en la primera línea de interconexión entre Honduras y Nicaragua, en 1976.

También se promovieron reuniones anuales entre los presidentes de las empresas eléctricas estatales, las que fueron institucionalizadas posteriormente constituyéndose un ente de derecho público internacional bajo la denominación de Consejo de Electrificación de América Central (CEAC) en 1979.

En la década de 1970 una crisis energética resultante del alza de precios de hidrocarburos y sequía de varios años, perjudicó la generación hidroeléctrica y los países del istmo se plantearon considerar una nueva estrategia de desarrollo eléctrico. Así, como consecuencia de esta situación, surgió un nuevo estudio referente a la interconexión regional, con el fin de mejorar el aprovechamiento de los recursos hidroeléctricos y geotérmicos disponibles en la región y fue denominado Estudio Regional de Interconexión Eléctrica del Istmo Centroamericano (ERICA).

El ERICA fue el primer intento de analizar detalladamente los beneficios de una posible interconexión a lo largo de los seis países. Se inició en 1975, fue realizado hasta 1980 en varias etapas y fue financiado por el Banco Interamericano de Desarrollo, CEPAL, Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE) y el PNUD.

El estudio tenía por objetivos, a *largo plazo*: (i) reducir las repercusiones negativas de las importaciones petroleras, las cuales eran cada vez más costosas, sobre las economías y el desarrollo social de los países de la región; (ii) desarrollar de manera amplia y eficiente los recursos energéticos de los cuales dispone la región; y por último, (iii) integrar los sistemas eléctricos de los países dentro de una única red que permita concretar los objetivos previamente anotados. En cuanto a los objetivos a *corto plazo*, estos eran: (i) determinar los esquemas y programas alternos de desarrollo eléctrico integrado; (ii) estimar los beneficios económicos que podrían obtener los países al interconectar sus sistemas eléctricos; y, como último objetivo (iii) Identificar las acciones bilaterales o regionales por realizar en el futuro para llegar eventualmente a la integración eléctrica total.

El estudio finalmente determinó que la operación y planificación integrada de los sistemas de los seis países como un solo sistema era técnica y económicamente viable ya que facilitaría el desarrollo oportuno y la utilización eficiente del potencial hidroeléctrico disponible, fomentando al mismo tiempo la utilización de la energía geotérmica para desarrollarla en cantidades superiores a la demanda individual de los países que disponen de este recurso. Entre las recomendaciones, el estudio sugería el desarrollo del sistema eléctrico de cada país aisladamente y que la interconexión se realice por medio de un sistema de transmisión regional, adoptando una metodología común de planificación del desarrollo de los sistemas que incluya la ampliación del catálogo de proyectos hidroeléctricos y geotérmicos, facilitando de esta manera la interconexión total del subsector eléctrico; asimismo, proponía acelerar las gestiones tendientes a poner en marcha las interconexiones binacionales entre países limítrofes; la adopción de políticas y la institucionalización permanente para integrar regionalmente los sistemas eléctricos, incluyendo la creación de un Centro Regional de Operación para coordinar directamente los trabajos con los centros de despacho de cada país.

En 1979 fue creado el **Consejo de Electrificación de América Central (CEAC)**, mencionado en párrafos anteriores, como producto de las iniciativas de las máximas autoridades de las empresas eléctricas de los seis países del istmo. Fue instaurado oficialmente en 1985, como entidad de Derecho Internacional, con personería jurídica y patrimonios propios, con capacidad para ejercer derechos y contraer obligaciones. Forman parte del CEAC los países del istmo, representados por sus empresas eléctricas respectivas²⁶.

El CEAC fue creado para ser un organismo regional de cooperación, coordinación e integración, con el fin de lograr el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos en los procesos de generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica de los países miembro y para fomentar la interconexión entre los países. Al poco tiempo se convirtió en la institución formal competente para actuar en acuerdos de interconexión; estudios, investigaciones, capacitación, distribución de información y asesorías; establecimiento de contactos con otras organizaciones; coordinación de acciones ante terceros; y para captar y recibir cooperación internacional. Este ente ha tenido una influencia muy significativa en el desarrollo del SIEPAC.

4.1.1.2 Proyectos Hidroeléctricos e Integraciones Eléctricas Binacionales

Durante la década de los '70 y '80, con excepción de Nicaragua, todos los países centroamericanos, por medio de sus empresas estatales, desarrollaron sus más grandes proyectos hidroeléctricos. Luego del Estudio Regional de Interconexión Eléctrica del Istmo Centroamericano, se quería maximizar el uso de estas centrales, *“aprovechando las diferencias en la ocurrencia de hidrología de cada país y la energía más competitiva de las plantas térmicas”* (Echevarría, Jesurun-Clements, Mercado, y Trujillo, 2017).

Teniendo como base los beneficios de la integración eléctrica de los países estimados en el ERICA, los mismos acordaron un Programa Regional de Interconexiones entre limítrofes con el objetivo de sentar las bases para llegar gradualmente a un sistema regional integrado de generación y distribución de Energía. A partir de 1970 habían comenzado a consolidar interconexiones bilaterales con el apoyo, generalmente, de entidades financieras internacionales.

²⁶ El Instituto Nacional de Electrificación (INDE), por Guatemala; la Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL), por El Salvador; la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), por Honduras; la Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica (ENTREL), por Nicaragua; el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), por Costa Rica; y, la Empresa de Transmisión Eléctrica S.A (ETESA), por Panamá.

País	Denominación de la CHB	Río	Capacidad Instalada	Año de Inauguración
El Salvador	Cerrón Grande	Lempa	170 MW	1976
El Salvador	15 de septiembre	Lempa	156,3 MW	1983
Honduras	El Cajón	Comayagua	300 MW	1976
Panamá	Planta de Bayano (Central Hidroeléctrica Villalaz)	Bayano	260 MW	1972
Costa Rica	Cascada Arenal	Arenal	157 MW	1979
Costa Rica	Miguel Dengo (Corobicí)	Arenal	174 MW	1982
Costa Rica	Sandillal	Arenal	30 MW	1992
Guatemala	Chixoy	Chixoy	300 MW	1983

Tabla 2– Centrales Hidroeléctricas del Istmo Centroamericano. Fuente: Elaboración Propia

El proceso de interconexión eléctrica comenzó a desarrollarse entre vecinos, instalando líneas de transmisión en los puntos más cercanos a las respectivas fronteras, así era posible el intercambio de energía secundaria y de emergencia conforme con las características y posibilidades de cada uno de los países interesados. A pesar de los logros, se enfrentaron a dificultades al momento de la crisis socio-política de la región en esos años, esto afectó el proceso general de integración y colaboración.

El sistema interconectado desarrollado de manera bilateral estaba lejos de constituir una interconexión regional sólida, sobre todo por las longitudes de los sistemas eléctricos, lo que derivaba en la formación de sistemas eléctricos débiles con pocas líneas de transmisión de gran longitud que unían centros de generación muy distantes a los de consumo. Ante esta situación, no se disponían de herramientas ni de recursos humanos para efectuar análisis y buscar posibles soluciones.

De todas formas, ofrecieron posibilidades de lograr ahorros importantes en cuanto a la coordinación de la operación de los sistemas eléctricos nacionales. A partir de los intercambios binacionales, el siguiente objetivo era el de integrar a la región con planes de ejecución de obras de generación y transmisión de energía entre los países involucrados y la operación coordinada de los sistemas interconectados.

Inicialmente, los intercambios de energía se realizaban en forma de compensación en especie, estableciéndose comités coordinadores de centros de control de energía de las empresas estatales, los cuales contaban con reglamentaciones consensuadas dentro del marco de la bilateralidad. A medida que aumentaba el número de países interconectados, entraban en operación nuevas centrales hidroeléctricas y era evidentemente necesario analizar nuevos mecanismos para delimitar los acuerdos de intercambio.

Así luego de aprobar Reglamentos Internos del Comité Coordinador de la Interconexión Eléctrica Regional, se definieron los primeros términos de las transacciones de suministro eléctrico tomando en cuenta los aspectos conceptuales, de organización, reglas generales, instalaciones, mediciones, operación de sistema, procedimientos comerciales, estudios conjuntos y

mantenimiento instalaciones, contemplando siempre la utilización de las interconexiones bilaterales entre las empresas de los seis países.

4.1.1.3 El Tratado Marco y sus protocolos

En octubre de 1987, se llevó a cabo en Madrid la Primera Reunión formal con los responsables de las empresas estatales del istmo junto con miembros del Gobierno Español, que estaba interesado en apoyar los esfuerzos de desarrollo en Hispanoamérica. Esta reunión fue convocada a los efectos de lanzar y materializar la idea de la construcción de una nueva línea de transmisión eléctrica entre los países de Centroamérica. El encuentro marcó un hito en el nacimiento de lo que finalmente sería el *Proyecto SIEPAC*, fue entonces que se firmó el **Primer Protocolo**²⁷ como un acuerdo formal entre los responsables de los países involucrados sobre la propuesta de construcción de una nueva interconexión eléctrica a alto voltaje. Como resultado de la suscripción de este acuerdo, se estableció una junta de coordinadores con representantes de cada uno de los países del istmo y de España; y un grupo de trabajo técnico-económico para el estudio de los criterios necesarios para la prosecución del proyecto; al tiempo de acordar que los gastos de estos estudios serían un aporte del Gobierno Español bajo el liderazgo de la entonces empresa estatal de España, ENDESA (Empresa Nacional de Electricidad S.A), que contemplaba la construcción de una línea de 500 Kv que sería financiada por el Fondo Quinto Centenario de España, a través del Banco Interamericano de Desarrollo.

Una segunda reunión fue celebrada en julio de 1988²⁸ también en Madrid, para analizar los estudios ya realizados y se determinó entonces que el proyecto SIPAC era factible en cuanto a los aspectos técnicos, de diseño, constructivos, operativos y sobre todo económicos. Se tuvo en cuenta que los beneficios y la rentabilidad del mismo eran importantes para la región, cuanto mayor fuera el grado de coordinación de los sistemas eléctricos.

Los estudios realizados fueron actualizados en 1992 por parte de ENDESA y sometidos a la comunidad internacional para conocimiento y apoyo. Por su parte, el Banco Interamericano de Desarrollo se interesó en el proyecto realizando sus propios estudios de factibilidad, los que sugirieron una serie de ajustes en el proyecto final. En 1995, la inclusión del BID dinamizó el proyecto y se estableció el equipo para revisar los estudios realizados hasta esa fecha, con miras a estructurar un proyecto integral. Se aprobó la cooperación técnica, apoyada por España, Estados Unidos, Dinamarca, Noruega y el BID, permitiendo que sean finalmente delimitados los diseños del proyecto.

Con las conclusiones de estos estudios, los países de la región, el BID y el Gobierno de España aprobaron el financiamiento de la línea SIEPAC y de la constitución del **Mercado eléctrico Regional o MER**.

Finalmente, el **Tratado Marco del Mercado Eléctrico** fue firmado en diciembre de 1996, junto con el **Primer Protocolo**, ratificado en 1997, con la finalidad de facilitar la interpretación de algunos de sus preceptos introduciendo ajustes de forma a algunas de las normas establecidas por el Tratado Marco. Un **Segundo Protocolo** fue firmado en 2007, a fin de reforzar la solidez jurídica del MER para su funcionamiento eficaz y está dirigido particularmente a la definición de

²⁷ Proyecto de Interconexión Eléctrica Troncal de América Central – I Reunión de Responsables del Sector Eléctrico de América Central. Protocolo de Acuerdo de Madrid, 19 al 23 de octubre de 1987.

²⁸ II Reunión de Responsables del Sector Eléctrico de América Central. Protocolo de Acuerdo del Sistema de Interconexión Eléctrica para los países de América Central (SIEPAC). Madrid, 5 al 7 de julio de 1988.

aspectos importantes de mercado y de la habilitación de agentes, introduciendo al mismo tiempo aspectos relevantes como: solución de controversias, régimen de sanciones, entre otros. Estos documentos promueven tres principios fundamentales, establecidos en el artículo 3º del Tratado:

- i. Competencia, regulando objetivamente, con transparencia y con base en la no-discriminación;
- ii. Gradualidad en cuanto al desarrollo y requerimientos del Mercado y las redes de interconexión y regionales, así como en las estructuras y fortalecimiento de los Organismos Regionales requeridos por el Mercado; y,
- iii. Reciprocidad entre los Estados Miembro, particularmente en cuanto al avance hacia la armonización de las reglas para el sector.

Por otra parte, en cuanto a la integración regional, el Tratado Marco sienta sus principios en:

- i. La organización comercial como operaciones de corto plazo (Mercado de Oportunidad Regional) por despacho económico, y de mediano y largo plazo por acuerdos entre países (contratos);
- ii. Los organismos regionales: el ente regulador (Comisión Regional de Interconexión Eléctrica) y el Ente Operador Regional (EOR) actuarán como coordinadores en conjunto con los respectivos entes operadores nacionales de la operación coordinada del sistema y administrarán las transacciones regionales que de ello surjan. Transitoriamente, en tanto se constituya la EOR, el Tratado crea un Comité de Interconexión Eléctrica (CIE) con representantes de los despachos nacionales para coordinar la operación de las interconexiones internacionales;
- iii. El concepto de generación regional y transmisión regional;
- iv. El acceso abierto a las redes de transmisión, nacional y regional;
- v. Una Empresa Propietaria de la Red (EPR), cuyo fin es desarrollar, diseñar, financiar, construir y mantener un sistema de transmisión que interconecte a los países; y, finalmente
- vi. El modo de resolver las controversias referidas a interpretación e implementación del Tratado.

El Proyecto SIEPAC pretende ser uno de los ejes de desarrollo regional a través de la integración de los sistemas eléctricos de la región. Tiene por objetivo aportar soluciones a las necesidades de abastecimiento, calidad y economía del servicio eléctrico del conjunto de países miembros y compartir beneficios a través de la creación de un ámbito organizado con su regulación propia, que permita los intercambios internacionales. En ese sentido, aspira a generar mayor competencia en los mercados nacionales y atraer inversión extranjera a fin de consolidar el Mercado Eléctrico Regional (MER).

En este sentido, el Art. 1º del Tratado señala que el objeto del mismo será la *“formación y crecimiento gradual de un Mercado Eléctrico Regional competitivo, basado en el trato recíproco y no discriminatorio, que contribuya al desarrollo sostenible de la región dentro de un marco de respeto y protección del medio ambiente”* (Díaz Araujo, 2003).

Según se establece en el Tratado Marco, el Mercado Eléctrico Regional debe operar como una actividad permanente de transacciones comerciales de electricidad, con intercambios de corto plazo, derivados de un despacho de energía con criterio económico regional y mediante contratos de mediano y largo plazo entre los agentes. Asimismo, prevé la evolución gradual hacia una

situación amplia, abierta y competitiva, apoyado en la infraestructura existente y futura, nacional y regional.

Los Agentes del Mercado son empresas dedicadas a la generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad; así como también los grandes consumidores. Estos agentes, a excepción de los transmisores, pueden llevar a cabo libremente y sin discriminación alguna la compra-venta de energía eléctrica en el ámbito territorial del Tratado, siendo garantizado plenamente el libre tránsito. También pueden instalar sus plantas de generación en cualquiera de los países miembros del MER para la comercialización a nivel regional de la energía solicitada.

En cuanto a los entes públicos de los países miembros, estos pueden integrarse como agentes del mercado y operar bajo dos modalidades de compra y venta: (i) comprar y vender energía de corto plazo bajo reglas de mercado, y; (ii) suscribir, mediante el procedimiento de concurso, contratos de compraventa de energía de largo plazo en el mercado. Asimismo podrán comprar los combustibles necesarios para la generación y suscribir la compra de acciones en la sociedad mercantil que construya la primera línea regional de interconexión.

Las transacciones de energía en el MER se realizan en dos tipos de mercado:

1. **Mercado de Contratos Regional:** conformado por el conjunto de contratos de inyección y retiro de energía eléctrica del MER, instrumentados por agentes. Pueden ser contratos firmes o no firmes. Los agentes cuentan con instrumentos necesarios para gestionar los riesgos de suministro y precio de energía en el MER, y posibilitar las inversiones de largo plazo en infraestructura regional. Los agentes tienen libertad de establecer precios y demás condiciones contractuales.
2. **Mercado de Oportunidad Regional:** es un mercado a corto plazo. Está basado en ofertas diarias de inyección y retiro de energía eléctrica para cada periodo de Mercado (una hora), en los nodos habilitados comercialmente de la Red de Transmisión Regional. Comprende las transacciones de oportunidad programadas con un día de antelación a la operación, y las que se producen derivadas de las desviaciones en tiempo real de las inyecciones y retiros programados para cada horario.

4.1.1.4 Instituciones y Organismos Regionales.

Tras la suscripción del Tratado Marco y el Primer Protocolo, se procedió a conceptualizar la institucionalidad contemplada en las normativas, a fin de designar un responsable del funcionamiento y operación del sistema eléctrico regional y del MER. Durante este proceso se definió la estructura institucional y se conformaron órganos como el Ente Operador Regional (EOR), la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) y la Empresa Propietaria de la Red (EPR), determinando al mismo tiempo las funciones y competencias de cada una de ellas, sus fuentes de financiamiento, la selección de los países sede en los diversos entes, la adecuación de la infraestructura física y tecnológica para cumplir con los objetivos y el ejercicio de las funciones de cada una de estas instituciones.

Actualmente, los entes regionales se encuentran en plena operación y cuentan con una estructura organizativa, infraestructura física y tecnológica, y personal calificado necesario para el cumplimiento de sus objetivos y funciones.

En la Figura Nro. 4 se puede observar la estructura institucional del MER, responsable del funcionamiento y operación del sistema eléctrico regional.

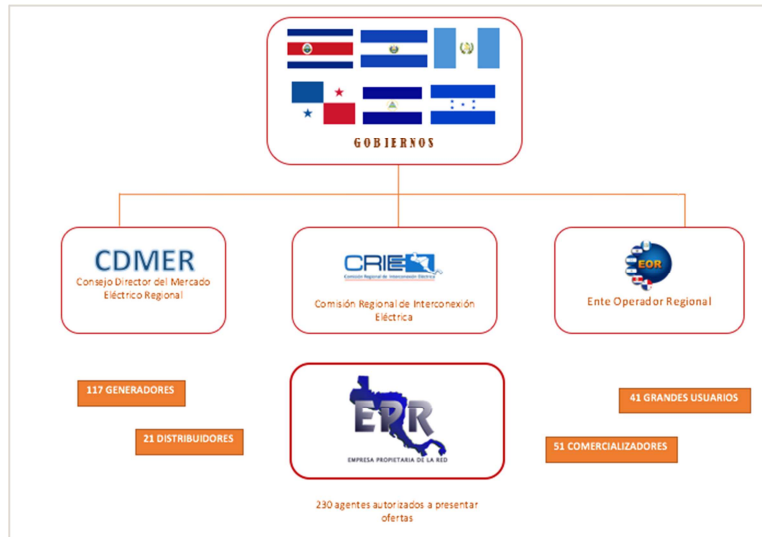


Figura 4. Estructura del Mercado Eléctrico Regional. Línea SIEPAC.

Fuente: Elaboración Propia.

De esta forma, se distinguen:

- a) **La Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE):** como ente regulador del mercado regional, con personalidad jurídica propia, independencia económica, independencia funcional, capacidad técnica y capacidad de Derecho Internacional Público. Está compuesto por un Comisionado de cada país miembro, designado por el Gobierno Nacional por un plazo de cinco años improrrogables. Este Ente fue creado con el propósito de actuar como *autoridad de aplicación* del Tratado y sus protocolos anexos, reglamentos y otros instrumentos complementarios. A fin de dar cumplimiento a sus obligaciones, la CRIE deberá procurar el desarrollo y la consolidación del MER y velar por su buen funcionamiento y transparencia, así como promover la competencia entre sus agentes.

Tiene las siguientes facultades:

- Regular el funcionamiento del Mercado, emitiendo reglamentos necesarios;
- Tomar medidas generales y particulares para garantizar las condiciones de competencia y no discriminación en el MER;
- Adoptar decisiones que propicien el desarrollo del MER, asegurando al mismo tiempo su funcionamiento y su evolución gradual hacia estados competitivos;
- Aprobar reglamentaciones sobre despacho físico y económico, a propuesta del Ente Operador Regional;
- Regular aspectos relativos a la transmisión y generación regional;
- Resolver sobre autorizaciones que establezca el Tratado y de conformidad con los reglamentos;
- Adoptar medidas que conduzcan a evitar el abuso de posición dominante en el MER por parte de cualquiera de sus agentes;
- Aprobar las tarifas por uso del sistema de transmisión, según lo establezca el reglamento pertinente;
- Imponer sanciones que establezcan los protocolos sobre incumplimientos a disposiciones del Tratado y otras normas;

- Resolver los conflictos derivados de la aplicación del Tratado, entre agentes del Mercado; organismos nacionales, operadores del sistema y mercado (OS/OM), entes reguladores, y el EOR;
- Habilitar a las empresas como Agentes del MER;
- Aprobar los cargos por servicios de operación del sistema que presta el Ente Operador Regional según el reglamento correspondiente;
- Evaluar la evolución del MER periódicamente y proponer a las partes las medidas que a su juicio se consideren convenientes a fin de avanzar con la consolidación del mismo;
- Solicitar informaciones contables auditadas de las unidades de negocio, conforme a lo establecido en el Artículo 5 del Tratado Marco;
- Coordinar, con los organismos regulatorios nacionales, las medidas necesarias para el buen funcionamiento del MER; y,
- Conocer, mediante recurso de reposición, las impugnaciones a sus resoluciones.

La CRIE fue creada con la suscripción y ratificación del Tratado Marco y fue establecida por medio del Convenio Sede (Guatemala, 29 de septiembre de 2003). Está dirigida por una «Junta de Comisionados», compuesta por un Comisionado designado por cada uno de los Gobiernos de los Estados Parte, por un plazo de cinco años prorrogables. Asimismo, la CRIE cuenta con una estructura técnico-administrativa que se encuentra encabezada por la «Secretaría Ejecutiva», nombrada por la Junta de Comisionados; y gerencias y jefaturas administrativas que decida la Junta de Comisionados para garantizar el funcionamiento de la Comisión.

En cuanto a los recursos económicos, la CRIE financia su funcionamiento principalmente con lo recaudado en concepto de cargos por servicio de regulación del MER, y otros cargos abonados por los agentes del mercado. También cuenta con aportes de otras fuentes, como por ejemplo los aportes de los gobiernos, sanciones económicas impuestas, intereses comerciales, etcétera. La CRIE tiene un Reglamento Interno que rige los aspectos organizacionales, funcionales y regulatorios que afectan a su operatividad.

- b) **El Ente Operador Regional (EOR):** En lo que se refiere a la materia institucional, el Tratado Marco del SIEPAC avanza notablemente respecto a otros modelos de integración regional al crear en el mismo un Ente Operador Regional. Instaurada a través del Acuerdo Sede²⁹ esta institución es establecida como un organismo regional que actuará en coordinación con los entes nacionales de despacho de energía eléctrica para realizar las funciones de operación coordinada de los sistemas eléctricos con criterio de despacho económico. En pocas palabras, es el ente que dirige y coordina la operación técnica del sistema eléctrico regional y efectúa la gestión comercial del MER con criterios técnico-económicos.

Está dirigido por una «Junta Directiva» compuesta por doce miembros, correspondientes a dos Directores designados por cada país firmante del Tratado Marco, a propuesta de los agentes del Mercado de su respectivo país. Son electos por cinco años no prorrogables. Asimismo, el EOR cuenta con una estructura organizativa

²⁹ El Salvador, 6 de Enero de 2005.

que está conformada por: un Director Ejecutivo, nombrado por la Junta Directiva; gerencias, áreas técnicas, áreas administrativas.

El EOR cuenta con personalidad jurídica propia y capacidad de derecho internacional público; tiene independencia económica, funcional y especialidad técnica.

En cuanto a su financiamiento, las fuentes provienen principalmente de los cargos de servicio de operación del sistema y administración del Mercado, aprobados por la CRIE, y otros cargos pagados por los agentes del mercado.

Los principales objetivos y funciones del EOR son:

- Proponer a la CRIE, para su aprobación, los procedimientos de operación del MER y del uso de las redes de transmisión regional;
- Asegurar que la operación y despacho energético regional sea realizado con criterios económicos y procurando alcanzar niveles de seguridad, calidad y confiabilidad adecuados;
- Llevar a cabo la gestión comercial de las transacciones entre agentes del MER;
- Apoyar con suministro de información a los procesos de evolución del MER;
- Formular el plan de expansión indicativo de la generación y transmisión regional, previendo el establecimiento de márgenes regionales de reserva, y ponerlo a disposición de los agentes del MER.

- c) El Consejo Director del MER (CDMER):** es el ente que representa a los Gobiernos de los Estados Parte en el MER. Es el responsable de impulsar el desarrollo del MER, adoptando las decisiones necesarias para que se logren los objetivos y fines del Tratado Marco y sus Protocolos. Tiene establecidos mecanismos junto con la CRIE y el EOR en el ámbito de responsabilidad de cada uno de ellos.

El CDMER está conformado por un representante de cada uno de los países signatarios del Tratado, nombrado por el Poder Ejecutivo de su país. Tiene competencia en la formulación de la política de integración eléctrica de su país con relación al MER. Además, se apoya en una «Secretaría Ejecutiva» con sede en Costa Rica.

En lo que se refiere al financiamiento, los costos del CDMER deben ser absorbidos por los entes estatales de donde proceden cada uno de sus representantes.

Entre las responsabilidades que el Segundo Protocolo le concede, se puede destacar:

- Realizar una evaluación de la evolución del MER en conjunto con la CRIE;
- Formular las condiciones propicias para el desarrollo de plantas de generación eléctrica regional;
- Procurar que se realicen gradualmente las modificaciones de las regulaciones nacionales, armonizándolas con la regulación regional, para el funcionamiento del MER;
- Examinar las auditorías a que se someta la CRIE y, de considerarlo necesario, encomendarle la realización de nuevas auditorías especiales de sus gastos como mecanismo de fiscalización;

- Facilitar el cumplimiento de las responsabilidades de los gobiernos, establecidas en el Tratado Marco y sus Protocolos.

El Proyecto SIEPAC tiene como uno de sus ejes fundamentales el diseño y construcción del primer sistema de transmisión regional, conocido como «**Línea SIEPAC**». Asimismo, el proyecto gira en torno al reforzamiento y la ampliación del conjunto de redes de transmisión que faciliten el intercambio de energía eléctrica en el Mercado Eléctrico Regional.

Dentro del Tratado Marco se define a la transmisión regional como “*el flujo de energía que cruza las fronteras de los países, permitiendo las transacciones del Mercado a través de las redes actuales de alta tensión y las que se construyan a futuro*”. De este concepto se desprende que las redes de transmisión, tanto regionales como nacionales, son de libre acceso a los agentes del mercado que pagarán cargos por el uso y disponibilidad de las mismas, como así también los cargos por uso y disponibilidad de las redes nacionales fijadas por entes reguladores.

Así tenemos que la línea SIEPAC y las instalaciones de transmisión nacionales se conocen como la «**Red de Transmisión Regional**» o «**RTR**». Al mismo tiempo, se prevé la creación de una *empresa de transmisión regional* con el único fin de transmitir o transportar energía eléctrica.

En este contexto, conviene subrayar las principales características de las instituciones citadas:

- La **Empresa Propietaria de la Red (EPR)**: es una empresa de derecho privado, establecida bajo la figura de Empresa de Sociedad Anónima, propietaria de la Línea SIEPAC, en la que ninguno de los socios puede superar el 15% del capital. Esta empresa tiene como responsabilidad el desarrollo, diseño, financiamiento, construcción y mantenimiento de la línea SIEPAC.

Fue constituida el 25 de enero de 1999, en Panamá. Actualmente los accionistas son once empresas de nueve países³⁰. Cada país está representado por una empresa, excepto El Salvador y Costa Rica que cuentan con representación de dos empresas.

Las empresas que conforman la Empresa Propietaria de la Red son:

- i. INDE – Instituto Nacional de Electrificación (Guatemala),
- ii. CEL – Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (El Salvador),
- iii. ETESAL – Empresa Transmisora de El Salvador (El Salvador),
- iv. ENEE – Empresa Nacional de Energía Eléctrica (Honduras),
- v. ENATREL – Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica (Nicaragua),
- vi. ICE – Instituto Costarricense de Electricidad (Costa Rica),
- vii. CNFL – Compañía Nacional de Fuerza y Luz S.A (Costa Rica),
- viii. ETESA – Empresa de Transmisión Eléctrica S.A (Panamá)

Así como tres socios extra-regionales:

- ix. ISA – Interconexión Eléctrica S.A (Colombia);
- x. ENDESA – Empresa Energética Española (España); y,
- xi. CFE – Comisión Federal de Electricidad (México)

³⁰ El Tratado Marco autorizó a las empresas de transmisión estatales de la región a participar accionariamente en la EPR.

Cada uno de los nueve países participantes, a través de sus empresas eléctricas, posee el 11,11% del capital del EPR.

La EPR ha sido la responsable de ejecutar las líneas de transmisión SIEPAC y las asociadas.

- **La Red de Transmisión Regional (RTR):** Formada por las líneas que influyen o pueden influir significativamente en el intercambio regional. Está sujeta a regulación regional y nacional así como a la coordinación técnico-comercial realizado por el EOR. El Ente Operador Regional en coordinación con los operadores del sector y operadores de mercado son responsables de identificar y actualizar anualmente, a través de un Sistema de Planificación de Transmisión Regional³¹, la definición de las instalaciones que forman parte de la RTR para un horizonte temporal por los próximos cinco años. La operación de las instalaciones que afecten al desempeño de la red es responsabilidad de cada Operador del Sector y Operador del Mercado, cumpliendo criterios de calidad, seguridad y desempeño establecidos en la regulación de cada país. Las ampliaciones de la red serán ampliaciones a riesgo y ampliaciones planificadas de acuerdo al Sistema de Planeación de la Transmisión Regional.

En ese sentido, la definición de RTR se utiliza para distintos fines:

- Especificar los nodos desde los cuales se pueden presentar ofertas para transacciones de oportunidad en el MER o entre los cuales se pueden declarar contratos regionales;
- Identificar los nodos entre los cuales se pueden asignar los derechos de transmisión y verificar la calidad del servicio;
- Definir el conjunto mínimo de instalaciones observables; sobre las cuales el Ente Operador Regional puede ejecutar acciones de control por medio de los operadores del sector y operadores de mercado.
- Establecer y calcular los cargos que deben pagar los agentes del MER, excepto los transmisores, por el uso de la RTR, conocidos como «Cargos por Uso de la RTR» y cargos de transmisión.

El Sistema de tarifas de transmisión se basará en tres componentes: (i) cargos variables de transmisión, que incluyen el costo de las pérdidas marginales y los costos de congestión; (ii) peaje asociado al uso de instalaciones, y (iii) cargo complementario para las ampliaciones planificadas únicamente.

Los Gobiernos de Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua y Panamá están comprometidos a garantizar el libre tránsito o circulación de energía eléctrica por sus territorios, para sí o para terceros países de la región, declarando de interés público las obras de infraestructura eléctrica necesarias para las actividades del mercado eléctrico regional y exonerando los tributos al tránsito, importación o exportación de energía eléctrica entre sus países, que discriminen las transacciones en el mercado.

4.1.1.5 Infraestructura de Transmisión Regional

La infraestructura del Proyecto SIEPAC consiste en la ejecución del Primer Sistema de Transmisión Eléctrica Regional que se realizará en América Central. Es una línea eléctrica de

³¹ Conjunto de procedimientos, definidos por el Regulador del Mercado Eléctrico Regional, conducentes a la identificación de la Red de Transmisión Regional y de las ampliaciones del sistema de transmisión que producen un beneficio social positivo en el ámbito regional.

230 kV, con circuito de capacidad de 300 MW y previsión para un segundo circuito de igual capacidad, y 1.800 Km de longitud, además de sus 28 bahías de acceso en 15 subestaciones, a través de 6 países de América Central. Esta línea está finalizada y en plena operación comercial desde diciembre de 2014.

En la siguiente tabla se resumen los datos generales:

País	Longitud aproximada	Tramos	Torres	Subestaciones
Guatemala	282.8 Km	3	662	Aguacapa Guatemala Norte Panaluya
El Salvador	286 Km	4	736	Ahuachapán Nejapa 15 de Septiembre
Honduras	275 Km	4	727	Aguascalientes Buenaventura
Nicaragua	307.5 Km	3	756	Sandino Ticuanatepe
Costa Rica	499 Km	5	1343	Cañas Parrita Palmar Norte Rio Claro
Panamá	150	1	398	Veladero

Tabla 3– Longitud de Tramos y Subestaciones del SIEPAC. Fuente: Elaboración Propia con datos del EPR

En lo que se refiere al financiamiento, la inversión ascendió a USD 505 millones y ha sido cubierto por los seis países miembros que integran el proyecto como así también por los tres socios extra-regionales. El 50% de este financiamiento provino del Banco Interamericano de Desarrollo (BID), organismo que apoyó el proyecto desde sus inicios. Posteriormente se obtuvieron créditos del Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE), Banco de Desarrollo de América Latina (CAF), BANCOMEXT y finalmente del Banco Davivienda.

4.1.1.5 Beneficios del Proyecto

El Proyecto SIEPAC actualmente ha avanzado tanto que llegó a consolidarse como un verdadero modelo de integración eléctrica regional. Hoy en día el proceso de integración tiene como objeto lograr beneficios más concretos en la región.

En este sentido, puede afirmarse que los beneficios directos esperados de la creación de un mercado eléctrico regional como este son los derivados de:

- a. El sustancial aumento de la seguridad jurídica para los inversionistas, lo que implica la reducción del riesgo y mayor facilidad de acceso a fuentes de financiamiento y disminución de las tasas de retorno pretendidas, lo que finalmente se traduce en menores precios en general;
- b. Mejoras tecnológicas en la oferta, por el cambio de escala, lo que acarrea también una baja de precios;

- c. Al crearse un mercado de mayores dimensiones, surge mayor competencia y la posibilidad de actuación de más oferentes;
- d. Mejora la calidad del servicio, ya que es producto de una infraestructura de transmisión más robusta y de la aplicación sistemática de criterios de calidad y seguridad uniforme;
- e. Mejoran también los modos de compartir los Servicios Auxiliares, las reservas y los respaldos, llevando a mejoras en la calidad del servicio y tarifas de los consumidores finales.

Entonces, los beneficios son compartidos por quienes pertenecen a la industria eléctrica que se encuentra dentro de la región y también por todos los consumidores, sean clientes cautivos de empresas distribuidoras o grandes consumidores.

Asimismo, la incorporación de grandes consumidores al mercado trae múltiples beneficios. A través de la incorporación, por ejemplo, de consumidores industriales, se pueden mejorar las condiciones en las cuales éstos adquieren la energía colaborando con las condiciones de competitividad de la región. De esta manera, al darse las condiciones de competencia, los suministradores de energía son al mismo tiempo «buscadores» de la baja de precios y «cuidadores» de la calidad del servicio, lo que genera automáticamente el mismo efecto para los consumidores «cautivos».

Haciendo referencia a los beneficios regionales, podemos mencionar: (i) la integración de los seis sistemas eléctricos, creando un único mercado energético; (ii) la disminución de gases de efecto invernadero; (iii) la integración de los sistemas de telecomunicaciones en Centroamérica, y los cables submarinos a través del Proyecto AMI³²; (iv) la optimización del despacho regional de las plantas de generación más eficientes; (v) la eliminación de las restricciones de transporte regional de electricidad; (vi) potenciar el uso de recursos energéticos renovables en la región; (vii) el incremento del parque forestal de la región; (viii) la protección de la flora y fauna en peligro de extinción.

En cuanto a los beneficios económicos del Proyecto SIEPAC, Echevarría (2017) menciona que: *“los resultados del análisis muestran que el beneficio neto del proyecto aumenta a medida que aumenta el grado de integración, determinado por el nivel de coordinación de la planificación de la expansión de la generación y de la operación regional, arrojando los mayores beneficios, en el caso de alto crecimiento de la demanda”*.

A pesar de esto, el proyecto tiene varias críticas en cuanto a los costos sociales y al impacto ambiental que causa el aumento de generación facilitado por el SIEPAC.

4.2 INTEGRACIÓN ELÉCTRICA EN LA UNIÓN EUROPEA

4.2.1 Referencias sobre la Unión Europea

El origen de la Unión Europea (UE) como tal se da en el periodo posterior a la Segunda Guerra Mundial, con el deseo de acabar con los frecuentes y cruentos conflictos derivados de la

³² Proyecto de Autopista Mesoamericana de Información, concebida como un conjunto de infraestructuras lógicas, físicas e institucionales orientadas a la provisión de una plataforma tecnológica que mejore la conectividad de banda ancha (fibra óptica) en materia de telecomunicaciones en los países mesoamericanos. Tiene por objetivo principal reducir los costos y mejorar la oferta de servicios digitales, particularmente de banda ancha, en cantidad y diversidad, para promover un mayor acceso a las Tecnologías de Información y Comunicación (TICs). La concreción del proyecto AMI permitirá asimismo la posibilidad de tener una visión de interconexión eléctrica y de telecomunicaciones en todo el continente americano.

misma. El primer paso se da con la **Comunidad Europea del Carbón y el Acero** integrado por Alemania, Bélgica, Francia, Italia, Luxemburgo y los Países Bajos durante la Guerra Fría. En 1957 se firma el Tratado de Roma y con él nace, en 1958, la **Comunidad Económica Europea (CEE)**, estableciendo la cooperación económica estrecha entre los mismos países y bajo la figura de un «mercado común». En 1973 se sumaron a esta Comunidad: Dinamarca, Irlanda y Reino Unido; en 1981, Grecia; y en 1986 España y Portugal.

También en 1986 se firma el **Acta Única Europea**, constituyéndose en la base de un programa de seis años destinado a eliminar las trabas a la libre circulación de mercancías a través de las fronteras de la UE. Así surge el concepto «mercado único» en Europa.

En 1989, la caída del Muro de Berlín y la reunificación de Alemania conllevan a la posterior incorporación de los Estados Federados de Alemania Oriental efectivizada al año siguiente.

La firma del **Tratado de la Unión Europea (TUE) o Tratado de Maastricht** por los países ya citados, el 1 de noviembre de 1993, da nacimiento a la UE como una comunidad política de derecho, constituida en régimen *sui generis* de organización internacional, para propiciar y acoger la gobernanza e integración entre pueblos y Estados de Europa. 1995, la UE se amplió e incluyó a Austria, Finlandia y Suecia. En 2004 se adhirieron República Checa, Estonia, Chipre, Letonia, Lituania, Hungría, Malta, Polonia, Eslovenia y Eslovaquia; siguiendo con Bulgaria y Rumania en 2007. Posteriormente Croacia en 2013, convirtiéndose en el 28º miembro de la Unión Europea; mientras que Albania, la Antigua República Yugoslava de Macedonia, Montenegro, Serbia y Turquía han solicitado su adhesión.



Figura 5. Países integrantes de la Unión Europea.

Fuente: https://europa.eu/european-union/about-eu/countries_es³³

4.2.2 Instituciones y Organismos de la Unión Europea

La estructura institucional de la UE está conformada por los organismos e instituciones en que los Estados Parte delegan sus poderes y soberanía, desapoderando a los órganos nacionales de cada país y esperando que la toma de decisiones y actuaciones institucionales provengan de los organismos supranacionales cuya voluntad se aplique en conjunto a la región.

³³ Consultado el 26/07/2017

En lo que se refiere a las normas y procedimientos institucionales, estas son establecidas por Tratados negociados por el Consejo Europeo y en conferencias internacionales y ratificadas por los parlamentos de cada Estado.

La Unión Europea, como cualquier Estado, cuenta con un parlamento, un órgano ejecutivo y un órgano judicial, todos independientes, respaldados y complementados por otras instituciones; comprendidos en el Artículo 13 del Tratado de la Unión.

Tras la entrada en vigor del *Tratado de Lisboa*³⁴, las instituciones son 7:

- a. El Parlamento Europeo
- b. El Consejo Europeo
- c. El Consejo o Consejo de la Unión Europea
- d. La Comisión Europea
- e. El Tribunal de Justicia de la Unión Europea
- f. El Tribunal de Cuentas
- g. El Banco Central Europeo

En esta lista se distinguen las instituciones políticas, que tienen el poder ejecutivo y legislativo de la Unión:

- a. **El Parlamento Europeo:** representa a los ciudadanos. Es elegido por sufragio directo, cada cinco años, por los ciudadanos de la Unión en las elecciones europeas. Fue fundado inicialmente como un órgano consultivo, pero luego del Tratado de Maastricht (1992) tiene responsabilidades legislativas³⁵, de supervisión³⁶ y presupuestarias³⁷. Está constituido por 751 eurodiputados³⁸. Tiene su sede en Estrasburgo (Francia), Bruselas (Bélgica)³⁹ y Luxemburgo para las tareas administrativas.
- b. **El Consejo Europeo:** conformado por los Jefes de Estado o de Gobierno de los Estados de la Unión, el Presidente de la Comisión Europea y un Alto representante para Asuntos Exteriores y Política de Seguridad, con el objetivo de establecer la agenda política. El Presidente del Consejo representa a la UE ante el resto del mundo. Se reúne trimestralmente y también por convocatoria extraordinaria de su Presidente.

³⁴ Firmado por la Unión Europea el 13 de diciembre de 2007, es el que sustituye a la *Constitución Europea* tras el fracasado tratado constitucional de 2004. Con este Tratado, la UE tiene personalidad jurídica propia para firmar acuerdos internacionales a nivel comunitario.

³⁵ (i) Aprobar la legislación de la UE, junto con el Consejo de la Unión Europea, a partir de las propuestas de la Comisión; (ii) Decidir sobre acuerdos internacionales; (iii) Decidir sobre ampliaciones; (iv) Revisar el programa de trabajo de la comisión y pedir propuestas de legislación.

³⁶ (i) Control democrático sobre todas las instituciones de la UE; (ii) Elegir al Presidente de la Comisión y aprobar a la Comisión como colegio. Posibilidad de aprobación de moción de censura, que obligue a la Comisión a dimitir; (iii) Aprobar la gestión del presupuesto; (iv) Examinar las peticiones de los ciudadanos y realizar investigaciones; (v) Debatir la política monetaria; (vi) Formular preguntas de la Comisión y el Consejo; (v) Observación electoral.

³⁷ (i) Establecer el presupuesto de la UE junto con el Consejo; (ii) Aprobar el presupuesto de la UE a largo plazo.

³⁸ El número de eurodiputados es proporcional a su población, pero siguiendo una proporcionalidad decreciente: ningún país puede tener menos de 6 ni más de 96

³⁹ Sede Oficial

Tiene funciones de orientación política, de impulso y definición de las grandes líneas estratégicas de actuación política de la Unión. Tiene su sede en Bélgica.

- c. **El Consejo de la Unión Europea:** comúnmente conocido como «El Consejo» o «El Consejo de Ministros»; reúne a los representantes de los Gobiernos de los Estados Miembro, cuyos intereses nacionales incrusta en el proceso decisorio guiado por la búsqueda de un acuerdo común. El Consejo ejerce junto con el Parlamento Europeo el poder legislativo de la Unión. Tiene como función principal la representación de los Gobiernos de los Estados miembros, adoptar la legislación europea y coordinar las políticas de la UE. No está compuesto por miembros fijos, sino que reúne en diez formaciones diferentes, en función del tema a tratar.
- d. **La Comisión Europea:** representa al Poder Ejecutivo propiamente dicho en la UE, aunque también tiene potestad legislativa. Es una institución políticamente independiente, que defiende y representa a los intereses de la Unión en conjunto, proponiendo la legislación, políticas y programas de acción además de ser responsable de aplicar las decisiones del Parlamento Europeo y el Consejo de la Unión Europea. Tiene el derecho de iniciativa exclusiva en el proceso legislativo; es decir, propone las nuevas leyes pero son las cámaras (Parlamento y Consejo) quienes las adoptan. Asimismo, se ocupa del funcionamiento diario de la Unión y tiene el deber de respetar la Ley y los Tratados. Es un órgano colegiado; está conformado por un «colegio» de 28 comisarios, uno por cada país miembro. El Colegio cuenta con un Presidente, siete vicepresidentes, el Alto Representante de la Unión para asuntos exteriores y política de seguridad, y 28 comisarios responsables cada uno de una cartera. Tiene su sede en Bruselas, Bélgica.

Asimismo, se distinguen las instituciones de carácter no-político:

- e. **El Tribunal de Justicia de la Unión Europea (TJUE):** institución depositaria de la potestad jurisdiccional en el sistema constitucional europeo. Es una institución compuesta por un Órgano Supremo (Tribunal de Justicia) compuesto por un juez por cada país miembro y 11 abogados generales; el Tribunal General, encargado de resolver en primera instancia y compuesto por 47 jueces; y los tribunales especializados. El TJUE garantiza en última instancia la aplicación del Derecho de la Unión, bajo el impulso de la Comisión; es el máximo intérprete del derecho y, en particular, de los Tratados. Tiene sede en Luxemburgo.
- f. **El Tribunal de Cuentas de la Unión Europea:** es el órgano fiscalizador de la Unión Europea. Supervisa la correcta administración de los fondos europeos. Cuenta con 28 miembros, 1 por cada Estado Parte y tiene sede también en Luxemburgo.
- g. **El Banco Central Europeo (BCE):** es el responsable de gestionar el euro y aplicar la política económica y monetaria de la Unión Europea. Su principal finalidad es la de mantener los precios estables, apoyando el crecimiento económico y la creación de puestos de trabajo. Tiene su sede en Frankfurt (Alemania) y está conformado por el Presidente y Vicepresidente del BCE además de los gobernadores de los bancos centrales de todos los países miembro de la Unión Europea.

Además de los ya citados, la Unión Europea cuenta con instituciones y organismos interinstitucionales que desempeñan funciones especializadas: (i) el **Servicio Europeo de Acción Exterior (SEAE)**, que asiste a la Alta Representación de la UE en la presidencia del Consejo de

Asuntos Exteriores y dirige la Política Exterior y de Seguridad Común, al tiempo de garantizar la coherencia y la coordinación de la acción exterior de la Unión Europea; (ii) el **Comité Económico y Social Europeo**, que representa a la sociedad civil, patronal y asalariados; (iii) el **Comité Europeo de las Regiones**, en representación de las autoridades regionales y locales; (iv) el **Banco Europeo de Inversiones**, que financia los proyectos de inversión de la Unión Europea además de ayudar a las Pequeñas Empresas a través del **Fondo Europeo de Inversiones**; (v) el Defensor del Pueblo Europeo, quien investiga las denuncias referentes a la mala gestión por parte de las instituciones y organismos de la Unión; (vi) el **Supervisor Europeo de Protección de Datos**, que protege la intimidad de los datos personales de los ciudadanos; (v) la **Oficina de las Publicaciones**, que difunde informaciones referentes a la Unión Europea; (vi) la **Oficina Europea de Selección del Personal**, encargada de contratar al personal de las instituciones de la UE y otros organismos; (vii) la **Escuela Europea de Administración**, que ofrece formación en ámbitos específicos al personal de la UE; y (viii) un gran número de **instituciones especializadas y descentralizadas** para las tareas técnicas, científicas y de gestión.

Actualmente, el Gobierno de la Unión Europea cuenta con 28 comisarios) y 7 vicepresidentes. En su calidad de comunidad de derecho y de acuerdo con su personalidad jurídica única, desde el Tratado de Maastricht, tiene como finalidad promover sus valores; perseguir sus objetivos; defender sus intereses y los de sus ciudadanos, además de los de los Estados Miembros; así como garantizar la coherencia, eficacia y continuidad de sus políticas y acciones.

Competencias Exclusivas

- Solo la unión puede legislar y adoptar actos vinculantes; los Estados únicamente podrán si son facultados por la Unión o para ampliar los actos de la Unión.
- Son los actos referidos a la **unión aduanera**; establecimiento de **normas de competencia necesarias** para el funcionamiento del mercado interior; la **política monetaria** de los estados miembro cuya moneda es el Euro; la conservación de recursos biológicos marinos dentro de la **política pesquera común**; la celebración de **acuerdos internacionales** en el marco de estas competencias.

Competencias Compartidas

- La UE y los Estados miembro pueden legislar y adoptar actos vinculantes, pero solo los Estados ejercerán competencia en la medida que la UE no lo haya hecho.
- Son los actos referidos al **mercado interior**; la **política social**, en los aspectos definidos por los Tratados; la **cohesión** económica, social y territorial; la **agricultura** y la **pesca**; el **medio ambiente**; la **protección de los consumidores**; el **transporte**; las **redes transeuropeas**; la **energía**; el espacio de **libertad, seguridad y justicia**; los asuntos comunes sobre **salud pública**.
- Las políticas y acciones de la UE no impedirán a los Estados ejercer las suyas en lo que respecta a: la **investigación**, el **desarrollo** tecnológico y el espacio; la **cooperación-desarrollo** y la **ayuda humanitaria**.

Competencias de Apoyo

- La Unión puede llevar a cabo acciones con el fin de apoyar, coordinar o complementar la acción de los estados.
- Son acciones referidas a: la protección o mejora de la **salud humana**; la **industria**; la **cultura**; el **turismo**; la **educación**, formación profesional, juventud y deporte; **protección civil**; **cooperación administrativa**.

Competencias Especiales

- La coordinación de las políticas económicas, sociales y de empleo; la política exterior y seguridad común.

Cuadro 1. Competencias de la Unión Europea. Fuente: Elaboración Propia

4.2.3 La Energía en la Unión Europea

En Europa, las energías renovables tienen un papel importante tanto en lo que se refiere a reducir la dependencia exterior de la Unión Europea (UE) en su abastecimiento energético, como así también en las acciones que deben ser adoptadas en relación a la lucha contra el cambio

climático. En su conjunto, los Estados miembro de la Unión Europea constituyen la potencia mundial principal en desarrollo y aplicación de energías renovables.

El **Tratado de Maastricht** asignó a la Unión Europea el objetivo de promover un crecimiento duradero y respetuoso del medio ambiente; por otro lado, el **Tratado de Ámsterdam** incorporó el principio de desarrollo sostenible en los objetivos de la comunidad europea. Desde 1997, la UE trabajó por alcanzar el 12% de participación de las energías renovables frente al consumo total de energía en el año 2010. El objetivo consistía en que las energías renovables cubran el 12% de todas las necesidades energéticas de la UE y el 22% de las necesidades de electricidad antes de dicho año.

Dentro de la estructura institucional de la Unión, citada en el apartado anterior, se puede observar que la energía forma parte importante en la toma de decisiones en cada una de las instituciones. Así por ejemplo; el Parlamento Europeo cuenta con una Comisión de Industria, Investigación y Energía; el Consejo de la Unión Europea, por su parte, se ocupa del tema a través del Consejo de Transporte, Telecomunicaciones y Energía (TTE); la Comisión Europea, a través de la Comisión de Energía; el Comité Económico y Social Europeo, cuenta con una oficina de Transportes, Energía, Infraestructura y Sociedad de la Información; el Comité de las Regiones tiene una Comisión de Medio Ambiente, Cambio Climático y Energía (ENVE); etcétera.

Según datos oficiales, la UE consume una quinta parte de la energía mundial, pero dispone relativamente de pocas reservas. Esto conlleva a una serie de consecuencias económicas, al ser el mayor importador de energía del mundo, depende de un número limitado de países para que suministren energía y de esta forma adquieren vulnerabilidad ante posibles interrupciones.

Muchos gasoductos y redes de interconexión fueron construidos para satisfacer las necesidades, pero no se encuentran bien conectados entre los países miembros. Actualmente la electricidad y el gas deberían poder circular libremente por las redes del territorio europeo. Es necesario que existan redes eléctricas capaces de garantizar el suministro continuo de energía eléctrica durante las próximas décadas, pero para ello es necesario inversión en recursos técnicos, logísticos y financieros.

Desde el año 2010, la Unión Europea se ha fijado como un objetivo reducir las emisiones de gases de efecto invernadero al menos un 20% antes del 2020, aumentando la cuota de energías renovables hasta al menos un 20% del consumo y consiguiendo un ahorro energético del 20% o superior.

Al alcanzar estos objetivos, la UE puede ayudar a combatir el cambio climático y la contaminación del aire, reduciendo su dependencia de combustibles fósiles extranjeros y manteniendo la energía asequible para los consumidores y las empresas. Asimismo, los Jefes de Estado han fijado también como objetivo al menos un 27% de energías renovables antes del 2030 y la reducción de GEI al menos en un 40%.

4.2.4 Mercado Eléctrico en la Unión Europea

La liberalización de mercados y la desintegración vertical del sector eléctrico en Europa inició en la década de los '90, desde entonces las reformas se han ido sucediendo en los distintos países. Si bien por ejemplo **Électricité de France** (EDF) en Francia no fue privatizada – aunque vendieron una parte no controlante de sus acciones - y se mantuvo como una empresa verticalmente integrada; el **Ente Nazionale per l'energia elettrica** (ENEL) en Italia sí se privatizó

pero mantiene actividades en todos los segmentos tanto de la industria eléctrica como del gas; Alemania por su parte tiene una estructura particular de su ordenamiento eléctrico. En el marco de los tratados que conforman la UE, en el año 1996 se dictó la **Directiva 96** que tenía como objeto establecer las normas comunes en materia de generación, transmisión y distribución de electricidad. Desde entonces, las normativas fueron evolucionando y los mercados europeos han tomado el camino de la integración de los mercados de energía, promoviendo la competencia en el mismo, con el objetivo final de conseguir un mercado único común para todos los países miembro de la UE primando la variable regulatoria de competencia, transparencia cuando existen actividades integradas y de libre acceso en escala comunitaria, con organizaciones institucionales muy diversas.

Como se ha mencionado en el Cuadro 1; la competencia para dictar normas en la materia se encuentra establecida en forma genérica, es decir que la política de la UE suma los aspectos energéticos a otras políticas como el mercado interior, investigación y desarrollo, medio ambiente, seguridad, etcétera.

El Artículo 100 del Tratado de la Unión Europea establece que *“El Consejo adoptará por unanimidad, a propuesta de la Comisión y previa consulta al Parlamento Europeo y al Comité Económico Social, las directivas para la aproximación de las disposiciones legales, reglamentarias y administrativas de los estados miembros que incidan directamente en el establecimiento o funcionamiento del mercado común”*.

La Política Energética de la Unión Europea tiene como principal objetivo garantizar el abastecimiento de energía a un precio asequible para los consumidores, fomentando la competencia en el mercado energético europeo. Esta política ha aprobado directivas para garantizar la libre circulación del gas y la electricidad dentro de la comunidad, por ejemplo, promovió la liberalización de los mercados.

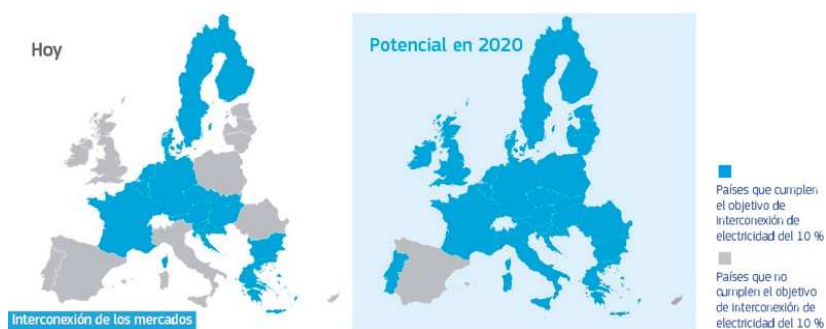


Figura 6. Interconexión del mercado eléctrico en la Unión Europea.

Fuente: UE – Unión Europea: https://europa.eu/european-union/topics/energy_es⁴⁰

4.2.4.1 La Directiva 96/92/CE sobre Normas Comunes para el Mercado Interior de la Electricidad.

La Directiva 96/92/CE del Parlamento Europeo y del Consejo sobre normas comunes para el Mercado Interior de la Electricidad fue sancionada el 19 de diciembre de 1996, con el objetivo de adoptar medidas destinadas a garantizar el buen funcionamiento del mercado interior⁴¹ de la

⁴⁰ Consultado el 6/08/2017

⁴¹ Conforme a lo establecido en los Tratados Constitutivos de la UE, el mercado interior implica un espacio sin fronteras interiores en el que la libre circulación de mercancías, personas, servicios y capitales se encuentran garantizadas; por lo que esta directiva constituye un paso importante hacia la eliminación de barreras que pudieran obstaculizar el funcionamiento del mercado interior de la energía.

electricidad en la UE. Fue derogada por la Directiva 2003/54/CE del Parlamento y del Consejo, del 26 de junio de 2003 sobre normas comunes para el mercado de la electricidad, pero es importante señalar lo que establecía ya que sienta las principales bases para la implementación del Mercado Interior Europeo.

Es la Comisión Europea la que detecta esta necesidad y la aprobación de esta normativa por lo que la misma prevé el desarrollo de un mercado interior en el sector de la electricidad, fundamentado en la necesidad de racionalización de la generación, transmisión y distribución, así como en el refuerzo de la seguridad del abastecimiento y la competitividad de la economía de la región. Posteriormente, como herramienta para la consecución de este objetivo, en el **Tercer Paquete**⁴², específicamente en la regulación (EC) 714/2009 se asume la obligación de desarrollar e implementar códigos que regulen todos los aspectos relacionados con las redes de transporte de energía⁴³.

La Directiva 95/92 entiende que es fundamental considerar la progresión del proceso a fin de permitir que la industria eléctrica se ajuste flexible y racionalmente a la nueva organización, particularmente atendiendo a la realidad organizacional de las redes eléctricas con las que cuenta el mercado.

Tiene como antecedentes **dos Directivas anteriores**, que regularon originalmente el tránsito de electricidad en el mercado interior: la **Directiva 90/547/CEE** del Consejo, referida al tránsito de electricidad a través de grandes redes, sancionada el octubre de 1990; y la **Directiva 90/377/CEE** del Consejo, relativa a un procedimiento comunitario que garantice la transparencia de los precios aplicables a los consumidores industriales finales de gas y de electricidad, emitida en junio de 1990.

Esta norma rectora define las instituciones que los países europeos deberán incorporar respecto a la organización y el funcionamiento del sector eléctrico; como los principios del acceso al mercado, criterios, procedimientos aplicables a licitaciones y concesiones de autorizaciones, como así también lo que se refiere a la explotación de las redes, todo esto sin perjuicio de tener en cuenta la necesidad de que las empresas de servicios públicos funcionen en el mercado interior dentro de la libre competencia.

➤ **Principios**

Los principios que rigen el establecimiento de un mercado interior de electricidad son los comunes a la política de integración europea, como también los específicos de un sector como el eléctrico. Entre ellos podemos destacar:

- ▶ **Principio de subsidiariedad:** se reconoce la diferencia estructural entre los Estados miembros en lo referente a la regulación del sector, es por ello que a los efectos

⁴² Entre 1999 y 2009 se adoptaron tres «paquetes» de medidas legislativas consecutivas cuyo fin era el de armonizar y liberalizar el mercado interior de la energía de la UE. Estos paquetes abordaban el acceso al mercado, la transparencia y la regulación, la protección de los consumidores, el apoyo a la interconexión y los niveles de suministro adecuados. Gracias a estas medidas los nuevos proveedores pueden acceder a los mercados de los Estados miembro, mientras que los consumidores pueden elegir libremente quien proveerá.

⁴³ Se designa a la Agencia de Cooperación de los Reguladores Eléctricos (ACER) junto con ETNSO-E (*European Network of Transmission System Operators for Electricity*) desarrollen un marco directriz que sirva como base para crear un marco normativo. ETNSO-E es el actor principal pero trabaja en cooperación con otros grupos de interés del sector y expertos en la materia de cada país. Desde 2011 ETNSO-E tiene como proyectos principales el desarrollo de diez códigos normativos con el objetivo de armonizar, integrar y hacer eficaz el Mercado Eléctrico Europeo

de respetar las regulaciones nacionales se prevé que: no obstante los fines, principios y objetivos generales establecidos a escala comunitaria, la aplicación concreta de la Directiva se confía a los Estados miembro pudiendo optar éstos por el régimen más adecuado a su situación particular;

- ▶ Principio de acceso abierto: cualquiera sea el sistema vigente de organización del mercado, el acceso a la red debe quedar abierto conforme a lo establecido en la Directiva y debe conducir a resultados económicos equivalentes entre los miembros, por consiguiente, debe conducir a un nivel directamente comparable de apertura de mercados y acceso a los mismos.
- ▶ Principio de Libre Competencia: entendido sin perjuicio de que algunos países miembros regulen como actividades monopólicas y de servicio público tanto al suministro como a los aspectos relativos al ambiente. A través de la norma se prevé que sean respetados los sistemas nacionales que impongan obligaciones de servicio público para garantizar la seguridad de suministro, protección del consumidor y protección del ambiente, siempre que la libre competencia por sí mismas no las garantice.
- ▶ Apertura del mercado de producción: pudiendo hacerse con arreglo a los sistemas de procedimiento de autorización y licitación, debiendo funcionar encuadrados a criterios objetivos, transparentes y de no-discriminación.
- ▶ Neutralidad en la operación de la red de transmisión: cada red de transmisión deberá estar sometida a una gestión y control central a fin de garantizar su seguridad, fiabilidad y eficacia en beneficio de los productores y clientes debiendo designarse, por tanto, un gestor de la red de transmisión que se haga cargo de la explotación, mantenimiento y, si fuese el caso, del desarrollo de la red. La actuación de este gestor debe ser objetiva, transparente y acorde al principio de no-discriminación.
- ▶ Principio de transparencia y no-discriminación: la función de transmisión de las empresas integradas verticalmente debe ser administrada con independencia de las demás actividades pero previendo que el acceso a las redes sea regulado y negociado.
- ▶ Principio de desintegración: Las actividades de generación y de distribución de las empresas deben ser separadas de manera vertical. Se establece también la contabilidad separada. Todas las compañías eléctricas que estén integradas deben tener transparencia particularmente para detectar posibles abusos de posición dominante⁴⁴.
- ▶ Principio de gradualidad: considerando el riesgo de dificultades particulares de adaptación en determinados Estados Miembro, la directiva entiende que debe preverse la posibilidad de recurrir a algún tipo de régimen transitorio o excepciones, particularmente en lo relacionado al funcionamiento de las pequeñas

⁴⁴ Por ejemplo las tarifas anormalmente bajas o altas, prácticas discriminatorias relativas a transacciones equivalentes, etcétera.

redes aisladas. Este principio implica la gradualidad en la liberalización para los consumidores.

- ▶ Principio de reciprocidad entre los Estados: Las garantías, beneficios y sanciones que se otorgan a un Estado deben ser retribuidos por la contraparte, de la misma forma.

4.2.4.2 Objeto y fines del Mercado Común de Electricidad.

La Directiva 96/92/CE establecía como objeto la *creación de un marco competitivo de la electricidad* en el cual los Estados miembro de la UE debían velar por que las compañías del sector funcionen sujetos a los principios de libre competencia y no discriminación.

Los Estados Miembro, según lo establece la norma, podrán imponer a las compañías de electricidad las obligaciones de servicio público de interés económico general, las que pueden referirse a la seguridad, regularidad, calidad y precio de los suministros, así como a la protección del medio ambiente.

Como ya se ha citado en el apartado anterior, la Directiva se redacta con arreglo a los principios de: (i) **acceso abierto a la generación**, garantizando a los Estados miembros la libertad de optar entre un procedimiento de autorización o de licitación para la instalación de nuevas plantas de producción; (ii) **explotación de la red de transmisión y designación de un gestor** de red que se encargará de la explotación, mantenimiento y desarrollo de la red de transmisión; (iii) **normativas técnicas** elaboradas por cada Estado miembro a fin de establecer los requisitos mínimos de diseño y funcionamiento de las redes necesarias para la interconexión; (iv) **regulación de suministro** por cada Estado miembro, que podrá imponer a las compañías la obligación de suministrar electricidad a los clientes situados en una zona determinada; (v) **separación de actividades y transparencia de cuentas**; (vi) **organización del acceso a la red**, optando entre el acceso negociado o de comprador único, pero ambos serán regidos por criterios objetivos, transparentes y no-discriminatorios

4.2.4.3 Agentes del Mercado

En la Directiva Estudiada encontramos cuatro puntos importantes en lo que se refiere a los agentes del mercado:

- Transporte y Distribución,
 - Acceso a la Red,
 - Clientes cualificados, y
 - Productores.
- ▶ Transporte y Distribución: se refiere particularmente al suministro obligatorio con tarifa regulada y a la existencia del gestor independiente de la red. En lo que respecta a las normas técnicas acerca de requisitos mínimos de diseño y funcionamiento de la red de transporte, se fijaran los criterios de conexión de instalaciones de generación, redes de distribución, equipos de clientes directamente conectados, circuitos interconectados y líneas directas. Se establece asimismo el derecho de preferencia en la entrada en funcionamiento de las instalaciones de generación que utilicen: fuentes renovables o de cogeneración y fuentes de combustión de energía primaria autóctona.

- **El gestor de la red de transmisión:** será el responsable de la ordenación del funcionamiento de las instalaciones de generación situadas en su zona determinada y de la utilización de interconexiones con otras redes, estas se efectuarán con arreglo a criterios que podrá aprobar el estado miembro y que deberán ser: objetivos, publicados y aplicados de forma no discriminatoria, a fin de lograr el buen funcionamiento del mercado interior. Asimismo, tendrán en cuenta la primacía económica de la electricidad de las instalaciones de generación disponibles o de transferencias por interconexión como también las limitaciones técnicas que afecten a la red.

El Estado miembro puede imponer a este sujeto la obligación de que en la ordenación del funcionamiento de las instalaciones de generación se dé preferencia a las instalaciones de generación que utilicen fuentes de energía renovables o residuos o aquellas que exploten un procedimiento de producción combinada calor/electricidad.

Los Estados miembro podrán también disponer que sea preferente la entrada en funcionamiento de las instalaciones de generación que utilicen fuentes de combustión de energía primaria autóctonas en proporción que no supere el 15% de la cantidad total de energía primaria necesaria para producir la electricidad que se consume en el Estado miembro en el curso de un año.

Por último, el gestor tiene la obligación de preservar el carácter confidencial de toda información cuya divulgación pueda dar lugar a problemas de índole comercial y de las que tenga conocimiento en el desempeño de su actividad.

- **El gestor de la red de distribución:** Los Estados miembros solicitan a las empresas propietarias o responsables de las redes de distribución que designen un gestor cuyas obligaciones serán: explotación, mantenimiento y desarrollo (si fuere el caso) de la red de distribución en una zona determinada. De esta forma, los Estados miembro pueden imponer a las compañías la obligación de proveer electricidad a determinados clientes en determinada zona, por una tarifa que podrá regularse para atender a la igualdad de trato entre los mismos, y velarán por que el gestor de la red cumpla con las obligaciones de garantizar la seguridad, fiabilidad y eficacia de la misma en la zona que le corresponda.

Asimismo, el Estado puede imponer al gestor la obligación de que de preferencia a las instalaciones de generación que utilicen fuentes de energía renovables o de residuos o que exploten un procedimiento de producción combinada en la ordenación del funcionamiento de las instalaciones de generación.

- ▶ **Acceso a la Red:** En este punto, la directiva distingue los sistemas de acceso a la red *negociado* y *regulado*, entre los que los países miembro pueden optar. El **acceso negociado** está basado en acuerdos comerciales voluntarios entre productores, suministradores y clientes cualificados. Sólo puede denegarse el

acceso si no se dispone de la capacidad necesaria y la norma prevé la publicación de precios de utilización de redes. El **acceso regulado**, por otra parte, es el régimen de tarifas sometidas a regulación *ex ante*.

- **Comprador único:** En el mercado de acceso regulado y existencia de una tarifa de uso no discriminatoria, debe prever la posibilidad de un porcentaje del mercado con libertad de contratación para los clientes cualificados. Cuando existe la designación de comprador único a una empresa de electricidad o a parte de una empresa de electricidad integrada verticalmente, se establecerán disposiciones en virtud de las cuales el comprador único deba ser objeto de una gestión separada de las actividades de generación y distribución de la empresa integrada. Los Estados velarán por que no exista circulación de información entre las actividades del comprador único y sus actividades de generación y distribución, salvo que sea referente a información necesaria para cumplir sus responsabilidades de comprador único.

La directiva establece que se designarán una persona jurídica en calidad de comprador único dentro del territorio que abarque el gestor de la red. Los Estados miembros que opten por este sistema deberán adoptar medidas a fin de: (i) garantizar que exista y se publique la tarifa, no discriminatoria, para el uso de la red de transmisión y distribución; (ii) los clientes cualificados tengan la libertad de celebrar contratos de suministro para cubrir sus necesidades con productores y con empresas de suministro fuera y dentro del territorio abarcado por la ley; (iii) los productores independientes negocien el acceso a la red con los operadores de las redes de transmisión y de distribución con miras a celebrar contratos de suministro con clientes cualificados fuera de la red mediante acuerdos comerciales voluntarios.

Se puede obligar al comprador único a comprar la electricidad que haya sido objeto de un contrato entre un cliente cualificado y un productor localizado dentro o fuera del territorio abarcado por la red, a un precio igual al precio de venta que ofrezca el comprador único a los clientes cualificados, menos el precio de la tarifa publicada.

Si no existe oposición del comprador único, la obligación de compra de los Estados miembro se adoptará con medidas necesarias para asegurar que los contratos de suministro sean realizados mediante acceso a la red con arreglo a tarifa publicada o mediante acceso a la red negociado, de optarse por el último caso, el comprador único no está obligado a publicar la tarifa por el uso de la red.

Por último, el comprador único puede denegar el acceso a la red y la compra de electricidad a clientes cualificados solo y únicamente si no tiene la capacidad de transmisión o de distribución necesaria.

- **Acceso negociado:** en este caso, los Estados miembro deberán tomar las medidas necesarias para que los productores, empresas de suministro de electricidad, clientes cualificados (interiores y exteriores al territorio que

abarque la red) puedan negociar el acceso a la red para celebrar contratos de suministro entre sí mediante acuerdos comerciales voluntarios.

Si el cliente cualificado está conectado a las redes de distribución, el acceso a las mismas deberá negociarse con el gestor de la red de distribución correspondiente y, de ser necesario, con el gestor de la red de transmisión.

Los gestores de las redes deberán publicar, durante el primer año posterior a la aplicación, la gama indicativa de precios para utilización de las redes de distribución y transmisión. En los años consecutivos, los precios indicativos deben basarse en la media de los precios acordados en las negociaciones en el periodo anterior de doce meses.

Los Estados miembro pueden optar por un procedimiento de acceso a la red, regulado, que dé a los clientes cualificados un derecho de acceso con arreglo a las tarifas publicadas para la utilización de las redes de transmisión y distribución como mínimo equivalente, en términos de acceso a la red, a otros procedimientos de acceso.

- ▶ Cientes Cualificados: en lo referente a la apertura de mercados hacia clientes cualificados rige principio general de que la norma no establece niveles específicos de cualificación, es decir, cada Estado miembro definirá los requisitos para la cualificación pero se establece el principio de apertura progresiva.

Asimismo queda establecido que los Estados Miembro deben adoptar las medidas necesarias que garanticen la apertura de sus mercados de electricidad, de manera tal que se puedan celebrarse contratos entre productores y clientes cualificados. A estos efectos, se calculará la cuota de mercado nacional en relación con la cuota comunitaria de electricidad consumida por los productores finales que consuman más de 40 GW/h al año, basándose en el lugar de consumo e incluyendo la autoproducción. Esta cuota será aumentada gradualmente a lo largo de seis años, a estos efectos se reducirá el umbral de consumo de 40 GW/h a 20 GW/h después de tres años de entrada en vigor de la directiva y a un nivel de 9 GW/h de consumo eléctrico anual seis años después de la entrada en vigor de la Directiva.

En caso de que no se consideraran clientes cualificados; las empresas distribuidoras tendrán la capacidad jurídica para contratar, para el volumen de electricidad que consuman sus clientes designados como cualificados en el marco de la red de distribución, el suministro de los mismos.

La CE podrá solicitar al Estado Miembro que modifique sus especificaciones si éstas se convierten en un obstáculo a la correcta aplicación de la Directiva en lo referente al buen funcionamiento del mercado interior de la electricidad.

- ▶ Productores: la Directiva fija criterios que regirán los procedimientos de autorización en materia de generación, asimismo se prevén nuevas instalaciones generadoras. Los Estados miembro fijarán los criterios para la concesión de autorizaciones para la construcción de las mismas, los que serán fijados en atención a cuestiones de seguridad, protección, elección de emplazamientos,

utilización de suelo público, eficacia energética y naturaleza de las fuentes primarias y las características de quien sea el solicitante.

Para las nuevas instalaciones de generación es fijado un procedimiento de licitación de las capacidades requeridas en consideración a las necesidades de interconexión.

También los Estados miembro deberán adoptar las medidas necesarias para que: (i) los productores independientes y autogeneradores puedan negociar el acceso a la red a fin de establecer sus propias instalaciones y filiales establecidas en el mismo Estado Miembro u otro, por medio de la red interconectada; y (ii) los productores exteriores al territorio abarcado por la red puedan celebrar contratos de suministro resultantes de una licitación para nuevas capacidades de generación y que tengan acceso a la red para cumplir con el contrato.

Asimismo, deberán velar por que las partes negocien con buena fe y sin abuso de posición negociadora obstaculizando el buen término de las negociaciones. Se deberá designar a una autoridad competente, independiente de las partes, para la resolución de los conflictos que deriven de los contratos y las negociaciones, la denegación de acceso y de compra. Si existiere conflicto transfronterizo, la autoridad de conflictos será la autoridad de resolución de conflictos con competencia sobre la red del comprador único o del gestor de la red que deniegue el uso o el acceso a la red.

Los Estados miembro tomarán todas las medidas necesarias que garanticen que la contabilidad de las empresas del sector estén sujetas a las obligaciones que siguen:

- a) Las *compañías de electricidad*, cualquiera sea su régimen o forma jurídica, establecerán, publicarán y efectuarán una auditoría contable anual con arreglo a las normas de la legislación nacional sobre la contabilidad anual de sociedades de capital;
- b) Las *empresas* que no estén obligadas a publicar su contabilidad anual, conservarán una copia de la misma en su sede a disposición del público;
- c) Las *empresas eléctricas integradas* llevarán en su contabilidad interna cuentas separadas para las actividades de generación, transmisión y distribución y, en su caso, de forma consolidada para otras actividades no eléctricas a fin de evitar las discriminaciones, subsidios cruzados y falseamientos de competencia;
- d) Se incluirán balances y cuentas por cada actividad;
- e) Las empresas especificarán en un documento anexo las reglas de imputación de las partidas del activo y pasivo y de las cargas y los rendimientos asignados para establecer las cuentas separadas; y,
- f) Las empresas darán cuenta de las operaciones que revistan importancia realizadas con las empresas vinculadas, o con las empresas asociadas o con las empresas pertenecientes a los mismos accionistas.

4.2.4.4 Situación Actual

Como se ha mencionado anteriormente, desde el 2011 el ENTSO-E⁴⁵ tiene entre sus proyectos principales el desarrollo de Diez Códigos normativos con el objetivo de lograr la armonización, integración y eficiencia del mercado eléctrico europeo, que se centran en tres áreas fundamentales: conexión de redes, mercados y operatividad del sistema. Estos Códigos son:

- ▶ Relacionados con la conexión de Red
 - RfG: *Requirements for Generators*;
 - DCC: *Demand Connection Code*;
 - HVDC: *High Voltage Direct Current Connections*;
- ▶ Relacionados con la operatividad del sistema
 - OS: *Operational Security*
 - OPS: *Operational Planning & Scheduling*
 - LFCR: *Load Frequency Control & Reserves*
 - ER: *Emergency and Restoration*
- ▶ Relacionados con los Mercados
 - CACM: *Capacity Allocation & Congestion Management*
 - FCA: *Forward Capacity Allocation*
 - ER: *Electricity Balancing*.

Entre todos los códigos mencionados, se destaca el CACM⁴⁶ que es el documento que sienta las bases para establecer un Mercado Interior de Energía plenamente integrado y funcional, persiguiendo los objetivos de: seguridad de suministro, aumento de competitividad y garantía de libre acceso al mercado.

Esta directriz es aplicada a todas las redes de transporte de energía e interconexiones de la Unión, excepto aquellas insulares o que no estén conectadas a las redes de transporte, y a todos los operadores de las redes de transporte con el objeto de que todos cooperen en asignación de capacidad y cogestiones. Para llegar a los objetivos, el CACM establece un marco de procedimientos, mecanismos y tareas que deberán ser seguidas y respetadas a la hora de diseñar los mercados y durante su operación. También se establece la forma en la que deben relacionarse los sujetos del mercado, sus competencias y su forma de designación.

Actualmente se puede señalar que existe una política energética europea en la que se distinguen claramente tres fases:

- ▶ **Primera fase:** la Creación del Mercado Interior de la Energía
- ▶ **Segunda fase:** la definición de una Política Energética Común
- ▶ **Tercera fase:** el camino a la creación de una Unión Europea de Energía.

De esta manera, en la **Primera Fase** podemos hablar del primer y segundo paquete del Mercado Interior de Energía, que concluyen con la aprobación de distintas normas que intentan impulsar la *liberalización energética* y la *creación de un Mercado Interior de la Energía*, las relativas específicamente a la Energía eléctrica quedan plasmadas de la siguiente manera:

⁴⁵ Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad (ENTSO-E por sus siglas en inglés). Se inicia con la adopción del tercer paquete legislativo de la UE sobre los mercados de gas y electricidad. Fundada en 1999 como respuesta a la emergencia de un mercado energético integrado, tiene como tareas principales: (i) la elaboración de códigos de red y sus establecimientos; (ii) la coordinación de la seguridad de las operaciones en la red a través de herramientas de operación de red comunes; (iii) Desarrollo de planes de gestión de la Red; (iv) Publicación de programas de trabajo anuales, informes y previsiones de capacidad de generación.

⁴⁶ Reglamento UE 2015/1222 del 24 de julio de 2015, entró en vigor en agosto del mismo año.

Primer Paquete:

- ▶ **Directiva 96/92/CE**, del Parlamento Europeo y el Consejo de 19 de diciembre de 1996, sobre normas comunes para el Mercado de la Electricidad.

Segundo Paquete

- ▶ **Directiva 2003/54/CE** del Parlamento Europeo y el Consejo, del 26 de Junio de 2003 sobre normas comunes para el Mercado de la Electricidad y por la que se deroga la Directiva 96/92/CE;
- ▶ **Reglamento (CE) Nro. 1228/2003** del Parlamento Europeo y el Consejo de 26 de junio de 2003 relativo a las condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad;

En relación a la **Segunda Fase**, se define una política energética común conforme al Artículo 194 del Tratado de Lisboa que establece:

*“ 1. En el marco del establecimiento o del funcionamiento del mercado interior y atendiendo a la **necesidad de preservar y mejorar el medio ambiente**, la **política energética** de la Unión tendrá por objetivo, con un espíritu de solidaridad entre los Estados miembros:*

a) garantizar el funcionamiento del mercado de la energía;

b) garantizar la seguridad del abastecimiento energético en la Unión;

c) fomentar la eficiencia energética y el ahorro energético así como el desarrollo de energías nuevas y renovables; y

d) fomentar la interconexión de las redes energéticas.

*2. Sin perjuicio de la aplicación de otras disposiciones de los Tratados, el Parlamento Europeo y el Consejo **establecerán**, con arreglo al procedimiento legislativo ordinario, las **medidas necesarias para alcanzar los objetivos** mencionados en el apartado 1. Dichas medidas se adoptarán previa consulta al Comité Económico y Social y al Comité de las Regiones.*

***No afectarán** al derecho de un Estado miembro a determinar las condiciones de explotación de sus recursos energéticos, sus posibilidades de elegir entre distintas fuentes de energía y la estructura general de su abastecimiento energético, sin perjuicio de la letra c) del apartado 2 del artículo 192.*

*3. No obstante lo dispuesto en el apartado 2, el Consejo, con arreglo a un procedimiento legislativo especial, por unanimidad y previa consulta al Parlamento Europeo, establecerá las **medidas** mencionadas en ese apartado cuando sean esencialmente de carácter fiscal.”*

Y el **Tercer Paquete** del Mercado Interior de la Energía:

- ▶ **Directiva 2009/72/CE** del Parlamento Europeo y Consejo, del 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el Mercado Interior de la Electricidad y por la que se deroga la Directiva 2003/54/CE

- ▶ **Reglamento (CE) Nro. 713/2009** del Parlamento Europeo y Consejo, del 13 de julio de 2009, por el que se crea la Agencia de Cooperación de los Reguladores de Energía.
- ▶ **Reglamento (CE) Nro. 714/2009**⁴⁷ del Parlamento Europeo y el Consejo, del 13 de julio de 2009, relativo a las condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad y por el que se deroga el Reglamento (CE) Nro. 1228/2003.

A esto se suma el llamado **Paquete Verde** en materia energética, que contiene las normas relativas a evitar o disminuir la emisión de GEI, a fin de cumplir con los compromisos asumidos para el 2020.

Y finalmente, la **Tercera Fase** que es el actual, el camino a la creación de la Unión Europea de la Energía: un plan puesto en marcha por la Comisión Europea a fin de garantizar que los ciudadanos y las empresas que formen parte de la UE tengan suministro eléctrico seguro, asequible y respetuoso con el clima. El plan pretende hacer circular a la energía, de manera libre, entre las fronteras de la Unión Europea considerando las nuevas tecnologías, las medidas de eficiencia energética y la renovación de las infraestructuras, haciendo que disminuyan los precios para el consumidor y que surjan nuevas cualificaciones y empleos, aumentando de esta forma el crecimiento y las exportaciones.

Como se ha mencionado, la legislación europea actual promueve la puesta en marcha de proyectos de integración de mercados europeos a fin de crear el Mercado Interior de la Energía. Se toma como referencia los mercados actuales y sus sistemas, involucrando a sus principales actores (operadores del mercado y del sistema de transporte de cada país) y desde la UE se impulsan dos proyectos para lograr la integración de los mercados: el *Proyecto Price Coupling of Regions (PCR)*, totalmente operativo desde 2014, con el objetivo de negociar la energía y fijar los precios del mercado *Day-Ahead* (mercado diario); y el *Proyecto XBID* (Cross-Border Intraday Market) que nace del reto de crear un mercado europeo continuo y común en el que la negociación esté lo más cerca posible de la hora de entrega física de la energía.

La UE se ha fijado objetivos en materia de política energética, integración y reducción de emisiones de GEI⁴⁸ conforme al siguiente cuadro:

⁴⁷ Este Reglamento tiene como objetivo establecer normas para el comercio transfronterizo de electricidad que impulsen la competencia y la armonización del mercado interior de electricidad. En el marco de este reglamento, Las autoridades reguladoras nacionales envían a la Comisión Europea una notificación de una decisión relativa a la certificación de un gestor de la red de transporte. Después, la Comisión remite a la autoridad reguladora nacional en cuestión su dictamen en un plazo de dos meses. Esta última adopta una decisión firme sobre la certificación del gestor de la red de transporte. Dicha decisión y el dictamen de la Comisión se publican.

Asimismo, establece que La Red Europea de Gestores de Redes de Transporte (REGRT) de Electricidad garantizará la gestión de la red de transporte de electricidad y promoverá el comercio transfronterizo de este bien en la Comunidad.

⁴⁸ En ese sentido, se hace referencia al concepto de *economía circular*, lo que implica una economía sostenible, con bajas emisiones de carbono y respetuosa con el medio ambiente, liderando la producción de energías renovables y la lucha contra el calentamiento global.

Objetivos 2020
<ul style="list-style-type: none">• Reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero un 20% como mínimo, respecto de los niveles de 1990.• Obtener un 20% de energía a partir de fuentes renovables• Mejorar la eficiencia en un 20%
Objetivos 2030
<ul style="list-style-type: none">• 40% de la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero• Al menos 27% de energías renovables• Aumento de la eficiencia energética en un 27-30%• 15% de interconexión eléctrica (es decir, 15% de la generación eléctrica de la UE debe poder transportarse entre Estados miembros)
Objetivo 2050
<ul style="list-style-type: none">• 80-95% de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero respecto a los niveles de 1990.

Cuadro 2. Objetivos de Política Energética de la UE. Fuente: Elaboración Propia

En ese sentido; la última comunicación de la Comisión Europea y el Parlamento Europeo, publicada el 2 de febrero del 2017 publica el “*Segundo Informe sobre el Estado de la Unión de la Energía*”, en el que se hace mención a que el año 2016 fue un año positivo para el avance hacia la Unión de la Energía ya que existieron proyectos legislativos e iniciativas concretas referentes al objetivo de energía limpia para todos los europeos. Se resalta la prioridad del Proyecto de Unión de la Energía, como parte de la agenda positiva de la UE para contribuir con el cumplimiento de los Objetivos de Desarrollo Sostenible establecidos en la COP21 y el Acuerdo de París de 2016.

En lo que se refiere a la interconexión energética regional, el informe menciona que en el año 2016 se iniciaron trabajos sobre nuevas redes como la TAP (*Trans Adriatic Pipeline*), en materia de gas; asimismo, se firmaron acuerdos de financiación como el Acuerdo de inversión de 187 millones de euros procedentes del *Connecting Europe Facility*, para la interconexión gasífera entre Finlandia y Estonia; y una cooperación de 170 millones de Euros para el Gasoducto BRUA a través de Bulgaria, Rumania, Hungría y Austria. Los mandatos deberían ampliarse a la electricidad, energías renovables y eficiencia energética.

Asimismo, menciona que siguen siendo necesarias inversiones en infraestructura interna para integrar aún más el Mercado eléctrico del sur de Europa Occidental y en el norte y este de Europa (Alemania, Polonia y República Checa, por ejemplo) y mejorar la gestión de estas interconexiones. El informe insiste en que el objetivo de interconexión eléctrica para el 2030 debe garantizar que se ponga a disposición del mercado la energía proveniente de la utilización de recursos renovables, garantizando la seguridad de abastecimiento, y la infraestructura existente debería ser puesta plenamente a disposición de los agentes operadores del sistema y las normas del mercado deben seguir promoviendo la utilización eficiente de energía.

Por otra parte, el informe propone que los recursos disponibles en los Estados miembro sean utilizados de manera eficaz y eficiente, velando por que existan mayores esfuerzos a fin de proporcionar infraestructura para el transporte de energía limpia y protegiendo las infraestructuras ya existentes, habida cuenta de los ataques terroristas, ataques cibernéticos en cuanto a los datos y otras amenazas geopolíticas.

Y finalmente, en lo que se refiere a la legislación, el informe señala la importancia en el avance de expedientes legislativos que aceleren las medidas a fin de facilitar la existencia de la Unión de la Energía y garantizar el cumplimiento de las normas ya vigentes; así como reforzar las prioridades en cuanto a la diplomacia energética y el trabajo sobre sinergias entre los Estados a fin de establecer plataformas de inversión y financiamiento de proyectos de energía renovable y eficiencia energética.

4.3 INTEGRACIÓN ELÉCTRICA EN LA LIGA ÁRABE

4.3.1 Referencias sobre la Liga Árabe

La Liga de los Estados Árabes es una de las más antiguas organizaciones de carácter regional e internacional. Se crea en El Cairo, en 1945 al finalizar la Segunda Guerra Mundial, cuando la mayoría de los países árabes estaban bajo el peso de la invasión extranjera.

Actualmente está conformada por 22 miembros: Arabia Saudita, Argelia, Bahrein, Comoros, Djibouti, Egipto, Emiratos Árabes Unidos, Irak, Jordania, Kuwait, Líbano, Libia, Marruecos, Mauritania, Palestina, Qatar, Siria (actualmente suspendida), Omán, Somalía, Sudán, Túnez y Yemen.



Figura 7. Países miembro de la Liga Árabe. Fuente: M'Sur Revista

Tiene su sede en El Cairo (Egipto) y celebra regularmente cumbres a las que acuden los jefes de Estado u otras autoridades, pero no ha conseguido un grado importante de integración regional y no mantiene relación directa con sus ciudadanos.

La Carta Fundacional de la Liga Árabe fija como objetivos principales (i) conseguir que el resto de los estados árabes, que aún se encontraban colonizados por los países europeos, se independizaran; (ii) que en el Mandato Británico de Palestina⁴⁹ la minoría judía no estableciera un estado independiente (Israel). Asimismo, menciona que no es una unión de Estados ni una Federación, sino que una Liga en la que todos los Estados soberanos mantienen una total independencia.

Actualmente la Liga Árabe está dividida entre los países que apoyan las políticas intervencionistas de los Estados Unidos y los que se oponen a ellas y las sufren.

⁴⁹ Administración territorial encomendada por la Sociedad de las Naciones al Reino Unido de Gran Bretaña e Irlanda del Norte en Oriente Medio, tras la Primera Guerra Mundial y como parte de la partición del imperio otomano.

Entre las instituciones que dirigen la Liga Árabe se encuentran:

- ▶ Agencias árabes especializadas;
- ▶ Comités Técnicos;
- ▶ Consejo de la Liga Árabe (Majils);
- ▶ Consejo Económico y Social de la Liga Árabe
- ▶ Secretaría General;
- ▶ Uniones o Asociaciones de la Liga Árabe

4.3.2 La Energía en la Liga Árabe

Si bien es cierto que relacionamos inmediatamente Liga Árabe con Petróleo, en los países árabes siempre se han tenido en cuenta las energías renovables. Los países ricos dependen del petróleo y del gas, pero las energías renovables son consideradas como una de las principales fuentes de energía debido a la abundancia de sol y viento, necesarias para la generación de energía solar fotovoltaica y eólica respectivamente. Marruecos, por ejemplo, proyecta su mayor central fotovoltaica en El Aaiún, capital del Sahara Occidental, con una capacidad de producción de 80 megavatios.

En cuanto a la energía nuclear, la Cumbre de Países Árabes ha tomado decisiones importantes respecto al uso pacífico de este tipo de energía, especialmente en cuanto a la generación de electricidad. Egipto, por ejemplo, ya ha iniciado con el proceso de creación de las infraestructuras necesarias para utilizarlas en ese sentido, lo mismo Argelia. Jordania, por su parte, ha firmado acuerdos de cooperación en la materia con Rusia y Canadá.

En Abril de 2017, varios países de la Liga Árabe han suscrito un memorándum de entendimiento para establecer un mercado común de electricidad en la región, lo que implicará la conexión de redes entre los distintos países. Los países firmantes fueron: Emiratos Árabes Unidos, Baréin, Argelia, Arabia Saudita, Sudán, Irak, Qatar, Islas Comoras, Omán, Egipto, Libia, Marruecos, Yemen y Kuwait.

Está previsto que la primera fase de esta interconexión finalice en el año 2020, la potencia de esta red común será de aproximadamente 3.000 megavatios.

4.4 INTEGRACIÓN ELÉCTRICA EN LA REGIÓN ESCANDINAVIA

4.4.1 El Nord Pool Spot

La Región Escandinavia es aquella ubicada al norte de Europa; compuesta por los Reinos de Noruega, Suecia y Dinamarca, aunque en ocasiones también se incluye a Finlandia e Islandia. La Región Escandinavia es conocida como una de las mayores productoras de energía hidroeléctrica en el mundo.

Los gobiernos nacionales de los países escandinavos iniciaron el proceso de desregulación de sus mercados eléctricos en la década de los '90, luego de que en 1991 Noruega haya iniciado con las reformas en el sector que permitían la competencia, en 1996 se inicia el intercambio eléctrico entre Noruega y Suecia con el nombre de *Nord Pool ASA*. Posteriormente surge el *Nordic Pool Exchange* o *Nord Pool Spot* como una “*asociación voluntaria que existe en paralelo con los mercados domésticos y realiza transacciones sólo a nivel mayorista*” (OLADE 2013). Es el mayor mercado spot de energía eléctrica en Europa; operado actualmente por Noruega, Dinamarca, Suecia, Finlandia, Letonia, Lituania, Alemania y el Reino Unido. Es

propiedad de los gestores de la red nórdica *Statnett SF* (Noruega), *Svenska Kraftnät* (Suecia), *Fingrid Oy* (Finlandia), *Energinet.dk* (Dinamarca) y los operadores del Báltico: *Elering* (Estonia), *Litgrid* (Lituania) y *Tikls Augstsprieguma AST* (Letonia). Está regulado a su vez por los Recursos Hídricos de Noruega y la Dirección de Energía (NVE) como único organismo regulador⁵⁰ y tiene un éxito basado en la cooperación eléctrica de estos países para permitir el libre acceso a agentes a las redes de transmisión, propiciando a la vez la competencia entre generadores. La energía no se negocia a través del mercado, sino que se comercializa a través de contratos entre proveedores, minoristas y consumidores.



Figura 8. Nord Pool Spot. Fuente: <http://www.nordpoolspot.com>

En Enero de 2010, *Nord Pool Spot* en cooperación con *NASDAQ OMX Commodities*⁵¹ puso en marcha el Mercado de energía *N2EX* en el Reino Unido. En febrero del mismo año, *Nord Pool Spot* firmó un acuerdo con la empresa de la red nacional de *Estonia Elering* para crear el *Nord Pool Spot Estlink* como área de oferta a partir del 1 de abril de 2010. También entregó la solución técnica al *Baltpool* lituano de mercado. En Junio de 2010, *APX-ENDEX*, *Belpex* y *Nord Pool Spot* acordaron la creación de un mercado intradía transfronterizo de electricidad basado en la tecnología de *Elbas Nord Pool Spot*, y actualmente ese mercado intradiario incluye a los países bálticos (Alemania, Holanda y Bélgica). En 2012 se abre un área en Lituania y en 2013 se abre el mercado en Letonia.

La integración en el *Nordpool* fue un proceso realizado de manera sistemática y continuada, ya que tuvo que pasar por distintas fases y modelos organizacionales eléctricos. Se estableció un marco regulador que establece que los operadores del sistema de transmisión son las empresas encargadas de mantener estable el suministro de electricidad en cada país. Este proceso de liberalización y posterior integración produjo cambios estructurales en cada uno de los países miembro.

El *Nord Pool Spot* trata de asegurar la liquidez en el mercado, proporcionar información precisa a todos los clientes y proveedores, además de garantizar la igualdad de acceso a los mercados para todos sus clientes. El proveedor se encarga de comprar la electricidad a los productores o al mercado *Nord Pool* para luego venderla a los consumidores finales. Existen más de 370 proveedores en los cuatro países, los comercializadores sirven como intermediarios entre los proveedores y los consumidores finales, y los operadores del sistema de transmisión de cada país son los encargados de establecer la seguridad del suministro eléctrico además de la gestión

⁵⁰ Equivalente a una Dirección de Recursos Hídricos y Energía.

⁵¹ Compañía de servicios financieros que opera en el mercado de energía.

de red de alta tensión y de solventar los problemas cuando se producen congestiones en el sistema.

El mercado se divide en dos: un mercado físico (Elbas⁵² y Elspot⁵³) y un mercado financiero (Eltermin⁵⁴ y Eloptions⁵⁵). El mercado físico calcula el precio para cada hora y es independiente del financiero. Los precios y volúmenes que se llevan a cabo en el mercado se publican, sin dar a conocer a los compradores ni a los vendedores. Por su parte, los mercados financieros de los países nórdicos se negocian a través de NASDAQ OMX Commodities.

La integración en este mercado es producto de un proceso largo pero que ha conseguido alcanzar los objetivos principales, como por ejemplo la reducción del ritmo de crecimiento de los precios gracias a la existencia de mayor competitividad y a que las empresas están desintegradas verticalmente. De todas formas los precios hoy son volátiles y se ven afectados por las variaciones del mercado, como consecuencia los mayores beneficiados de la reforma fueron los industriales ya que consiguieron reducir el precio de la electricidad con contratos de mediano plazo; por otro lado, los mayores perjudicados fueron las empresas productoras de electricidad y los proveedores ya que ahora cuentan con competencia en el mercado.

El éxito de este mercado integrado se da por dos motivos principales, característicos de los países miembro:

1. Fuerte dependencia hidroeléctrica, en Noruega; y,
2. Alto grado de desregulación, en ambos, lo que provoca que no existan mecanismos que regulen los precios y mercados financieros.

4.5 INTEGRACIÓN ELÉCTRICA EN EL MARCO DEL TRATADO DE LIBRE COMERCIO DE AMÉRICA DEL NORTE (TLCAN O NAFTA)

4.5.1 Referencias sobre el Tratado de Libre Comercio

En junio de 1990, el Presidente de los Estados Unidos (George Bush) y el presidente de México (Carlos Salinas de Gortari) iniciaron las tratativas para llegar a un acuerdo de libre comercio entre sus países; en septiembre del mismo año, Bush comunicó al Congreso de su intención y en febrero del año siguiente anunció el propósito de llegar a un acuerdo trilateral con Canadá y México. Las negociaciones iniciaron en junio de 1991, teniendo como antecedente directo el **Acuerdo de Libre Comercio de 1987**.

⁵² Mercado físico de energía por hora que se negocia diariamente para la entrega y consumo físico al día siguiente. El precio se calcula teniendo en cuenta todos los consumidores y productores que van a comprar y vender electricidad. Calculan un precio del sistema, el cual es el precio de equilibrio del mercado para las curvas de oferta y demanda agregadas, suponiendo que no hay congestión del sistema. El precio fijado sirve como referencia al mercado Elbas y a los mercados financieros de electricidad. El 84% del consumo de electricidad se compra de Elspot.

⁵³ Mercado físico donde se comercializa la electricidad hasta casi una hora antes de su consumo, con lo que tratan de reducir los riesgos en cuanto a costos de desequilibrio desconocidos

⁵⁴ Mercado financiero que permite evitar un mayor riesgo a la hora de la compra o venta de energía eléctrica. Este mercado dispone de tres tipos de contrato: a futuro, a plazo y por diferencias. Los consumidores pueden firmar contratos de compra de energía hasta cinco años antes del consumo de electricidad. La diferencia que existe entre cada uno de ellos es la forma de liquidación durante el periodo de negociación del contrato.

⁵⁵ Mercado financiero que sirve como instrumento para la gestión de riesgos y previsión de los ingresos y gastos relacionados con el comercio de contratos de energía a futuro.

La versión final del TLCAN⁵⁶ fue firmada el 8 de octubre de 1992 por los cancilleres de tres países (México, Canadá y Estados Unidos de América), pero tuvo efectividad –por trámites legislativos- recién a partir del 17 de diciembre del mismo año. Posteriormente a esta firma, era necesario ratificar el tratado por las legislaturas de los tres países. En este sentido, el Congreso de los Estados Unidos presentó resistencia a la firma del acuerdo ya que algunos legisladores consideraban que el menor costo laboral en México haría que numerosas industrias norteamericanas migren y de esta forma se causaría una desocupación en los Estados Unidos.

Fueron necesarios unos acuerdos paralelos que tenían por objeto complementar el tratado con disposiciones destinadas a preservar el medio ambiente y amparar los derechos de los trabajadores. Estos convenios anticipaban que todo acuerdo que se negocie con los países miembro del TLCAN por parte de otro país deberá tener en cuenta que se incluyan aquellas cláusulas.

El TLCAN finalmente fue aprobado por la Cámara de Diputados del Congreso Norteamericano el 17 de noviembre de 1993, y el 20 de noviembre por el Senado; el 22 de noviembre del mismo año, por el Congreso de México y el 8 de diciembre fue promulgado por el Presidente Bill Clinton. Por su parte, Canadá recién aceptó promulgar el tratado el 1 de enero de 1994 tras algunas demandas para una posible modificación del tratado principalmente en materia de subsidios, *dumping* de productos y un mejor acuerdo en el sector energético.

Es así que a partir del 1 de enero de 1994 los tres países eliminaron los aranceles y barreras comerciales a productos, servicios e inversiones por un plazo de quince años. Este tratado integra tres países vecinos, que juntos suman 21.306.954 Km²; actualmente en la zona de influencia del TLCAN residen 444.1 millones de personas y alcanza una producción combinada de USD 17.0 billones.

Particularmente, el preámbulo del TLCAN confirma el compromiso de los tres países de promover el empleo y el crecimiento económico mediante la expansión del comercio y de las oportunidades de inversión en la zona de libre comercio, asimismo ratifican su convicción de que el tratado permitirá aumentar la competitividad internacional de las empresas de los países miembros de manera congruente con la protección medioambiental.

Las disposiciones iniciales del TLC establecen formalmente la zona de libre comercio entre Estados Unidos, Canadá y México.

El Tratado de Libre Comercio de América del Norte tiene como objetivos:

- a) Eliminar las barreras al comercio;
- b) Incrementar oportunidades de inversión;
- c) Promover condiciones para una competencia justa;
- d) Proporcionar protección adecuada a los derechos de propiedad intelectual;
- e) Establecer procedimientos efectivos para la aplicación del Tratado y la solución de controversias;
- f) Fomentar la cooperación trilateral, regional y multilateral.

Asimismo, dispone que otros países o grupos de países pueden ser admitidos como miembros del Tratado con el consentimiento de los países miembros, conforme a los términos y

⁵⁶ El mencionado tratado es conocido como TLCAN (Tratado de Libre Comercio de América del Norte), NAFTA (*North American Free Trade Agreement*) o ALÉNA (*Accord de libre-échange nord-américain*) indistintamente.

condiciones que éstos establezcan y una vez concluidos los procedimientos internos de aprobación de cada uno de ellos.

Para introducir reformas al Tratado, existen disposiciones de conformidad a los procedimientos internos y cualquier Estado miembro puede retirarse del Tratado siempre que medie una notificación previa de, por lo menos, seis meses.

El Tratado en sí consta de un texto básico de más de dos mil páginas, complementado con legislación interna aprobada por Estados Unidos y Canadá para su implementación⁵⁷. Por otra parte, se complementa con acuerdos en materia medioambiental y de derecho laboral como ya se ha mencionado *ut supra*, que fueron celebrados como condición para la firma de la versión final del Tratado.

Está dividido en 8 partes y 22 capítulos, entre los que se pueden citar: (i) objetivos y definiciones generales; (ii) Comercio de Bienes; (iii) Barreras técnicas al comercio que integran las medidas de normalización; (iv) Compras del Sector Público; (v) Inversión del comercio transfronterizo de servicios, comunicaciones, servicios financieros, política en materia de competencia, monopolios estatales; (vi) Propiedad intelectual, patentes, marcas, derechos de autor, secretos industriales; (vii) Disposiciones administrativas; (viii) Solución de controversias.

El TLCAN no establece un organismo supranacional como administrador del tratado. El mismo está administrado sobre la base de la participación de los tres países integrados en una comisión de libre comercio que fundamentalmente está presidida por Ministros o Secretarios de Comercio de cada uno de los países, que se reúnen cada cierto tiempo, por lo menos una vez al año.

Esta comisión cuenta con un Secretariado y están establecidos Comités y Grupos de Trabajo que se encargan de ir administrando sectorialmente el tratado.

4.5.2 Comercio de Bienes en el TLCAN

En lo referente a esta área, el tratado cuenta con seis objetivos fundamentales. En primer lugar, regular las condiciones de acceso al mercado de cada país por parte de los productos de los otros países mediante la ejecución de programas de **desgravación arancelaria** y estableciendo **disciplinas** que los Estados parte deben respetar.

La desgravación arancelaria tiene una serie de etapas a fin de llegar al libre comercio para casi la totalidad de los productos. Solo gozan de este beneficio aquellos bienes determinados como originarios de alguno de los tres países.

En esta área, el TLCAN tiene por objetivo adoptar los parámetros que rijan los procedimientos aduaneros de las partes, definir las reglas especiales aplicables a la energía y petroquímica, fijar obligaciones comunes a las partes en el área agrícola y definir las condiciones de comercio en este campo.

Por último, se debe determinar las circunstancias en las que pueden aplicarse los procedimientos de salvaguardia. En este sentido se establece la llamada «cláusula de

⁵⁷ México no requiere este procedimiento para internalización de las normas.

salvaguardia» que permite a los signatarios restablecer ciertos niveles arancelarios, siempre y cuando se cumpla con una serie de requisitos⁵⁸.

El Tratado de Libre Comercio también establece que los países deberán otorgar un trato no discriminatorio entre los productos importados y los nacionales, es la denominada «cláusula de trato nacional».

Mediante la desgravación arancelaria se plantea la eliminación, de manera progresiva, de los aranceles sobre bienes originarios de acuerdo con las listas de desgravación. Este programa contiene muy pocas excepciones.

El TLC se caracteriza por que incorpora la totalidad del universo arancelario como parte del programa de desgravación. El comercio se liberaliza excepto lo excluido expresamente.

Existe asimismo una disposición que establece que al cabo de cierto tiempo los programas de devolución de aranceles estarán restringidos en ciertos casos, en otros casos se prohíben desde el principio para evitar ventajas que pudiera tener un país exportador frente al productor nacional de otro.

También se estableced que no puede ser otorgada una exención de aranceles bajo condición de cumplimiento de algún requisito referente a desempeño y que los programas existentes en ese sentido debían ser eliminados en un plazo determinado.

Otra norma importante establece que no pueden ser establecidos impuestos de exportación a menos que el impuesto se aplique también al consumo interno. No se pueden imponer derechos aduaneros y finalmente, tienen un régimen especial de acceso a mercados para el caso de comercio de automóviles y comercio de textiles.

Se habla de «Reglas de Origen» para la definición de los bienes beneficiados por el programa de desgravación arancelaria. En una zona de libre comercio, la norma de origen es fundamental para el esquema de integración y solo llega a perder importancia cuando nos encontramos frente a una unión aduanera.

En marco del TLCAN, un producto se denomina *originario* si es completamente producido en el territorio de un Estado parte o si es enteramente producido de materiales orgánicos.

Cuando un bien incorpora materia prima de otros países, fuera del TLCAN, también es considerado original, pero según criterios de transformación sustancial en relación con las materias primas que fueron utilizadas para fabricarlo.

4.5.3 Comercio de Servicios en el TLCAN

En este ámbito, existe una normativa especial en cuanto a las telecomunicaciones y otro capítulo especial referente a los servicios financieros. Fundamentalmente se establecen una serie de principios que rigen el comercio de servicios entre las partes con una liberalización importante para algunas áreas. Asimismo se abren mercados en los tres países, paulatinamente, para el establecimiento de instituciones bancarias y de seguros.

⁵⁸ Que haya surgimiento de las importaciones como resultado de la desgravación implicada por el acuerdo y que este surgimiento amenace o cause un perjuicio grave a la producción nacional.

El Capítulo XII se refiere al Comercio Transfronterizo de Servicios, teniendo como ámbito de aplicación: (i) la producción, distribución, comercialización, venta de un servicio; (ii) la compra, uso, pago de un servicio; (iii) el acceso y el uso de un sistema de distribución y transporte relacionado con la prestación de un servicio; (iv) la presencia de un prestador de servicios de otra parte y (v) el otorgamiento de una fianza, u otra forma de garantía financiera, como condición para la prestación de un servicio.

4.5.4 La Energía en el TLCAN

El objetivo fundamental en este capítulo es buscar la seguridad de abastecimiento de los bienes energéticos. Para Estados Unidos esto significa la posibilidad de que exista importación de productos energéticos de cualquiera de los dos países, eliminando los obstáculos para el acceso a los recursos energéticos canadienses y mexicanos.

Canadá y México por su parte entienden que esto significa que sus recursos pueden ser utilizados para cumplir con las necesidades de consumo doméstico, y que no exista un acceso exagerado de recursos por parte de una empresa extranjera que desee llevarla a su país.

En materia regulatoria, el TLCAN está sujeto a los entes reguladores con ciertas obligaciones. El Estado Mexicano se encuentra bastante excluido en este capítulo ya que su Constitución establece ciertas restricciones en la materia.

Existen principios aplicables no solo al comercio de bienes sino también a la inversión y comercio de servicios, particularmente para el área petroquímica y de hidrocarburos, estableciéndose: restricciones a la importación y exportación, impuestos, medidas de seguridad nacional, cláusulas de desempeño.

En lo referente a la energía eléctrica, que es el tema que nos ocupa, México establece sus reservas en el Capítulo VI y se fijan tres tipos de actividades e inversiones en plantas de generación eléctrica:

- a) Autoabastecimiento: Una empresa de una de las otras Partes podrá adquirir, establecer y/o operar una planta de generación eléctrica en México para satisfacer sus necesidades de suministro. La electricidad generada que exceda dichas necesidades debe ser vendida a la Comisión Federal de Electricidad (CFE), y la CFE deberá comprarla bajo los términos y condiciones acordados por la CFE y la empresa.
- b) Cogeneración: Una empresa de una de las otras Partes podrá adquirir, establecer y/o operar una planta de cogeneración en México que genere electricidad por medio de calor, vapor u otras fuentes energéticas asociadas con un proceso industrial. No es requisito que los dueños de la planta industrial sean también los propietarios de la planta de cogeneración. La electricidad generada que exceda los requerimientos de suministro de la planta industrial debe ser vendida a la CFE, y la CFE deberá comprarla bajo los términos y condiciones acordados por la CFE y la empresa.
- c) Producción independiente de energía eléctrica: Una empresa de una de las otras Partes podrá adquirir, establecer y/o operar una planta de producción independiente de energía eléctrica (PPIEE) en México. La electricidad generada por dicha planta para su venta en México deberá ser vendida a la CFE, y la CFE deberá comprarla bajo los términos y condiciones acordados por la CFE y la empresa. Cuando una PPIEE ubicada en México y una empresa eléctrica de otra Parte consideren que el comercio transfronterizo de

electricidad pueda ser de su interés, cada una de las Partes de que se trate permitirá a estas entidades y a la CFE negociar los términos y condiciones para la adquisición de energía eléctrica y los contratos de venta de la misma. Las modalidades de ejecución de dichos contratos de suministro se dejarán a los usuarios finales, a los proveedores y a la CFE, y podrán asumir la forma de contratos individuales entre la CFE y cada una de las otras entidades. Cada una de las Partes de que se trate, decidirá si los contratos se sujetarán a la aprobación reguladora.

En este sentido México también puede restringir el otorgamiento de permisos de importación u exportación solo para los bienes listados⁵⁹, con el único propósito de reservarse para si mismo el comercio exterior de esos bienes.

⁵⁹ (I) Mezclas de hidrocarburos aromáticos que destilen 65% o más de su volumen (incluidas las pérdidas) a 250°C, según la norma ASTM D 86;

(II) Únicamente nafta disolvente, aceite extendedor para caucho y materia prima para negro de humo;

(III) Aceites crudos de petróleo o de minerales bituminosos;

(IV) Gasolina para aviones, gasolina y componentes para la elaboración de gasolinas para motores (excepto la gasolina para aviones) y reformados, cuando sean utilizados como componentes para la elaboración de gasolinas para motores; keroseno; gasóleo y aceite diésel; éter de petróleo; fuel-oil o combustóleo; aceites paranínicos que no sean los que se utilizan para la elaboración de lubricantes; pentanos; materia prima para negro de humo; hexanos; heptanos y naftas;

(V) Gases de petróleo y demás hidrocarburos gaseosos excepto: etileno, propileno, butileno y butadieno con grados de pureza superiores a 50%;

(VI) Solamente parafinas en bruto con un contenido de aceite superior a 0.75% en peso solo cuando se importen para refinación ulterior;

(VII) Coque de petróleo sin calcinar;

(VIII) Betún de petróleo (excepto cuando se utiliza para revestimiento de carreteras bajo fracción 2713.20.01 en el Sistema Armonizado);

(IX) Los demás residuos de los aceites de petróleo o de minerales bituminosos;

(X) Betunes y asfaltos naturales; pizarras y arenas bituminosas; asfaltitas y rocas asfálticas (excepto cuando se utilizan para revestimiento de carreteras bajo fracción 2714.90.01 en el Sistema Armonizado);

(XI) Únicamente etano, butanos, pentanos, hexanos y heptanos.

5. INTEGRACION ELÉCTRICA EN EL MERCOSUR

Como ya se ha observado, se ha hecho referencia al MERCOSUR como el proceso de integración instituido inicialmente por Argentina, Brasil, Paraguay y Uruguay y en fases posteriores Bolivia y Venezuela, que tiene como objetivo principal propiciar un espacio común de generación de inversiones y oportunidades comerciales a través del proceso de integración competitiva de economías nacionales al mercado internacional. Como resultado de este proceso, se establecieron varios acuerdos con países y con grupos de países otorgándoles, en algunos casos, la calidad de Estados Asociados y la posibilidad de participación en las actividades y reuniones del bloque, así como también preferencias comerciales con los Estados Parte.

En el presente trabajo, se han observado los antecedentes históricos y geopolíticos inmediatos en el **apartado 1.2.1** al cual me remito. En este sentido, es importante hacer referencia particular a tres acuerdos en especial:

1. **El Tratado de Montevideo de 1960**, que da origen a *la Asociación Latinoamericana de Libre Comercio (ALALC)*. Fue firmado por Argentina, Brasil, Chile, México, Paraguay, Perú y Uruguay. Posteriormente se unieron Ecuador, Colombia, Venezuela y finalmente Bolivia. Recordemos que el objetivo principal del ALALC era lograr la constitución de una zona de libre comercio utilizando los mecanismos de reducción arancelaria regional y eliminación de barreras al comercio.

Los principios rectores del tratado fueron: la reciprocidad y la cláusula de “Nación más favorecida”. Asimismo, el funcionamiento de la Asociación se daba mediante negociaciones periódicas en base a tres tipos de instrumento:

- *Listas nacionales*; que incluían los productos para los cuales cada país miembro, individualmente, acordaba reducir su nivel arancelario luego de cada negociación;
- *Listas comunes*; incluía aquellos bienes para los cuales los países miembros acordaban colectivamente eliminar plenamente las restricciones comerciales internas en el periodo de doce años. Eran negociables cada tres años y no podían ser retirados de la lista.
- *Acuerdos para la cooperación industrial*; conducían a la coordinación de políticas industriales y eran, principalmente, bilaterales.

La ALALC no alcanzó prácticamente ninguno de los objetivos fijados, pero sí logró una zona con cierta preferencia arancelaria.

2. **El Tratado de Montevideo de 1980**, que da origen a *la Asociación Latinoamericana de Integración (ALADI)* para reemplazar a la ALALC. Tenía por objetivo constituir un marco necesario para las negociaciones tendientes a alcanzar acuerdos comerciales multilaterales, basándose en negociaciones bilaterales. Hoy día sigue en funcionamiento bajo los siguientes mecanismos:

- *Preferencia arancelaria regional*: tiene inicialmente un carácter mínimo, profundizando sus alcances a través de negociaciones multilaterales. Se establecen listas excepcionales con nivel en función inversa al grado de desarrollo de los Estados. A través de los años las negociaciones multilaterales fueron perdiendo peso frente a las bilaterales, ya que estas últimas facilitan el acuerdo entre Estados que comparten áreas que no necesariamente se comparten con los demás países miembro.

- *Acuerdos de carácter regional*: de este tipo de acuerdo participan todos los Países miembro. Abarcan temas comerciales, de complementación económica, agropecuaria, promoción del comercio, cooperación científica y tecnológica, medio ambiente, etcétera.
 - *Acuerdos de alcance parcial*: en este caso participan solo algunos de los países y sus efectos no se extienden de forma automática a los demás, pero deben estar abiertos a la adhesión de los mismos. Dentro de este mecanismo fue realizado el proceso de integración Argentino-Brasileña, por un lado, y también el MERCOSUR.
3. La **Declaración de Iguazú (1985)**, suscrita por los presidentes José Sarney (Brasil) y Raúl Alfonsín (Argentina), sentó las bases para el posterior Tratado Constitutivo del Mercosur. En el año 1986 se puso en marcha el **Programa de Integración y Cooperación Económica entre Argentina y Brasil**, basándose en la Declaración de Iguazú, teniendo como objetivo la creación de un espacio económico común en un plazo de 10 años. Los principios que regían ese programa eran:
- a. Gradualismo en la apertura comercial e integración regional al minimizar los costos económicos y sociales;
 - b. Flexibilidad para realizar los ajustes necesarios de alcances y objetivos;
 - c. Puntualidad, para incluir un número relativamente reducido de proyectos en cada etapa;
 - d. Equilibrio para no provocar la especialización excesiva en sectores particulares, buscando de esta manera la integración intersectorial.

Durante este proceso bilateral se alcanzó el incremento del comercio entre ambos Estados. Posteriormente, en 1988 se firma el **Tratado de Integración, Cooperación y Desarrollo entre la República Argentina y la República Federativa del Brasil**, con el objetivo de dotar de nuevos instrumentos al proceso. Si bien mantenía los principios rectores del Programa de Integración y Cooperación Económica, incluye las reducciones generales, lineales y automáticas como un mecanismo para la política arancelaria. Estas reducciones responden a la necesidad de armonizar las políticas monetarias, fiscales, cambiarias, de capital y políticas sectoriales.

Por su parte, en la década del '70 el Uruguay profundizó sus relaciones comerciales con el Brasil a través del **Protocolo de Expansión Comercial (PCE)** y con Argentina a través del **Convenio Argentino Uruguayo de Cooperación Económica**.

Por su parte, el Paraguay firmó con los países vecinos en la década de los años '50 varios acuerdos de cooperación en materia comercial y de turismo. En la década del '70, firmó los tratados más importantes en materia de integración bilateral con los países vecinos: El **Tratado de Yacyretá** (con Argentina) y el **Tratado de Itaipú** (con el Brasil), sobre los cuales se hace referencia más adelante. Y en 1989 un **Acuerdo de Complementación Económica y de Integración Subregional y Fronteriza** con la República Argentina.

En 1990 se firmó el **Acta de Buenos Aires** que establecía como fecha tope de concreción definitiva de un Mercado Común el 31 de diciembre de 1994, teniendo en cuenta los mecanismos simultáneos dentro del criterio de disminuciones citado anteriormente. También se creó un grupo binacional de trabajo cuya función era elaborar y proporcionar a ambos gobiernos las medidas necesarias para la conformación de un Mercado Común a partir de Enero de 1995, este grupo binacional es el antecedente inmediato a lo que hoy conocemos como Grupo Mercado Común o GMC.

En este contexto se entiende que ante el agotamiento de la ALALC los países involucrados deciden suscribir un nuevo acuerdo, dando nacimiento a la ALADI, de esta manera el Tratado de Montevideo de 1980 se entiende como una especie de “Tratado Marco” para las negociaciones bilaterales posteriores que permitieron avanzar lentamente hacia un esquema de integración multilateral. Por otra parte, el proceso de integración argentino-brasileño fue establecido mediante la firma de Protocolos que atendían individualmente las necesidades, por ejemplo, de reducir aranceles para diferentes productos.

De esta forma, la relación argentino-brasileña en materia de integración fue tomando fuerza y fueron firmando cada vez más protocolos alentados por la evolución del comercio bilateral, por ejemplo: el **Tratado de Integración, Cooperación y Desarrollo** a finales de 1988 del cual hablamos.

La ampliación del esquema de integración partiendo desde las relaciones bilaterales al plano multilateral o subregional se efectivizó en Marzo de 1991 cuando Argentina, Brasil, Paraguay y Uruguay firmaron el **Tratado de Asunción**.



Figura 9. Cronología del MERCOSUR.

Fuente: <http://www.mercosur.int/innovaportal/file/3862/2/cronologia-web-es-min.jpg>⁶⁰

5.1. CONFIGURACION JURIDICA DEL MERCOSUR

El análisis de la dimensión jurídico-institucional del MERCOSUR debe realizarse en función a tres ejes temáticos principales: (i) la estructura orgánica, (ii) la incorporación y aplicación de la normativa regional y (iii) los procedimientos de resolución de controversias, así comprenderemos la distribución de competencias entre las diferentes instituciones e interpretaremos la lógica funcional del esquema de integración.

⁶⁰ Consultado el 21/09/2017.

Referencias:

- TPR: Tribunal Permanente de Revisión del MERCOSUR
- ISM: Instituto Social del MERCOSUR
- FOCEM: Fondo para la Convergencia Estructural del MERCOSUR
- ARGM: Alto Representante General del MERCOSUR
- IPPDH: Instituto de Políticas Públicas en Derechos Humanos del MERCOSUR

De acuerdo al Artículo 41 del **Protocolo de Ouro Preto**, las fuentes jurídicas del MERCOSUR son:

- a) El Tratado de Asunción, sus protocolos y sus instrumentos adicionales o complementarios;
- b) Los acuerdos celebrados en el marco del Tratado de Asunción y sus protocolos;
- c) Las Decisiones del Consejo Mercado Común, las Resoluciones del Grupo Mercado Común y las Directivas de la Comisión de Comercio del MERCOSUR, adoptadas desde la entrada en vigor del tratado de Asunción.

5.1.1 El Tratado de Asunción

Firmado en Marzo de 1991 por los presidentes Carlos Saúl Menem (Argentina), Fernando Collor de Mello (Brasil), Andrés Rodríguez (Paraguay) y Luis Alberto Lacalle (Uruguay), el **Tratado de Asunción** tenía como objetivo primordial la progresiva eliminación de barreras arancelarias entre los países signatarios a fin de constituir un Mercado Común antes del 31 de Diciembre de 1994, estableciéndose de esta manera lo que se denomina el «Periodo de Transición»



Figura 10. Firma del Tratado de Asunción. Fuente: Diario La Nación (Paraguay)

La firma del Tratado de Asunción definitivamente marcó el inicio de una nueva era en Sudamérica al suponer la planificación de un Mercado Común obligando a los signatarios a implementar un Programa de Apertura Comercial, aranceles externos comunes, coordinación de políticas macroeconómicas y realización de una estructura institucional permanente. A partir de la firma de este tratado

Los objetivos inmediatos establecidos por este Tratado fueron:

- a) Liberación progresiva del comercio intra-zona;
- b) Ampliación de la dimensión de los mercados, mediante la unión de los mismos en un mercado común;
- c) Aprovechamiento eficaz de los recursos disponibles;
- d) Modernización de Economías;
- e) Mejora de interconexiones físicas;
- f) Uniformar la política comercial hacia los terceros países a través de un Arancel Externo Común (AEC).

- g) Uniformar la legislación aduanera;
- h) Armonizar las legislaciones en materias pertinentes;
- i) Coordinar políticas macroeconómicas;
- j) Complementación de diferentes sectores económicos.

Los objetivos mediatos fueron:

- a) Constitución de una unión aduanera para asentar el Mercado Común;
- b) Conformación del Mercado Común;
- c) Mejoramiento de la inserción internacional;
- d) Mejoramiento de las condiciones de vida de los habitantes de los países miembro;
- e) Preservación del Medio Ambiente;
- f) Colaborar con la integración regional en América Latina;
- g) Desarrollo económico con base en la justicia social;
- h) Unión entre los pueblos;
- i) Afirmación del sistema democrático.

Para la consecución de estos objetivos, se dispone de mecanismos como (i) la estructura institucional establecida en el **Protocolo de Ouro Preto**; (ii) el Arancel Externo Común; (iii) La coordinación de las políticas macroeconómicas; (iv) La legislación aduanera uniforme; (v) legislaciones pertinentes armonizadas; (vi) mejora de interconexiones físicas; (vii) integración subregional y (viii) modernización de economías.

5.1.1.1 Características Jurídicas del Tratado de Asunción

El Tratado de Asunción, como instrumento jurídico, es un **acuerdo internacional** que procura crear un Mercado Común del Sur basándose en principios de Unión Aduanera, por lo que está dotado de personería jurídica de derecho internacional y cuanta con capacidad jurídica además de que ha instituido órganos con competencia para crear normas jurídicas.

Hay que considerar que el Tratado está enmarcado dentro de las obligaciones asumidas por países que conforman la Organización Mundial de Comercio (OMC) como una **excepción** a las reglas establecidas en el marco de la Organización: los cuatro países que firmaron el acta constitutiva son miembros de la OMC, por lo que están sujetos a los compromisos y obligaciones resultantes de sus disciplinas, como por ejemplo, la imposición del compromiso de *no discriminación* asegurado a través del principio de Nación Más Favorecida, establecido en el Acuerdo General sobre Aranceles Aduaneros y Comercio de 1994 (GATT), por el cual las ventajas arancelarias y comerciales que se conceden de un Estado Miembro a productos originarios de otro país o destinado a él deben extenderse “inmediata e incondicionalmente” a todo producto similar originario de los territorios de los demás miembros del GATT o a ellos destinado. Es por ello que el Tratado de Asunción al establecer un régimen aduanero y comercial preferencial para sus miembros, constituye una **excepción al sistema General del GATT**, hoy OMC.

Es por ello que el MERCOSUR no podía llevarse a cabo sin contar con una autorización expresa emanada de la Organización Mundial de Comercio que autorice a los Países interesados a que estén exceptuados de dicho compromiso. Basaldúa (1999) sostiene que tal autorización está otorgada por la denominada Cláusula de Habilitación aprobada en la Ronda Tokyo (1973-1979) o ajustándose a lo previsto en el Artículo XXIV del Acuerdo general que *“en forma condicionada permite integraciones económicas entre dos o más países miembros, bajo alguna de estas formas: zona de libre comercio o unión aduanera, siempre que aquellos Miembros que llevan a cabo la integración respeten ciertos requisitos tendientes a evitar desmejorar la situación*

de los demás Estados Miembro de la O.M.C. Este último procedimiento es el que corresponde a la creación de una Unión Aduanera” (Basaldúa, 1999).

Por otro lado, se entiende al Tratado de Asunción como un **tratado de alcance parcial** dentro de la ALADI, amparándose en el Artículo 7° del Tratado de Montevideo de 1980 que establece la posibilidad de celebrar Acuerdos de Alcance Parcial entre algunos de sus miembros, cuyos beneficios no se extiendan a los demás. En este sentido, hay autores que señalan que la ALADI constituye una excepción *per se* al Artículo XXIV del Acuerdo General del GATT; por lo que el MERCOSUR, al estar inserto en la ALADI, está beneficiado también con la excepción con relación a la OMC.

Por último, el Tratado de Asunción constituye lo que en doctrina se denomina **Tratado Marco**. Al igual que los tratados constitutivos de las Comunidades Europeas, el Tratado del MERCOSUR constituye un tratado marco que establece las pautas fundamentales y deja a los órganos competentes especificaciones para el desarrollo jurídico de las normas que sean necesarias para ir avanzando en el proyecto. Un Tratado marco contiene directivas generales que deben ser desarrolladas posteriormente y concretadas por convenios especiales, el Tratado de Asunción cumple con la función simultánea de establecer un marco general de relaciones y de instrumentar algunas de ellas en los anexos.

El Tratado de Asunción contiene cinco anexos:

- I. **ANEXO I:** que establece el programa de liberación comercial, protocolizado por la ALADI mediante un acuerdo de alcance parcial de complementación económica;
- II. **ANEXO II:** que incorpora el régimen de origen para el periodo de transición, sustituido en el periodo siguiente de consolidación de la unión aduanera por el régimen fijado por las Decisiones 6/94 y 23/94 del Consejo Mercado Común;
- III. **ANEXO III:** que reguló el procedimiento de solución de controversias, luego reemplazado por un sistema arbitral que fue introducido por el *Protocolo de Brasilia* y por un sistema de “reclamaciones” dentro de la Comisión de Comercio del MERCOSUR⁶¹;
- IV. **ANEXO IV:** relativo a la aplicación de salvaguardias, que como estaba previsto dejó de aplicarse al finalizar el periodo de transición; y,
- V. **ANEXO V:** que creó los distintos subgrupos de trabajo integrantes del órgano ejecutivo del esquema, el Grupo Mercado Común.

La existencia de un Mercado Común del Sur implica, como se ha mencionado:

- a) La libre circulación de bienes, servicios y factores productivos entre los países a través de mecanismos como la eliminación de derechos aduaneros y restricciones no arancelarias a la circulación de mercaderías y de cualquier otra medida equivalente;
- b) El establecimiento de un arancel externo común, así como la adopción de políticas comerciales en la relación con terceros Estados o agrupaciones de Estado así como la coordinación de posiciones en foros económicos-comerciales regionales e internacionales;
- c) Coordinación de políticas macroeconómicas y sectoriales entre los Estados parte a fin de asegurar condiciones adecuadas de competencia entre ellos;

⁶¹ Incorporado al anexo del Protocolo de Ouro Preto

- d) Compromiso de los Estados parte de armonizar sus legislaciones en las áreas pertinentes, para lograr el fortalecimiento del proceso de integración.

5.1.1.2 Principios rectores del Tratado de Asunción

Dos son los principios más importantes que rigen las relaciones establecidas a partir del Tratado de Asunción:

- a) Principio de reciprocidad: inserto en el Artículo 2° que reza “*El Mercado Común estará fundado en la reciprocidad de derechos y obligaciones entre los Estados Parte*”. Asimismo, el Artículo 7° por su parte establece que: en materias de impuestos, tasas y otros gravámenes internos “*los productos originarios del territorio de un Estado Parte gozarán, en los otros Estados Partes, del mismo tratamiento que se aplique al producto nacional*”.

En lo referente a las relaciones con terceros países, los Estados Parte asegurarán condiciones equitativas de comercio para lo cual aplicarán sus legislaciones nacionales para inhibir importaciones cuyos precios estén influenciados por subsidios, *dumping* o cualquier otra práctica desleal. En paralelo, coordinarán sus políticas nacionales con el objeto de elaborar normas comunes sobre competencia comercial.

- b) Principio de gradualidad y diferenciación: En el Artículo 6°, el Tratado reconoce las diferencias puntuales de ritmo para la República del Paraguay y para la República Oriental del Uruguay, éstas constan en el Programa de Liberación Comercial.

5.1.1.3 Estructura Orgánica

Durante el periodo de transición hacia el establecimiento de un Mercado Común “definitivo” se optó por un diseño orgánico mínimo, convocando a una conferencia especial de la que surgiría la institucionalidad adaptada a la etapa de profundización de este proceso. En el Tratado de Asunción se previeron únicamente dos órganos con capacidad de emitir actos de carácter vinculante:

- a) El **Consejo Mercado Común (CMC)**, como órgano superior del Mercado Común y a quien corresponde la conducción política del mismo y la toma de decisiones que aseguren el cumplimiento de los objetivos y plazos establecidos para la constitución definitiva del Mercado Común integrado.

Integrado por los Ministros de Relaciones Exteriores y los Ministros de Economía de los Estados parte, se reúne cada vez que se estime oportuno, pero por lo menos una vez al año con la participación de los Presidentes de los Estados Parte.

La Presidencia del CMC se ejerce por rotación de los Estados Parte y en orden alfabético, por periodos que duran seis meses.

La propia conformación del CMC dio un fuerte impulso al proceso de integración en la etapa inicial al facilitar la toma de decisiones dentro del bloque. Las decisiones que se tomaron en la etapa inicial, versaron principalmente sobre aspectos comerciales e institucionales a fin de poner en marcha el proceso⁶².

- b) El **Grupo Mercado Común (GMC)**, como órgano ejecutivo del Mercado Común, coordinado por los Ministerios de Relaciones Exteriores de cada País miembro. Está integrado por cuatro miembros titulares y cuatro miembros alternos de cada país miembro,

⁶² En este punto es importante señalar la Decisión 2/92 – *Cronograma de medidas adicionales que sean necesarias adoptar para el pleno funcionamiento del MERCOSUR*, documento que dio impulso a la implementación del proceso.

que representan al Ministerio de Relaciones Exteriores, Ministerio de Economía o similar (Industria, Comercio, Coordinación Política) y al Banco Central. Tiene como funciones: (i) Velar por el cumplimiento del Tratado; (ii) Tomar las providencias necesarias para el cumplimiento de las decisiones adoptadas por el Consejo; (iii) Proponer medidas concretas tendientes a la aplicación del Programa de Liberación Comercial, a la coordinación de políticas macroeconómicas y a la negociación de acuerdos frente a terceros; (iv) Fijar el programa de trabajo que asegure el avance hacia la constitución del Mercado Común; (v) Constituir los sub-grupos de trabajo que fueren necesarios para el cumplimiento de sus cometidos; y, (vi) Dictar el reglamento interno.

Al GMC se le adscribió, como órgano de apoyo, la **Secretaría Administrativa**. Desde el inicio el Grupo Mercado Común impulsó el desarrollo del proceso de integración al crear órganos de apoyo como las reuniones de ministros, por ejemplo.

Posteriormente se instaló la **Comisión Parlamentaria Conjunta (CPC)**, cuya creación se previó en el Artículo 24 del Tratado de Asunción. Fue pensada como una instancia de enlace entre los Poderes Legislativos y los Poderes Ejecutivos de los Estados Parte del proceso. En diciembre de 1991 se adoptó el primer reglamento y quedó oficialmente instalada, así quedó en evidencia el interés parlamentario de participar activamente en el proceso de integración regional

5.1.1.4 Vigencia

El Tratado tiene duración indefinida. Los instrumentos de ratificación fueron depositados ante el gobierno de la República del Paraguay que fue encargado de comunicar la fecha de depósito a los demás estados Parte. Asimismo, el Paraguay notificó al gobierno de cada uno de los estados la fecha de entrada en vigor del Tratado.

El tratado está abierto a adhesión, mediante negociación, de los demás países miembros de la ALADI. Las solicitudes pueden ser examinadas por los Estados Parte y la aprobación de las mismas debe ser objeto de decisión unánime.

En el caso de que un Estado Parte quiera desvincularse del Tratado, debe comunicar la intención a los demás Estados Parte de manera expresa y formal. Formalizado el pedido, cesarán para el Estado los derechos y obligaciones que le correspondan en carácter de Estado Parte y se mantienen los referentes al programa de Liberación por un periodo de dos años.

El Periodo de Transición culminó sin que se lograra el establecimiento de un mercado común, pero para ese entonces se había alcanzado la conformación –por lo menos- de una Unión Aduanera entre los países socios.

En 1995 inició la segunda fase del proceso del MERCOSUR, pautada por cambios políticos regionales⁶³ y modificaciones en el contexto internacional, por ejemplo el establecimiento de la Organización Mundial de Comercio (OMC).

Se diseñó entonces un nuevo instrumento jurídico-institucional, conforme a las nuevas circunstancias, dejando establecida la estructura institucional definitiva. Fue así que se aprobó el **Protocolo de Ouro Preto**, adicional al Tratado de Asunción, sobre la Estructura Institucional del

⁶³ A finales de 1994 las elecciones presidenciales en Brasil y Uruguay produjeron cambios de partidos políticos de gobierno, lo que afectó a la conformación inicial del MERCOSUR

MERCOSUR pero que además introducía reformas a su organicidad estableciendo la subjetividad jurídico-internacional del MERCOSUR.

5.1.2 El Protocolo de Ouro Preto

Firmado el 17 de diciembre de 1994 como un **Protocolo Adicional** al Tratado de Asunción, se refiere a la estructura institucional del MERCOSUR. Tiene la misma jerarquía del Tratado y forma parte integrante del mismo introduciéndole modificaciones de importancia. Su firma está enmarcada en el compromiso consagrado en el Artículo 18 del Tratado, el cual expresa que “*Antes del establecimiento del Mercado Común, el 31 de diciembre de 1994, los Estados Parte convocarán a una reunión extraordinaria con el objeto de determinar la estructura institucional definitiva de los órganos de administración del Mercado Común, así como las atribuciones específicas de cada uno de ellos y su sistema de adopción por decisiones*”.

Entre las modificaciones introducidas por el Protocolo tenemos fundamentalmente el remplazo de todo el capítulo relativo a la estructura institucional con una nueva regulación que consagra nuevos órganos al tiempo de precisar y ampliar la competencia de los existentes. Asimismo, en el artículo 34 otorga **personalidad jurídica de Derecho Internacional** al MERCOSUR procurando asegurar la aplicabilidad interna de las medidas adoptadas por sus órganos decisorios.

También **precisa las fuentes jurídicas del MERCOSUR** y reviste importancia particular al reconocer a la Unión Aduanera como una etapa previa para la conformación de un Mercado Común integrado.

5.1.2.1 Estructura Institucional del MERCOSUR

El Artículo 1º del Protocolo de Ouro Preto establece finalmente que la estructura institucional del MERCOSUR contará con los siguientes órganos:

- ▶ El Consejo Mercado Común (CMC);
- ▶ El Grupo Mercado Común (GMC);
- ▶ La Comisión de Comercio del MERCOSUR (CCM);
- ▶ La Comisión Parlamentaria Conjunta (CPC);
- ▶ El Foro Consultivo Económico – Social (FCES);
- ▶ La Secretaría Administrativa del MERCOSUR (SAM)

El Protocolo también prevé que podrán crearse todos los órganos auxiliares que fueren necesarios para la consecución de los objetivos del proceso de integración.

Se establece la existencia de órganos con capacidad decisoria y de naturaleza intergubernamental: el **Consejo Mercado Común**, el **Grupo Mercado Común** y la **Comisión de Comercio del MERCOSUR**. Estos órganos tienen capacidad de decisión dentro del MERCOSUR y están integrados por representantes de los Estados Parte.

El **Consejo Mercado Común** sigue siendo el órgano superior del MERCOSUR, al cual corresponde la conducción política de todo el proceso de integración y la toma de decisiones que aseguren el cumplimiento de los objetivos establecidos. Su integración, tal como se ha mencionado en el apartado 5.1.1.3, se mantiene.

Tiene como funciones y atribuciones: (i) velar por el cumplimiento del Tratado de Asunción, sus protocolos y acuerdos firmados en el marco del mismo; (ii) Formular políticas y promover las acciones necesarias para la conformación del mercado común; (iii) Ejercer la titularidad de la personalidad jurídica del MERCOSUR; (iv) Negociar y firmar acuerdos, en nombre del MERCOSUR, con terceros países, grupos de países y organismos internacionales. Estas funciones pueden ser delegadas por mandato expreso del GMC; (v) Pronunciarse sobre las propuestas que le sean elevadas por parte del GMC; (vi) Crear reuniones de ministros y pronunciarse sobre los acuerdos que le sean remitidos por las mismas; (vii) Crear los órganos que estime pertinentes, así como modificarlos o suprimirlos; (viii) Aclarar, cuando lo estime necesario, el contenido y alcances de sus decisiones; (ix) Designar al Director de la Secretaría Administrativa del MERCOSUR; (x) Homologar el reglamento interno del Grupo Mercado Común; y, (xi) El Consejo Mercado Común se pronunciará mediante **decisiones**, las que serán **obligatorias para los Estados Parte**.

En lo referente a las potestades legislativas, hay que destacar que tanto el Consejo Mercado Común como el Grupo Mercado Común y la Comisión de Comercio del MERCOSUR **tienen la atribución de dictar normas obligatorias** para los Estados Miembro, a pesar de que los mencionados órganos tienen carácter intergubernamental y no supranacional. Estas normas forman parte del **derecho derivado o secundario** que rige al MERCOSUR. En principio, estas normas deben ser receptadas o incorporadas al ordenamiento jurídico de cada Estado Parte mediante el procedimiento que corresponda a la naturaleza de la norma de que se trate.

El **Grupo Mercado Común** sigue siendo órgano ejecutivo del MERCOSUR conforme a lo previsto ya en el Tratado de Asunción. Le compete la adopción de medidas pertinentes para asegurar el cumplimiento de lo dispuesto en el Tratado y en las decisiones del CMC, pero no es competente para la formulación de la política de integración del MERCOSUR. Puede elevar al consejo propuestas, bajo la forma de proyectos de decisiones a dictarse por este último.

La estructura institucional del MERCOSUR también consta de **Sub-Grupos de Trabajo** que el GMC estableció mediante la Resolución Nro. 20/95 a los efectos de distribuir los temas de su competencia. Así tenemos:

- a) El SGT Nro. 1: Comunicaciones.
- b) El SGT Nro. 2: Minería
- c) El SGT Nro. 3: Reglamentos Técnicos
- d) El SGT Nro. 4: Asuntos Financieros
- e) El SGT Nro. 5: Transformación e Infraestructura
- f) El SGT Nro. 6: Medio Ambiente
- g) El SGT Nro. 7: Industria
- h) El SGT Nro. 8: Agricultura
- i) El SGT Nro. 9: Energía
- j) El SGT Nro. 10: Asuntos laborales, empleo y seguridad social
- k) El SGT Nro. 11: Salud

Asimismo, además de los Comités Técnicos y Subgrupos de Trabajo, fueron creados por resoluciones del GMC otros organismos auxiliares como por ejemplo:

- a) El **Comité de Cooperación Técnica (CCT)**, organismo encargado de examinar los acuerdos de cooperación a celebrarse con organismos internacionales;

- b) Los **Grupos Ad Hoc** que funcionan como grupos de trabajo auxiliares del Grupo Mercado Común;
- c) El **Grupo Servicios del MERCOSUR**;
- d) El Grupo de **Aspectos Institucionales**;
- e) El Grupo de **Relacionamiento Externo**;
- f) El Grupo de **Compras Gubernamentales**;
- g) El Grupo de **Cueros**;
- h) El Grupo de **Azúcar**;
- i) El Grupo de **Tratamiento de Políticas Públicas que distorsionen la competitividad**

Siguiendo con el tema: El Protocolo de Ouro Preto también faculta a la **Comisión de Comercio del MERCOSUR** a establecer los comités técnicos que considere necesarios para el adecuado cumplimiento de sus funciones. Es el órgano encargado de asistir al GMC y tendrá competencia para velar por la aplicación de los instrumentos de política comercial común acordados por los Estados Parte para el funcionamiento de la unión aduanera, así como para efectuar el seguimiento y revisión de los temas y materias relacionados a las políticas comerciales comunes, con el comercio intra-MERCOSUR y con terceros países.

Este órgano no estaba previsto en el Tratado de Asunción. Actualmente tiene funciones que hacen tanto a la conformación de una zona de libre comercio como a la constitución de la Unión Aduanera. Está integrada por cuatro miembros titulares y cuatro miembros alternos por Estados Parte y es coordinada por los Ministerios de Relaciones Exteriores, debe reunirse por lo menos una vez al mes o siempre que le fuera solicitado por el GMC o por cualquiera de las partes.

Se pronuncia mediante Directivas o Propuestas, las directivas son obligatorias para los Estados Parte. La norma establece la obligatoriedad de las normas cuando revistan el carácter de directivas; es decir, las simples propuestas no tienen fuerza obligatoria.

Finalmente, el Artículo 21 del Protocolo de Ouro Preto otorga a la Comisión la consideración de las reclamaciones presentadas por las Secciones Nacionales del Comercio del MERCOSUR, originadas por los Estados Parte o en demandas particulares (personas físicas o Jurídicas) relacionadas con situaciones previstas en los artículos 1º o 25 del Protocolo de Brasilia⁶⁴ cuando estuvieran en su ámbito de competencia. El examen de las mismas no obstará la acción del Estado Parte que efectúa el reclamo al amparo de mismo protocolo.

La Comisión Parlamentaria Conjunta, por su parte, obtuvo el rango de órgano mercosuriano como una forma de jerarquizar su actuación dentro del esquema de integración; no obstante, sigue siendo un órgano meramente consultivo. Es el órgano representativo de los Parlamentos de los Estados Parte del MERCOSUR, actualmente fue remplazado por el **Parlamento del MERCOSUR (PARLASUR)** desde marzo de 2007. Los integrantes de la Comisión Parlamentaria Conjunta eran designados por los parlamentos de cada País de acuerdo a

⁶⁴ Artículo 19: *Las controversias que surjan entre los Estados Partes sobre la interpretación, aplicación o incumplimiento de las disposiciones contenidas en el Tratado de Asunción, de los acuerdos celebrados en el marco del mismo, así como de las decisiones del Consejo del Mercado Común y de las resoluciones del Grupo Mercado Común, serán sometidas a los procedimientos de solución establecidos en el presente Protocolo.*

Artículo 25: *El procedimiento establecido en el presente capítulo se aplicará a los reclamos efectuados por particulares (personas físicas o jurídicas) con motivo de la sanción o aplicación, por cualquiera de los Estados Partes, de medidas legales o administrativas de efecto restrictivo, discriminatorias o de competencia desleal, en violación del Tratado de Asunción, de los acuerdos celebrados en el marco del mismo, de las decisiones del Consejo del Mercado Común o de las resoluciones del Grupo Mercado Común.*

sus procedimientos internos y solo podía estar integrada por parlamentarios en ejercicio de su mandato.

Tenía carácter consultivo, deliberativo y de formulación de Declaraciones, Disposiciones y Recomendaciones. Poseía una Mesa Ejecutiva, Presidencia Pro Témpore y una Secretaría Administrativa Parlamentaria Permanente

A través del Protocolo de Ouro Preto, también se crea el **Foro Consultivo Económico – Social** responde a la institucionalización de un ámbito de representación de los sectores económicos y sociales regionales. Tiene función consultiva y potestad de realizar recomendaciones al Grupo Mercado Común. Su reglamento establece amplias funciones para la promoción de la participación de la sociedad civil y su integración al proceso de construcción del MERCOSUR, destacando la dimensión social del proceso.

Finalmente, el Artículo 31 del Protocolo de Ouro Preto prevé que el MERCOSUR contará con una **Secretaría Administrativa** como órgano de apoyo operativo. Este órgano será responsable de la prestación de servicio a los demás órganos del MERCOSUR y tiene sede permanente en la ciudad de Montevideo, Uruguay.

Es un órgano **intergubernamental** y de **naturaleza administrativa**, de funcionamiento continuado y que tiene asignada una sede. **No tiene capacidad decisoria**. Desempeña funciones tales como: (i) Servir como archivo oficial de la documentación; (ii) Realizar la publicación y difusión de las normas adoptadas en el marco del MERCOSUR; (iii) Realizar, en coordinación con los Estados Parte, las traducciones auténticas para los idiomas español y portugués de todas las decisiones adoptadas por los órganos de estructura institucional del MERCOSUR; (iv) Editar el Boletín Oficial del MERCOSUR; (v) Organizar los aspectos logísticos del Consejo del Mercado Común, Grupo del Mercado Común y de la Comisión de Comercio del MERCOSUR y, dentro de sus posibilidades, de los demás órganos del MERCOSUR, cuando las mismas se celebren en su sede permanente; (vi) Informar regularmente a los Estados Parte sobre las medidas implementadas por cada país para incorporar en su ordenamiento jurídico las normas emanadas de los órganos del MERCOSUR previstos en el Artículo 2º del Protocolo; (vii) Registrar las listas nacionales de árbitros y expertos, así como desempeñar las tareas determinadas por el Protocolo de Brasilia sobre Resolución de Controversias; (viii) Desempeñar las tareas que le sean solicitadas por el Consejo Mercado Común, Grupo Mercado Común y la Comisión de Comercio del MERCOSUR; (ix) Elaborar su proyecto de presupuesto y, una vez que el mismo sea aprobado, practicar los actos necesarios para su correcta ejecución; (x) Presentar su rendición de cuentas anual al Grupo Mercado Común junto con un informe de actividades.

Está a cargo de un Director, quien tiene la nacionalidad de uno de los Estados Parte y es electo por el Grupo Mercado Común de manera rotativa, previa consulta a los Estados Parte. Tiene mandato de dos años y está prohibida la reelección.

5.1.2.2 Personalidad Jurídica del MERCOSUR

Conforme lo establece el Artículo 34 del Protocolo de Ouro Preto, el MERCOSUR **tiene capacidad jurídica de Derecho Internacional**. Con la entrada en vigor de este protocolo, se cumplen las exigencias establecidas por la Corte Internacional de Justicia: es una entidad constituida por más de un Estado; le resulta indispensable poseer personería jurídica para la prosecución de sus fines; está provista de órganos propios, con tareas definidas, voluntad unitaria y autónoma. La titularidad de esta personalidad jurídica es ejercida por el Consejo Mercado Común.

Que el MERCOSUR cuente con personalidad jurídica de Derecho Internacional implica que el mismo es una **entidad jurídica autónoma**, independiente de sus Estados Parte. Por lo expuesto, en uso de sus atribuciones, puede practicar *“todos los actos necesarios para la realización de sus objetivos, en especial contratar, adquirir bienes muebles e inmuebles, comparecer en juicio, conservar fondos y hacer transferencias”* (Artículo 35 – Protocolo de Ouro Preto)

5.1.2.2 Toma de Decisiones. Incorporación y Aplicación de la normativa regional.

El Protocolo de Ouro Preto también establece cuales son las fuentes jurídicas del MERCOSUR. Se puede distinguir la existencia de un **derecho originario** y de un **derecho derivado**. El primero está compuesto por el Tratado Constitutivo y sus protocolos e instrumentos adicionales y complementarios; el segundo es aquel que emana de los órganos decisorios del bloque, estos son: Decisiones, Resoluciones y Directivas.

El Grupo Mercado Común y el Consejo Mercado Común, como ya lo mencionamos, tienen capacidad de generar actos vinculantes previstos en el Tratado de Asunción.

Las decisiones de los órganos del MERCOSUR son tomadas por consenso y con la presencia de todos los Estados Parte, conforme lo establecido en el Artículo 37. El Tratado de Asunción tiene una disposición similar en su artículo 16.

El requisito de la *presencia* de todos los Estados Parte se refiere al *quórum* necesario para adoptar decisiones válidas, éste debe ser completo o total.

El Artículo 38 del Protocolo de Ouro Preto establece el compromiso de los Estados Parte en adoptar las medidas necesarias para asegurar el cumplimiento de las normativas emanadas de los órganos del MERCOSUR. Los Estados Parte deben informar a la Secretaría Administrativa del MERCOSUR las medidas adoptadas para este fin.

La incorporación a los ordenamientos jurídicos internos es completamente necesaria ya que las normas dictadas por los órganos del MERCOSUR no tienen aplicación directa. Es una obligación asumida por los Estados Parte en un tratado que debe ser cumplida de conformidad con el principio de Derecho Internacional Público *pacta sunt servanda* consagrado en la **Convención de Viena sobre el Derecho de los Tratados**, que expresa que todo tratado en vigor obliga a las partes y debe ser cumplido de buena fe. Esta disposición es complementaria al Artículo 27 del mismo cuerpo normativo que establece que *“Una parte no podrá invocar las disposiciones de su derecho interno como justificación del incumplimiento de un Tratado”*

El Derecho Originario del MERCOSUR es el que prevé la obligatoriedad de las normas dictadas por los órganos con capacidad decisoria que ha creado; esta obligatoriedad tiene su fundamento en la propia voluntad de los Estados Parte de crear un proceso de integración.

Es muy importante entender la forma de implementación interna de la normativa surgida de los órganos decisorios del MERCOSUR ya que estos son los que, finalmente, hacen funcionar el proceso. Durante el «Periodo de Transición», ante el silencio del Tratado de Asunción sobre la aplicabilidad interna de la normativa regional, se utilizó la protocolización del mismo en el marco

de la Asociación Latinoamericana de Integración (ALADI) para realizar la incorporación automática en el ordenamiento jurídico de los socios⁶⁵.

Al firmarse el Protocolo de Ouro Preto se pretendió subsanar esta omisión al incluir el Capítulo IV referente a la Aplicación de las Normas emanadas por los Órganos del MERCOSUR. Estas normas están destinadas específicamente a estructurar la incorporación y la aplicación simultánea de normas regionales. De todas formas, subsiste el déficit en materia de incorporación de normativa derivada lo que genera conflictos que llegaron, inclusive, a la última instancia: el sistema de solución de controversias.

Entre las disposiciones emanadas para corregir las fallas de implementación de normativa regional se encuentran aquellas que introducen fecha de entrada en vigor de las mismas, solicitudes a los Parlamentos Nacionales para una rápida incorporación, establecimiento expreso en diversas normas sobre la no necesidad de incorporación y las reformas institucionales destinadas a la transformación de la Secretaría Administrativa en una Secretaría Técnica con competencia en la materia.

El Artículo 39 del Protocolo de Ouro Preto señala que las normativas deben ser publicadas en el Boletín Oficial del MERCOSUR, íntegramente, en español y portugués. La disposición abarca a las Decisiones del Consejo Mercado Común, las Resoluciones del Grupo Mercado Común, las Directivas de la Comisión de Comercio y los Laudos Arbitrales. Esta obligación es asumida por los Estados miembro del Mercosur pero no reemplaza a la obligación exigida por los ordenamientos nacionales para la entrada en vigencia de las normas.

Los Estados Parte deben proveer a la Secretaría Administrativa del MERCOSUR los recursos necesarios para que pueda cumplir con esta obligación.

La regla general que tiene como finalidad garantizar la vigencia simultánea de las normas emanadas por los órganos del MERCOSUR en todos los estados parte implica que se siga el siguiente proceso:

- I. Una vez que la norma esté aprobada, se adoptan las medidas necesarias en cada Estado Parte para su incorporación al ordenamiento jurídico nacional y se comunican las mismas a la Secretaría Administrativa del MERCOSUR;
- II. Cuando todos los Estados Parte hubieren informado la incorporación a sus respectivos ordenamientos jurídicos internos, la Secretaría Administrativa del MERCOSUR comunicará el hecho a cada Estado Parte;
- III. Las normas entran en vigor **simultáneamente** en los Estados Parte **30 días después de la fecha de comunicación** efectuada por la Secretaría Administrativa.

Al sistema de vigencia simultánea o dualidad normativa se le suma la asimetría constitucional de los países integrantes del proceso de integración, tanto en lo referente a la existencia o no de recepción directa de las normativas regionales; como a la estructura federal o unitaria de los mismos.

⁶⁵ Los países miembros de la ALADI contemplan que todo acuerdo inscripto en la organización tiene efecto jurídico directo en sus ordenamientos jurídicos, debido a una autorización genérica.

La normativa constitucional de los cuatro países que suscribieron el Tratado de Asunción, muestran diferentes concepciones y de enfoque respecto de la integración; presentan fórmulas dispares respecto al fenómeno de integración regional.

En ese sentido, Brasil y Uruguay proponen “buscar la integración”⁶⁶ y “procurar la integración”⁶⁷ respectivamente. Argentina, por su parte, confiere al Congreso de la Nación la autorización de aprobar tratados de *integración* que *deleguen competencias* a organizaciones supraestatales⁶⁸. Paraguay establece genéricamente la admisión de un *orden jurídico supranacional*⁶⁹.

El Artículo 40 del Protocolo de Ouro Preto establece el sistema según el cual cada Estado Parte debe adoptar las medidas necesarias en su ordenamiento jurídico para receptar las disposiciones emanadas de los órganos del MERCOSUR. En síntesis, si bien las normas son *obligatorias* para los Estados Parte no tienen aplicabilidad directa sobre sus habitantes ya que necesitan del proceso interno para el reconocimiento de su vigencia. Este es un mecanismo típico de derecho internacional público.

Dentro de las Decisiones del Consejo Mercado Común, tenemos la **Decisión N° 20/02** de *Perfeccionamiento del Sistema de Incorporación de la Normativa del MERCOSUR al Ordenamiento Jurídico de los Estados Parte*. En este documento se establece un mecanismo de **reenvío** de la instancia decisoria regional a los órganos jurídicos nacionales a efectos de determinar de manera fehaciente cuáles son los órganos con capacidad en la materia reglada. Se establecen plazos de implementación y excepciones de aplicación.

Por su parte, la **Decisión N° 22/04** establece las pautas que los Estados deben adoptar para incorporar las Decisiones, Resoluciones y Directivas que no requieran intervención legislativa.

La **Decisión N° 35/08** establece un procedimiento encaminado a realizar el seguimiento de la normativa no incorporada a los ordenamientos internos. En los casos de que se trata de normas con plazo extenso de incorporación, deben ser revisadas por órganos competentes a partir de los dos años de vencido el plazo. En los casos de normas sin plazo de incorporación, y si dicho procedimiento no fue previsto en la misma, se procede de igual manera que en el caso anterior pero luego de cinco años de aprobada la misma.

⁶⁶ Artículo 4 – Párrafo Único. Constitución de la República Federativa del Brasil.

⁶⁷ Artículo 6. Constitución de la República Oriental del Uruguay

⁶⁸ Artículo 75, inciso 24). Constitución Nacional de la República Argentina.

⁶⁹ Artículo 145. Constitución Nacional de la República del Paraguay

5.2. SISTEMAS HIDROELÉCTRICOS EN PAISES MIEMBRO. ESTRUCTURA Y CAPACIDAD

En la región de América Latina y el Caribe, los procesos de integración energética iniciaron su historia con la suscripción de acuerdos bilaterales para el desarrollo de proyectos de generación hidroeléctricos específicos. Como está señalado en la Tabla 1, podemos mencionar las obras hidroeléctricas binacionales en estudio y en funcionamiento: Salto Grande (Uruguay – Argentina), Itaipú (Brasil – Paraguay) y Yacyretã (Paraguay – Argentina) como los casos emblemáticos que forman el **Polo Hidroeléctrico Regional**.

5.2.1 La Central Hidroeléctrica de Salto Grande

Ubicada en el curso medio del **Río Uruguay**, aproximadamente a 15 Kms de las ciudades de **Salto (Uruguay)** y **Concordia (Argentina)** es producto de varios proyectos para el aprovechamiento del cauce hídrico.

Está construido en una zona de rápidos y desniveles rocosos, y aprovecha la generación hidroeléctrica a través de un desnivel natural llamado **Salto Grande**. El embalse posee una extensión de 140 km y 783 km² de superficie.

5.2.1.1 Antecedentes

Desde 1890 existieron varios proyectos para el aprovechamiento de la navegabilidad del Río Uruguay así como para la producción de energía hidroeléctrica. Han pasado mas de 100 años desde el primer pedido de otorgamiento de concesión para la explotación de energía eléctrica, realizada por el Ingeniero Gregorio Soler, un entrerriano que vivía en la zona de Salto Grande, quien trajo desde Francia a los primeros ingenieros para realizar el estudio para el aprovechamiento de este cauce; trámites que finalmente no prosperaron.

Luego se sucedieron varias iniciativas individuales como la de Pablo Frávega en 1899, la de Juan Smith en 1907, Maurice Mollard en 1912, Humberto Gamberale y Francisco Mermoz en 1919 y el anteproyecto de Adolf Ludin en hasta que finalmente se llegó a la firma del Convenio, en 1946, para el aprovechamiento del río Uruguay en esta zona.

En 1938 iniciaron los estudios y mediciones del terreno, Argentina y Uruguay debieron ponerse de acuerdo para su aprovechamiento mediante la firma de un Acta entre ambos gobiernos.

En 1946 se crea, de manera binacional, la **Comisión Técnica de Salto Grande** integrada por igual número de delegados argentinos y uruguayos.

La Comisión Técnica tenía como objetivos:

- a. Estudiar el comportamiento del río;
- b. Elegir el lugar más apropiado para construir la presa;
- c. Diseñar la obra;
- d. Decidir de dónde comprar el equipamiento;
- e. Encontrar recursos para pagar el costo

La construcción de la obra estaba dentro de los objetivos del plan quinquenal del Presidente Argentino Juan Domingo Perón, pero el gobierno uruguayo no había ratificado el convenio sino hasta 1958. A pesar de esta falta de ratificación, la comisión empezó a funcionar en

1957 luego de que en 1956 los habitantes de las ciudades ribereñas del río Uruguay, deseosos de rescatar el Convenio y luchar por su cumplimiento, fundan movimientos populares argentinos y uruguayos casi simultáneamente. Así nace el Comité Popular Pro Represa de Salto Grande.

En 1960, ya con la ratificación del convenio por parte de la República del Uruguay, se comenzó a decidir el emplazamiento de la represa y se adjudicó un contrato a un consorcio de ingeniería que produjo un informe técnico-económico-financiero y un proyecto relativo al aprovechamiento del río en la zona de Salto Grande. Este proyecto determinaba la factibilidad de la obra.

Nueve años después se vuelve a adjudicar un contrato a otra firma para que esta ratifique el informe anterior y que lo actualice. Finalmente en 1973 este último proyecto fue aprobado y en abril de 1974 se autorizó el inicio de obras al norte de la desembocadura del **arroyo Ayuí Grande (Entre Ríos)**, a 6Km de donde estaban los rápidos de Salto Grande, a 18 Km de la ciudad de Concordia y a 18 Km de la ciudad de Salto.

En Abril de 1979 se inicia la formación del embalse y en junio del mismo año la primera turbina comenzó a producir energía. La inauguración de las turbinas se realizó progresivamente de 1979 a 1983 cuando se puso en funcionamiento el último hidrogenerador y la Central de Salto Grande quedó oficialmente inaugurada.

5.2.1.2 Características

Formada por una presa central de hormigón y dos presas de tierra, la Central de Salto Grande es una **presa mixta**. Para su construcción fueron necesarias 60.000 toneladas de hierro y 1.500.000 m³ de hormigón.

Cuenta con dos salas de máquina equipadas con un total de **14 generadores** accionados por **Turbinas Kaplan**, con 135 MW de potencia cada una. Cada turbina tiene 8.5 m de diámetro y cuenta con 6 palas, su **velocidad de rotación** es de 75 rpm.

Las compuertas de toma están compuestas por tres vanos que efectúan el corte de flujo de agua a la turbina y son de accionamiento hidráulico. El descenso hasta la posición cerrada dura 1 minuto y llevarla de ahí a posición de apertura total, aproximadamente 1 hora. La Central de Salto Grande cuenta con una **Potencia Total Instalada** de 1890 MW.

Los **transformadores principales** son de procedencia japonesa, ucraniana y española. Son **monofásicos** y son tres los que forman un banco hasta donde llega la energía de dos generadores.

El **caudal histórico** de la Central es de 4.700 m³/seg y la **capacidad de turbinado** es de 8.400 m³/seg.

En cuanto a la obra civil, esta incluye una **represa** de 69 metros de altura desde su fundación y 39 metros de altura sobre el nivel del río. Se forma un lago-embalse de 78.300 Hectáreas, y tiene un **volumen** de 5000 hm³; cuenta también con un **punte** internacional (vial y ferroviario) a 39 metros sobre el nivel del río.

Cuenta además con una **red de transmisión eléctrica** que alimenta la demanda eléctrica de Uruguay y del litoral argentino, completando la interconexión entre ambos países. Un **Centro de Control Unificado** es el encargado de supervisar y centralizar toda la información referente al

manejo de la energía del complejo hidroeléctrico, la Central y el sistema de transmisión con sus estaciones transformadoras.

El **vertedero central** mide 361 metros de largo y su capacidad máxima de descarga es de aproximadamente 60.000 m³/seg. Está formada por diecinueve vanos, cada uno con una compuerta radial que se acciona por servomotores desde la Central de Operaciones.

Asimismo, cuenta con una **Escala de Peces** que permite que los peces sean trasladados a través de una columna de agua, las escalas son de tipo Borland superiores a 20 metros. Cada ciclo dura aproximadamente 45 minutos y se realiza en tres etapas.

El proyecto de navegación también incluye una **Esclusa de Navegación** que actualmente está inconclusa, pero el objetivo es llegar a prolongar la navegabilidad del Río Uruguay en 144 Kms aguas arriba de Concordia y Salto, trasponiendo la presa hasta Bella Unión (Uruguay) y Monte Caseros (Argentina) para embarcaciones de hasta 9 pies de calado.



Figura 11. Represa de Salto Grande. Fuente: Complejo Hidroeléctrico Salto Grande <http://www.saltogrande.org>

5.2.1.3 Ficha Técnica

OBRAS CIVILES			
Lago Presa de Hormigón	852 m	Altura de Sala de Máquina desde su fundación	69 m
Largo Presa de Tierra – ROU	786 m	Hormigón Utilizado	1.500.000 m ³
Largo Presa de Tierra – RA	849 m	Profundidad de Excavada en lecho del río	30m
Longitud del Vertedero (19 vanos)	361 m	Ancho del Puente Ferroviario	8.30 m
Longitud de Sala de Máquinas	236 m		
EMBALSE			

Área de Embalse	783km ²	Caída de Agua para generación óptima	25.30 m
Volumen del Embalse	5000hm ³	Caudal Medio del Río Uruguay	4.640 m ³ /s
Longitud del Embalse	144 Km		
EQUIPAMIENTO			
Potencia Total Instalada	1.890 MW	Tensión de Salida del Generador	13,8 kV
Capacidad Media Anual de Generación	8.515 MW	Diámetro del Rotor	13,50 m
Potencia Nominal Instalada por Generador	135 MW	Velocidad de Rotación	75 rpm
Tensión de Transmisión	500 kV		
TURBINAS			
Tipo de turbinas	KAPLAN	Cantidad de Turbinas	14
Diámetro de Turbinas	8.50 m	Cantidad de Palas por Turbina	6
Potencia nominal por Turbina	187.500 cv		
OBRAS DE NAVEGACIÓN			
Un canal y dos esclusas para salvar el desnivel	33 metros		
Longitud del Canal	13 kilómetros		
Calado de las Embarcaciones	9 pies		

Tabla 4 – Ficha Técnica de la Central Hidroeléctrica de Salto Grande. Fuente: Elaboración Propia⁷⁰

5.2.1.4 Generación, Transmisión y Mercado

Aprovechar el exceso hidráulico del Río Uruguay hace que la represa de Salto Grande sea uno de los pilares del sistema eléctrico interconectado entre Uruguay y Argentina. El mantenimiento de los equipos y sistemas principales (mantenimiento de estiaje) además de la implementación de programas anuales para la conservación óptima del funcionamiento esperado del equipamiento se realizan desde el año 1978 y fueron incluidos en los protocolos de las normas ISO 9001:2008 – 14.001:2004 a través del Sistema Integrado de Gestión (SIG).

A partir del periodo 2007-2008 las paradas por mantenimiento de estiaje son aprovechadas para realizar sustituciones en el sistema de excitación y en los interruptores de 13.8 kV de salida del Generador.

En 2008, el caudal del río Uruguay fue óptimo (8.300m³/seg) y hubo **récord de producción**. Para la producción de energía es necesario que pasen por las máquinas 8.400 m³/seg. En condiciones de sobrecarga esta cifra sube hasta 9.000 m³/seg.

⁷⁰ Datos obtenidos desde la Web Oficial de la CHSG (https://www.saltogrande.org/ficha_tecnica.php)

Durante su tiempo de funcionamiento, la Central Hidroeléctrica de Salto Grande ha generado un total de **265.605 GWh** según los datos oficiales. Produce el 7% del total de la energía consumida en Argentina y el 50% de la energía consumida en el Uruguay, totalizando un suministro de **259.289 GWh**

Tiene un promedio de generación anual de aproximadamente **7.812 GWh** y el año de mayor producción energética fue 1990 cuando se produjeron 11.136 GWh.

El sistema de transmisión está conformado por **cuatro subestaciones** de Extra Alta Tensión (500 kV) interconectadas entre sí. Se lo denomina el «Cuadrilátero de Salto Grande», son cuatro vértices que se encuentran ubicadas dos en el predio de la Central Hidroeléctrica, una en Colonia Elía (Argentina) y otra en San Javier (Uruguay). Este anillo o cuadrilátero cuenta con un sistema de comunicaciones para efectuar las tareas de medición, protección y mando a través del Centro de Control Unificado. Las restantes líneas y subestaciones fueron transferidas a Usinas Transmisiones Eléctricas (UTE) de Uruguay y a la Compañía de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión Transener S.A de Argentina, para su explotación ya sea en 500, 150 o 132 kV y constituyen las fronteras físicas entre Salto Grande y sus clientes de Argentina y Uruguay.

La ubicación estratégica de la Represa de Salto Grande es fundamental porque permite que el flujo de energía circule entre el Brasil, Argentina y Uruguay. El sistema de transmisión se inicia con 8 transformadores principales con potencia de 300 MVA cada uno. El cuadrilátero, por su parte, tiene 345Km de líneas de 500 kV y cuatro estaciones transformadoras. Puede transmitir hasta 4.000 MVA con cuarenta y cuatro interruptores de 500 kV.

En Argentina existe una Estación Transformadora en el predio de la represa, además de la de Colonia Elía. En Uruguay hay también una Estación en la represa y otra en San Javier. En estas se opera la reducción de tensión a 132 kV para Argentina y 150 kV para Uruguay, transformando así un total de 750 MVA.

Salto Grande entrega el 50% de su generación a la **Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA) – Argentina** y la otra mitad a la **Administración del Mercado Eléctrico (ADME) – Uruguay**. Como ya se ha mencionado, para Uruguay la represa de Salto Grande es la productora de energía más importante ya que suministra a la Red Nacional Interconectada el 50% (o más) de la energía consumida, el resto de la energía se cubre con otras centrales hidroeléctricas nacionales y con la generación térmica. En tanto que para Argentina solo se proporciona entre el 7% y el 8% de la energía requerida por el Sistema Argentino de Interconexión.

5.2.2 La Central Hidroeléctrica de Itaipú

Llamada “la mayor productora de energía del planeta” y conocida como una de las Siete Maravillas del Mundo Moderno, la Central Hidroeléctrica de Itaipú⁷¹ es un emprendimiento binacional realizado entre la República Federativa del Brasil y la República del Paraguay para la explotación del potencial hídrico de la cuenca del Río Paraná.

⁷¹ Su nombre surge del guaraní: “itá” que significa piedra e “ipú” que significa suena: *La piedra que suena*.



Figura 12. Itaipú Binacional, Usina de Records. Record de Producción 2016.

Fuente: Itaipú Binacional

Ubicado entre las ciudades de Hernandarias, Alto Paraná del lado Paraguayo y *Foz do Iguaçu*, Estado de Paraná del lado Brasileño; está a 16,2 Kms del Puente que une al Brasil con la Argentina (Puerto Iguazú).

5.2.2.1 Antecedentes

La construcción de la Central Hidroeléctrica de Itaipú Binacional se realizó a los efectos de solucionar un largo conflicto diplomático de límites entre la República Federativa del Brasil que inició en el siglo XVIII. Ambos países disputaban la posesión de tierras de Salto del Guairá, un área que actualmente está cubierta por el lago de la Central.

La Guerra contra la Triple Alianza (1865-1870) revivió el problema en torno a esta zona, ya que conforme al Tratado de Paz de 1872 los territorios debían dividirse por el Río Paraná (hasta el Salto) y por la cumbre de la Sierra del Mbaracajú.

Esta disputa reapareció en la década de los años '60, al descubrirse el potencial hidroeléctrico del Río Paraná. Pero este acontecimiento hizo que ambos países tomen la decisión de unir fuerzas antes que seguir confrontándose. Fue así que en 1966, luego de intensas negociaciones, los Ministros de Relaciones Exteriores firmaron lo que conocemos como el **Acta de Iguazú**. Esta declaración conjunta manifestaba la decisión de ambos países de estudiar la manera de aprovechar los recursos del Paraná *“desde e inclusive los Saltos del Guairá hasta la desembocadura del Río Iguazú”*.

El entendimiento entre la República Federativa del Brasil y la República del Paraguay estremeció las relaciones de ambos países con la Argentina. La República Argentina consideraba que la construcción de una central hidroeléctrica ponía en riesgo sus intereses y perjudicaba sus derechos. Esta cuestión inclusive llegó a estrados de las Naciones Unidas, en 1972.

En el año 1973 se realizaron los estudios técnicos y levantamiento de datos a los efectos de encontrar el punto justo para la construcción de una represa. Luego de varios estudios hidrográficos y geológicos, se eligió el lugar en un tramo conocido como *Itaipú*. La firma del **Tratado de Itaipú** en ese año da inicio a una importante etapa para el sector eléctrico paraguayo en particular. La República del Paraguay contaba únicamente con una pequeña central hidroeléctrica, *Acaray*, y la Itaipú surge como una nueva alternativa.



Figura 13. Zona de conflicto de Frontera entre el Brasil y Paraguay. Fuente: Itaipú Binacional.

El proyecto de la Central Hidroeléctrica de Itaipú prácticamente duplicaba la capacidad de generación de energía del Brasil en ese momento. Para el Brasil, era el tercer proyecto a lo largo del Río Paraná.

En 1974 llegaron las primeras máquinas al futuro sitio de obras, y la región empezó a poblarse con la construcción de aproximadamente 9.000 viviendas que albergarían a los obreros. También fueron construidas obras sociales como hospitales, clubes sociales, escuelas, espacios recreativos, etc.

La primera fase de construcción duró tres años, la excavación del canal del Río Paraná. El 20 de octubre de 1978 fueron dinamitadas dos ataguías de hormigón que protegían la construcción del nuevo curso hídrico. El Río Paraná había desviado su cauce para dar lugar a una obra de ingeniería.

La década de 1980 inicia con un despliegue de materiales de construcción por la zona de obras, 20.113 camiones y 6.648 vagones de ferrocarril. La primera rueda de turbina, con 300 toneladas, llegó al sitio de obras recién en 1982 luego de tres meses de viaje desde Sao Paulo.

El 17 de diciembre de 1983 da su primer giro mecánico una de las turbinas, la Central Hidroeléctrica era una realidad. La Binacional empieza a producir energía recién el 5 de mayo de 1984, cuando entra en operación la primera de las 20 unidades generadoras del proyecto. Las 18 generadoras iniciales fueron instaladas paulatinamente durante siete años⁷².

En el año 2001 se generaron **93,4 mil millones de kW/h** estableciéndose un récord mundial de producción de energía. Las últimas dos turbinas restantes entran en operación en mayo de 2007, lo que significa que en condiciones óptimas Itaipú podría generar hasta **100 mil millones de kW/h**.

⁷² Entre 2006 y 2007 fueron incorporadas dos unidades, totalizando las 20 inicialmente proyectadas.

Itaipú sigue rompiendo récords, en el 2008 se producen **94.684.781 MW/h** y en el año 2012 se alcanza la marca histórica de **2 mil millones de megavatios/hora producidos desde que la planta entró en funcionamiento.**

Finalmente, el último récord registrado se da en 2016 cuando la binacional **sobrepasa los 100 millones de MW/h**, generando desde su entrada en funcionamiento **2.4 billones de MW/h**. Supera de esta manera al récord alcanzado por la hidroeléctrica china de Tres Gargantas, y recupera así su primer lugar como líder en generación de energía hidroeléctrica mundial.

5.2.2.2 Características

La represa fue construida utilizando **hormigón, roca y tierra** y se encuentra a 14 km al norte del Puente de la Amistad, que une al Brasil con el Paraguay; se obtiene un **desnivel de 120m** (caída bruta nominal) que impulsa la operación de las turbinas. Tiene **7.744 metros de extensión** y una altura máxima de **196 metros**. En la parte superior están ubicadas 20 tomas de agua.

Cuenta con una **casa de máquinas** de 968m de longitud, 99m de ancho y 112m de altura que alberga a las **20 unidades generadoras** (10 unidades en frecuencia 50 Hz y 10 unidades en frecuencia 60 Hz, divididas así por la diferencia de frecuencias entre ambos países) con capacidad de **700 MW** cada una. Juntas, las 20 unidades suman 14.000 MW. La **Potencia Nominal 50 Hz** es de 823,6 MVA y en **60 Hz** de 737,0 MVA. El **factor de potencia** varía de 0.85 a 0.95 en relación a la frecuencia 50/60 Hz. **Todas las unidades tienen tensión nominal de 18 kV.**



Figura 14. Vista aérea de la CHI. Fuente: Itaipú Binacional

Cada unidad generadora está compuesta por: un generador, una turbina y sus auxiliares. La turbina está formada por una serie de palas unidas a un eje acoplado al generador. La presión y la velocidad del agua que ingresa a la turbina producen el movimiento giratorio del eje transformando la energía hidráulica en energía mecánica y finalmente genera electricidad. Habiendo 20 unidades generadoras, también existen **20 turbinas** del tipo **FRANCIS**. Cada una de ellas tiene una **potencia nominal de 715 MW**, pesan aproximadamente 3.360 t cada una y su **caudal nominal es de 645m³/seg.**

El **vertedero** tiene la función de descargar el agua no utilizada para la generación. La **capacidad máxima de descarga** es de **62.200 m³/seg.** El vertedero es del tipo “ladera”, colocado en la margen derecha (lado paraguayo). Cuenta con **14 compuertas** del tipo **Tainter**, está dividido en 15 bloques. Tiene tres canaletas, lo que facilita el mantenimiento y garantiza la flexibilidad operacional. La **elevación de la solera** es de 199,16 m.

La **Sala de Supervisión y Control Central** realiza la supervisión y el control de todos los equipamientos y sistemas. Cuenta con cinco operadores que, en tiempo real, supervisan **más de 25.000 puntos** y controlan otros **1.500** utilizando el **Sistema Scada** (Sistema Digital de Supervisión y Control). Por otro lado la **Sala de Control de Despacho de Carga** es en donde se realiza la operación interconectada de la usina entre los sistemas paraguayo y brasileño. Esta sala es responsable del vínculo que existe entre la Usina y las empresas interconectadas: Furnas, Copel y el operador del sistema ONS por el Brasil y la ANDE por Paraguay.

Actualmente la **Generación Total Acumulada** (a septiembre de 2017) es de **2.484.753.544 MWh.** Anualmente la usina tiene como objetivo maximizar la utilización del agua en los periodos de baja y alta afluencia, evitando verter agua y optimizando su uso en la generación de energía.

El índice de **indisponibilidad programada** en el 2016 fue del **3.63%**, estando dentro del límite empresarial. La **indisponibilidad forzada** fue del **0.7%** y también se encuentra dentro del límite establecido por la empresa.

La **capacidad total instalada** de la Itaipú Binacional es de **14.000 MW**, lo que garantiza **75 millones de MW/h** aunque en realidad se producen aproximadamente **90 millones de MW/h** o más.

5.2.2.3 Ficha Técnica

OBRAS CIVILES			
Largo de Presa	7.744m	Altura de Sala de Máquina	112m
Altura Máxima de Presa	196m	Hormigón Utilizado	12.3 millones m ³
Represa Lateral Derecha		Represa Principal y Bloques de Unión (Concreto)	
Tipo	Contrafuerte	Tipo	Gravedad Aliviada y Contrafuerte
Longitud de Cresta	998 m	Longitud	1.064m
Altura Máxima	64.5 m	Altura Máxima	196 m
Cantidad de Bloques	58	Cantidad de Bloques	69
Volumen	0.8 x 10/6m ³	Volumen	5,3 x 106 m ³
Estructura de Desvío (Concreto)		Represa de Tierra (Margen Derecha)	
Tipo	Gravedad	Longitud de Cresta	872 m

Longitud	170 m	Altura Máxima	25 m
Altura Máxima	162 m	Volumen Total	0.4 x 106 m ³
Cantidad de Bloques	14	Represa en Roca	
Volumen	2.2 x 106m ³	Longitud de Cresta	1.984 m
Represa de Tierra (Margen Izquierda)		Altura Máxima	70 m
Longitud de Cresta	2.294 m	Volumen Total	12.8 x 106 m ³
Altura Máxima	30 m	Dique de Tierra (Hernandarias)	
Volumen Total	4.4x10/6 m ³	Longitud	175 m
Casa de Fuerza		Volumen Total	0.05 x 106 m ³
Longitud	968 m	Vertedero	
Altura Máxima	112 m	Capac. Maxima	62.200 m ³ /s
Volumen Total	3.20x106 m ³	Cant. Compuertas	14
		Largo	483 m
		Cant. De Bloques	15
		Compuertas	Tainter
EMBALSE			
Área de Inundada	1.350 km ²	Volumen en nivel máximo normal (m ³)	29 x 10 ⁹
Volumen útil (m3)	19 x 10 ⁹	Extensión	170 km
Ancho Máximo	12 Km	Ancho Medio	7 Km
Superficie en nivel normal	1.350 Km ²	Superficie en Nivel Máximo de llenado	1.557 Km ²
Superficie en nivel mínimo excepcional	470 Km ²	Salto Nominal	118.4 m
Nivel Aguas Arriba Normal	220.30m	Salto Bruto Máximo	128 m
Nivel Aguas Abajo normal	104 m	Salto Bruto Mínimo	84 m
EQUIPAMIENTO			
Potencia Total Instalada	14.000 MW	Frecuencia en 50 Hz	10 unidades
Cantidad de Unidades Generadoras	20	Frecuencia en 60 Hz	10 unidades

Potencia Nominal Instalada por Generador	700 MW	Tensión Nominal	18 kV
Momento de Inercia GD2	320.000 t.m ²	Polos 50 Hz/60 Hz	66/78
Turbinas			
Tipo de turbinas	FRANCIS	Cantidad de Turbinas	20
Potencia Nominal por Turbina	715 MW	Velocidad del Proyecto 50 Hz/60 Hz	90.9/92.3 rpm
Caída Neta del Proyecto	118,4 m	Caudal nominal unitario	645 m ³ /s
Toma de Agua		Conductos Forzados	
Distancia entre ejes	10 m	Cantidad	20
Longitud Total	857.6 m	Diámetro interno	10.5 m
Cota al tope de carriles	225 m	Descarga Nominal	690 m ³ /s
Rejillas para toma de Agua		Compuertas de Servicio	
Cantidad	20	Cantidad	20
Paneles por toma	24m 4.7x5.5	Vano Libre	8.2 m
Banco de Transformadores Monofásicos		Altura Libre Total	19.3 m
50 Hz	9 + 2 unid.	Cota de la Solera	177.6 m
60 Hz	9 + 2 unid.	Caudal Máximo de la Solera	750 m ³ /s
Stop Logs		Pórticos	
Cantidad	7	Cantidad	2
Cota de la Solera	177.2 m	Capacidad	1.100/400 kN
Vano Libre	7.5 m	Veloc. Max. Levant. Gancho 50/60 Hz	4.6/5.5 m/min
Altura Libre	17.5 m	Veloc. Min. Levant. Gancho 50/60 Hz	1.7/2.9 m/min
		Veloc. Normal de translación	25/30 m/min
Subestación Aislada a Gas SF6			
Tensión Nominal Máxima	550 Kv	Longitud de Barras Blind. y Aisladas	7.500 m
Corriente Nominal	4.000 A	Presión SF6 en Disyuntores	620 kPa

Corriente de Interrupción Nominal	63 kA	Cantidad de Llaves Seccionadoras	128
Cantidad de Disyuntores	54	Cantidad de Transform. De Corriente	414
Cantidad de Transf. de Potencial	24	Cantidad de Pararrayos	132

Tabla 5 – Ficha Técnica de la Central Hidroeléctrica de Itaipú Binacional. Fuente: Elaboración Propia

5.2.2.4 Transmisión y Mercado

En lo referente a la **transmisión**, Itaipú debe entregar la energía producida en la central hasta los puntos de conexión con el Sistema Interconectado. Del **lado brasileño**, la conexión se encuentra en la **Subestación de Foz de Iguaçu** y es propiedad de **FURNAS**, la que junto con **COPEL** se encarga de transmitir la electricidad hasta los puntos de consumo. **Del lado paraguayo**, la conexión es realizada en la **Subestación de Margen Derecha**, situada en el área de la CHI.

El sistema de transmisión conecta tres subestaciones situadas dentro de la central: dos subestaciones aisladas a gas, una de 50 Hz y otra de 60 Hz instaladas dentro de la casa de máquinas y una convencional de 50 Hz en la Margen Derecha. A partir del año 2014, el sector de 50 Hz pasó de 6 a 8 líneas de 500 kV, siendo cuatro entre la Casa de Máquinas y la Subestación Margen Derecha y cuatro entre las Subestaciones de Margen Derecha y Foz de Iguaçu. En el sector de 60 Hz son cuatro líneas de transmisión de 500 kV que conectan la planta con la subestación de Foz de Iguaçu.

La coordinación y el control de estas operaciones se realiza a través de la **Administración Nacional de Electricidad del Paraguay (ANDE)** y el **Operador Nacional del Sistema (ONS)** del Brasil.

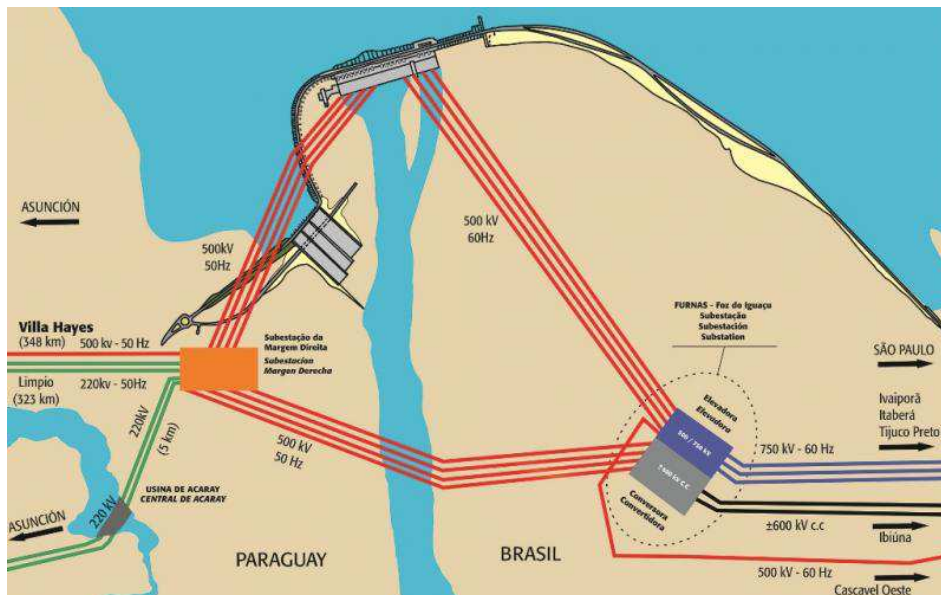


Figura 15. Sistema de Transmisión de la CHI. Fuente: Itaipú Binacional.

La transmisión de la energía de Itaipú al **Sistema Interconectado del Paraguay** se realiza en tensiones de **500 kV y 220 kV** desde la **Subestación de Margen Derecha**, que cuenta con **seis conjuntos de autotransformadores/reguladores** que bajan la tensión de 500 kV para 220 kV entregando a **cuatro líneas**. De estas cuatro líneas, **dos de ellas van a Asunción** (300km de distancia) y las otras **dos** van a la **Central Hidroeléctrica de Acaray** (5km de distancia). La Central de Acaray pertenece a la Administración Nacional de Electricidad, de ella se dirigen otras **tres líneas hasta Asunción**.

La **transmisión de 500kV** que conecta las barras rígidas en 500 kV desde la Subestación de Margen Derecha con la Subestación de Villa Hayes también abastece el principal centro de consumo paraguayo.

Hacia el **Sistema Interconectado Brasileño** la transmisión de la energía de Itaipú se realiza a partir de la **Subestación de Foz de Iguazu (Paraná)** y es realizado por **Furnas y Copel**. La energía en 50 Hz corriente alterna es convertida a corriente continua en la Conversora de la Subestación de Foz de Iguazu y transmitida por dipolos de +/- 600 kV del sistema de Furnas y la energía en 60 Hz utiliza el sistema de 756 kV de Furnas y el sistema de 535 kV de Copel. El Operador Nacional del Sistema (ONS) es el encargado de la coordinación y el control de este proceso.

El **Sistema de Corriente Continua – Furnas** fue necesario ya que la energía generada en el sector de 50 Hz no puede ser integrada directamente al sistema brasileño, donde la frecuencia utilizada es de 60 Hz. La energía producida en 50 Hz en corriente alterna es convertida a corriente continua y transmitida hasta Ibiúna (Sao Paulo), donde nuevamente es convertida a corriente alterna pero en 60 Hz.

En este caso, el sistema de transmisión está formado por **dos líneas de ±600kV** con una **extensión** aproximada de **810 km** entre las estaciones de Foz do Iguazu e Ibiúna. La conversión se realiza a través de **ocho convertidores en cada subestación**, formadas por un polo cada dos, componiendo los dos bipolos en ±600 kV: es decir, cada línea lleva un dipolo.

El **Sistema de Corriente Alterna – Furnas** lleva la energía producida en 60 Hz a las proximidades del centro de consumo de la Región Sudeste del Brasil y, aunque se apoda en 750 kV, su **tensión de transmisión** es de 765 kV. Este sistema está compuesto por tres líneas de transmisión entre las subestaciones de Foz do Iguazu y Tijuco Preto (Sao Paulo), cada una con una **extensión aproximada** de 900 km.

En la **Subestación de Tijuco Preto** existen **siete transformadores**, para 500 kV y 345 kV a los efectos de diversificar la distribución. También existen otras dos subestaciones a lo largo del sistema: Ivaiporã, en Paraná e Itaverá en Sao Paulo. La conexión en Ivaiporã se realiza con la región Sur del Brasil a través de transformadores de 500 kV, permitiendo optimizar la generación de energía en el sistema en función de la disponibilidad. Cada línea está constituida por aproximadamente 2 mil torres de transmisión.

Entre 2011 y 2012 fueron incorporados varios refuerzos al **Sistema de Corriente Alterna – Copel (Interconexión Sur – Sudeste)**, lo que afecta a la producción de la Usina de Itaipú 60 Hz y la transmisión por 765 kV. El principal refuerzo fue la línea de transmisión de 525 kV entre las subestaciones de Foz do Iguazu y Cascavel Oeste (LT FI-CVO), que aumentó el acoplamiento entre la Usina de Itaipú 60 Hz y el Sistema Sur, permitiendo aumentar la recepción de energía en la región sur y la explotación total de la generación de la Usina.

En el Brasil, la comercialización de la energía generada por Itaipú es realizada por Eletrobrás.

5.2.3 La Central Hidroeléctrica de Yacyretã

Emprendimiento binacional entre la República Argentina y la República del Paraguay para explotación de los recursos hídricos del Río Paraná a los efectos de producir energía eléctrica. Se extiende entre los departamentos de Ituzaingó, Provincia de Corrientes (Argentina) y el departamento de Misiones (Paraguay), en la zona conocida como *los Rápidos de Apipé*.

Se encuentra a 300 Km de la Ciudad de Asunción, capital de la República del Paraguay; a 104 Km al oeste de la Ciudad de Posadas, República Argentina; y a 1000 Km al norte de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina.

El área de influencia beneficiada por la represa abarca los departamentos de Caazapá, Itapúa y Ñeembucú (Paraguay) y a las provincias de Corrientes y Misiones (Argentina).

El nombre de Yacyretã proviene del guaraní *Jasy* (Luna) y *Retã* (Patria), significando “Tierra de Luna”, “Patria de la Luna” o simplemente “Lugar donde brilla la Luna”. Era el nombre de la isla en donde se encuentra instalada actualmente la Central Hidroeléctrica, a unos 2 Kms aguas abajo de los rápidos de Apipé, sobre el Río Paraná.



Figura 16. Central Hidroeléctrica de Yacyretã. Fuente: Entidad Binacional Yacyretã

5.2.3.1 Antecedentes

Hay registros de que los primeros análisis y estudios relativos al aprovechamiento del Río Paraná se remontan a inicios del Siglo XX, cuando la energía eléctrica aún era generada exclusivamente por carbón mineral.

En enero de 1958 fue firmado, por representantes del Gobierno de la República Argentina de la República del Paraguay, el protocolo inicial para determinar el uso de los *Salto de Yacyretã – Apipé*. Estos estudios tenían como objetivo principal determinar cuáles eran las condiciones de navegabilidad del río Paraná como así también las condiciones para el inicio del aprovechamiento hidroeléctrico en la zona.

El **Tratado de Yacyretã** fue suscripto en Asunción el **3 de diciembre de 1973**, año de gran crisis petrolera mundial, por lo que este tratado fue una respuesta a la preocupación referente al abastecimiento energético regional.

El Tratado fue suscripto por la Vicepresidenta Argentina, Doña María Estela Martínez de Perón y el General Alfredo Stroessner, Presidente de la República del Paraguay. Está compuesto por un **Tratado Marco** y 3 anexos, además de las Notas Reversales, Protocolos, Actas de Ratificación del Tratado, Actas de Instalación, y otros.

Las Altas Partes Contratantes constituyeron, a través del Tratado Marco, una **entidad binacional** con capacidad jurídica, financiera y administrativa como también responsabilidad técnica para estudiar, proyectar, dirigir y ejecutar las obras que sean necesarias para poner en funcionamiento pleno la Central Hidroeléctrica. Está constituida por la **Administración Nacional de Electricidad (ANDE)** por Paraguay y por **Agua y Energía**, hoy sustituida por **Emprendimientos Binacionales Sociedad Anónima (EBISA)** por el lado argentino. Ambas empresas tienen igual participación en el capital.

La Entidad Binacional Yacyretã fijó sus sedes en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina y en Asunción, Capital del Paraguay.

En Abril de 1989 fueron firmadas las notas reversales que definen hasta hoy el esquema definitivo de las obras. En consecuencia, en Septiembre de 1994 se pone en funcionamiento la primera turbina, iniciando así la generación de energía y en junio de 1998 fue puesta en funcionamiento la vigésima turbina.

En Junio de 2007, los Presidentes Néstor Kirchner (Argentina) y Nicanor Duarte Frutos (Paraguay) firmaron un acta de acuerdo para finalizar la obra y llevarla a cota 83 msnm en diciembre de 2008. El *Plan de Terminación de Yacyretã* presentaba una serie de obras que debían llevarse adelante para finalizar el proyecto.

En Diciembre de 2010 el nivel alcanzó la **cota 82 msnm** y la producción de la represa era de 2.600 MW. Finalmente, el 25 de Febrero de 2011, los presidentes Cristina Fernández de Kirchner (Argentina) y Fernando Lugo Méndez (Paraguay) autorizaron que se eleve la cota de embalse, a su nivel proyectado. De esta manera se alcanzaba la potencia de diseño de la represa, 3.200 MW y un aporte adicional de energía de 8000 GWh/año.

En 2014 se superó la generación media anual de 19.800 GWh, llegando a 20.314 GWh con una potencia promedio de 2.319 MW

En Mayo de 2017, los Presidentes Mauricio Macri (Argentina) y Horacio Cartes (Paraguay) firmaron un **Acta de Entendimiento** que tiene como objetivo establecer las pautas tendientes a la cancelación de las obligaciones de la entidad con las Altas Partes Contratantes y con las entidades que constituyen la Entidad Binacional Yacyretã (ANDE y EBISA). Asimismo, el acta de entendimiento propone impulsar la ampliación y modernización tecnológica del parque generador de la Central Hidroeléctrica a los efectos de incrementar los ingresos operacionales con el aumento de la generación de energía; de esta manera se abre el camino para la maquinización del Brazo Aña Cua, que veremos en detalle más adelante, modernizando y ampliando la Central y al mismo tiempo produciendo más energía y creando más fuentes de trabajo en ambos países.

5.2.3.2 Características

Ubicada a unos 2km aguas debajo de los rápidos de Apipé, a 70 Km de las ciudades de Posadas y de Encarnación; y a 300 Km de Asunción (Paraguay). La represa de aproximadamente **67 Kms de extensión**, fue construida utilizando **hormigón, roca y tierra**.



Figura 17 Central Hidroeléctrica de Yacretá. Fuente: EBY

El lago generado ocupa un área de **160.000 Ha (1.600 km²)** alcanzando las ciudades de Posadas y Encarnación, distantes a 100 Kms de la represa.

La Central fue construida en el **brazo principal del Río Paraná**, equipada con **20 turbinas KAPLAN** con un total de **3.200 MW**. Las turbinas Kaplan son del tipo de eje vertical, que pueden entregar una potencia de 160 MW cada una y evacuar, como máximo, **830m³/s**. La línea media del distribuidor está ubicada a cota 52 msnm. Los generadores tienen una potencia de 172,5 MVA, con factor de potencia 0.9. Consta de 42 pares de polos y generan en 13,2 kV y 50 Hz. Los transformadores son trifásicos con 172,5 MVA de relación 13.2/500 kV del tipo intemperie y refrigeración a aceite forzado – aire forzado. También se encuentran en uso dos autotransformadores de 500/220 kV para alimentar las líneas a Paraguay.

El **vertedero principal** está provisto de **18 vanos con compuertas radiales** que permiten evacuar un **caudal máximo de 55.000 m³/seg.** El **vertedero Aña Cua** está dotado de 16 compuertas, con capacidad para verter hasta **40.000 m³/s**, con embalse a cota 84,5 msnm. Ambos vertederos son del tipo convencional, a lámina guiada y conjuntamente llegan a una capacidad de vertido de **95.000 m³/s**.

La **Presa de Hormigón** forma un cuerpo único con las obras de toma y casa de máquinas. Tiene un ancho de 80m, 70m de altura y 816m de longitud total. Alberga a las 20 unidades generadoras con sus respectivos conductos de agua. El **embalse principal** está formado por la construcción de varias **presas de materiales sueltos**, tiene una **longitud** aproximada de **66 Km**. Las presas de tierra varían en su sección transversal y en altura. Para evitar filtraciones, también fue construida una pantalla de cemento-bentonita de 60 cm. de ancho a través de la fundación permeable, está conectada con el núcleo impermeable y empotrada en la roca o manto impermeable continuo.



Disposición general del Complejo de Yacyretá

Figura 18. Disposición General de la CHY. Fuente: EBY.

En la **Presa Principal** se incorporan estructuras adecuadas de **toma de riego** en ambas márgenes, con una capacidad máxima de **108 m³/s cada una**. Las dos tomas se enfocan al desarrollo de la agricultura de regadío en ambas márgenes.

La Central tiene dos **Naves de Montaje** (Principal y Auxiliar) situadas en ambos extremos adyacentes de las Turbinas Nro. 1 y Nro. 20, respectivamente. Allí se armaron las partes de los equipos electromecánicos y pueden volver a usarse en caso de reparación o renovación de equipos.

El **Edificio de Producción** fue construido sobre la Isla de Yacyretã, con una altura de 70 metros, 80 metros de ancho y 816 metros de largo. La **caída de agua** es de **23,3 m** desde que se alcanzó la cota 83 msnm. La **Esclusa de Navegación** está ubicada en Rincón Santa María, sobre la margen izquierda del Brazo Principal. Es una estructura de hormigón, con un cuenco de **270 m de largo**, 27 m de ancho y profundidad mínima de 5m. Es apta para embarcaciones con un calado de 3,66 m. Está alimentada eléctricamente desde la Central mediante una línea aérea de 13,2 kV y desde la Sala de Control se operan las compuertas.

El complejo posee dos puentes que conectan a Argentina – Paraguay; uno de ellos, levadizo, se encuentra a la salida de Ituzaingó (Argentina) sobre el canal de navegación, cercano a la Central; y el segundo, de hormigón, ubicado a metros de la ciudad de Ayolas (Paraguay), sobre el brazo Aña Cuá. La carretera de vinculación es una vía de doble trocha que conecta la Ruta Nro 12 argentina con la Ruta Nro. 1 Paraguaya, a través de un tramo de terraplén de 6 Kms en la isla de Yacyretã y el Puente sobre el Brazo Aña Cuá, de 1.600 m de extensión y 10.85 m de ancho.

5.2.3.3 Ficha Técnica

OBRAS CIVILES			
Tipo de Presa	Materiales Suelos	Altura	44 m
Cota de Coronación	86msnm	Cota de Cauce	83msnm
Volumen de Presa	62.000.000m ³	Hormigón	1.900.000m ³
Longitud Total	808 m	Cemento	427.400 Tn
Carretera (Cota)	86	Armadura	81.600 Tn

Transformador (Cota)	70	Excavación (Suelo/Roca)	10.000.000 m ³ / 1.290.000 m ³
EMBALSE			
Área de Embalse (Final)	1.600 km ²	Caída de Agua	23.3 m
Volumen	21.000 Hm ³	Superficie	1.600 Km ²
Nivel Máximo de Inundación	84.5 m	Longitud (por cauce)	342 Km
TURBINAS			
Tipo de Turbinas	KAPLAN	Salto Neto Nominal	21.3m
Caudal Unidad – Mín.	376 m ³ /s	Caudal Unidad – Máx	830 m ³ /s
Potencia Nominal	154 MW	Velocidad de Rotación	71,4 rpm
Potencia Máxima	160 MW	Diámetro Rodete	9.5 m
Peso Rodete	278 Tn		
GENERADORES			
Potencia Máxima	172,5 MVA	Frecuencia	50 Hz
Tensión Nominal	13,2 kV	Diámetro Rotor	16.0 m
TRANSFORMADORES			
Potencia Máxima	172,5 MVA	Tensión Primaria	13,2 kV
Peso	280 Tn	Tensión Secundaria	512,5 kV
VERTEDERO PRINCIPAL			
Caudal Máximo Descarga	55.000 m ³ /s	Número de Vanos	18
VERTEDERO AÑA CUA			
Caudal Máximo Descarga	40.000 m ³ /s	Número de Vanos	16
DATOS GENERALES A COTA DEFINITIVA			
Potencia Máxima Instalada	3.200 Mw	Energía Bruta Media Anual	20.000 GWh
Salto Diseño	21.30 m	Caudal Máximo Turbinado	16.600 m ³ /s
Salto Máximo	24.10 m		

Tabla 6 – Ficha Técnica de la Central Hidroeléctrica de Yacyretá. Fuente: Elaboración Propia⁷³

⁷³ Datos extraídos de la Web Oficial de la EBY: <https://www.eby.gov.py/index.php/chy/datostecnicos>

5.2.3.4 Transmisión y Mercado

El Transporte se realiza a través de los sistemas interconectados de ambos países. La energía de Yacretã se deriva al Sistema Argentino de Interconexión a través de tres **líneas de 500 kV**, que vinculan a la Central con la ET Rincón Santa María. Al Sistema Paraguayo, por su parte, mediante dos **líneas**, una de **220 kV** y otra de **500 kV**, hasta la ET Ayolas.

Desde la ET Rincón Santa María parten seis líneas en 500 kV, dos se conectan a Salto Grande (Concordia, provincia de Entre Ríos); una a Puerto Bastiani (Resistencia, provincia del Chaco), una a San Isidro (Posadas, provincia de Misiones) y dos se vinculan a la Estación Conversora de Garabí en Brasil.

5.2.3.5 Interconexión Rincón – Garabí

A partir de 1996 se suma a la interconexión binacional la República Federativa del Brasil mediante dos líneas de transmisión de 500 Kv entre Yacretã y Garabí⁷⁴.

Esta interconexión surge como consecuencia del llamado a licitación para la compra, por **Electrosul y Furnas**⁷⁵ de 1000 MW de potencia firme a ser colocada a disposición en la barra de la subestación transformadora de Itá, en el Estado de Santa Catarina (Brasil). Fue construida a *riesgo* por capitales privados. Inició su funcionamiento en mayo de 2000, durante el 2002 entró en servicio una ampliación de la interconexión inicial y actualmente cuenta con capacidad total de **2100 MW** y tiene capacidad restringida por el sistema de transmisión desde el Brasil hacia Argentina por la insuficiente capacidad de transporte vinculada al nodo frontera con Brasil en el SADI.

Está comprendida por dos convertoras de frecuencia (Garabí), del lado Brasileño denominadas *Convertora 1 (Polos 1 y 2)* y *Convertora 2 (Polos 2 y 3)* y una estación del lado Argentino (Rincón Santa María). Estas líneas de transmisión tienen **135,9 Km de extensión** y generan aproximadamente 45 MVar de potencia neta cada una, cada línea posee un recierre trifásico y transferencia de disparo entre externos ante la actuación de protecciones además de un reactor fijo de 92,5 MVar conectado a sus extremos.

⁷⁴ Hay opiniones que manifiestan que esto se contrapone a lo establecido en el **Tratado de Yacretã** que en su artículo XIII establece que “1) La energía producida para el aprovechamiento hidroeléctrico a que se refiere el Artículo I será dividida en partes iguales entre los dos países, siendo reconocido a cada uno de ellos el derecho preferente de adquisición de la energía que no sea utilizada por el otro país para su propio consumo. 2) Las altas partes contratantes se comprometen a adquirir, conjunta o separadamente, en la forma que acordaren, el total de la potencia instalada”. Este **derecho de preferencia** implica que la energía generada por Yacretã y que el Paraguay no utilice para consumo propio *podría* ofrecerse a terceros países. Particularmente nos adherimos a esta opinión si se da el caso de que o Argentina o Paraguay disponga y exporte su excedente de energía directamente desde Yacretã, sin embargo consideramos que si esto ocurre **luego** de que –en este caso- EBISA adquiera la energía (pagando lo que corresponde a la EBY) el *auxilio* entre los sistemas Argentino y Brasileño es completamente legal y no existe violación del Tratado EBY siempre y cuando las obligaciones emanadas del mismo sean debidamente honradas por las partes contratantes.

De hecho es importante señalar que el propio marco legal de Argentina bloquea la posibilidad de comercializar la energía de Yacretã en terceros países. Según la normativa argentina, esta energía solo puede comercializarse en el Mercado Spot y, dentro de este Mercado, está consignada a abastecer demandas del mercado interno atendido por los agentes Distribuidores. De manera que, en términos estrictamente comerciales, la energía adquirida por Argentina a la EBY, no se exporta ni a Brasil ni a ningún otro país. Estas consideraciones son válidas tanto para los contratos de potencia con energía asociada entre generadores de Argentina y demandas de Brasil como para los acuerdos de intercambio país-país;

⁷⁵ Empresas integrantes del Holding Eletrobrás (Brasil)

Se importa al Brasil a través de **contratos de potencia firme y energía asociada**, por un acuerdo comercial entre privados y es operada por CAMMESA (Argentina) y el Operador Nacional del Servicio Eléctrico – ONS (Brasil).

La importación hacia la Argentina se realiza luego de una licitación de CAMMESA de mayo de 2004, basada en los Acuerdos de Provisión y la legislación concordante. Es pagada por el Fondo de Estabilización del Mercado Eléctrico Mayorista.

5.2.4 **Proyectos en Estudio**

El alto crecimiento de la demanda y las limitaciones de generación de energía hidroeléctrica disponible actualmente, determinan un umbral de demanda superior a la capacidad actual hacia el año 2030 aproximadamente, por lo que es necesario comenzar a discutir las diversas opciones de generación que requerirá el sistema eléctrico regional.

En lo referente a generación hidroeléctrica a nivel binacional, dentro de lo que denominamos Polo Hidroeléctrico Regional, los aprovechamientos que podrían emprenderse son básicamente:

- a) El **Proyecto Corpus Christi**, sobre el Río Paraná, entre la Argentina y el Paraguay;
- b) El **Proyecto Panambí – Garabí**, sobre el Río Uruguay, entre Argentina y Brasil;
- c) El **Proyecto de maquinización del Brazo Aña Cua**, en Yacyretá, entre Argentina y Paraguay;
- d) El **Proyecto Itatí – Itacorá**, sobre el Río Paraná, también entre Argentina y Paraguay.

5.2.4.1 *Proyecto Corpus Christi*

Es el proyecto más importante, en cuanto a recursos hidroeléctricos binacionales no aprovechados. Se trata de una Central Hidroeléctrica, ubicada sobre el Río Paraná, entre la República Argentina y la República del Paraguay. Fue originalmente planteado durante la década de 1960, rechazado por plebiscito en la Población de Misiones (Argentina) en 1996 y nuevamente puesto en proyecto durante los primeros años de la década del 2000. Para la construcción de esta futura central hidroeléctrica fueron estudiados tres emplazamientos sobre el Río Paraná: **Itacua (rechazado en el plebiscito de Misiones en AR), Itacurubí y Pindo'i.**



Figura 19. Proyecto Hidroeléctrico Corpus Christi. Fuente: COMIP

➤ Antecedentes

Los primeros proyectos preveían el aprovechamiento a través de un sistema de embalses en cascada desde el límite del Brasil hasta la altura de las provincias de Santa Fe y Paraná. En 1971 se creó la Comisión Mixta del Río Paraná (COMIP) que tiene como misión el estudio y la evaluación de las posibilidades técnicas y económicas del aprovechamiento de los recursos del Río Paraná en el tramo limítrofe entre Argentina y Paraguay, desde la confluencia del Río Paraguay hasta la desembocadura del Río Iguazú.

En la década de 1970, el primer proyecto mencionaba que el embalse aprovecharía el Cañón del Río Paraná, que inicialmente tenía asignadas dos ubicaciones posibles: La Isla Pindo'i, cercana a la localidad argentina de Corpus Christi; y la angostura de Itacurubí, cercana a la localidad de San Ignacio, también Argentina. Si bien la segunda opción era la más factible en términos económicos, fue descartada por las características geológicas que no resultaban aptas para la construcción de una represa de grandes dimensiones, fue entonces que se optó por la ubicación en Pindo'i y esta a su vez dio nombre al proyecto.

A finales de la misma década, la represa de Itaipú ya estaba construida y se iniciaba la fase de pre construcción de Yacyretã, por lo que se planeó una tercera ubicación posible: Itacua⁷⁶, a 11 kilómetros de Posadas y Encarnación. Este proyecto tenía una cota de llenado máxima de 105 msnm.

A principios de la década del '80 se proyectó una nueva modificación en la que se exigía que la obra no contenga materiales sueltos, es decir, que fuera enteramente de hormigón y con una cota de coronación 30m superior a la cota de llenado normal; esto con el objetivo de minimizar la posibilidad de escapes voluntarios o involuntarios de grandes volúmenes de agua desde las represas brasileñas. El proyecto fue abandonado poco después.

En septiembre de 1980, a través de notas reversales, los gobiernos de Paraguay y Argentina se comprometieron a llevar a cabo el complejo hidroeléctrico de Corpus Christi, iniciando el desarrollo del proyecto ejecutivo de la represa que incluían la factibilidad técnico-económica y financiera. En 1983 finalizó el desarrollo del proyecto y Argentina, Brasil y Paraguay firmaron un Acuerdo Tripartito en el que fijaban una cota de nivel máximo de operación del proyecto de 105 msnm, compatibilizando los proyectos de Itaipú y Corpus.

En Julio de 1983 se elevó el estudio del Proyecto a los gobiernos de Argentina y Paraguay, y en Noviembre de 1984 se determinó que el mismo estaba listo para licitar la construcción. El proyecto consistía en una presa lateral, desde la margen paraguaya, de 1270m; una esclusa de navegación de 56m, con cuenco de 238 m de largo por 27 m de ancho; una presa de 137 m; una central con 16 turbinas de 143,7 MW cada una, con una longitud de 652m; una presa central de 808m; un vertedero de 28 vanos con 541 m de longitud; una presa, en margen argentina, de 4350m de longitud, con espacio para 16 turbinas adicionales. La longitud total de la presa, a cota de coronamiento 110m, es de 8,5 kilómetros aproximadamente.

Las obras fueron suspendidas a raíz de la crisis económica generada al final de la dictadura argentina; pero durante la década de 1990, con la formación del MERCOSUR, se abrieron nuevas posibilidades a la concreción del proyecto.

⁷⁶ Se denomina así por estar cercana al lugar en donde se venera a la Virgen de Itacua. El nombre proviene del guaraní *Itá* (Piedra) y *Cuá* (hueco/dentro de..) por lo que su traducción cercana: *dentro de la piedra o hueco en la piedra*.

La Comisión Mixta del Río Paraná encomendó a la firma inglesa *Knight Piésold and Patners* los estudios necesarios para establecer la factibilidad en los cierres de Itacurubí y Pindo'i. De esta manera, el proyecto en Itacurubí consistía en la construcción de una represa ubicada a 45 kilómetros del emplazamiento de Itacuí. El proyecto tenía dos posibilidades en cuanto a equipamiento: turbinas Kaplan de 140MW cada una o Bulbo de 60 MW cada una, siempre con una potencia instalada de 2880 MW y generación media anual de 20.625GWh. El proyecto en Pindo'i, por su parte, consistía en un cierre a 16 kilómetros aguas arriba de Itacurubí, con turbinas Kaplan de 140 MW cada una y potencia instalada de 2880 MW, teniendo una generación media anual de 20.175GWh.

En 1995 se volvió a firmar un acuerdo en el que los gobiernos reafirmaban su intención de construir la represa binacional, pero la presión de organismos no gubernamentales (como Greenpeace por ejemplo) respecto al impacto ambiental negativo de tal obra, obligó al Gobierno de Misiones (Argentina) a llamar a un plebiscito vinculante con la intención de conocer la opinión de los ciudadanos respecto al proyecto. Este plebiscito fue realizado en abril de 1996, con una participación del 62,85% del padrón electoral y un resultado contundente: NO. Poco después de este resultado, a través de la Ley Nro 3.294 se sancionó la prohibición de construir cualquier represa sobre el Paraná.

En Mayo del 2000, los gobiernos argentino y paraguayo suscribieron un nuevo memorándum de entendimiento y encomendaron a la COMIP nuevos estudios para la concreción de la obra de Corpus a través de inversores privados. Respecto del Plebiscito de 1996, los gobiernos alegaron que el nuevo proyecto no se trataba del emplazamiento original en Itacuí.

En el año 2006 se terminaron los estudios de factibilidad, con resultado favorable y en junio de 2007 se firmó un Acta de Acuerdo entre los dos gobiernos en el cual se asigna a la Entidad Binacional Yacypretá la competencia sobre el proyecto Corpus, conforme a lo estipulado en el Tratado de Yacypretá.

En 2014 se completaron nuevos estudios encomendados por la EBY al Centro de Estudios de Energía para el Desarrollo de la UNaM (CEED) y al Laboratorio de Hidromecánica (LH) de la UNLP. En estos estudios se analizaron distintas alternativas variando la cota del embalse y el tipo de turbinas (Bulbo y Kaplan). Para la alternativa de cota 105 msnm resultó un equipamiento con 25 turbinas Kaplan, de 140 MW cada una, con una potencia total instalada de 3.500 MW y una generación anual esperada de 23.100 GWh. La central y la esclusa de navegación se ubican sobre margen derecha de la isla Pindoí. El vertedero con 35 vanos y sus respectivas compuertas, con capacidad de evacuación de 95.000 m³/s, sobre su margen izquierda.

➤ *Beneficios y Perjuicios*

El beneficio mas esperado es el de energía eléctrica a bajo costo para la zona de influencia de la represa en su margen argentina, considerando que el proyecto remplazaría en gran medida la producción de electricidad a través de combustibles fósiles. En su margen paraguaya el beneficio esperado es exportar energía eléctrica a países vecinos⁷⁷; que es una

⁷⁷ Hay que recordar que, actualmente, el Paraguay cuenta con disponibilidad de energía hidroeléctrica garantizada hasta el 2030 aproximadamente adoptando una tasa probable de crecimiento de 7%/año. Si la demanda crece más rápidamente, como en los últimos años, tenemos promedio de 12% anual por lo que ya en el 2028 se excedería la energía garantizada por la ANDE y se produciría, en 2030, un gran déficit energético de no buscarse nuevas alternativas.

“intención constante” en la República del Paraguay y se demuestra históricamente desde la década de 1960 cuando ya se planteaba la exportación de energía de la Central de Acaray.

La ubicación de la Central Hidroeléctrica es de fundamental importancia para la **integración hidroeléctrica regional** en el Polo Hidroeléctrico dada la capacidad de incorporar un gran bloque de energía para abastecer indistintamente los mercados eléctricos de Paraguay y Argentina, como así también el centro de consumo ubicado en el Brasil. Suministrar energía a bajo costo al mercado brasileño es un buen atractivo desde el punto de vista económico-financiero.

De manera regional, la navegación del río Paraná se vería facilitada al aumentar la profundidad y el ancho del río; lo que permitiría que el sistema fluvial llegue con buques de calado medio hasta Foz do Iguazú y Ciudad del Este. Asimismo, el embalse se convertiría en un gran atractivo turístico.

El Proyecto intenta que los efectos ambientales de la obra sean mínimos y controlables, por lo que se prestó atención al emplazamiento. De todas formas, desde el punto de vista del impacto ambiental negativo, la construcción de una nueva represa implica severos efectos en la población de peces, plantas acuáticas y otras especies que habitan el Río Paraná. Los proyectos prevén el sistema de transferencia de peces pero esto no garantiza que disminuya la población ictícola.

En cuanto al área de inundación, según el emplazamiento elegido, el estudio de impacto ambiental del Consorcio Harza – Iataza – Tecma (2002) citado por Suárez Montórfano⁷⁸ (2006) señala que las posibles áreas a inundarse a cota 105 msnm serían:

Cierre	Área Total Afectada (Ha)	Área Total Argentina (Ha)	Área Total Paraguay (Ha)
Itacuí	28.371	15.246	13.125
Itacurubí	17.430	6.833	10.597
Pindo'i	13.966	6.086	7.880

Tabla 7 - Área de Inundación en Proyecto Corpus. Fuente: Elaboración Propia⁷⁹

Los estudios realizados por CEED-LH para el emplazamiento de Pindoí verifican, para el embalse en cota 105 msnm con caudal afluente de 15.000 m³/seg, una superficie incremental inundada, respecto a la situación sin embalse, de 137 km² (área afectada según la Tabla 7). En situaciones de crecida, según los modelos hidrodinámicos utilizados en ese estudio, el impacto del embalse se reduce a 111 km² y a 80 km² para caudales afluentes de 25.000 y 45.000 m³/seg respectivamente, siempre respecto a la situación con crecida y sin embalse.

El Proyecto busca alternativas de localización que se vinculen con la minimización de la afectación de población, bienes y obras de infraestructura tanto en las cercanías del sitio como en el área inundada por la formación del embalse. En ese sentido, los que objetan el proyecto sostienen que se instalará una gran cantidad de obreros en una zona reducida para la construcción de la Central, por lo que un posible efecto es que colapsen los servicios básicos

⁷⁸ Ingeniero Mecánico por la Universidad Nacional de Rosario. Postgraduado en Evaluación de impactos ambientales (FLACSO). Responsable del área económico-financiera de la Fundación M'biguá.

⁷⁹ Últimos datos publicados

(salud, educación, seguridad, redes viales, entre otras) y que esto también afectaría a la población residente en el lugar. Estos problemas, que han ocurrido en el pasado, en la actualidad tienen abordajes que minimizan los impactos negativos. El enfoque actual está basado en criterios de sustentabilidad y la gestión en buenas prácticas que recogen las lecciones de todo lo que se hizo mal en el pasado (por ejemplo los protocolos de sustentabilidad de IHA). Efectivamente estos no son problemas estructurales, sino problemas que tienen solución desde una correcta gestión del Proyecto.

Arguyen asimismo que el traslado de la población directamente afectada puede incidir en el comportamiento social y personal de los afectados, que se verán obligados a integrarse a comunidades a las cuales no pertenecen.

Si bien es cierto que estos efectos pueden desaparecer una vez terminada la obra y puesta en marcha, generalmente no toda la población “nueva” regresa a sus lugares de origen una vez concluido el proyecto. De todas formas, la represa dejaría de tener estos efectos “negativos” una vez concluida la obra y solo se requeriría mantenimientos preventivos periódicos.

➤ *Proyecto Actual*

La energía y la navegación fluvial son los principales propósitos del Proyecto. Actualmente el Proyecto Corpus está pendiente de reactivación en las agendas energéticas de ambos países, hecho que puede observarse cuando los gobiernos de Argentina y Paraguay manifiestan constantemente su interés en avanzar con el mismo a pesar de la histórica resistencia en la Provincia de Misiones.

El Proyecto ha sido concebido teniendo como objetivos: (i) Generar energía eléctrica; (ii) Mejorar la navegabilidad; (iii) Desarrollar la pesca comercial y deportiva; (iv) Fomentar el turismo nacional e internacional y actividades recreativas.

Particularmente, representantes del Ministerio de Energía Eléctrica de la República Argentina sostienen que, por lo menos hasta el 2025, la agenda gubernamental **no incluye la construcción de nuevas centrales hidroeléctricas**⁸⁰, salvo la maquinización del Brazo Aña Cua (en Yacyretã) y la finalización de las represas en el sur del País. Manifiestan asimismo que el tema es sensible, ya que existe un plebiscito vinculante en la Provincia de Misiones en el que, como ya se ha mencionado, se ha decidido la no construcción de la represa.

En el caso de Paraguay, la construcción de una represa en esta zona es un tema pendiente y considerado altamente necesario desde el inicio del proyecto, por los beneficios adicionales que esta obra generaría: facilitar la conclusión de obras de interconexión entre Itaipú y Yacyretã y, posteriormente, con Corpus a fin de interconectar los sistemas eléctricos regionales dando paso al primer corredor hidroenergético del Mercosur y consolidando la posición nacional como eje de la integración energética regional en base al aprovechamiento de los recursos y la posición geográfica estratégica. De hecho, la **Política Energética Nacional Paraguay 2040** incluye entre sus objetivos a mediano plazo (15 años) la puesta en funcionamiento e inicio de operación de la Represa de Corpus Christi.

⁸⁰ MisionesOnline.Net: “No se proyectan nuevas represas en Argentina hasta 2025 y Garabí se seguirá analizando pero sin la central de Panambí”. Material consultado en <http://misionesonline.net/2017/09/14/no-se-proyectan-nuevas-represas-argentina-2025/> el 10/10/17.

Canese (2017) manifiesta que podría analizarse, incluso, la posibilidad de que existan “dos Corpus: una central paraguaya y otra argentina, de tal forma que la libre disponibilidad de nuestra energía en ningún caso esté en duda. Por supuesto que ambas centrales deben estar interconectadas entre sí, a fin de facilitar la integración energética regional”

Siguiendo esta línea y una vez consolidado el proyecto, creemos que es necesario llegar a un acuerdo jurídico, bajo la figura de Tratado Internacional, que contemple que ambos países puedan **disponer libremente de su energía incluso para la venta a terceros países, a precio de mercado, desde el inicio de su operación**; y ambos países deberían financiar el 50% de las obras⁸¹ subsanando de esta manera los errores cometidos en otros proyectos binacionales.

5.2.4.2 Proyecto Garabí - Panambí

Es una represa proyectada para construirse sobre el **Río Uruguay**, ubicado entre las provincias de Corrientes y Misiones (Argentina) y el Estado de Rio Grande do Sul (Brasil). El Proyecto, actualmente en fase de estudios técnicos, prevé que sea construida en dos diques localizados uno a la altura de Garabí y otro a la altura de la localidad de Panambí. El proyecto está basado en un **Tratado (1980)** y dos **convenios de cooperación (2008 y 2009)** suscriptos por **EBISA (Argentina) y Eletrobrás (Brasil)**.

➤ Antecedentes

Los estudios para el aprovechamiento hidroeléctrico del tramo del Río Uruguay, compartido entre Argentina y Brasil, tienen más de 40 años de historia. Se inicia en 1972 cuando **Agua y Energía Eléctrica** (Argentina) y **Eletrobrás** (Brasil) suscriben un convenio para el Estudio Conjunto del Tramo Limítrofe del Río Uruguay y su Afluente el Río Pepirí Guazú.

En 1980 ambos países firman un Tratado que preveía la ejecución de los estudios y obras por parte de Agua y Energía y Eletrobrás, este proyecto comenzó con los primeros estudios finalizados en 1986. En ese año fueron seleccionados tres proyectos para utilizar la mayor cantidad de energía disponible en el tramo: Roncador, Garabí y San Pedro.

El proyecto consistía en establecer una central hidroeléctrica cerca de Garruchos (Departamento de Santo Tomé, Provincia de Corrientes): la Central de Garabí. Asimismo quedaba libre para aprovechamiento el sector aguas arriba que iba desde el punto en el que el Río Uruguay comenzaba a ser frontera hasta el comienzo de la zona de embalse de Garabí, para este sector se proyectó el embalse de Roncador; y un sector aguas abajo, desde la presa de Garabí y hasta el comienzo del embalse de Salto Grande, para este sector se proyectó San Pedro.

Concluidos los estudios de factibilidad las partes concluyeron que las acciones debían continuar con la construcción de la Central de Garabí, con 1890 MW repartidos en 2 centrales (una en cada margen). El Proyecto se concluyó poco antes de que Argentina inicie la reorganización del mercado eléctrico, en el que otorgaba un rol casi excluyente a inversores privados en lo referente a la expansión de la capacidad de producción; a esto se sumaban que el Brasil estaba más concentrado en la culminación de la Represa de Itaipú y Argentina en llevar adelante la Represa de Yacretá y Salto Grande, por lo que no fue posible llevar adelante otros proyectos.

Igual que en el caso de Corpus, la resistencia ciudadana fue un factor fundamental. Los principales argumentos se centraban en los efectos sobre la selva circundante, la población que

⁸¹ Con renta eléctrica o recursos crediticios extranjeros, ya que el proyecto en sí es completamente rentable.

habitaba las márgenes en donde se construiría la represa y la desaparición de los Saltos del Moconá.

En 1986, tras el retraso de los proyectos, se presentó un Proyecto Alternativo que consideraba abandonar Roncador y dividir Garabí en dos centrales menores: **Garabí y Santa María**. En 2007 se firmó un acuerdo entre Argentina y Brasil en el que se comprometían a avanzar con el proyecto. Se tratarían de dos cierres que juntos tendrían 2.000 MW de potencia y serían capaces de aportar 8.500 GWh al año.

En 2008 EBISA y ELETROBRAS (a través de la Licitación Pública Internacional 1/2008) adjudicaron al Consorcio CNEC-ESIN-Proa el estudio de inventario desarrollado entre 2008 y 2010. El resultado contempla construir la represa original en Garabí pero con una cota de llenado inferior en 5 metros, quedando 89 msnm; mas una segunda ubicada en las cercanías del Puerto Panambí con un nivel de llenado de 34 metros menor que el Proyecto Roncador, quedando en 130 msnm, dejando de esta manera fuera la desaparición de los saltos del Moconá.

Entre 2013 y 2015, el Consorcio Energético del Río Uruguay (UTE) desarrolló la primera etapa de estudios ambientales y de ingeniería con el objetivo de profundizar la evaluación realizada en el último estudio de inventario. En 2015 el proceso fue **interrumpido**, pero **actualmente han sido retomadas las negociaciones** para reiniciar la etapa de estudios a fin de presentar los resultados a las autoridades en ambos países y, finalmente, obtener las autorizaciones para la construcción y operación de la Central.

➤ *Obras Proyectadas*

Actualmente se están estudiando dos ubicaciones para el eje Garabí, a una distancia de 300 metros entre sí, y tres para el eje Panambí con una distancia entre los extremos de 8 kilómetros.

De llevarse a cabo las obras como fueron previstas en el Estudio de Inventario, el eje de aprovechamiento Garabí se ubicaría en el kilómetro 863 del Río Uruguay (6 kilómetros aguas debajo de las localidades de Garruchos). El nivel de agua máximo del embalse tendría cota 89 msnm, con un salto bruto de 33 metros. Tendría una potencia instalada de 1.152 MW distribuida en 8 conjuntos de turbina-generator. Con un vertedero que permitiría el paso de caudal de 80.000 m³/seg, el coronamiento del aprovechamiento se ubicaría a cota 93 msnm.

Por su parte, Panambí estaría ubicada en el kilómetro 1.016 del Río Uruguay, unos 10 km aguas arriba de las localidades de Panambí (Argentina) y Porto Vera Cruz (Brasil), con un nivel de agua máximo de embalse de cota 130 msnm y salto bruto de 35 metros. La potencia instalada sería de 1048 MW distribuidos en 7 conjuntos de turbina – generador. El vertedero en Panambí permitiría el paso de 81.000 m³/seg y el coronamiento se ubicaría a cota 134 msnm.

Actualmente la alternativa Panambí esta bloqueada por la Justicia de Brasil que, en fallo de agosto de este año, ha dictaminado que el Instituto Brasileiro de Medio Ambiente y de Recursos Naturales Renovables (IBAMA) se abstenga de dar continuidad a la licencia ambiental relacionada al Complejo Hidroeléctrico Garabi-Panambi, o cualquier otra que implique daños ambientales directos e indirectos al Parque Estadual do Turvo, incluyendo “inundaciones” al Parque. El fallo aclara que *“la decisión vale para la cota de 130 metros, ya que provocaría daños directos e indirectos al área de conservación, incluyendo inundaciones al Parque, donde se sitúa el conocido Salto do Yucumá”*

Aprovechamiento	Nivel de Embalse	Potencia Instalada	Energía Generable	Área de Embalse
Garabí	89 msnm	1152 MW	5970 GWh/año	64204 Ha
Panambí	130 msnm	1048 MW	5475 GWh/año	32763 Ha
TOTALES		2200 MW	11 446 GWh/año	96 967 Ha

Tabla 8 - Estudio de Inventario Eléctrico 2008 – 2010. Garabí – Panambí. Fuente: Elaboración Propia⁸²

➤ *Beneficios y Perjuicios*

EBISA y Electrobras se han comprometido con el desarrollo sustentable con especial atención a las comunidades de las áreas de influencia directa de los emprendimientos de estudio; participar y promover el diálogo ético y transparente con las partes interesadas desde el inicio de la planificación de los emprendimientos, identificando sus expectativas y necesidades; mantener diálogo franco y abierto con las comunidades de modo de compartir el punto de vista sobre los riesgos y oportunidades recurrentes de la implantación de los emprendimientos, como también informar al público acerca de cuestiones relacionadas con la energía eléctrica y acciones ambientales desarrolladas; y a asegurar el uso responsable de los recursos naturales y el respeto a la biodiversidad en todas las actividades.

A pesar de este compromiso, es innegable que la construcción de una represa siempre implica un impacto ambiental tanto positivo como negativo.

Los estudios referentes a Panambí estiman que el embalse afectará aproximadamente 19.000 Ha de flora nativa, incluyendo las reservas de Yabotí (Argentina) y el Parque Ruta Costera (Uruguay).

También se afectarían poblaciones que, entre el área rural y urbana, suman aproximadamente 7000 personas aunque esto no afectaría zonas indígenas. El impacto social obligatorio es la afectación en el comportamiento personal de los afectados, quienes deberán readaptarse a una comunidad en la que no pertenecen. Además, se verían resentidos los servicios básicos de la comunidad al recibir gran cantidad de obreros en la etapa de construcción.

No todo es negativo, pues el consumo de combustibles fósiles se reduciría beneficiando al medio ambiente y aumentando la disponibilidad de los mismos.

Las provincias de Misiones y el Estado de Rio Grande do Sul recibirían regalías importantes por parte de los estados nacionales, y los municipios también por el pago de compensaciones. Esto implica un desarrollo económico-financiero importante en la región.

La inversión en infraestructura solucionaría el posible colapso del que hablamos anteriormente, y las obras públicas (rutas, escuelas, hospitales) quedarán a beneficio de la comunidad una vez finalizada la obra, además que generarán fuentes de trabajo. El aumento de inversión tendrá beneficios a corto y largo plazo en la zona de influencia.

⁸² Últimos datos publicados

5.2.4.3 Proyecto de Maquinización del Brazo Aña Cuá en Yacyretá

La Central Hidroeléctrica de Yacyretá instalada en el Brazo principal tiene 20 unidades de 155 MW de capacidad nominal (con potencia máxima hasta 160 MW), asimismo tiene espacio suficiente para instalar diez unidades más de la misma potencia. Por otra parte se están erogando caudales con propósitos ecológicos por el vertedero del Brazo Aña Cuá, por lo que los proyectos de maquinización del Brazo Aña Cua y la construcción de la central de Itatí-Itacorá son asignatura pendiente.

El vertedero de Aña Cuá, citado anteriormente, fue ejecutado para mantener la circulación de caudales por ese brazo del río y así preservar los humedales y otros requerimientos del entorno y la población aguas bajo sobre margen derecha de la presa. Allí se vierte un caudal ambiental de 1500 m³/seg que puede aprovecharse para generar energía adicional. En palabras simples consiste en “construir una central hidroeléctrica en tal brazo [Aña Cua], exactamente con la misma agua que se vierte” (Canese, 2017), es decir: en lugar de verter agua se la haría pasar por las turbinas del Aña Cua y se generaría energía con el agua que, de cualquier forma, hay que verter por el citado brazo del Río Paraná.

El controvertido proyecto de Maquinización del Brazo Aña Cua en la Central Hidroeléctrica de Yacyretá es actualmente uno de los más mediáticos en Argentina y Paraguay tras la firma, en mayo de este año, del Acta de Entendimiento entre ambos países en el que se comprometían a iniciar las obras tras varios años de retraso. En su numeral 16 el Acta de Entendimiento reza: “se impulsará la ampliación y modernización tecnológica del parque generador de la Central Hidroeléctrica de Yacyretá, incluyendo la ampliación del parque generador en Yacyretá en el vertedero del Brazo Aña Cuá”

Si bien el Tratado de Yacyretá no contempla expresamente la maquinización de este brazo, el Anexo B del mismo dispone taxativamente: “**Las obras descritas en el presente Anexo podrán sufrir modificaciones, previa aprobación del Consejo de Administración de YACYRETÁ, cuando exigencias técnicas que se verifiquen durante la elaboración del Proyecto y ejecución de las Obras o cuando requerimientos de mercado energético así lo aconsejen.**”



Figura 20. Ubicación del Proyecto Aña Cua. Fuente: EBY

➤ *El Proyecto*

Actualmente el Brazo Aña Cua eroga de manera permanente un caudal de entre 1000 y 1500 m³/seg como caudal ambiental que alimenta el Brazo Aña Cua del Río Paraná, con la construcción de la Central de Aña Cua se incrementarán **270 MW de Potencia instalada** y se **generará unos 1700 GWh/año de energía media anual**, es decir se incrementará la producción actual en un 8,4% y se planea que entre en funcionamiento a los 48 meses desde el inicio de su construcción.

En función a estos datos, se seleccionaron tres unidades con una modulación de caudales de 500 m³/s. En ese caso, ya sea que las descargas fuesen de 1000 m³/seg o 1500 m³/seg las máquinas funcionarán con potencia y rendimiento cercano al máximo.

El plano central del distribuidor se ubicará a cota no mayor de 58,20 msnm (sumergencia de rodete de 9,30m con respecto del nivel de restitución). Se contempla de esta manera un margen de seguridad razonable sobre el sigma crítico para el rango de saltos netos de operación que van desde 14,50m (correspondiente a cota de embalse 82 msnm hasta la cota normal de 83,00 msnm) y congruente con un diámetro de rodete aceptable para una central de estas características.

El diámetro del rodete ha sido estimado en 8,50 m. La presión de diseño de la cámara espiral, por su parte, es de 26 m, lo que corresponde a una sola sobreelevación del 30% por encima del salto neto. Asimismo se instalarán en la toma y en la salida del tubo de aspiración tomas de presión. En la cámara espiral serán instaladas tomas de presión para el sistema de medición del caudal Winter – Kennedy.

La velocidad sincrónica seleccionada es de 75 rpm, es la de un generador de 40 pares de polos, constituyendo esto el número preferido para el diseño dentro del entorno de potencia y velocidad.

La toma y la cámara espiral serán construidas en hormigón armado, formando parte integral de la estructura de la central. Tanto las tomas como los tubos de aspiración, en razón de sus dimensiones, fueron divididas en tres secciones longitudinales por medios de pilas de hormigón con el propósito de limitar las dimensiones y pesos de las rejas, compuertas y ataguías a valores razonables.

Para el cierre de emergencia, fue proyectado un conjunto de compuertas de ruedas operadas por grúa pórtico que se traslada sobre rieles colocados en ambos lados de las aberturas de las recatas de las compuertas sobre la plataforma de toma de cada una de las turbinas.

Se tomarán asimismo las provisiones que correspondan para la inyección de aire en las turbinas a través de las tapas.

En cuanto al equipamiento electromecánico, las turbinas deben tener un diseño robusto para soportar con seguridad la velocidad máxima de embalamiento durante treinta minutos sin sufrir daños o disminución de la durabilidad y vida útil del servicio de la Unidad. El diseño hidráulico debe sustentarse en estudios de los estados de tensión de todos los componentes principales de la turbina incluyendo el análisis de las características de vibración de los componentes. Se basará también en modelos homólogos en operación actualmente y las características garantizadas se verificarán en ensayos de modelos físicos.

El rodete será de tipo **KAPLAN**, con álabes regulables, operados mediante un servomotor hidráulico en el interior del cubo del rodete y posicionados automáticamente por el regulador por medio de aceite a presión. Los álabes serán de acero inoxidable, en tanto que el cubo y el cono serán de acero fundido o fabricados de chapas de acero soldados.

El pozo de la turbina deberá estar revestido con chapas de acero soldadas con un espesor no menor de 12 mm, que se extenderá desde el anillo predistribuidor hasta la cota de apoyo o del estator del generador. En el pozo de la turbina se instalarán rieles circulares sobre el que se traslada un monorriel con un guinche eléctrico, para manipulación, remoción e instalación de las partes durante los períodos de inspección y mantenimiento.

De las características de las turbinas, resultan las siguientes características del Proyecto:

- Dirección de rotación visto desde arriba Horario
- Velocidad sincrónica 75 r.p.m
- Número de pares de polos 40
- Potencia nominal de la turbina (salto neto 19,00 m) 87,50 MW
- Potencia máxima de la turbina a 19,60 m 90,20 MW
- Velocidad máxima de embalamiento 215 r.p.m
- GD2 > 36.000 t.m2

Para este proyecto se ha previsto la contratación de obras necesarias a través de dos contratos:

- a) Contrato Y-C-AMPLYA: que consiste en la ejecución de la obra civil y determinadas partes electromecánicas de ampliación de la Central Hidroeléctrica de Yacyretã en su margen izquierda del lado del Brazo Aña Cua. Este contrato alcanza:
 - i. Ataguías y Obras complementarias, para la protección de las obras correspondientes a la Central Hidroeléctrica, completando la protección existente y la protección de los trabajos de retiro parcial de la presa existente para la vinculación del embalse Yacyretã con la nueva de aducción a la nueva Central Hidroeléctrica;
 - ii. Obras de Hormigón, que consisten en muros de ala (aguas arriba, izquierda, derecha) donde se apoya la presa de materiales sueltos, el edificio de la central (4 módulos), nave de montaje (46m aproximadamente), módulos de grupos generadores, canal de restitución y escala de peces;
 - iii. Nuevas Presas de vinculación, que permitirán conformar la Dársena de Aducción a la nueva Central Hidroeléctrica;
 - iv. Apertura de la Presa existente, que debe ser rebajada hasta el nivel 73,00 para permitir el flujo necesario para el funcionamiento de la Central Hidroeléctrica; y
 - v. Suministros electromecánicos varios.
- b) Contrato Y-E-AMPLYA: que consiste en la ejecución del suministro electromecánico de generación para la ampliación de la Central Hidroeléctrica de Yacyretã en la margen izquierda del Brazo Aña Cua; y abarca: Diseño, fabricación, montaje, ensayos

y puesta en servicio del equipamiento electromecánico de generación para la Ampliación de la Central Hidroeléctrica de Yacyretã en la Margen Izquierda del Brazo Aña Cuá, que comprende: Turbinas con su sistema de Regulación; Generadores y sus correspondientes sistemas de Excitación; Sistema de Automatización, Control y Protecciones; Barras Aisladas y Equipamiento en 13,2kV, Servicios Auxiliares Eléctricos y Mecánicos de la Central, Sistema de Comunicaciones Digital por Fibras Ópticas, Compuertas, y Sistemas de Izaje, Ataguías y Rejas de la Central, Grúas de la Central y Equipamientos Electromecánicos de las Instalaciones de Transferencia de peces.

La licitación para la adjudicación de estos contratos es PÚBLICA E INTERNACIONAL. Podrán presentarse a la Licitación Empresas Individuales, Nacionales y/o Extranjeras, Sociedades Constituidas y Asociaciones Temporales de Empresas (ATE) constituidas o a constituirse, con probada experiencia y capacidad técnica para la realización de obras similares a las que se licitan y que tengan además la capacidad jurídica, económica, financiera y de equipamiento requeridos por las Bases y Condiciones de la Licitación.

➤ *Beneficios esperados*

Hablar de los beneficios esperados en la implementación de este proyecto obliga a hacer referencia, una vez más, al Acta de Entendimiento de Yacyretã de Mayo de 2017. Para la República del Paraguay era **necesario** solucionar de alguna manera los temas referentes a las obras inconclusas, que estaban previstas en el Tratado de Yacyretã, y a las obligaciones contraídas por las Altas Partes contratantes para la construcción de la CHY antes de iniciar negociaciones sobre un nuevo proyecto.

Así, a través del Acta de Entendimiento:

- I. El Gobierno Argentino detrae de sus créditos, mediante el mecanismo de compensación, los montos que le adeuda a la Entidad Binacional Yacyretã por venta de energía, como así también los vinculados con obras ejecutadas por Yacyretã por cuenta y a cargo del Estado Argentino, de conformidad con los valores consignados en los Estados Financieros de la EBY al 31/12/2015;
- II. La deuda resultante, luego de efectuar la operación referida, con un ajuste se **cancelará con un periodo de gracia de 10 años**, y a su vencimiento, un **plazo de repago de 20 años**;
- III. Con relación al Territorio Inundado:
 - a. Se acuerda que el costo unitario teórico es de 0,0445 USD/kWh;
 - b. Se establece el 80% de compensación a favor de la República del Paraguay y el 20% a favor de la Argentina;
 - c. Se acuerda que la compensación será pagada mensualmente a las Altas Partes Contratantes **a partir de enero de 2018**;
 - d. Se establece que **la deuda de Yacyretã** con las Altas Partes Contratantes será pagada en **10 cuotas anuales**, iguales y consecutivas, **a partir de 2023**.
- IV. En lo referente a la compensación por energía cedida, quien adquiera la misma pagará a la otra parte **una compensación de 3.598 USD/GWh**, a valores de marzo de 1974, a partir de enero de 2017;
- V. La EBY debe adelantar mensualmente, de forma total o parcial, los montos liquidados por compensación de energía cedida a favor de quien corresponda;
- VI. La EBY y EBISA deben acordar la cancelación de sus deudas, de la misma manera la EBY y la ANDE, y deben acordar la compensación de acreencias de

- ANDE por utilidades del 12% anual sobre su participación en el capital integrado y el resarcimiento total de sus gastos relacionados con Yacyretã. En el caso de la ANDE, el monto de la deuda remanente a favor de Yacyretã será compensado por el Gobierno Paraguayo, por cuenta de la empresa estatal, con los créditos de compensación en razón de territorio inundado;
- VII. Los órganos de administración de Yacyretã deberán definir, a partir de 2018, su Costo Unitario de Servicio de Electricidad y, consecuentemente, de sus ingresos de manera a asegurar que:
- a. En un lapso no mayor a cuatro años la totalidad de los gastos directos e indirectos de explotación, gastos sociales y medioambientales, más las inversiones en obras no vinculadas con la generación de energía no superen el equivalente a 17,5 USD/MWh;
 - b. La diferencia de gastos e inversiones definidos en el punto anterior no supere el 10% para cada margen, a partir del año siguiente;
 - c. De incumplirse estos objetivos, será cargada como costo de la Margen que genere tal disparidad, descontando las compensaciones que se devenguen a favor de la misma margen sea esta Alta Parte Contratante o entidad constitutiva de la EBY.
- VIII. La EBY comenzará a pagar **compensaciones mensuales en concepto de utilidades del 12%** anual sobre el capital integrado y de resarcimiento de gastos desde Enero de 2018;

En ese orden de ideas, el arreglo es sencillo: La forma de pago de las deudas de la Entidad Binacional Yacyretã comprende 10 años de periodo de gracia y 20 cuotas anuales posteriores, sin intereses. Durante el periodo de gracia es posible financiar obras de ampliación con **fondos propios**, es decir sin endeudarse y pagar la “deuda de Yacyretã” recién una vez que los nuevos generadores estén en funcionamiento. De esta forma el dinero aún no recibido, será aplicado productivamente.

El Proyecto Aña Cua requerirá una inversión estimada de USD 600 millones, que se financiarán justamente con los ingresos corrientes que genera la Entidad Binacional Yacyretã, sin incrementar la deuda de la empresa.

El impacto positivo abarca varios aspectos:

- Crecimiento en el sector de la construcción en los departamentos de Misiones e Itapúa (Paraguay) y la Provincia de Corrientes (Argentina), con una generación aproximada de 3.000 puestos de trabajo durante los casi cinco años de obra;
- Aumento de casi el 10% de generación de energía a través de la instalación de nuevas turbinas, además de que la nueva central no requerirá la ampliación del embalse existente ni la inundación de un territorio adicional. Tampoco será necesaria la construcción de nuevas presas, vertederos o esclusas debido a que el proyecto Yacyretã ya dispone de esas estructuras;
- Aumento de generación a bajo costo y reemplazo de fuentes de generación más onerosas, como la térmica por ejemplo;
- La maquinización es necesaria para cubrir la demanda futura en el sistema eléctrico paraguayo, considerando que a partir del 2026 aproximadamente el país necesitará más fuentes de generación de energía ya que las potencias disponibles en las dos centrales binacionales y Acaray serán totalmente utilizadas;

- No maquinizar Aña Cua significa un derroche de al menos USD 80 millones al año.

➤ *Puntos en Controversia*

Como es habitual en todo emprendimiento, en esta ocasión también han aparecido voces opositoras al proyecto. Son los mismos o similares argumentos polémicos que ya se han opuesto en su momento cuando se construirían grandes obras como Itaipú y Yacyretã, queriendo negar el progreso de la región.

Así tenemos, por ejemplo, a quienes sostienen que el proyecto no respeta el Tratado de Yacyretã y que las cuestiones referentes al Anexo C del mismo deben ser resueltas antes de iniciar cualquier tipo de obra nueva.

Otro argumento es que el Brazo Aña Cua está enteramente en territorio paraguayo, y que por lo tanto la obra y el aprovechamiento debe ser enteramente paraguayo. Esto puede refutarse fácilmente con lo establecido en el Artículo III.1 del Tratado de Yacyretã que establece claramente: “A los efectos previstos en el Artículo I, las Altas Partes Contratantes constituyen, en igualdad de derecho y obligaciones, una entidad binacional denominada Yacyreta, con capacidad jurídica, financiera y administrativa, y también, responsabilidad técnica para estudiar, proyectar, dirigir y ejecutar las obras que tiene por objeto, ponerlas en funcionamiento y explotación **como una unidad desde el punto de vista técnico-económico**”, es decir: la energía generada por el Brazo Aña Cua no puede ser explotada y vendida independientemente porque forma parte indivisa del condominio, con despacho unificado.

Se habla también de una obra nueva, que esto viola lo establecido en el Anexo B del Tratado de Yacyretã, y que es necesaria la aprobación de los Congresos Nacionales de Paraguay y Argentina, cuando realmente es una ampliación que el mismo anexo autoriza realizar como un requerimiento del mercado energético, empoderando de esta manera solamente al Consejo de Administración de la EBY para autorizar o no la ejecución de la obra.

Finalmente, los mismos “contrarios” utilizan la frase “Paraguay cede su soberanía energética a la Argentina” para referirse al supuesto de que no existe libre disponibilidad de energía generada por Yacyretã y que esto tampoco sucedería con Aña Cua. Sobre este punto, **la libre disponibilidad existe** y se establece en porcentajes iguales para las partes contratantes en el Artículo XIII del Tratado, con la clara mención de que **se reconoce a cada uno de ellos el derecho de preferencia de la adquisición de energía que no sea utilizada por el otro país para su propio consumo**; aunque es discutible el punto hay que entender que si uno de los dos países no consume el porcentaje que le corresponde es únicamente porque no lo necesita o no tiene infraestructura necesaria. Para consumir o vender a otros, primero hay que contratar el 50% de energía, conforme a lo establecido en el Artículo XIII.2⁸³ y pagar ese porcentaje aún si no se consume. Esto último solo operaría en caso que Argentina no quiera tomar esos excedentes y Paraguay tuviera ofertas que le den un margen sobre el valor de compra a EBY mas el valor de compensación por energía cedida que dejaría de percibir ya que de acuerdo al Tratado, Argentina tiene la obligación de comprar esos excedentes, aun cuando no los necesite, en el caso que Paraguay no quiera comprarlos.

⁸³ “Las Altas Partes Contratantes se comprometen a adquirir, conjunta o separadamente (...) el total de la potencia instalada.”

5.2.4.3 Proyecto Itatí – Itacorá y la ampliación de la Central Brazo Principal (3 a 10 Turbinas)

La ampliación de la actual Central del Brazo Principal fue prevista en el proyecto original de Yacyretã con espacio para incorporar 10 unidades adicionales. De acuerdo a la cantidad de nuevas unidades que se incorporen, se puede requerir un embalse compensador aguas abajo de Yacyretã (Itatí-Itacorá). En la agenda de la EBY, se han tratado alternativas que van desde incorporar 3 unidades adicionales en la Central del Brazo Principal, que no requieren compensador, hasta adicionar el máximo de 10 con un dique compensador que se convertiría en nueva central de generación. Las modificaciones que producen en el nivel y dinámica del flujo de agua turbinada a la salida de la Central y sus efectos sobre la propia central y aguas debajo de la misma son las que determinan la conveniencia o no de incorporar un compensador.

El proyecto de ampliación de la Central Brazo Principal con nuevas turbinas a continuación de la unidad 20 de la Central del Brazo Principal se basa en **turbinas Kaplan** similares a las existentes, **de 160 MW** de potencia y que, en el caso de 3 unidades adicionales, agregarían 480 MW a los 3.100 existentes en la Central BP.

El proyecto del dique compensador y central de generación en Itatí Itacorá implica no solo el aprovechamiento hidráulico del Río Paraná, sino que también la ejecución de obras que desarrollarán la región ribereña: el Departamento de Ñeembucú y el Departamento de Misiones (Paraguay) y la Provincia de Corrientes (Argentina).

En primer lugar, se daría la construcción de una presa ubicada aguas arriba de las poblaciones de Itatí (Corrientes) y el Puerto Itacorá (Paraguay), en el Km 1284 del Río Paraná. La central hidroeléctrica tendría una producción equivalente a la mitad de lo que produce Yacyretã, una potencia instalada de 2000 MW y una generación media anual de 13.000 GWh. Actuaría como un compensador de Yacyretã⁸⁴, permitiendo la ampliación de su equipamiento para una mayor generación en horarios pico de demanda. Todo esto será construido bajo la premisa de sustentabilidad ambiental.

En segundo lugar, se potenciaría la navegabilidad del Río Paraná al eliminar las restricciones al tráfico fluvial por la formación de un embalse.

En tercer lugar, el proyecto estima la recuperación de una extensa superficie de tierras cultivadas en el Paraguay y un sistema de obras de defensa costera para evitar las inundaciones, degradaciones, erosiones que ocurren actualmente.

Finalmente, se prevé la ejecución de obras (que han sido ya indicadas en el Tratado de Yacyretã) para el desarrollo y resarcimiento de la zona de influencia.

Una vez más, es la Comisión Mixta del Río Paraná (COMIP), en su carácter de administradora del tramo Río Iguazú a Río Paraguay, quien actualmente se encarga de los estudios ambientales y de factibilidad para este proyecto de desarrollo regional, con el asesoramiento de EBISA.

⁸⁴ Con la Hidroeléctrica de Itatí – Itacorá se puede dar lo que en vocabulario técnico se denomina “empuntar la central”, es decir, se acumularía agua durante el día y en horas de punta y durante la noche se comenzarían a utilizar las máquinas.

5.3. ANTECEDENTES JURÍDICOS DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA EN EL MERCOSUR

Desde la década de 1970 en la Región Latinoamericana se habla de una posible “integración energética”. Sin embargo, aún cuando en las últimas décadas existieron varias iniciativas con el objetivo de promover el aprovechamiento conjunto de los recursos energéticos en Latinoamérica, nunca se pudo avanzar hacia una real y plena integración e intercambio eléctrico multilateral.

En este sentido, se han constituidos organismos específicos como **Asistencia Recíproca Petrolera Estatal Latinoamericana (ARPEL)**, la **Comisión de Integración Eléctrica Regional (CIER)** y la **Organización Latinoamericana de Energía (OLADE)**.

En lo que respecta a la integración eléctrica, nos detendremos en dos organismos específicos: La OLADE y la CIER, así como también en los proyectos del Sub Grupo de Trabajo Nro. 9 del MERCOSUR.

Asimismo, existió un debate alrededor de un posible «**Tratado de Integración Energética**» en la Unión de Naciones de América del Sur (UNASUR), pero hasta hoy apenas ha sido consensuado su índice y toda la discusión está parada por motivos de coyuntura política regional.

5.3.1 La Organización Latinoamericana de Energía - OLADE

Es un **organismo** de carácter público **intergubernamental**. Fue constituido el 2 de noviembre de 1973 mediante la suscripción del «**Convenio de Lima**»⁸⁵. Ha sido constituido como organismo de cooperación, coordinación y asesoría con el propósito fundamental de la integración, protección, conservación, racional aprovechamiento, comercialización y defensa de los recursos energéticos de la región.

Nace de la búsqueda de una relación más equitativa en materia económica entre los países desarrollados y en vías de desarrollo, a inicios de la década del '70. Con la creación de este organismo se consideró la necesidad de establecer un mecanismo de cooperación entre los países de la región para desarrollar sus recursos energéticos y atender de manera conjunta los aspectos relativos al aprovechamiento eficiente y racional de los mismos a los efectos de contribuir con el desarrollo económico y social de América Latina y el Caribe.

Tiene por Órgano Máximo a una **Reunión de Ministros**, conformada por Ministros de Energía o quienes se hagan cargo de esta área en cada país miembro. La función principal es la de formular la política de la Organización de acuerdo con los objetivos previstos en el Convenio de Lima. Sus responsabilidades incluyen la aprobación de planes de trabajo, presupuestos, informes, balances, estados financieros, proyectos de normativas y reglamentarias de la Organización.

La Reunión de Ministros tiene a su cargo la elección de los Países Miembro del Comité Directivo como así también el nombramiento de su Presidente, Vicepresidente y Relator. También nombra y remueve al Secretario Ejecutivo. Asimismo se encarga de conocer, aprobar o negar el ingreso de nuevos miembros; reingreso de países miembros y otorgamiento de calidad de País Participante dentro de la organización.

⁸⁵ Elemento constitutivo de la OLADE. Fue suscripto en Lima, Perú en noviembre de 1973 por representantes de los gobiernos de Argentina, Bolivia, Brasil, Colombia, Costa Rica, Cuba, Chile, Ecuador, El Salvador, Guatemala, Guyana, Honduras, Jamaica, México, Nicaragua, Panamá, Paraguay, Perú, República Dominicana, Trinidad y Tobago, Uruguay y Venezuela.

La **Secretaría Permanente** es el órgano ejecutivo de la Organización, tiene como función principal ejecutar las decisiones y acciones encomendadas por la Reunión de Ministros y el Comité Directivo. Tiene su sede en Quito, Ecuador.

El **Comité Directivo**, tal como lo indica su nombre, es el órgano de dirección, seguimiento, análisis y evaluación de los programas y estrategia de la Organización. Tiene como función principal el análisis y recomendación, previo a la remisión a Junta de Expertos y aprobación por parte de la Reunión de Ministros, de: planes de trabajo, presupuestos, contribuciones de Países Miembro, informes de actividades, balances y estados financieros, selección de auditoría externa y sus respectivos informes, solicitudes de aspirantes a País Participante, así como también los proyectos de reforma de normas y reglamentos de la OLADE.

Finalmente, la **Junta de Expertos** es el órgano asesor de la Reunión de Ministros. Su actuación se da como la de una comisión permanente preparatoria de la Reunión de Ministros. Revisan propuestas del Comité Directivo, Secretaría Ejecutiva y Países Miembro; también brindan asesoría sobre actividades de la Organización, previas a la toma de Decisiones Ministeriales. Cuentan con un Presidente, un Vicepresidente, un Relator y delegados de todos los Países Miembro. Sesionan una vez al año, en el mismo local y previo a la Reunión de Ministros, pero pueden hacerlo de manera extraordinaria si las circunstancias así lo requieren.

Actualmente forman parte de la organización, en calidad de Países miembro: Argentina, Barbados, Belice, Bolivia, Brasil, Chile, Colombia, Costa Rica, Cuba, Ecuador, El Salvador, Granada, Guatemala, Guyana, Haití, Honduras, Jamaica, México, Nicaragua, Panamá, Paraguay, Perú, República Dominicana, Surinam, Trinidad y Tobago, Uruguay y Venezuela. Argelia también forma parte de la organización en calidad de "País Participante".

En materia de Integración Energética, la OLADE basa sus proyectos en cuatro ejes principales:

- a. Productos y servicios de Información para la toma de decisiones;
- b. Fortalecimiento de capacidades en el sector energético de los países miembro;
- c. Desarrollo energético sostenible regional; y
- d. Apoyo a proyectos de integración eléctrica regional.

Particularmente en el cuarto eje, pueden citarse los Eventos que consisten en encuentros presenciales de análisis e intercambio de conocimientos estratégicos sobre el sector; el Fortalecimiento y Mejoramiento de la Integración Energética, consistente en la contribución al desarrollo energético sostenible en América Latina y el Caribe mediante el apoyo a la integración energética regional y el fortalecimiento de las capacidades técnicas e institucionales de los países miembro; y la Cooperación Sur-Sur o Sur Global entre los países miembro de la OLADE, América Latina, África, Asia y Europa

5.3.2 Comisión de Integración Energética Regional - CIER

Fundada en 1964 y constituida formalmente en 1965, con la participación de empresas eléctricas de Argentina, Brasil, Bolivia, Chile, Paraguay y Uruguay; es una organización de carácter regional, con el reconocimiento de los gobiernos, de duración limitada y sin fines de lucro. Reúne a las empresas eléctricas y organismos del sector energético de los países miembro, como así también a los miembros asociados y entidades vinculadas. Tiene como objetivo promover y favorecer la integración del sector eléctrico en la región, mediante acciones que propicien la

asistencia y la cooperación técnica de las empresas y organismos miembros; la transferencia de conocimientos, informaciones y experiencias; la adopción de normas técnicas armónicas; la formación y capacitación del personal y el desarrollo de proyectos de alcance regional.

Tiene su sede en Montevideo, Uruguay y cada país miembro se encuentra representado por un Comité Nacional. En el caso de Centroamérica y el Caribe, esta representación es Regional.

Atiende las necesidades del sector energético y de sus miembros ejecutando estudios, informes y proyectos para los negocios de Generación, Distribución, Transmisión, Integración y procesos dentro del área corporativa. Es un organismo reconocido por organizaciones similares, entidades financieras y de promoción de inversiones por lo que mantiene activa colaboración con instituciones como el Banco Mundial, CAF, Banco Interamericano de Desarrollo (BID), departamento de energía (DOE) de Estados Unidos, CEPAL, y otros.

5.3.3 Subgrupo de Trabajo Nro. 9 - MERCOSUR

Dirigido por cuatro coordinadores nacionales y sus respectivos adjuntos, el Subgrupo de Trabajo Nro. 9 del MERCOSUR integrado asimismo por grupos de tareas que se encargan de elaborar estudios y preparar los documentos necesarios para la discusión en las reuniones plenarias del Subgrupo, convocadas trimestralmente en forma rotativa.

El primer año de trabajo fue 1991. En este año se intercambiaron informaciones referentes a los sistemas energéticos de cada Estado Parte a fin de que sean reunidas en un trabajo que finalmente fue denominado "*Documento Consolidado de Informaciones Energéticas del MERCOSUR*". También fueron establecidas las bases de un Plan de Trabajo Inicial a fin de crear los diversos grupos de tareas para llevar adelante los trabajos de diagnóstico e identificación de las barreras asimétricas que puedan afectar al proceso de integración.

A partir de la entrada en vigor del Tratado de Asunción, fueron tres los "emprendimientos compartidos" y de integración: Salto Grande, Yacyretã e Itaipú. Si bien es cierto que los recursos disponibles no fueron aprovechados en su totalidad hasta el día de hoy, hay que destacar el compromiso de los Gobiernos Actuales de los Estados Parte para la prosecución de los proyectos pendientes. De todas formas el compromiso de los Estados Parte de armonizar sus legislaciones en áreas pertinentes, para llegar a la integración eléctrica definitiva, debe ser Política Regional y no solo voluntad política.

5.4. REQUISITOS ESPECIFICOS DE LA INTEGRACION REGIONAL. DERECHO COMPARADO

A finales de la década del '80 inició un profundo proceso de reformas en las estructuras organizativas de la industria energética; influenciados por el auge mundial de políticas neoliberales, el colapso del sistema de relaciones internacionales, la implosión de la Unión Soviética y la profunda revolución científica y tecnológica. En la región, se renovó el interés por la integración y la mayoría de los países dictaron nuevas leyes básicas para la regulación del mercado eléctrico, pero la apertura de mercados y la regulación en el sector eléctrico presenta características distintas en cada país, buscando de esta manera compatibilizar la integración sub-regional con la estrategia de mercados abiertos que impulsaba el modelo neoliberal.

Se hace referencia entonces a tres conceptos fundamentales y comunes en los procesos de transformación:

- a) Desintegración vertical: este concepto implica que las actividades de generación, producción, transporte y distribución de energía eléctrica es realizada por distintos agentes. En ese sentido, la independencia y neutralidad del gestor de la red interconectada es fundamental en cada sistema eléctrico nacional.
- b) Privatización: es la transferencia de activos o de capital de sociedades al sector privado.
- c) Desregulación: es la apertura de las actividades de la industria a la competencia, se entiende siempre acompañada de la libertad en contratación y fijación de precios pero esto no implica ausencia de regulación. La regulación se fortalece en la industria de redes (transporte y distribución) por sus características de monopolio natural.

Generalmente la desintegración va acompañada de una desregulación, pero no se da lo mismo necesariamente a la inversa; por otro lado, la privatización puede darse tanto en un sistema integrado como en uno desintegrado.

Para estas reformas estructurales, la región se ha basado en:

- Establecimiento de una autoridad en materia de política energética, separada de la autoridad regulatoria y fiscalizadora, otorgada a entes autónomos;
- Establecimiento de funciones regulatorias autónomas y profesionalizadas que difieran en el campo de competencias;
- Mantenimiento de las empresas públicas, pasando estas por procesos de privatización o corporativización;
- Incorporación del Sector privado al mercado, trasladando el éxito de las inversiones hacia los usuarios.

Entre las condiciones *sine qua non* de la reciprocidad y simetría hay que hablar de la competencia y libre acceso a los mercados. En el caso de la generación, hablar de competencia es hablar de apertura al sector privado teniendo como base reglas objetivas, transparentes y no discriminatorias, ya que la posibilidad y el tipo de competencia se definen por la estructura legal del sector (además del tamaño del mercado, cantidad de participantes y tecnología).

Los Estados Parte del MERCOSUR acordaron, a través de la Decisión CMC N° 10/98, un primer principio de simetrías mínimas, este es el de **asegurar las condiciones competitivas del mercado de generación de electricidad** sin imponer subsidios que puedan alterar condiciones normales de competencia y con precios que reflejen costos económicos eficientes, evitando prácticas discriminatorias con relación a los agentes de la demanda y la oferta de energía eléctrica entre los países miembro.

El pionero en transformar su sector eléctrico fue Chile. La privatización en este país no fue seguida inmediatamente por la creación de un mercado competitivo, ya que existía una excesiva concentración inicial en la generación. La integración eléctrica no se ha logrado aún pero sí existe una fuerte integración gasífera.

Le siguió Argentina, a partir del año 1991, empujados por los productores de gas quienes necesitaban ampliar sus mercados para llevar a un nivel económico sus reservas. Actualmente cuenta con un mercado eléctrico firme y establecido, formado luego de un proceso de privatizaciones.

En Brasil la reestructuración inicia recién en 1995, hoy día la etapa de privatización está vigente junto con el proceso de ajustes en regulación. El proceso de privatización de Electrobras

se encuentra avanzado, pero debe señalarse que excluye la participación de esta compañía estatal en la hidroeléctrica de Itaipú y en el área de generación de energía nuclear.

Uruguay encaró un proceso de transformación permitiendo cierto grado de competencia en generación y autorizando la libre contratación de generadores por parte de los usuarios.

Paraguay, por su parte, solo ha avanzado en promulgar un decreto de Política Energética Nacional dentro del Plan de Desarrollo Nacional 2050; el mercado eléctrico sigue jurídicamente desordenado y, por consiguiente, sin reformas.

5.4.1 Requisitos específicos.

La integración física y la conectividad entre los distintos países y regiones como condición necesaria en los procesos de integración económica y política de las regiones es innegable. La carencia de infraestructura física es una de las grandes barreras para lograr la integración regional. Asimismo, la competencia y la apertura de mercados es fundamental.

Para que exista competencia en el mercado de generación, dentro de un proceso de integración regional, debe existir:

- a. **Derecho a constituir, explotar, comprar y vender** instalaciones de producción de energía eléctrica por parte de cualquier agente cualificado en cualquiera de los países de la región; **sujeto a autorización estatal**, reglado sobre bases objetivas, transparentes y de trato no discriminatorio;
- b. Las empresas deben actuar conforme a **principios comerciales normales** que impliquen **libertad de contratación y libre determinación de precios**, conforme a lo establecido en la legislación vigente de cada Estado Parte así como también en los tratados, debiendo existir un compromiso de no establecer restricciones para el cumplimiento físico de los mismos;
- c. Se debe permitir a los distribuidores, comercializadores y demandantes de energía eléctrica contratar libremente sus fuentes de provisión;

Estos requisitos tienen barreras habituales, como por ejemplo:

- a. La calificación de la energía eléctrica como un servicio público reservado al Estado,
- b. La existencia de planes obligatorios,
- c. Sistemas de estandarización de costos y compensaciones,
- d. Prohibiciones de contratar entre usuarios y generadores.

5.4.2 Derecho Comparado

En este punto se analizarán las regulaciones específicas del sector eléctrico en cada país miembro del Polo Hidroeléctrico Regional, de manera a determinar las similitudes y diferencias para, finalmente, llegar a una simetría parcial o total en conjunto.

En los primeros años del siglo XX los países de la región comenzaron a desarrollar sus sistemas eléctricos con el objetivo de satisfacer la demanda energética de sus respectivas poblaciones. Al aumentar el tamaño de los sistemas y la densidad de las interconexiones, se hizo necesario que vayan consolidándose los grandes subsistemas nacionales; de esta manera la industria eléctrica pudo aprovecharse de las economías de escala y de la red, mejorando el uso de los recursos y la confiabilidad y calidad del suministro.

En este mismo tiempo, las estructuras de los sectores eléctricos de América Latina se van transformando alrededor del concepto de “monopolio natural” de la industria eléctrica y teniendo en cuenta que el suministro eléctrico **es un servicio estratégico** visto como tal porque su falta de abastecimiento altera el funcionamiento socioeconómico del conjunto de la sociedad. Considerado esto, los sectores eléctricos de la región fueron –inicialmente- estructurados como empresas verticalmente integradas y generalmente de propiedad estatal.

Tal como lo menciona Barreiro (2002)⁸⁶ *“no concibo la existencia de prestación del servicio eléctrico donde no exista regulación y control, con un organismo a cargo de ello, en especial en aquellos sectores en los que, como en la distribución, se encuentra directamente comprometido el interés público y el bienestar de la comunidad, y donde, por añadidura, el servicio es prestado bajo la forma de monopolio natural”*

Como ya se ha mencionado, fue a partir de la década de los años '70 y '80 que, mientras tomaban fuerzas las ideas de integración económica y política regional, se inician los estudios de aprovechamiento de recursos hídricos regionales que concluyen con la construcción de las represas que integran el Polo Hidroeléctrico Regional: Salto Grande, Itaipú y Yacyretá. De esta forma, y con el desarrollo de nuevas líneas de interconexión, se inicia el desarrollo de infraestructura en el sector eléctrico regional y puede considerarse como un primer paso en el proceso de integración eléctrica en la región, conscientes de los beneficios que pueden obtenerse a través de este proceso.

Fue a finales de la década de los '80 e inicios de la década de los '90 cuando se ve que los pilares conceptuales del modelo neoliberal van imponiéndose en los sistemas eléctricos regionales como respuesta al deterioro que iban atravesando: existían ineficiencias en el desempeño y se dificultaba la atención a la imperante necesidad de inversión.

En este punto, fundamentalmente se fue promoviendo la **privatización de las empresas estatales del sector** y la **apertura a la participación privada**; asimismo se potenció la **desintegración vertical**, separando las actividades de la cadena eléctrica (generación, transmisión, distribución y transporte) y su regulación independiente. El **acceso abierto a las redes de transmisión y distribución**, la apertura a intercambios entre empresas de distintos países y la **creación de mercados mayoristas** también fueron innovaciones importantes en el sector.

5.4.2.1 Argentina

Basado en dos leyes fundamentales: **La Ley 15.336/1960 “Ley de Energía”** y la **Ley 24.065 de 1992 “Régimen Legal de la Energía Eléctrica”**, complementarias entre sí. El esquema regulatorio se encuentra instrumentado en resoluciones de la Secretaría de Energía de la Nación (Hoy Ministerio de Energía) y del Ente Nacional Regulador de Electricidad.

Pero como antecedentes de la transformación del sector eléctrico argentino debe mencionarse, necesariamente, al proceso general de cambios estructurales normativos expresados mediante las **Leyes 23.696 “De Reforma del Estado”** y la **23.697 De “Emergencia Económica”**.

➤ *Ley 23.696 de la Reforma del Estado y Ley 23.697 de Emergencia Económica*

⁸⁶ Rubén A. Barreiro, Ex Director de Asuntos Legales de EDENOR S.A. Consultor y publicista en temas relacionados con el derecho de la energía eléctrica.

Epicentro del proceso de reordenamiento y transformación institucional. Declaran en estado de emergencia la prestación de servicios públicos, por un plazo que no podrá exceder de un año⁸⁷ con la salvedad de que el Poder Ejecutivo podría prorrogarlo por una sola vez y por igual término. La ley facultaba al Poder Ejecutivo para intervenir, al mismo tiempo y por un plazo de 180 días prorrogables por igual término, a todos los entes, empresas y sociedades de cualquier tipo, de propiedad exclusiva del Estado Nacional y/o otras entidades del sector público nacional, entre ellas, las de servicios públicos. Correspondía de esta forma al interventor la facultad de reorganizar provisionalmente el ente.

También se facultaba al Poder Ejecutivo a transformar el tipo jurídico de todos los entes indicados, dentro de las formas jurídicas existentes, y por el término de un año. De este mismo modo fue autorizado a crear nuevas empresas sobre la base de la escisión, fusión, extinción o transformación de las existentes, reorganizando, redistribuyendo y reestructurando los cometidos, organización y funciones u objetos sociales de aquellas empresas. Las últimas disposiciones tendían a facilitar la privatización de las empresas, más allá del objetivo inmediato de mejorar la eficiencia.

Como consecuencia de estas reformas; podemos citar el Decreto 714/1992 que, fundado en lo dispuesto por la Ley 23.696 y con el objetivo de privatizar la actividad de distribución y comercialización de energía eléctrica a cargo de “Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires”, dispuso la creación de las sociedades Empresa Distribuidora Norte Sociedad Anónima (EDENOR S.A) y Empresa Distribuidora Sur Sociedad Anónima (EDESUR S.A). También podemos citar la constitución de la Empresa Distribuidora La Plata Sociedad Anónima (EDELAP S.A) por medio del decreto 1795/1992.

El Artículo 8º de la Ley en estudio establece que para que exista privatización es necesario que se declare que la empresa se encuentra “sujeta a privatización”, esto no es necesario cuando la participación del Estado es minoritaria. Esta declaración debe ser realizada por el Poder Ejecutivo con aprobación del Congreso y puede referirse a cualquiera de las formas de privatización, total o parcial, dispuestas en la Ley; las que pueden ser:

- Venta, total o parcial, de los activos de las empresas, como unidad o en forma separada;
- Venta de acciones, cuotas partes del capital social o, en su caso, de establecimientos o haciendas productivas en funcionamiento;
- Locación con opción de compra o sin ella, por un lapso determinado, y
- Concesión, licencia o permiso.

En Abril de 1991 se inicia la transformación del Sector Eléctrico con la promulgación del **Decreto 634/91**, que realizaba formulaciones concretas de derecho positivo y constituye una declaración pragmática que establece los principios básicos para la transformación a partir de los cuales se redactarían las normas finales (en especial la Ley 24.065). El objetivo principal de este decreto era el de *“lograr un eficiente funcionamiento de las actividades de generación, transporte y distribución de la energía eléctrica, que redunde en beneficio de los consumidores a través de un suministro de óptima calidad, a tarifas razonables no discriminatorias que reflejen costos de eficiencia en los casos que prevalezcan formas monopólicas de mercado, a fin de alcanzar condiciones y reglas de funcionamiento similares al resto de la economía”*.

⁸⁷ Inicialmente fue fijada por un año. Posteriormente, en el año 2002 la Ley 25.561, se promulga una nueva Ley de Emergencia pública en materia social, económica, administrativa, financiera y cambiaria. Con múltiples prórrogas, sigue vigente hasta el día de hoy.

Barreiro (2002) sostiene que el decreto *“formuló la primera y más importante ecuación de la transformación: funcionamiento eficiente de las diversas actividades que componen la industria = suministro de óptima calidad con tarifas razonables no discriminatorias”*.

Este decreto definió el periodo de transición desde la fecha de promulgación del mismo y hasta el 1 de enero de 1993, fecha en la que la reconversión del sector entró en vigencia plenamente. En este periodo, las reglas de funcionamiento del sector mayorista fueron fijadas por la autoridad de aplicación del Decreto, es decir, la Subsecretaría de Energía Eléctrica del Ministerio de Economía.

El decreto establecía asimismo la composición del mercado eléctrico, constituido por dos niveles esenciales:

- a) El mercado mayorista, en el que participan los productores o generadores, los transportistas y los distribuidores, así como los consumidores individuales cuya demanda máxima fuera mayor o igual a la que se establecía;
- b) El mercado de venta a usuarios finales, constituido por las empresas distribuidoras y sus respectivos clientes.

También dividía la industria, expresando que la generación o producción de energía eléctrica estaba abierta a la entrada de empresas que inviertan en capitales de riesgo para la renovación y operación de equipos existentes o nuevos. El transporte, por su parte, era definido como tal el que va desde las centrales de generación hasta sus destinos y debía ser realizado por empresas que percibirían por esa función una tarifa regulada que debería cubrir sus costos, incluida una ganancia razonable, en condiciones de incentivo de eficiencia y bajo la autorización y control de un ente regulatorio. Finalmente, las distribuidoras de jurisdicción nacional debían estar sujetas al régimen reglamentario sobre aspectos técnicos, económicos, tarifarios y de seguridad ambiental que se estableció en el marco regulatorio en condición de concesionarios de servicios públicos con mercados cautivos⁸⁸.

En lo que se refiere al funcionamiento del mercado, se fijaron principios bajo la denominación de “despacho económico”, principios que fueron recogidos posteriormente por la Ley 24.065 por lo que serán comentados más adelante.

Se estableció asimismo que la Subsecretaría de Energía Eléctrica, en un plazo de cuatro semanas, debería proponer el marco regulatorio del sector debiendo abarcar el mismo todos los aspectos económicos, gerenciales y legales que hacen a la organización, operación y desarrollo de la industria.

Fue así que todos los principios contenidos en este decreto fueron recogidos finalmente por la normativa posterior, tanto que hace a la organización general de la industria como en la que se dictó para materializar la reestructuración sectorial.

Durante el periodo de transición, en función a la delegación de competencias a la Subsecretaría de Energía Eléctrica, el 19 de julio de 1991 se dictó la **Resolución SSEE 38/91** referente al Sistema Físico del Mercado Eléctrico Mayorista. Esta resolución fue derogada posteriormente por la **61/92** a fin de perfeccionar y profundizar los procedimientos para la

⁸⁸ El concepto de “mercado cautivo” o “usuario cautivo” se refiere a aquellos que no tienen posibilidad de adquirir la energía eléctrica por otro conducto que no sea el de las empresas distribuidoras.

programación de la operación, el despacho de cargas y el cálculo de precios en el Mercado Eléctrico Mayorista.

Transcurrieron los años y las resoluciones fueron modificadas y ampliadas, el conjunto de las mismas son denominadas comúnmente como «**Los Procedimientos**» y está reconocida como una pieza fundamental en el desarrollo de la actividad eléctrica.

En 1994 fue convocada una Convención Nacional Constituyente para reformar distintos aspectos de la Constitución Vigente. En lo que se refiere a los servicios públicos, fue sancionado el nuevo Artículo 42 de la Constitución Nacional el cual establece: “*La legislación establecerá procedimientos eficaces para la prevención y solución de conflictos, y los marcos regulatorios de los servicios públicos de competencia nacional, previendo la necesaria participación de las asociaciones de consumidores y usuarios y de las provincias interesadas en los organismos de control*”.

➤ *Régimen Legal de la Energía Eléctrica*

Complementaria de la Ley 15.336, la Ley 24.065 es denominada “Ley Marco” y juntas conforman el Marco Regulatorio Eléctrico de la República Argentina además de sus decretos reglamentarios. Esta Ley introduce una **modificación integral del sistema eléctrico argentino**, incorporando el concepto de **mercado**. Esta ley introduce y promueve la competencia y los mecanismos de mercado en todas las actividades en donde esto fuese posible; **separa los segmentos de la actividad**, según sean monopólicos o sujetos a las leyes del mercado; **implementa reglas y condiciones** adecuadas para el funcionamiento del **mercado mayorista**, a fin de facilitar la concurrencia de los actores y que generen precios que constituyan en estímulos para una mayor oferta eléctrica; anula el papel de “empresario” del Estado, reservándole el rol de **definir las políticas** a la Secretaría de la Energía, y el **rol de policía y regulación** al Ente Regulador; finalmente **incorpora el capital privado** a la actividad eléctrica, en condiciones de riesgo.

La Ley 24.065 considera como **servicio público al transporte y a la distribución** de la electricidad. Por su parte; la actividad de **generación**, en cualquiera de sus modalidades, destinada total o parcialmente a abastecer de energía a un servicio público es considerada como **actividad de interés general**.

La Política Nacional en materia de abastecimiento, transporte y distribución de electricidad establecida en esta ley tiene como objetivos:

- Proteger los derechos de los usuarios;
- Promover la competitividad de los mercados de producción y demanda de electricidad y alentar inversiones para asegurar el suministro a largo plazo;
- Promover la operación, confiabilidad, igualdad, libre acceso, no discriminación y uso generalizado de los servicios e instalación de transporte y distribución de electricidad;
- Regular las actividades del transporte y distribución de electricidad, asegurando que las tarifas que se apliquen a los servicios sean justas y razonables;
- Incentivar el abastecimiento, transporte, distribución y uso eficiente de la electricidad fijando metodologías tarifarias apropiadas;
- Alentar la realización de inversiones privadas en producción, transporte y distribución, asegurando la competitividad de los mercados donde sea posible.

Estos objetivos condensan los grandes lineamientos de la transformación del sector, constituyendo reglas de las que el Estado no debería apartarse de modo alguno. El Ente Nacional Regulador de la Electricidad debe sujetar su accionar a tales principios al mismo tiempo de controlar que la actividad del sector se ajuste a ellos.

La privatización de las unidades de negocio en que quedó conformado el sector eléctrico, a partir de la Ley Marco, consistió en la reestructuración de los activos de las compañías eléctricas de propiedad del estado nacional en nuevas compañías de generación, transporte y distribución y la posterior venta del paquete mayoritario de acciones, como mínimo, aunque en algunos casos el porcentaje alcanzó el 90% de las acciones –como en el caso de las centrales de generación Pedro de Mendoza y Dock Sud, pertenecientes a la ex Segba-, teniéndose en cuenta que en todos los casos el 10% correspondía al Programa de Propiedad Participada⁸⁹.

En este proceso, a partir de los activos de SEGBA, HIDRONOR y AGUA Y ENERGÍA ELÉCTRICA, se conformaron las distribuidoras metropolitanas EDENOR, EDESUR y EDELAP, la Transportista de Alta Tensión TRANSENER, Transportistas regionales denominadas de Distribución Troncal, las compañías generadoras del Comahue y otras generadoras de menor escala.

En la privatización de las empresas de actividad eléctrica primó el principio de la mejor oferta económica, que simplificaba y aceleraba los procesos de adjudicación del concurso y la toma de posesión de las empresas por sus nuevos titulares.

La Ley 24.065 reconoce como actores del mercado eléctrico, en su Artículo 4º, a:

- i. Los Generadores o productores;
- ii. Los Transportistas;
- iii. Los Distribuidores; y a
- iv. Los Grandes Usuarios.

Son aquellas personas designadas por la Ley, debidamente habilitadas y/o autorizadas para llevar a cabo transacciones en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), en cualquiera de las modalidades desarrolladas en el mismo⁹⁰. En ese sentido, el acceso al MEM no es automático, aún en el caso de que exista quien ostente características que lo hagan susceptible de encuadrarse en alguno de las categorías indicadas, sino que previamente deben cumplirse con los requisitos y procedimientos reglamentarios.

En ese sentido, la **actividad de generación** –en cualquiera de sus modalidades-, definida como *“la producción de energía eléctrica que luego, conducida por los transportistas, será entregada a los usuarios finales y a los grandes usuarios por los distribuidores”* (Barreiro, 2009) tiene como actor a un **generador**. Este es quien, siendo titular de una central eléctrica adquirida o instalada en los términos de la ley o concesionario en el servicio de explotación, coloque su producción, total o parcialmente, en el sistema de transporte y/o distribución de jurisdicción nacional. Los generadores privados en argentina son el resultado del proceso de privatización de

⁸⁹ Por este programa un grupo determinado de personas vinculadas con la empresa a privatizar devienen propietarios de acciones de esta: (i) los empleados del ente a privatizar de todas las jerarquías que tengan relación de dependencia, (ii) los usuarios titulares de servicios prestados por el ente a privatizar, y (iii) los productores de materias primas cuya industrialización o elaboración constituye la actividad del ente a privatizar. En la práctica solo ha accedido al Programa el personal dependiente de las mismas.

⁹⁰ Mercado a término y mercado *spot*.

SEGBA, Aguas y Energía y de Hidronor, así como los posteriormente instalados. En esta categoría también se encuentran los **cogeneradores** y los **autogeneradores**.

La **actividad de generación**, por responder al libre juego de la oferta y la demanda, solo está regulada en tanto esté comprometido el interés general. En los sistemas aislados, contemplados en algunas legislaciones provinciales por ejemplo, la generación es caracterizada como un servicio público.

Barreiro⁹¹, clasifica la generación en función de la fuente utilizada de esta manera:

- Generación térmica o termoeléctrica;
- Generación hidroeléctrica;
- Generación nuclear;
- Generación de nuevas energías⁹²

Claramente en este trabajo se hará referencia principalmente a la generación hidroeléctrica.

Como agentes del Mercado Eléctrico Mayorista, los **generadores** tienen una doble actuación: una **física**, que implica su responsabilidad en la operación de la central, incluyendo los servicios auxiliares que se requieren para la operación del sistema eléctrico en conjunto; y una **comercial**, como vendedor en el mercado *spot* y en el mercado a término desde su capacidad de producción de energía y potencia, debiendo a su vez pagar las deudas que resulten en el MEM como consecuencia de esta comercialización.

El **autogenerador** es definido por «Los Procedimientos» como *“un consumidor de electricidad, que genera energía eléctrica como un producto secundario, siendo su propósito principal la producción de bienes y/o servicios”*. Por otro lado, el mismo cuerpo legal define al **cogenerador** como *“quien genera conjuntamente energía eléctrica y vapor u otra forma de energía para fines industriales, comerciales, de calentamiento o de enfriamiento”*. En ese sentido, debemos tener en cuenta que la generación térmica solo requiere para ser ejercida una previa autorización; pero en cambio, **la de origen hidroeléctrico de jurisdicción nacional debe ser materia de concesión**, en tanto la potencia normal de la misma exceda los 5000 kW.

Sin perjuicio de las regulaciones específicas, «Los Procedimientos» regulan lo relativo a la actuación en el MEM por parte de los autogeneradores y los cogeneradores. Así, un autogenerador puede vender en el MEM sus excedentes o comprar faltantes; por su parte, un cogenerador puede vender en el MEM su producción de energía eléctrica necesaria para la producción de vapor u otro tipo de energía para su uso productivo. La oferta de ambos agentes debe recibir un tratamiento similar al de los generadores integrantes del Mercado Eléctrico Mayorista.

Particularmente en lo que se refiere a generación hidroeléctrica, se hace bastante referencia a ella en la Ley de Base o **Ley 15.336**. Al respecto, el artículo 5º transcrito dice: *“La energía de las caídas de agua y de otras fuentes hidráulicas, comprendidos los mares y los lagos, constituye una cosa jurídicamente considerada como distinta del agua y de las tierras que integran dichas fuentes. El derecho de utilizar la energía hidráulica no implica él modificar él uso y fines a*

⁹¹ ob.cit

⁹² También denominadas energías renovables, energías limpias, energías con bajo riesgo de contaminación.

que estén destinadas estas aguas y tierras, salvo en la medida estrictamente indispensable que lo requieran la instalación y operación de los correspondientes sistemas de obras de capacitación, conducción y generación, de acuerdo con las disposiciones particulares aplicables en cada caso”.

El artículo 17 de la Ley 24.065 dispone que tanto la infraestructura física como las instalaciones y la operación de los equipos asociados a las diferentes actividades de la industria eléctrica deberán adecuarse a las medidas destinadas a la protección de las cuencas hídricas y sistemas involucrados.

Asimismo, queda establecido que los aprovechamientos de energía eléctrica promovidos por el gobierno federal o por una provincia, cuando impliquen un trasvase de agua que afecte a otras provincias, conforme a lo establecido en el Artículo 8º de la Ley 15.336, deben ser autorizados finalmente por una ley nacional.

Para el otorgamiento de las concesiones en jurisdicción nacional, el Poder Ejecutivo debe corroborar:

- a. Objeto principal de la utilización;
- b. Normas reglamentarias del uso del agua, y en particular las establecidas en su caso por la autoridad local;
- c. Las potencias características de los aprovechamientos y la potencia máxima de instalación;
- d. El plazo de ejecución de los trabajos determinados en la concesión;
- e. El plazo de explotación de la concesión, cuando esta sea a término (no podrá exceder setenta años);
- f. Las condiciones bajo las cuales al término de la concesión podrán transferirse al Estado los bienes y las instalaciones;
- g. Las condiciones y causales de caducidad por inobservancia de las obligaciones impuestas en las concesiones a término;
- h. La antelación con que deberá notificarse la revocación o la extinción de la concesión, y la forma, tiempo y condiciones en que se realizarán las transferencias de los bienes cuando la concesión fuese por tiempo indeterminado;
- i. El canon que deberá abonar el concesionario en concepto de regalía por el uso de una fuente, que ingresará al Fondo Nacional de Energía Eléctrica.

Asimismo, la legislación prevé que en las concesiones para el aprovechamiento de energía hidroeléctrica en jurisdicción nacional, para la explotación de las mismas, el concesionario tendrá derecho a:

- a. Ocupar el interior del perímetro determinado por el acto de concesión inclusive en el caso de que el mismo involucre propiedades privadas siempre que exista la necesidad para las obras de retención o presa del agua, y para los canales de aducción o fuga necesarios, subterráneos o descubiertos, de acuerdo con las leyes generales y las reglamentaciones locales;
- b. Inundar las playas para el levantamiento necesario del nivel del agua;
- c. Solicitar al Poder Ejecutivo, cuando fuere necesaria la ocupación definitiva del dominio de terceros, la expropiación de territorios toda vez que la misma no haya sido prevista en el acto constitutivo de la concesión, y no fuese posible el acuerdo entre partes.

Retomando las características de los actores del Mercado, y considerando la división vertical de la actividad eléctrica, existen ciertas restricciones respecto a la confluencia de sectores. Tales son:

- Los generadores no pueden ser propietarios o accionistas mayoritarios de una empresa transportista o su controlada;
- El titular de una concesión de distribución no puede ser propietario de unidades de generación, pero si tal titular asumiera una forma societaria sí podrán serlo sus accionistas como personas físicas o constituyendo otra persona jurídica con ese objeto.

Dicho esto, al introducir la competencia en el sector de generación, la ley 24.065 sienta el **principio general de la libre contratación** entre generadores por un lado y distribuidores y grandes usuarios por el otro. En ese sentido, los contratos serán celebrados en forma directa entre las partes y deben ser negociado libremente por las mismas, estableciéndose el principio accesorio de no injerencia estatal en la celebración de los mismos.

La misma ley reconoce dos vertientes a través de las cuales se vuelcan las negociaciones en el Mercado Eléctrico Mayorista: (i) el **mercado a término**, con contratos por libremente pactados entre generadores por un lado⁹³, y distribuidores y grandes usuarios por el otro; y (ii) el **mercado spot** basado en el despacho de la demanda requerida, basados en el reconocimiento de precios de energía y potencia, fundamentados en el costo económico del sistema.

Finalmente, debemos señalar que los tipos de contrato que pueden celebrar los generadores son, en especial, los de abastecimiento y los de reserva. Ello no obsta a que celebren todos los demás tipos de contrato establecidos en la legislación nacional, siempre que no existan impedimentos.

Siguiendo con el tema de los actores del MEM, se hace referencia al **transporte y distribución** que se encuentran caracterizados, como ya fue mencionado, como servicios públicos. En este sentido deben ser realizadas, prioritariamente, por personas jurídicas privadas a las que el Poder Ejecutivo les otorga las correspondientes concesiones.

La **actividad de transporte** tiene como actor principal a un **transportista**. La ley marco lo define en su artículo 7º como aquel que *“siendo titular de una concesión de transporte de energía eléctrica otorgada bajo el régimen de la presente ley, es responsable de la transmisión y transformación a esta vinculada, desde el punto de entrega de dicha energía por el generador hasta el punto de recepción por el distribuidor o gran usuario según sea el caso”*.

El transporte reviste tal importancia más allá de lo que se refiere solo el traslado de la energía de un punto al otro. **La actividad de transporte implica interconexión del sistema eléctrico**, y en ese sentido es garantía de abastecimiento en el caso de que exista deficiencia en el suministro esperado de un generador determinado, de esta manera, a través de las redes de transporte puede aportarse al sistema la producción de otros generadores.

«Los Procedimientos» califican también como servicio público al transporte de energía eléctrica en alta tensión, al transporte de energía por distribución troncal y al transporte de conexión internacional. Dentro del mismo concepto se considera también un servicio público la

⁹³ Con la excepción de las empresas total o mayoritariamente del Estado Nacional, o la parte argentina de los entes binacionales.

“Prestación adicional de la Función Técnica de Transporte de Energía Eléctrica” prestada por los distribuidores en virtud de sus respectivos contratos de concesión. En ese sentido se define como:

- i. Transporte de Energía en Alta Tensión: a la actividad de **transportar energía eléctrica entre regiones eléctricas**⁹⁴ por medios de sistemas de transporte de energía eléctrica en alta tensión⁹⁵ en los términos que determine el contrato de concesión. Este sistema en Argentina tiene un solo concesionario: La Compañía Eléctrica de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión (Transener S.A).
- ii. Transporte de Energía por distribución troncal: es la actividad de transporte de energía eléctrica por medio del sistema de transporte de energía eléctrica por distribución troncal, es decir, a través del conjunto de instalaciones de transmisión en tensiones iguales o superiores a 132 kV y menores a 400 kV, destinadas a **vincular eléctricamente el ámbito de una misma región** eléctrica a los generadores, los distribuidores y los grandes usuarios entre sí, con el Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión o con otros sistemas de transporte por distribución troncal. Este sistema, identificado con las siglas STEEDT se compone por múltiples configuraciones interprovinciales derivadas de lo que alguna vez fue Agua y Energía, así como también por empresas provinciales.
- iii. Transporte independiente: es la actividad realizada por el propietario y operador de instalaciones de transporte de energía eléctrica que, bajo las condiciones establecidas en una **licencia** técnica otorgada por un transportista, pone a su disposición dichas instalaciones y no adquiere por ello el carácter de agente del MEM. En este caso la licencia técnica debe contener las condiciones técnicas de construcción, operación y mantenimiento que deberán cumplirse para conectar el equipamiento a aquella que abarca al sistema de transporte.
- iv. Transporte de Energía de interconexión internacional: introducida legislativamente a través del Decreto 974/97, es también conocida por sus siglas TEII, y es la actividad de transporte de electricidad entre un punto de entrega o recepción en un territorio nacional y un punto de entrega o recepción en la frontera con el territorio de otro país **mediante las instalaciones integrantes de un sistema de interconexión internacional**. «Los Procedimientos» mencionan en este mismo sentido a la *“actividad de transportar energía eléctrica entre uno o más puntos de conexión en nodos de instalaciones de otros transportistas, de prestadores adicionales de la Función Técnica de Transporte o de otros titulares de instalaciones en territorio nacional y el nodo frontera de vinculación al sistema eléctrico de un país limítrofe”*, entendiéndose por «nodo frontera» a aquel nodo del sistema eléctrico, físico o virtual, donde se materializa la vinculación entre una instalación de transporte de interconexión internacional y el sistema eléctrico de un país limítrofe.

De la Ley Marco y sus concordantes, surge que para la realización de la actividad de transporte en alta tensión, transporte por distribución troncal y transporte de interconexión internacional es necesaria la **concesión estatal**. El **principio de libre acceso a redes de transporte** o **«open access»** está consagrada en la misma legislación. El artículo 22 establece que los transportistas y distribuidores están obligados a permitir el acceso indiscriminado de

⁹⁴ Se identifican como regiones eléctricas a las áreas de: Gran Buenos Aires, Litoral, Buenos Aires, Centro, Cuyo, Noroeste Argentino, Noreste Argentino, Comahue y Patagonia Sur. La delimitación está a cargo de la Secretaría de Energía, conforme a lo establecido en el Anexo 16 de Los Procedimientos.

⁹⁵ Entendido como el conjunto de instalaciones de transmisión, de tensiones iguales a 220 kV, incluyendo el equipamiento de compensación, transformación, maniobra, control y comunicaciones, tanto las existentes como las que se incorporen posteriormente

terceros a la capacidad de transporte de sus sistemas. El decreto 2743/92 referente a aspectos de la privatización de la actividad de transporte establece, por su parte, los Reglamentos de Conexión y Uso y de Acceso a la Capacidad Existente y Ampliación del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica.

«Los Procedimientos» determinan que **son usuarios** del sistema de transporte público de energía **los generadores, distribuidores y grandes usuarios**. En este sentido, son usuarios directos quienes se encuentren físicamente vinculados con las instalaciones de un transportista y son usuarios indirectos quienes se encuentren vinculados a la red a través de las instalaciones de otros agentes del MEM.

A los efectos de permitir el libre acceso a las redes de transporte, los propietarios de las mismas y quienes soliciten el acceso a ellos, deberán cumplir con los términos reglamentarios y los que estipulen las normativas específicas de la Secretaría de Energía (hoy Ministerio de Energía). Las relaciones que resulten entre transportistas y usuarios directos, otros transportistas o con nodos de frontera deben ser plasmadas en un **convenio** y comunicado por las partes a la **Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA)**. Surgirán asimismo de este convenio derechos y obligaciones para las partes. De esta forma, los usuarios que requieran el acceso a la capacidad de transporte existente, deberán presentar una solicitud ante la concesionaria correspondiente. Si el usuario no es agente del MEM, deberá solicitar en primer lugar ser reconocido como tal. Como paso posterior, el transportista deberá informar a CAMMESA la factibilidad técnica de la solicitud y las eventuales modificaciones en la composición de la oferta de energía, lo actuado se comunicará al Ente Regulador de Energía (ENRE) y este deberá resolver sobre la existencia o no de capacidad de transporte necesaria para satisfacer tal solicitud.

En cuanto al **pago por energía de regalías o servicios**, el marco regulatorio establece en su artículo 8º que *“quienes reciban energía en bloque por pago de regalías o servicios podrán comercializar de igual manera que los generadores”*. Particularmente en el caso de las hidroeléctricas, el Artículo 6º de la Ley 15.336 establece la jurisdicción nacional cuando se trate de aprovechamientos hidroeléctricos o mareomotrices que sean necesarios interconectar entre sí o con otros de la misma o distinta fuente para su utilización. El aprovechamiento de los mismos en una provincia debe ser compensado mediante el pago de regalías que la Nación debe pagar a cada una de las provincias afectadas por la obra.

En el caso de los **aprovechamientos hidroeléctricos binacionales** como Salto Grande y Yacyretã, se aplica lo establecido en el Art. 43 de la Ley 15.336 (modificado por Ley 23.164) que establece el pago a las provincias afectadas del 12% del importe que resulte de valorizar el 50% de la energía generada por los mismos, según el precio de venta en el mercado *spot* del MEM.

Con respecto a la **actividad de distribución** es ejercida por un **distribuidor**, quien conforme a lo establecido en el Artículo 8º de la Ley Marco, es quien *“dentro de su zona de concesión es responsable de abastecer a usuarios finales que no tengan la facultad de contratar su suministro en forma independiente”*. La actividad también es considerada como un servicio público y los distribuidores tienen la obligación de satisfacer toda la demanda de servicios de electricidad que les sean requeridos en los términos de su contrato de concesión; y además de esto, están obligados a garantizar el acceso indiscriminado de terceros a la capacidad de transporte de sus sistemas, las redes de distribuidores se utilizan asimismo para prestar la denominada «Función Técnica de Transporte» por la cual se lleva energía a otros agentes del mercado, sean estos distribuidores o grandes usuarios.

Es el distribuidor quien tiene relación directa con los usuarios finales. Los usuarios finales no están en condiciones de ser grandes usuarios.

Son tres los pilares fundamentales que sostienen la actividad de distribución:

- i. la obligación de suministro,
- ii. la calidad de servicio,
- iii. las tarifas justas y razonables.

La prestación del servicio de distribución se desarrolla bajo la forma de monopolio natural y con exclusividad zonal. Los contratos de concesión atribuyen la función de comercialización dentro de un área geográfica delimitada. En efecto, el distribuidor recibe la energía del transportista, a quien le ha entregado el generador, y la lleva a través de sus redes hasta el domicilio de los usuarios finales en donde finalmente ha de ser consumida. Por este servicio recibe un canon o una tarifa, en la que existen tres componentes: el costo de electricidad, el costo propio de la distribución (valor agregado de distribución o VAD) y otras cargas fiscales, a cargo del usuario. El distribuidor no puede incluir en la tarifa otro monto correspondiente al costo de electricidad que no sea el que ha pagado en el MEM, por el mecanismo del *pass-through*.

Los contratos de concesión contienen generalmente definiciones de los principales términos empleados en ellos, en primer lugar, posteriormente se desarrolla varios capítulos referentes a: objetivos y alcances, exclusividad zonal, plazos, periodos de gestión, prórrogas, vencimientos, continuación de la prestación –eventual-, régimen societario y operativo, inversiones y régimen de aprovisionamiento de energía eléctrica, uso del dominio público, trabajos en vía pública, criterios de responsabilidad, obligaciones de las partes, cuadro tarifario, estabilidad tributaria, garantía, sanciones en caso de incumplimiento, restricciones, cesiones, solución de divergencias y disposiciones transitorias. Asimismo incluyen cuatro subanexos: (i) Régimen tarifario. Normas de aplicación del cuadro tarifario; (ii) Procedimiento para la determinación del cuadro tarifario; (iii) Cuadro Tarifario inicial; y (iv) Normas de Calidad del Servicio Público.

En este punto, al hablar de comercialización, es también necesario mencionar que la Ley Marco hace referencia a la **Exportación e importación de Energía Eléctrica**⁹⁶, en lo relativo al comercio internacional de energía. En este sentido la misma deben ser autorizadas previamente por el Ministerio de Energía. Generalmente esta autorización es materializada a través de permisos de exportación o importación, según el caso. El permiso es emitido solamente si el solicitante cuenta con la capacidad de generación firme –en el caso de la exportación- o la demanda pertinente –en el caso de la importación- necesarias para respaldarla.

«Los Procedimientos» expresan en su Anexo 30 que para garantizar la transparencia de este tipo de operaciones es necesario establecer condiciones mínimas de reciprocidad y simetría entre el MEM y el mercado eléctrico del otro país:

- a. Mercado de generación y despacho de la oferta basado en costos económicos;
- b. Acceso abierto a la capacidad remanente de transporte, y
- c. Condiciones no discriminatorias a demandantes y oferentes de ambos países.

⁹⁶ Capítulo VIII

Estas operaciones pueden ser realizadas generalmente por todos los actores reconocidos del MEM y comercializadores que actúan en el mismo, así como empresas pertenecientes a mercados eléctricos de otros países. Tanto en la importación como en la exportación pueden realizarse dos tipos de operaciones: (i) **intercambios firmes**, acordados entre las partes, con la obligación de cumplir físicamente con una potencia a ser entregada en el nodo de frontera con garantía de suministro. Esto es realizado a través de contratos en el marco del mercado a término y son asimilables a los llamados contratos de potencia firme; y (ii) **intercambios de oportunidad**, que se canalizan a través del mercado *spot* y son interrumpibles.

En estos contratos se establece como principio general que los mismos pueden ser pactados libremente entre las partes. No obstante, siempre deben estar ajustados a las regulaciones vigentes en el MEM al momento de su celebración. La viabilidad de los mismos está condicionada por la existencia de redes de transporte adecuadas a esos fines, en ese sentido fue promulgado el Decreto 974/97 que implementa, como un servicio público sujeto a concesión, al **Transporte de Energía Eléctrica de Conexión Internacional o TEII**. Estas concesiones pueden ser de construcción y explotación, o solo de explotación.

El Marco Legal también menciona a los **Grandes Usuarios**⁹⁷ como actores del MEM. Acerca de ellos podemos decir que son agrupados de esta manera quienes contratan, en forma independiente y para consumo propio, su abastecimiento de energía eléctrica directamente con el generador y/o el distribuidor. Generalmente están situados en zona de exclusividad de una distribuidora y pueden escapar del “mercado cautivo” para integrar otro en donde libremente pueden adquirir la energía que consumen.

No todos los Usuarios son considerados –ni pueden ser considerados- Grandes Usuarios. Es el Ministerio de Energía quien tiene la facultad de precisar los módulos de potencia y energía y otros parámetros técnicos que caracterizan al Gran Usuario como tal.

Los Grandes Usuarios están autorizados a contratar en forma directa e independiente con un abastecedor de energía (sea este generador o distribuidor) a través de un **contrato de suministro, siempre que sea para consumo propio**. Están sujetos a jurisdicción nacional cuando estos contratos se ejecuten a través del Sistema Argentino de Interconexión (SADI), lo que implica operar en el mercado *spot* del MEM para transar los saldos cuando existieran.

En general, la forma en que los grandes consumidores reciben el suministro contratado ocurre a través de las redes de las empresas distribuidoras. En este sentido, «Los Procedimientos» se refieren a la reglamentación aplicable a la prestación adicional de la función técnica de transporte de energía eléctrica firme del MEM disponiendo que cuando la función técnica de transporte es prestada a grandes usuarios del MEM mediante el uso de instalaciones de empresas titulares de contratos de concesión de distribución, la operación se registrará por lo dispuesto en cuanto al transporte no firme.

Como se ha mencionado anteriormente, existen disposiciones claras en el Marco Regulatorio referentes a la incompatibilidad de actuaciones entre los actores del Mercado Eléctrico Mayorista a fin de evitar el abuso de posición dominante en el mercado o competencia desleal. Asimismo, el Capítulo V de la Ley 24.065 contiene disposiciones comunes entre transportistas y distribuidores que pueden resumirse en:

⁹⁷ En doctrina anglosajona se habla de *Consumer Bypass*.

- i. No pueden comenzar la construcción u operación de instalaciones de magnitud, ni la extensión o ampliación de las existentes sin un certificado del Ente Regulador que acredite la conveniencia y la necesidad pública de la obra. A este fin, se dará publicidad a la solicitud y se realizará una audiencia pública. De no cumplirse con este requisito, pueden ser suspendidos;
- ii. No pueden abandonar, total o parcialmente, las instalaciones si es que no cuentan con la aprobación del Ente. Esta aprobación será otorgada cuando no sean necesarias para el servicio presente o futuro previsible;
- iii. Están obligados a permitir el acceso indiscriminado a terceros a la capacidad no comprometida de transporte para abastecer la demanda contratada;
- iv. No pueden otorgar ventajas o preferencias en el acceso a sus instalaciones;
- v. Deben responder a toda la solicitud de servicio dentro de los treinta días corridos de su recepción;
- vi. Deben fijar las especificaciones mínimas de calidad para asegurar un servicio adecuado para el usuario;
- vii. Podrán ser obligados por el contrato a extender o ampliar las instalaciones cuando resulte necesario para el servicio público;
- viii. Si fueran sociedades por acciones, su capital debe estar representado por acciones nominativas no endosables;
- ix. Solo pueden consolidarse en un mismo grupo empresario o fusionarse, dos o más transportistas o dos o más distribuidores, previa autorización del ente. En ese mismo sentido, para adquirir acciones de otro transportista o distribuidor;
- x. No pueden realizar actos que impliquen competencia desleal o abuso de posición dominante en el mercado;
- xi. Las tarifas que apliquen deben posibilitar una razonable tasa de rentabilidad a aquellas empresas que operen con eficiencia;
- xii. Las tarifas de los servicios deben tener en cuenta las diferencias razonables que existen en el costo entre los distintos tipos de servicio;
- xiii. Los contratos deben incluir los cuadros tarifarios iniciales, siendo éstos válidos por cinco años. Las tarifas subsiguientes establecerán un precio máximo que se fije para cada servicio (determinado por el Ente). Las tarifas serán reajustadas por cambios en los costos que el concesionario no pueda controlar;
- xiv. Los costos correspondientes a un usuario o categoría de usuarios no podrán ser recuperados mediante tarifas cobradas a otros; y, finalmente
- xv. Las tarifas estarán sujetas a topes anuales decrecientes en términos reales.

La gran innovación institucional de la Ley Marco Nro. 24.065 es la creación del **Ente Nacional Regulador**, definido como el que *“deberá llevar a cabo las medidas necesarias tendientes a efectivizar el cumplimiento de normas referidas al correcto desenvolvimiento del mercado eléctrico”* (Bastos y Abdala, 1993).

El Ente Nacional Regulador (ENRE) se caracteriza por ser el instrumento básico del sistema regulatorio y de control que establece la Ley Marco. En ese sentido, el mismo goza de capacidad jurídica plena para actuar en los ámbitos de derecho público y privado como consecuencia de su autarquía y sus principales funciones son, por ejemplo:

- a. Hacer cumplir las normas pertinentes,
- b. Dictar los reglamentos,
- c. Prevenir conductas anticompetitivas monopólicas o discriminatorias,
- d. Establecer las bases para el cálculo de las tarifas,

- e. Velar por la protección de la propiedad, el medio ambiente y la seguridad pública,
- f. Aplicar las sanciones,
- g. Autorizar servidumbres

En otras palabras, tiene facultades reglamentarias, de contraloría, sancionatoria y de solución de controversias.

El ENRE está orgánicamente dirigido y administrado por un directorio de cinco miembros, tres seleccionados y designados por el Poder Ejecutivo y, dos a propuesta del Consejo Federal de Energía Eléctrica. Duran cinco años en sus funciones, cesando de manera escalonada.

Para concluir con el capítulo referente a la República Argentina; se hace referencia al Despacho Nacional de Cargas, que es el organismo encargado de la coordinación de la operación técnica y administración del MEM. Debía adoptar la forma de una sociedad anónima, con capital constituido por acciones nominativas no endosables y en donde participen como accionistas el Estado y los agentes del Mercado Eléctrico Mayorista, así nació la **Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA)**, el 10 de julio de 1992 a través del decreto 1192/92.

CAMMESA no tiene fines de lucro y su capital accionario está dividido en partes iguales (20% cada una) entre el Estado Nacional, la Asociación de Generadores de Energía Eléctrica de la República Argentina – AGEERA, la Asociación de Distribuidores de Energía Eléctrica – ADEERA, la Asociación de Transportistas de Energía Eléctrica de la República Argentina – ATEERA y la Asociación de Grandes Usuarios de Energía Eléctrica de la República Argentina – AGUEERA.

Tiene como objetivo principal el despacho técnico del Sistema Argentino de Interconexión (SADI) de acuerdo a lo previsto por la Ley Marco y sus normas complementarias. Tiene a su cargo, según lo establecido en el Decreto 1192: (i) determinar el despacho técnico y económico del SADI propendiendo a maximizar la seguridad del sistema y la calidad de los suministros y a minimizar los precios mayoristas en el mercado horario de energía; (ii) planificar las necesidades de potencia y optimizar su aplicación conforme reglas que fije de tiempo en tiempo la Secretaría de Energía Eléctrica (hoy Ministerio de Energía); (iii) supervisar el funcionamiento del mercado a término y administrar el despacho técnico de los contratos que se celebren en el mismo.

Debe ajustarse a los principios de:

- Ejecución de contratos libremente pactados entre las partes, entendiendo como tales a los generadores (excepto aquellos comprendidos en el Artículo 1º de la Ley 23.696 y la parte argentina de los entes binacionales), grandes usuarios y distribuidores; y
- Despachar la demanda requerida, en base al reconocimiento de precios de energía y potencia establecidos en la reglamentación, que deberán comprometerse explícitamente a aceptar los actores del mercado, para tener derecho a suministrar o recibir electricidad no pactada libremente entre las partes

5.4.2.2 Brasil

Tal como se ha mencionado, el Sector Eléctrico Brasileño estaba formado por empresas estatales de generación, transmisión y distribución de electricidad integradas verticalmente. Cuando inició la transformación del sistema eléctrico, contaba con aproximadamente 40 millones de usuarios. El mercado comprende dos sistemas: el Norte-Noroeste y el Sur-Sudeste-Centro.

En el marco de esta investigación, dividiremos la transformación del Sector Eléctrico Brasileño en tres etapas fundamentales:

- Primera Etapa: **Modelo Antiguo**, hasta 1995;
- Segunda Etapa: **Modelo de Libre Mercado**, de 1995 a 2003; y
- Tercera Etapa: **Nuevo Modelo**, de 2003 hasta la actualidad.

Desde el punto de vista jurídico, la estructura del Sector Energético antes de la transformación era la siguiente:

- **Constitución Federal**, que establece que es responsabilidad del Gobierno Federal el desarrollo del servicio público de la electricidad;
- **Ley 3890-A** del 25 de abril de 1961 que autorizó a construir la empresa **Centrais Elétricas Brasileiras S.A – Eletrobrás**;
- **Ley 6189** del 16 de diciembre de 1974 que modificó la ley 4118 de 1962 que creara la Comisión Nacional de Energía Nuclear y la Compañía Brasileña de Tecnología Nuclear, las que se transforman en **Empresas Nucleares Brasileiras S.A – Nuclebrás**;
- **Ley 7990** del 28 de diciembre de 1989, que fijó una compensación financiera para los estados, distrito federal y municipios por el resultado del aprovechamiento del petróleo y gas natural y de recursos para la generación hidroeléctrica.

La autoridad del sector estaba organizada en el **Ministerio de Minería y Energía** vinculado con la **Secretaría Nacional de Energía**, que ejecutaba las políticas del sector; el **Departamento Nacional de Aguas y Energía**, que se encargaba de la coordinación e inspección y **Eletrobrás** como responsable de la planificación del sistema eléctrico, financiación de programas y transformación⁹⁸. Por otro lado, las concesionarias a cargo de los gobiernos provinciales se encargaban de generar y abastecer a grandes estados como *São Paulo*, *Minas Gerais* y *Paraná*.

El proceso de transformación comenzó en la década de los '70, cuando se inició la búsqueda de maneras de aumentar la captación de recursos externos tras una gran crisis de endeudamiento, fruto de un deficiente esquema tarifario, sumado esto a las altas tasas de inflación.

En 1986 inicia un Plan de Recuperación Sectorial, con el objetivo de encaminar inversiones altamente prioritarias que estaban previstas en el mismo plan, con tres elementos particulares: recuperación real de tarifas, transferencias extranjeras y participación de la banca privada. Las directrices definidas en el marco del Plan mencionado eran las siguientes:

- Recomposición de tarifas;
- Recuperación del Nivel de inversiones;
- Expansión de las vías interconectadas de los sistemas eléctricos y aprovechamiento de menor costo de inversión;
- Disponibilidad de los recursos internos y externos;
- Expansión financiera equilibrada, vía retorno positivo, para invertir;
- Autofinanciamiento;
- Apertura del capital a las empresas;
- Posibilidad de participación de grupos privados en pequeños proyectos.

⁹⁸ A través de sus empresas subsidiarias: Eletrosul, Furnas, Chesf y Eletronorte.

En 1990 se creó el **Programa Nacional de Desestatización (PND)**, pero la reestructuración legal del sector eléctrico se formalizó recién a partir del año 1993 con la **Ley 8631**, que (i) eliminó las tarifas unificadas a nivel territorial brasileño, proponiendo que cada Estado sea quien determine sus propias tarifas; (ii) estableció el ajuste automático de las tarifas de cada concesionaria, mediante fórmulas paramétricas referidas a las respectivas estructuras de costo y la revisión de tarifas cada tres años; (iii) obligó al establecimiento de contratos de abastecimiento entre las empresas; (iv) promovió el ajuste y equilibrio de las cuentas, cancelando débitos y créditos entre empresas y de las mismas con el gobierno, reduciendo de esta forma el endeudamiento; (v) promovió la recuperación de tarifas y (vi) creó los Consejos de Consumidores. Al mismo tiempo, el **Decreto 915/93** estableció la posibilidad y las condiciones para la realización de proyectos de generación por consorcios.

En 1994 se promulgó el **Decreto 1009** creó el **Sistema Nacional de Transmisión de Energía Eléctrica (SINTREL)**, consustanciado en un acuerdo de operación conjunta, advirtiendo asimismo que el “*libre acceso*” inicialmente afectaría sólo a las generadoras federales; además del **Decreto 1503** que incluyó a Eletrobrás –y a las empresas controladas por ella- en el Programa Nacional de Desestatización.

La **etapa del Libre Mercado** inicia en 1995, cuando eran 14 las empresas públicas de generación, transmisión y distribución; 15 empresas distribuidoras mixtas y 10 privadas. Fue en ese momento que inició el proceso de privatización y reestructuración jurídica del sector, con la definición de un nuevo Marco Regulatorio y la venta de las primeras empresas de distribución. La **Ley 8987/95** reglamentó el Artículo 175 de la Constitución Federal; posibilitó la concesión de servicios públicos a consorcios de empresas; estableció que la tarifa fuere fijada en la licitación y preservada por las reglas de revisión; estableció reglas para la licitación de servicios públicos y fijó cláusulas esenciales de los contratos de concesión.

En el mismo año, la **Ley 9074** estableció que los potenciales hidroeléctricos superiores a 10 MW, aún en casos que fueren destinados al uso exclusivo de auto-productores, debían ser objeto de licitación. Asimismo, estableció que las nuevas concesiones y prórrogas debían ser realizadas sin exclusividad de abastecimiento de energía a los llamados grandes consumidores⁹⁹ y creó la figura del “Productor Independiente de Energía Eléctrica” quien podría recibir la concesión, con autorización para la venta de energía a grandes consumidores y a las concesionarias de distribución.

A través de la **Ley 9427/1996** y el **Decreto Reglamentario 2.335/1997**, se crea la **ANNEI -Agência Nacional de Energia Elétrica**, que tiene por objetivos:

- Regular la generación (producción), transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica;
- Fiscalizar, directamente o mediante convenios con órganos estatales, las concesiones, los permisos y los servicios de energía eléctrica;
- Implementar las políticas y directrices del gobierno federal relativas a la exploración de energía eléctrica y al aprovechamiento de potenciales hidráulicos;
- Establecer tarifas;
- Dirimir las divergencias, en la esfera administrativa, entre los agentes y entre los agentes y los consumidores; y

⁹⁹ Inicialmente los Grandes Consumidores eran aquellos que utilizaban 69 kV y con una demanda igual o superior a 10MW, límites que fueron alterados posteriormente.

- Promover las actividades de otorgamiento de concesiones, permisos y autorización de emprendimientos y servicios de energía eléctrica, por delegación del Gobierno Federal.

Parte esencial de la transformación del Sector Eléctrico Brasileño fue la **Ley 7498 de Agosto de 1997**, que establece los principios y objetivos de la política energética nacional para el aprovechamiento racional de las fuentes de energía. Para el cumplimiento de estos objetivos, el Consejo Nacional de Política Energética (CNPE), vinculado a la Presidencia de la República y presidido por el Ministro de Minas y Energías tiene como atribuciones proponer al Poder Ejecutivo las políticas nacionales y medidas específicas destinadas a: promover el aprovechamiento racional de los recursos energéticos del país, de conformidad con los principios enumerados en la Ley; asegurar, en función de las características regionales, el abastecimiento energético en las áreas más remotas o de difícil acceso al país, sometiendo las medidas específicas a aprobación del Congreso Nacional cuando implicaran creación de subsidios; revisar periódicamente las matrices energéticas aplicadas a diversas regiones del país, considerando las fuentes convencionales y alternativas y las tecnologías disponibles; establecer directivas para programas específicos como el uso de gas natural, de alcohol, de carbón o de energía termonuclear; establecer directivas para la importación y exportación, de manera de atender las necesidades del consumo interno, de petróleo y sus derivados, gas natural y condensados y asegurar el adecuado funcionamiento del Sistema Nacional de Reservas Combustibles; finalmente, para el ejercicio de sus atribuciones, el CNPE contará con el apoyo técnico de los órganos reguladores del sector energético.

También la **Ley 9648**, del 27 de mayo de 1998 que modifica la **Ley 8666/93** que reglamentaba el art. 37 inc. 21 de la Constitución Federal y que instituía normas para la licitación y contratos de administración Pública. Esta Ley también reformó a la Ley 8987 de 1985 sobre el régimen de concesiones y permisos de prestaciones de servicios públicos, previsto en el art. 175 de la Constitución. Entre otras cosas, disponía:

- a) Los criterios para la selección de postulantes en licitación, entre los cuales el primero es quien ofrezca el menor valor de tarifas del servicio público a ser prestado. El poder concedente rechazará las propuestas manifiestamente incompatibles con los objetivos de la licitación y, en igualdad de condiciones, se dará preferencia a las propuestas de las empresas brasileras;
- b) Prevé también que después de tres años de publicada la ley, los consumidores podían extender su opción de compra a cualquier concesionario, permisionario o autorizado de energía eléctrica del sistema integrado. Del ejercicio de esta opción no podía resultar un aumento tarifario para los consumidores remanentes de la concesionaria de servicios públicos que haya perdido el mercado. Los concesionarios podían negociar con los consumidores nuevas condiciones del suministro de energía eléctrica, siguiendo los criterios establecidos por la ANEEL;
- c) Reforma conjuntamente la Ley 9427 que instituía la ANEEL, incluyendo otros fines y estableciendo que requerían autorización:
 - i. Los aprovechamientos de potencia superior a 1.000 kW e igual o inferior a 30.000 kW destinados a la producción independiente o autoproducción;
 - ii. La compraventa de energía por agente comercializador;
 - iii. La importación y exportación de energía eléctrica;
 - iv. La comercialización eventual o temporaria de los excedentes de los autoprodutores.

- d) La promoción, a través del Poder Ejecutivo, con vista a la privatización, de la reestructuración de Centrales Eléctricas Brasileñas S.A (Eletrobrás) y sus subsidiarias, además de la Compañía Hidroeléctrica San Francisco (CHSF), formando las siguientes sociedades:
 - i. Seis sociedades por acciones, a partir de Eletrobrás, que tendrán por objeto principal la participación accionaria de las compañías de generación;
 - ii. Dos sociedades por acciones, a partir de la reestructuración de Eletrosul, teniendo como objeto social: una la generación y otra la transmisión;
 - iii. Tres sociedades por acciones, a partir de Furnas Centrais Elétricas S.A, dos destinadas a generación y una a transmisión;
 - iv. Seis sociedades por acciones a partir de la reestructuración de Eletronorte;
 - v. Tres sociedades por acciones en base CHSF, dos para generación y otra para transmisión.
- e) La reestructuración societaria mencionada, debía ser previamente autorizada por el Consejo Nacional de Desestatización (CND);
- f) La libertad de compra-venta de energía eléctrica entre concesionarios, permisionarios y autorizados, con un periodo de transición entre 1998 a 2002, en donde se impusieron una serie de normas específicas de control;
- g) Que la compraventa de energía debía ser realizada en el ámbito del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica (*Mercado Atacadista de Energía - MAE*), establecido mediante Acuerdo de Mercado, firmado por los interesados y homologado por ANEEL;
- h) La coordinación y control de las operaciones de generación y transmisión de energía eléctrica en los sistemas integrados, que debía ser realizada por el ONS; y por ultimo que
- i) Por la utilización energética de los recursos hídricos debía otorgarse una compensación del 6% sobre el valor de la energía producida a cargo de los titulares de la concesión o autorización, lo que se pagará a los Estados, Distrito Federal o a los Municipios en cuyos territorios se localice el aprovechamiento o que tengan áreas anegadas por aguas de los embalse.

De esta forma, en la etapa del libre mercado, el marco regulatorio del Brasil al igual que en todo el mundo, separa la generación de electricidad (producto o *commodity*) de la transmisión y distribución (servicios). El nuevo modelo reemplaza la tarifación por el costo del servicio por el sistema de *price-cap* en la transmisión y distribución. Las tarifas de transmisión y distribución que pagan los generadores y consumidores fijadas por ANEEL, aproximan los costos marginales de largo plazo. En la generación, el modelo promueve la competencia mediante un mercado *spot*, en el que generadores, distribuidores y grandes consumidores venden y compran energía eléctrica. La competencia baja los precios, mejora el servicio y ofrece un adecuado retorno a la inversión.

En palabras del Ing. Porfirio Cristaldo Ayala (2003) *“La reestructuración no previó la libre fijación de precios en el mercado spot, MAE, sino la fijación en forma centralizada, mediante sistemas computarizados de optimización, en el que los precios horarios se aproximan a los costos marginales de operación (CMO) del sistema”*. Esto se diferencia a otros mercados en donde la electricidad suele ser comercializada en bolsas de energía, definidas por pre-despacho. En el caso del MAE, el despacho es centralizado, entonces *“Los generadores envían un día antes al ONS, su capacidad disponible, y sus costos incrementales (US\$/MWh). En base a estas y otras informaciones, el ONS organiza la generación para el día siguiente, minimizando los costos del*

sistema con un modelo de optimización que considera la cantidad de agua de los embalses y las predicciones hidrológicas para varios años, los efectos de cascada, y despacha todas las centrales hidroeléctricas como una sola central”.

De esta forma el MAE utiliza el programa del ONS para el cálculo de precios de mercado para el día siguiente, aceptando cambios hasta una hora antes y despachando todas las centrales en tiempo real al costo mínimo para el sistema, aproximando los precios al costo marginal de operación. Finalmente, Los precios ex-post, basados en el despacho que fue efectivamente realizado, sirven para el arreglo final de los costos entre generadores, distribuidores y grandes consumidores. *“Para protegerse de la volatilidad de precios en el MAE, los agentes utilizan hedges financieros como los contratos bilaterales y de opción. La regulación prevé que los contratos bilaterales (PPA) incentiven las nuevas inversiones para la expansión del sistema. Establece que los distribuidores deben contratar el 85% de su demanda a través de los PPAs, con dos años de anticipación. En el MAE se comercializa sólo el excedente y faltante de los contratos (menos del 15%)”* (Cristaldo Ayala, 2003)

El 90% de la generación del Brasil proviene de Centrales Hidroeléctricas, esto es lo que causa la volatilidad de los precios en el MAE, ya que el costo marginal depende del volumen de agua almacenada en embalse y, por ende, de las lluvias. Entonces durante periodos largos de hidrología normal, los precios son bajos y cercanos a cero, imposibilitando así nuevas inversiones en generación; en cambio, durante las sequías prolongadas, los precios del MAE pueden alcanzar niveles extremadamente altos.

Cada año, el ente regulador ANEEL fija los valores normativos de la energía, y permite a los distribuidores trasladar a los usuarios los costos de la energía eléctrica adquirida a través de contratos bilaterales y del MAE hasta alcanzar dichos valores. Cuando los costos son más bajos o más altos que el VN, los distribuidores comparten con los usuarios las ganancias y pérdidas. Las normas sobre el reajuste anual de tarifas consideran el índice general de precios (IGP-M) y el tipo de cambio del dólar, así como un índice de precios de combustibles en el caso de contratos con centrales térmicas.

Este sistema colapsó en 2001, ocasionando una grave crisis de energía eléctrica debido a la sequía que azotó al país en ese año. Ante la escasez, el Gobierno Brasileño impuso un racionamiento a la población entre junio 2001 y febrero 2002, reduciendo el consumo en 20%, bajo penas de multas y cortes de suministro. En esos años, los precios del MAE se dispararon a más de 650 reales por MWh. Los embalses no fueron bien manejados: utilizaron el agua para compensar la falta de nuevas inversiones en centrales en lugar de almacenarlo previendo una sequía.

La crisis, entonces, no fue resultado de la desregulación, sino de la intervención estatal. El gobierno atrasó la privatización del sector y sobreestimó la capacidad de las centrales existentes. El gobierno tardó en definir los precios del gas natural frenando la instalación de centrales térmicas, pero hay que tener en cuenta que el Marco Regulatorio no creó los incentivos ni ofreció las garantías que precisaban los inversores para construir más centrales, en un sistema con un crecimiento anual de la demanda del 5%.

De una severa escasez de energía en 2001, se pasó en 2003 a un exceso de energía de más de 7.500 MW, con precios en el MAE de poco más de 1,0 US\$/MWh. El exceso se agravó con la liberación al mercado del 25% de la energía vieja de los contratos iniciales entre generadoras (Furnas, Chesf, Eletronorte y Cesp) y distribuidoras. Las empresas privadas del sector, pese al reajuste, perdieron US\$ 3.800 millones en 2002.

Las empresas se endeudaron en dólares mientras sus ingresos eran en reales, entonces el Gobierno decidió eliminar la dolarización e incluso los índices inflacionarios del reajuste tarifario, pero aceptó incrementos de las tarifas de más del 30%.

Fue entonces que inició la última etapa de transformación del Sector Eléctrico Brasileño, la **etapa del “Nuevo Modelo”**, que sigue avanzando hasta hoy. Durante los años 2003 y 2004, el Gobierno Federal lanzó las bases de un nuevo modelo, sustentado en las **Leyes 10.847 y 10.848** del 15 de marzo de 2004 y por el **Decreto 5163** del 30 de julio de 2004, con tres objetivos fundamentales: la seguridad de suministro, la modicidad tarifaria y la inserción social.



Figura 21. Nuevo Modelo del Sector Eléctrico Brasileño. Fuente: ONS

Este nuevo modelo crea una entidad responsable de la *planificación* del sector eléctrico a largo plazo, **La Empresa de Pesquisa Energética (EPE)**; una institución con la función de garantizar de manera permanente la seguridad de abastecimiento, el **Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE)**; y una institución responsable de dar continuidad a las actividades del MAE, relativas a la comercialización de energía eléctrica en el Sistema Integrado: la **Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE**.

Otro cambio que incluye este nuevo modelo es la definición del ejercicio del Poder Concedente del Ministerio de Minas y Energía y la ampliación de la autonomía del ONS. En lo que respecta a la comercialización, fueron instituidos dos ambientes para la celebración de los contratos: el **Ambiente de Contratación Regulada (ACR)**, del cual participan Agentes de Generación y Distribución de energía, y son contratos resultantes de remates; y el **Ambiente de Contratación Libre (ACL)**, del cual participan Agentes de Generación, Comercializadores, Importadores y Exportadores de energía además de los consumidores libres, y son contratos libremente negociados.

Las actividades de generación y transmisión están en competencia; mientras que la distribución, en monopolio.

Las transacciones se realizan por medio de contratos bilaterales que pueden ser en mercado spot, en subastas electrónicas o por el mecanismo de contratos bilaterales físicos.

En la siguiente tabla pueden observarse claramente las similitudes y diferencias características de los tres modelos vigentes a lo largo de estos años:

Modelo Antiguo (Hasta 1995)	Modelo de Libre Mercado (1995-2003)	Nuevo Modelo (2004 en adelante)
Financiamiento por medio de recursos públicos	Financiamiento por recursos públicos y privados	
Empresas verticalizadas	Empresas divididas por actividad	
Empresas predominantemente Estatales	Apertura y énfasis en privatización de empresas	Convivencia entre Empresas Estatales y Privadas
Monopolios (competencia inexistente)	Competencia en generación y comercialización	
Consumidores Cautivos	Consumidores libres y cautivos	
Tarifas reguladas en todos los segmentos	Precios libremente negociados en generación y comercialización. En el ambiente regulado: subasta y licitación por menor tarifa	
Mercado regulado	Mercado libre	Convivencia entre Mercado Libre y Regulado
Planificación determinativa – Grupo Coordinador de la Planificación de los Sistemas Eléctricos (GCPS)	Planificación indicativa por el Consejo Nacional de Política Energética (CNPE)	Planificación de la Empresa de Investigación Energética (EPE)
Contratación: 100% mercado	Contratación: 85% del Mercado (hasta agosto/2003) y 95% de Mercado (hasta diciembre/2004)	Contratación: 100% del Mercado + reserva
Sobras / Déficit del balance energético rateados entre compradores	Sobras / Déficit del balance energético liquidados por el MAE	Sobras / Déficit del balance energético liquidados en CCEE. Mecanismo de compensación de sobras y déficit para distribuidoras

Tabla 9. Diferencias entre los Modelos del Sector Eléctrico Brasileño. Fuente: Elaboración Propia

En el marco de la integración energética, durante el gobierno del Presidente Luiz Inácio Lula da Silva se buscó estructurar una nueva dinámica para el proceso, lejos de la lógica de los proyectos pasados. Itaipú Binacional, la conversora Garabí y la interconexión Guruí-Roraima fueron los principales motivos de interés en ese sentido.

En abril de 2008, Eletrobrás fue autorizada para operar en el exterior, lo que representó un cambio fundamental en el país. La estrategia del gobierno para el ente era convertirla en un instrumento de política energética, movilizándolo su capacidad financiera para competir en igualdad de condiciones en las licitaciones de nuevos proyectos y, específicamente, asociarla con grupos privados que aumenten la competitividad en las licitaciones de grandes emprendimientos. La internalización de Eletrobrás significó el inicio de una nueva área de actuación. Su participación es

tal, que ya cuenta con oficinas en el exterior, actuando en sintonía con el gobierno y accediendo a fuentes de financiación dentro y fuera del país, en condiciones favorables.

Los cambios en el sector eléctrico brasileño siguen avanzando actualmente, en 2012 fue lanzado un controvertido plan de reducción de tarifas. El actual presidente, Michael Temer, contempla la política de atracción financiera al sector y entre sus nuevas propuestas abre la posibilidad a que las compañías dueñas de represas –que fueron objeto de cambio en 2012– incrementen el precio de la energía que venden. Asimismo, existe la posibilidad de continuar con la privatización de empresas estatales, entre ellas Eletrobrás.

5.4.2.3 Uruguay

La situación energética en la República Oriental del Uruguay presenta una tendencia creciente hacia la diversificación. Históricamente fueron el petróleo y sus derivados la principal fuente de abastecimiento energético, pero la biomasa ha ido ganando importancia con el correr de los años. Particularmente en lo que se refiere a generación eléctrica, la potencia instalada es de 2.703 MW, y está compuesta por energía hidráulica, térmica y eólica.

Uruguay también tiene una historia de transformación en el sector eléctrico, caracterizado por la participación del Estado en carácter de Empresario. El bajo crecimiento demográfico de la República Oriental del Uruguay no demandó un crecimiento acelerado de los servicios públicos, más allá de los requerimientos planteados en lo referente a la cobertura de los mismos.

Desde el punto de vista jurídico, el Uruguay estuvo caracterizado por la organización monopólica de sus servicios públicos con diferencias vinculadas a la autonomía que presentaban las empresas públicas respecto al poder general, algunas eran organizadas como entes autónomos y otras como servicios descentralizados adscriptos a algunos de los Ministerios del Gobierno Central.

Así tenemos que, en el sector eléctrico, en 1912 se creó la **Administración General de Usinas Eléctricas del Estado**, con el objetivo de explorar el monopolio estatal de producción, transmisión y distribución de energía eléctrica en todo el territorio nacional. A partir de 1974, esta misma entidad pasa a llevar el nombre de «**Administración Nacional de Usinas Eléctricas del Estado - UTE**», como empresa integrada verticalmente y con los mismos objetivos.

Por otra parte, en el sector combustibles, en 1931 se creó la **Administración Nacional de Combustibles, Alcohol y Portland** con el objetivo de explotar y administrar el monopolio de carburante nacional; importar, edificar, y vender petróleo y sus derivados; y finalmente fabricar cemento portland.

La creación de estas empresas como entes autárquicos marcó el desarrollo del sector energético uruguayo por su presencia monopólica en las respectivas áreas.

El **Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM)** fue creado en 1974 y es el órgano encargado de proyectar e implementar la política industrial y energética del país ejerciendo la supervisión y control de las actividades. Por otro lado, la Dirección Nacional de Energía (DNE) es la unidad ejecutora del MIEM y se encarga de proyectar y coordinar la política energética nacional.

En lo referente a la fijación de precios del sector energético, esto es competencia de la **Oficina de Planeamiento y Presupuesto** (Unidad Asesora de la Presidencia de la República).

Es importante conocer los antecedentes en el sector eléctrico, cuales fueron las leyes vigentes y cuales siguen hasta la actualidad. La legislación relativa al sector eléctrico se basaba en la **ley 14694 de 1977**, Ley Nacional de Electricidad, y **su decreto reglamentario, 339/979**. En esencia, la ley cometía –como ya mencionamos- a UTE la realización del “servicio público de electricidad”, si bien se habilitaba al Poder Ejecutivo, a otorgar concesiones de distribución (previa opinión de UTE) y a autorizar la integración al sistema interconectado de centrales de generación y líneas de transmisión de otros agentes. En este último caso, las condiciones de interconexión e intercambio de energía eran convenidas entre UTE y los agentes respectivos.

Como se ve, la participación de inversores privados ya era posible, al menos en lo formal con el régimen legal anterior. Es evidente que la actual resistencia de la opinión pública a la participación de privados está relacionada con la no deseada privatización de las empresas del estado en el marco de una generalización de las privatizaciones a nivel regional de la que se desconfía.

La ley también cometía a UTE la operación del **Despacho Nacional de Cargas**, cuya función es la operación del sistema eléctrico y la administración de eventuales intercambios de energía entre UTE y otros agentes interconectados al sistema.

Entre otros puntos, el decreto reglamentario establecía además una regulación sobre el régimen tarifario a aplicar por UTE.

La construcción de la central binacional de Salto Grande, dio lugar a la aparición como agente del sector eléctrico uruguayo, de la **Comisión Técnico Mixta (CTM)**, administradora de la central. Desde la construcción de la central, la CTM vende la energía que produce a UTE, inicialmente a los precios y en las condiciones estipuladas por los tratados bilaterales con Argentina, y al liquidarse las deudas de CTM, a precios fijados por el Poder Ejecutivo.

A su vez, el comercio internacional de electricidad está regido por un Convenio de Interconexión con Argentina, que estipula modalidades de comercio de energía entre ambos países. Las principales modalidades de comercio son:

- *Sustitución*, en la que la energía térmica barata de un país es vendida al otro, y el precio fijado da lugar a beneficios aproximadamente iguales por la realización del intercambio
- *Potencia*, en la que un país vende al otro energía térmica a su costo de producción, incluso una remuneración al capital de las máquinas empleadas
- *Venta de excedentes hidráulicos*, aplicada sólo a las exportaciones de Uruguay, por la que en la actualidad Argentina paga por la energía hidráulica excedentaria de Uruguay una fracción del precio del mercado Argentino.

Estas modalidades de comercio están sujetas al arbitrio de las partes, y no son formalmente compatibles hoy en día con la regulación del mercado eléctrico mayorista argentino. En ese sentido, la elaboración de un nuevo marco jurídico para el comercio entre los dos países es una de las prioridades en la agenda de la política energética de Uruguay y ha sido planteado como uno de los objetivos fundamentales del nuevo Marco Regulatorio.

En 1995, el Gobierno Nacional consideró necesaria la transformación del sector energético de modo a contemplar los cambios ocurridos en el mundo y sobre todo en la región, asimismo consideró que era una forma de facilitar la inserción a nivel MERCOSUR. El tema fue

debatido duramente en el marco de una discusión bastante polarizada que enfrentaba dos posturas extremas: una favorable y otra contraria a la privatización de los servicios públicos.

El debate fue resuelto a través de un pronunciamiento directo de la ciudadanía emitido posteriormente a un plebiscito en el cual se derogó el Artículo 10 de la Ley de los Servicios Públicos que preveía la posibilidad de que la empresa pública de telecomunicaciones funcionara como una empresa mixta. Asimismo el plebiscito derogó artículos 1, 2 y 3 de la misma ley que establecía la habilitación al Poder Ejecutivo— o a los entes autónomos o servicios descentralizados, según el caso – para la concesión de permisos de ejecución de los servicios públicos a su cargo.

No obstante este plebiscito, la ley siguió vigente. En el caso del sector eléctrico se esgrimió el argumento a favor del cambio regulatorio porque existía la necesidad de modificar las condiciones de intercambio de la interconexión eléctrica con la Argentina, asociado con los problemas de abastecimiento de la demanda eléctrica doméstica y la prevista creciente del lado argentino. En ese sentido, el Poder Ejecutivo remitió un proyecto de ley que modificaba el sector eléctrico.

De esa manera surge la **Ley Nro. 16.932**, vigente actualmente, sancionada en junio de 1997 sustituyendo el artículo 2º de la Ley 14.694 y estableciendo un nuevo marco regulatorio legal para el sistema eléctrico nacional, creando asimismo la unidad ejecutora: **Unidad Reguladora de Energía Eléctrica**, dependiente del Poder Ejecutivo.

El nuevo régimen establece principalmente que:

- a. La transmisión, transformación y distribución destinada total o parcialmente a terceros, en forma regular y permanente, es un *servicio público*;
- b. La generación podrá realizarse por cualquier agente;
- c. La Unidad Reguladora de la Energía Eléctrica queda integrada por tres miembros del Poder Ejecutivo y tiene como funciones:
 - Controlar el cumplimiento de la ley;
 - Dictar los reglamentos en materia de seguridad y calidad de los servicios de los materiales y dispositivos;
 - Dictar normas sobre medición y facturación;
 - Asesorar al Poder Ejecutivo en el otorgamiento de concesiones, permisos y autorizaciones y en la fijación de las tarifas de venta de energía;
 - Constituir el tribunal arbitral que intervendrá en casos de conflictos entre agentes.
- d. La creación de la **Administración del Mercado Eléctrico (AME)**, como persona jurídica no estatal, constituida por un directorio de cinco miembros (uno por el Poder Ejecutivo, uno por la UTE, uno por la Delegación Uruguay de la Comisión Técnica Mixta de Salto Grande y dos por los demás agentes del mercado);
- e. La creación del **Despacho Nacional de Cargas**, como despacho técnico del Sistema Interconectado Nacional, con la finalidad de permitir la ejecución de los contratos libremente pactados entre generadores, distribuidores y grandes consumidores, y por otro lado despachar la demanda requerida teniendo en cuenta la optimización del Sistema Interconectado Nacional en base al reconocimiento de energía y potencia;
- f. El Poder Ejecutivo se encargará de establecer las normas del despacho económico;
- g. El Poder Ejecutivo también podrá disponer que la Administración del Mercado Eléctrico arriende a la UTE los servicios de despachos del Sistema Interconectado nacional. Alternativamente la Administración del Mercado Eléctrico podrá adquirir a la UTE los bienes que integran el Despacho Nacional de Cargas;

- h. La Administración del Mercado Eléctrico se financiará con la tasa del Despacho Nacional de Cargas, que se pagará por cada transacción que se ejecute a través del SIN. La tasa no podrá superar el 2.5% del monto total del suministro de exportación o tránsito.

Asimismo, se creó el Mercado Mayorista de Energía Eléctrica que, hasta ahora, funciona en las etapas de generación y consumo con uso compartido del sistema de transmisión y el **régimen de libre acceso y de competencia** para el suministro a los distribuidores y grandes consumidores.

De esta manera, son agentes del mercado: **los generadores, transmisores, distribuidores y grandes consumidores**. Los generadores pueden celebrar contratos libremente pactados con distribuidores y grandes consumidores, ello es aplicable también para la UTE. Al mismo tiempo los transmisores y distribuidores deben permitir el acceso a la capacidad de transporte que no esté comprometida para suministrar la demanda contratada.

Como se ha mencionado, el Poder Ejecutivo tiene la potestad de fijar **tarifas máximas** a cuyo fin podrá solicitar a las empresas que cumplan más de una de las actividades de la industria que presenten resultados económicos separados. Los **generadores** son remunerados en función de la **potencia y energía vendida** en el MEM; en tanto que los **transmisores y distribuidores** recibirán por el uso de sus redes por terceros, **tarifas que cubran los costos operativos, la amortización de los bienes y una utilidad razonable**.

La ley también define como *zona de servicios de distribución* a las áreas geográficas donde la UTE actúa como distribuidor.

Por otra parte, señala las funciones de la Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas: generar, transformar, transmitir, distribuir, exportar, importar y comercializar energía eléctrica. Para el cumplimiento de estas funciones, podrá vincularse contractualmente con entidades públicas o privadas sean estas nacionales o extranjeras. Igualmente, se le confiere autorización para que –con el consentimiento del Poder Ejecutivo– participe en empresas de capital mixto, público o privado, con el objeto de instalar nuevas plantas o nuevas líneas y ampliando el Sistema de Interconexión con otros países. Se le confiere además la función de prestar servicio de asesoramiento y asistencia técnica, así como también realizar actividades eléctricas fuera del país (con autorización del Ejecutivo).

Finalmente, la ley establece que el Poder Ejecutivo –a condición de reciprocidad– podrá dictar la regulación aplicable a los contratos internacionales entre empresas de derecho público o privado, incluyendo el derecho a la utilización de instalaciones de transmisión y distribución. Prohíbe asimismo el uso de la energía nuclear en territorio nacional, no pudiendo ningún agente del mercado mayorista realizar contratos de abastecimiento de energía eléctrica con generadores nucleares ni generadores extranjeros cuyas plantas contaminen el territorio nacional.

Actualmente el crecimiento de la oferta en sector eléctrico se ha dado luego de la incorporación de energía eólica a la matriz energética Nacional. De esta forma el Uruguay ha reducido su dependencia de hidrocarburos, y como consecuencia han reducido los costos de la electricidad. En una década logró convertirse en el país con mayor proporción de electricidad generada a partir de energía eólica en América Latina y uno de los principales a nivel mundial. En 2017 alcanzó el 22% de participación en el total de generación y esperan alcanzar el 30% en el corto plazo.

En Uruguay, también fue promulgada la política energética (Aprobada por el Poder Ejecutivo en 2008 y ratificada por la Comisión Multipartidaria de Energía del Parlamento en 2010) con el objetivo de *“alcanzar un suministro más seguro y tener una energía más barata y menos dependiente del petróleo y de las importaciones”* con lo cual se ganan grados de independencia energética. Esta política que ha adopta la estrategia de diversificación de fuentes y de promoción de energías autóctonas y renovables.

En lo referente a la integración, Uruguay **necesita** contar con mayor cantidad de potencia firme y una de las vías para conseguirla es a través de la integración regional. La Política Energética 2030 establece como uno de sus objetivos específicos *“Se debe procurar mecanismos de integración energética, en particular con los países de la región, tanto en relación a la conexión física, como a la firma de contratos de intercambio de energía estables, tanto firmes como ocasionales. Asimismo, se procurará como la compra conjunta de energéticos extraregionales”*.

5.4.2.3 Paraguay

Paraguay aún no ha encarado la transformación de su sector eléctrico. A pesar de ser el país con mayor producción de energía eléctrica *per cápita*, mayor exportador, mayor componente de energía eléctrica renovable y limpia, tiene el record de ser **el único país de la región que no dispone de una reforma de la ley del servicio eléctrico**. Si bien es cierto que en el año 2016 se promulgó el Decreto de Política Energética Nacional “Paraguay 2050”; la falta de competencia en el mercado, con una empresa monopólica integrada de manera vertical y tarifas de transmisión que deben ser negociadas restringen al país para que el mismo sea, al menos, un país de tránsito.

De todas formas, es importante analizar la legislación vigente en el sector. Históricamente tenemos que el primer sistema que utilizó la electricidad en el país fue el *telégrafo*, inaugurado por Francisco Solano López en 1864 en el tramo Asunción – Villeta. Recién en 1889 vuelve a discutirse la posibilidad de instalación de sistemas eléctricos en la capital, una vez que iniciaron a desarrollarse los sistemas mundialmente.

La primera concesión fue en 1910, otorgada a la Compañía Americana de Luz y Tracción (CALT) para instalar una generadora de energía eléctrica. Al mismo tiempo el Señor Juan Carosio fue beneficiado con una concesión para la instalación de tranvías eléctricos en el mismo año, esta fue transferida a la *Asunción Tranway, Light y Power Company* en 1913 y posteriormente a la CALT. El monopolio del servicio público de energía eléctrica y tranvías en Asunción era un hecho.

El desarrollo del sistema eléctrico en el Paraguay fue al inicio exclusivamente urbano, no existía electrificación en áreas rurales. Asunción, Concepción, Encarnación, Villarrica y Luque eran algunas de las pocas ciudades con acceso a la energía eléctrica. La concesión de la CALT fue bastante cuestionada, hasta que en 1947 fue “oficializada” al darle a la empresa el carácter público y nombrarse un administrador de la misma. En **noviembre de 1948** el servicio público pasó a manos de una nueva empresa, la **Administración Nacional de Electricidad (ANDE)**.

Este proceso de estatización del servicio público de electricidad culminó en el año 1964 con la promulgación de la **Ley 966/64 “Carta Orgánica de la ANDE”**, vigente hasta hoy. A través de este marco legal, el servicio público queda a cargo de la Administración Nacional de Electricidad **en toda la República**, respetando concesiones existentes en otras ciudades hasta su finalización. En ese sentido, la **Compañía de Luz y Fuerza Sociedad Anónima (CLYFSA)** de Villarrica fue beneficiada, y también sigue proveyendo de electricidad en el departamento del Guairá hasta la fecha.

Hasta mediados del Siglo XX la ANDE no abastecía más que a Asunción y sus adyacencias, alimentada por una central térmica ubicada en el Puerto Sajonia. Esta central utilizaba la leña para generar electricidad hasta finales de la década del '50 y posteriormente fue transformado al sistema de admisión de combustible y pudo utilizar fuel-oil en caldera. Esto motivó, posteriormente, a la búsqueda de planes para la financiación de otras fuentes de generación y los estudios de factibilidad iniciaron en 1960 y años posteriores, fijando atención en el río Acaray donde posteriormente se ejecutó lo que hoy es la **Central Hidroeléctrica de Acaray**.

A finales de la década del '60, la Central de Acaray comenzó a generar energía eléctrica y al mismo tiempo se dio inicio a la expansión del sistema eléctrico en todo el país. Todas las pequeñas y medianas ciudades empezaron a demandar una conexión al sistema eléctrico nacional de la ANDE y las que tenían el servicio basado en energía térmica –Encarnación, Concepción y Hohenau- pasaron a conectarse al servicio de la ANDE a pedido de la comunidad y fueron eliminadas las concesiones privadas. La única excepción, como mencionamos, fue la de CLYFSA –vigente hasta hoy- la cual negoció y consiguió que la ANDE le venda energía en media tensión encargándose ellos de la distribución a los usuarios de Villarrica y alrededores. También fueron una excepción las Colonias Mennonitas del Chaco Paraguayo (Chortizer, Fernheim y Neuland) cuyo servicio eléctrico se mantuvo aislado del Sistema de la ANDE hasta la década de 1980. Estas colonias fueron pioneras en el uso de biogás como combustible para la generación de electricidad.

Con la firma de los tratados binacionales de Itaipú y Yacyretá el Sistema Eléctrico nacional pudo contar con mas fuentes de generación por un periodo de tiempo prolongado, sin más preocupaciones.

Actualmente la ANDE es propietaria de tres centrales hidroeléctricas: Acaray (200 MW, 100% nacional), Itaipú (7.000 MW, correspondiente al 50% de Paraguay) y Yacyretá (1.550 MW, correspondiente al 50% de Paraguay). Asimismo posee pequeñas centrales térmicas en operación, y de muy poca capacidad, en localidades del Chaco Paraguayo. **Todo el sistema eléctrico nacional interconectado es abastecido por las tres centrales hidroeléctricas.** Los excedentes de las binacionales son exportados a la Argentina y al Brasil respectivamente. La potencia disponible del Paraguay en su sistema interconectado alcanzaría los 7.950 MW.

En 1990 se crea una Subsecretaría de Energía y Minas, dependiente del Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones (MOPC) con el objeto de organizar y coordinar los esfuerzos de las instituciones que tienen a su cargo la ejecución y desarrollo de actividades del sector de energía y minas. Tres años después, mediante la **ley 167/93 se crea el Viceministerio de Minas y Energía** –actualmente en funcionamiento- como una repartición del MOPC, como un pequeño avance en la organización institucional del sector energético y minero.

El Gabinete del Viceministro de Minas y Energía –nombre otorgado por la legislación citada- tiene a su cargo:

- Establecer y orientar la política referente al uso y el manejo de los recursos minerales y energéticos;
- Estudiar los aspectos técnicos, económicos, financieros y legales para promover el aprovechamiento industrial de los recursos disponibles en el país;
- Fiscalizar sobre el uso adecuado de los recursos correspondientes a sus funciones.

El Marco jurídico regulador del sistema eléctrico, como se ha dicho, es la Ley Orgánica de la Administración Nacional de Electricidad. Paraguay carece de un Ministerio de Energía y de políticas de estado en materia energética en general, así como políticas relativas a la energía eléctrica en particular. **Hay que destacar, una vez más, la promulgación del decreto 6.092/2016 por el cual se aprueba la Política Energética Nacional**, encaminada a ser una política de Estado.

La ley orgánica de la ANDE fija el marco general para el servicio público y las leyes posteriores han ido modificándola, sin eliminarla totalmente. Esta misma ley estableció que se respetarían las concesiones vigentes, habiendo varias en 1964 cuando fue promulgada, la única que aún perdura es la de CLYFSA. En ese sentido, tenemos que la ANDE es: planificador, productor, transportista, distribuidor, comercializador y regulador del sector; todo al mismo tiempo.

Asimismo, la ANDE dictó sus propias normas de calidad, así como para las instalaciones eléctricas particulares (Normas ANDE en baja y media tensión), quedando el control de calidad a cargo de las municipalidades quienes no poseen capacidad ni infraestructura técnica para la fiscalización del cumplimiento de las mínimas normas, esto ha llevado a varios accidentes graves ya que no existe inspección de instalaciones eléctricas. Del mismo modo la ANDE es la encargada de habilitar a los *técnicos electricistas* aptos para llevar a cabo las instalaciones eléctricas particulares de diversa complejidad.

La ANDE también cuenta con “Planes Maestros”, como es el caso del **Plan Maestro de Generación y Distribución 2014-2023**, que presenta una síntesis de estudios técnicos de planificación con vistas a determinar el conjunto de obras necesarias para proveer un servicio en condiciones técnicamente aceptables en el Sistema Interconectado Nacional. No pasa de eso, es solo un plan. De todas formas se iniciaron gestiones de financiamiento de la banca de desarrollo, sin avances significativos; las pocas obras de ampliación de infraestructura son financiadas, generalmente, por la Itaipú Binacional y transferidas al Estado Paraguayo.

Con posterioridad a la ley orgánica de la ANDE, se incorporó al Derecho Positivo Paraguay la **Ley de Leasing**, la cual ya fue aplicada por la ANDE para la construcción de varias líneas de transmisión y subestaciones. Esta ley facilita la construcción y el financiamiento privado de obras, aunque con costos financieros muy elevados para la ANDE, y en definitiva para el usuario. A esta ley se le suma la **Ley 5074/2013 de Obras Públicas**, también conocida como la “*ley llave en mano*” como una alternativa para ejecutar obras eléctricas.

En lo referente a las concesiones, la Constitución Nacional de 1992 prevé que el Estado concesione los servicios públicos a través de una ley dictada por el Congreso Nacional y por tiempo definido. En ese sentido, la **Ley de Concesiones (Ley 1618/2000)** prohíbe expresamente la concesión del servicio público y establece que todas las concesiones deben ser por un plazo máximo de 30 años. Considerando el principio de irretroactividad de las leyes, esta ley no afectaba a las concesiones otorgadas a CLYFSA y a las cooperativas menonitas **hasta el vencimiento de las mismas**, tal como lo establece la Ley orgánica de la ANDE.

La **Ley de Alianza Público Privada**, sancionada en 2013 es otro avance del derecho positivo paraguayo. La misma establece que el servicio público de electricidad puede concesionarse, incluso por simple acto del Poder Ejecutivo. Ha sido atacada de inconstitucional, por estar contrapuesta a lo establecido en la Constitución Nacional pero ninguna de las acciones ha prosperado. La ley establece que el plazo de concesión es de 30 años, ampliable bajo ciertas circunstancias a un máximo de 40 años y debe surgir de una licitación pública o de un mecanismo competitivo determinado. En este sentido, hay que considerar que hasta la fecha no existe

ninguna nueva concesión del servicio eléctrico, que sigue a cargo de la ANDE, ni una “renovación” de las concesiones ya otorgadas aunque estas siguen vigentes sin respaldo legal, a pesar de haber cumplido con el plazo previsto en los contratos.

Finalmente, hay que mencionar como normativa vigente la **Ley del Productor Independiente de Energía Eléctrica**, la que permite que privados –bajo ciertos requisitos- construyan y operen centrales eléctricas. Está vigente hace varios años pero no se la ha aplicado en **ningún caso**, ya que debe llegarse a un acuerdo con la ANDE para que ésta le compre la energía eléctrica generada. Quizás uno de los pocos proyectos nacionales que se podría encarar en el marco de esta ley es el relativo a un pequeño aprovechamiento del Río Ypané, que aún sigue en discusión.

Con más de 20 años de retraso en términos de reformas del sector eléctrico, para cumplir con los requerimientos de una integración regional y asimismo desarrollar el sector a nivel nacional, es necesario en primer lugar un plan estratégico común. La creación de un Ministerio de Energía y la implementación de un Marco Regulatorio son necesarios para solucionar la falta de coordinación y el caos administrativo imperante en el sector.

Existe un proyecto de ley de marco regulatorio que nunca es analizado por el Congreso, por falta de voluntad política, que abarca los siguientes aspectos básicos:

- a) Habilitación del ingreso libre de nuevos operadores en la actividad de generación de energía eléctrica;
- b) Creación de un mercado mayorista de energía eléctrica, basado en las pautas identificadas a nivel internacional;
- c) Flexibilización del comercio con la región, en condiciones de reciprocidad, habilitando contratos internacionales;
- d) Transformación de la figura jurídica de la ANDE, conservando la integración de sus actividades (generación, transmisión, distribución y comercialización), pero posibilitando una mayor dinámica comercial acorde con los mercados y tiempos actuales (autarquía);
- e) Separación del rol regulador y empresarial del Estado, se crea un ente regulador de electricidad, medianamente “blindado” contra la intromisión de grupos de presión;
- f) Creación de un Consejo consultivo de consumidores en el que estarán representados sus distintas categorías (industrial, residencial, etc);
- g) Creación de un Fondo nacional para el desarrollo de la energía eléctrica, destinado a subsidiar explícitamente el consumo de usuarios finales de mayor vulnerabilidad económica y los proyectos de electrificación no rentables económicamente pero necesarios desde el punto de vista social.

Como todo proyecto, cuenta con voces en numerosos comunicados en contra quienes se oponen a la regulación bajo la excusa de que se privatizaría la ANDE pero demostrando siempre la falta de estudio del proyecto como tal. Este proyecto en ningún artículo prevé la privatización institucional de la ANDE, de hecho no existe ninguna modificación en lo que respecta a sus funciones y menos aún sobre sus activos. El proyecto legislativo **sí tiene como objetivo**

promover la eficiencia y competitividad del sector, evitando actividades monopólicas que afecten negativamente a miles de usuarios.

De ser aprobada esta ley, en algún momento, la ANDE seguiría siendo estatal manteniendo su *status* de actor más importante en el sector pero bajo la supervisión de un ente regulador. La ANDE permanece inalterable tal cual está, pero en convivencia con otros actores como Generadores, Transmisores y Distribuidores privados de energía eléctrica que atenderían aquellas zonas de cobertura donde la Estatal no tiene los recursos ni condiciones para atender la demanda.

El sector eléctrico del Paraguay es de por sí una inmensa industria que aún no fue explotada, y con un potencial de inversión de más de 10.000 millones de dólares que requiere de reglas claras para la inversión de capital, que incentive la competitividad, la utilización de energía hidroeléctrica y de otros recursos. La industria eléctrica debería generar miles de puestos de trabajos por sí misma y a su vez generar las condiciones necesarias para la industrialización del país y el despegue económico del Paraguay.

5.5 LOGROS Y DEBILIDADES DEL ENFOQUE BINACIONAL EN MATERIA DE INTEGRACIÓN HIDROENERGETICA

Ya desde la creación de la CIER en 1964 y de la OLADE en 1973, uno de los objetivos de los países de la región es: la integración eléctrica. Como se ha mencionado, nunca se pudo avanzar en esta trascendente cuestión más que de manera marginal o restringida a áreas no conflictivas.

De todas formas, hay que señalar que la cooperación y la integración eléctrica regional va de manera acelerada a través del hemisferio, aunque mayoritariamente de manera bilateral. Las relaciones internacionales tuvieron singular importancia en los antecedentes, durante la construcción y, actualmente, durante el funcionamiento de las Centrales Hidroeléctricas. Estos proyectos vinculan el tema energético con la diplomacia demostrando que no puede existir una sin la otra. El gran reto regional es atender de manera sostenible el incremento energético y conseguir que esto sea respetuoso y asequible para los ciudadanos y para que el sector productivo siga siendo competitivo.

Particularmente en el caso de Itaipú, en el 2008 existían nuevas circunstancias históricas citadas por el Dr. Enriquez Gamón (2017) que *“justifican razonablemente la Revisión del Tratado”*. Estas son:

- a. Los cambios políticos registrados entre 1973 y 2008, que generaron nuevas relaciones sociales, económicas y políticas en Sudamérica;
- b. La incorporación de Brasil y Paraguay al MERCOSUR en 1991, iniciando el proceso de integración, antes inexistente;
- c. La posición del Brasil como principal impulsor de los programas de integración en el marco de la CONASUR;
- d. Los desafíos principales que afronta la humanidad: crisis energética, producción de alimentos y agua como elemento vital;
- e. El incremento del precio del petróleo y sus derivados, y del gas natural, factores esenciales para el desenvolvimiento de la economía moderna y los transportes. Este proceso se inició a fines de 1973, al momento de la firma del Tratado se tuvo en cuenta como parámetro de ponderación para determinar, entre otras cosas, el precio de la energía hidroeléctrica a ser producida por la binacional. El incremento alcanzó simultáneamente a todos los demás recursos energéticos;
- f. La relevancia del Brasil en el mapa político y económico de Sudamérica; y finalmente
- g. El aumento del precio comercial del agua, destinada al consumo industrial y humano.

A estos factores se suman el calentamiento global de la tierra, que hace que el agua –aún siendo un recurso renovable- se vea afectado en lo referente al caudal aprovechable, aumentando su escasez y siendo más codiciado para fines comerciales y de consumo humano. Es un bien estratégico, tanto como la energía.

El Dr. Enriquez también señala que el “tema Itaipú” y su problemática en ese momento – y hasta ahora – estaba instalado en la sociedad paraguaya en todos los estadios, por lo que su tratamiento tiene que ver con el comportamiento de la economía, la educación y la salud, principalmente siempre que los recursos derivados de la producción hidroeléctrica se aplicaran para corregir y desterrar desequilibrios económicos y sociales, y diseñar programas futuros de desarrollo social.

En ese sentido, se propuso una mesa de revisión del Tratado de Itaipú a partir de agosto de 2008 durante los gobiernos de Luiz Inácio Lula Da Silva (Brasil) y Fernando Lugo Méndez (Paraguay), enfocándose en: (i) los principios del derecho de preferencia o de la libre disponibilidad; (ii) el precio justo que debía pagar Brasil por la energía paraguaya cedida; (iii) el monto del pasivo de Itaipú y las condiciones financieras; (iv) la necesidad de transparencia y fiscalización binacional; (v) la administración paritaria efectiva de la Entidad Binacional; (vi) la ejecución de todas las obras previstas en el Tratado. Se realizaron trabajos y estudios, creándose un equipo multidisciplinario de profesionales organizados en una Comisión Técnico-Energética, una Comisión Jurídica, una Comisión Político-Diplomática y una Comisión Económica-Financiera, bajo una Coordinación General; y al mismo tiempo para darle seguimiento al desarrollo de los trabajos se creó un Comité Técnico Ejecutivo integrado por el Coordinador general y los cuatro coordinadores de cada comisión.

Una vez finalizados los trabajos técnicos, estos fueron sometidos a consideración de los Presidentes del Brasil y Paraguay, y la mesa negociadora quedó instalada. Consideraron importante enfocarse en una “revisión” del tratado en una primera instancia, fundamentalmente para evaluar el cumplimiento en el término de los treinta y cinco años ya transcurridos en ese entonces. Existiendo voluntad política, lo fundamental era plantearse los seis puntos ya citados en el párrafo anterior poniéndose énfasis en el punto de “soberanía energética” y “precio justo” así como también en la “terminación de obras faltantes o inconclusas en margen derecha”.

Las reuniones se dieron en tres sesiones de trabajo de septiembre a diciembre del 2008, teniendo como resultado el conocido **Acuerdo Lula – Lugo** de julio de 2009, que señalaba:

- a. La complacencia y apoyo al sistema democrático representativo vigente en la región, al respeto irrestricto de los derechos humanos, la soberanía y autodeterminación de los pueblos;
- b. La importancia de la solidaridad como componente rector del proceso de integración regional, así como la intención de continuar con los esfuerzos por disminuir la pobreza, desigualdad y otras formas de injusticia social;
- c. La importancia de Itaipu como un marco central de integración entre ambos países, con beneficios en la sociedad en las áreas energética, económica y social;
- d. El compromiso de ambos países con la integración energética y regional, subrayando su potencial para la promoción del desarrollo social, económico y erradicación de la pobreza. En este sentido se reiteró el compromiso de desarrollar la infraestructura energética de los países como elemento de apoyo a la sustentabilidad de la integración sudamericana;
- e. Los avances en las negociaciones en relación a los seis puntos planteados en la agenda paraguaya sobre Itaipú y desarrollados en las mesas de negociación, que registraron el acuerdo alcanzado para someter a la aprobación legislativa los nuevos valores a ser recibidos (desde ese entonces) por Paraguay a título de “cesión de energía” sobre la base de un factor de multiplicación de 15,3;
- f. El reconocimiento de la conveniencia de que la ANDE pueda gradualmente comercializar en el mercado brasileño energía de Itaipú, correspondiente a los derechos de adquisición del Paraguay;
- g. La necesidad de contratación de la totalidad de potencia instalada disponible en Itaipú, determinando que sean establecidas las condiciones de contratación, asegurando la división en partes iguales entre los dos de la totalidad de energía producida en la usina conforme a lo ya previsto en el Tratado;

- h. La necesidad de examinar las condiciones en la que la ANDE pueda comercializar en el mercado brasileño energía hidroeléctrica de Acaray -negociación que hoy sigue avanzando junto con la COPEL- y, futuramente, también de la represa de Yguazú;
- i. La satisfacción de que la ANDE y Electrobrás estén desarrollando una amplia agenda de cooperación;
- j. La instrucción al Directorio Ejecutivo y Consejo de Administración de Itaipú que, en consulta con la ANDE y Electrobrás determinen las providencias necesarias para que se ejecuten las obras del seccionamiento de las líneas de transmisión de 500 kV de la subestación margen derecha. Acordaron la construcción de la LT 500 kV entre la SE Itaipú – MD y la SE Villa Hayes, por Itaipú, obra que actualmente está concluida y fue transferida sin costo al Paraguay;
- k. La constitución de un grupo de trabajo para definir los términos de referencia de un estudio de viabilidad técnica, económica y socio-ambiental de otras de navegación previstas en el punto III:11 del Anexo “B” del Tratado;
- l. La instrucción a los Directores Generales a adoptar medidas que correspondan para la conclusión de las obras de construcción del mirador en la margen derecha de Itaipú, que deberá valorizar el potencial turístico de la represa, obra actualmente concluida;
- m. La aprobación del compromiso sobre medidas administrativas que busquen el perfeccionamiento y la transparencia de la gestión de Itaipú, determinando su estricta observancia e implementación;
- n. La ratificación de la decisión del Consejo de Administración de Itaipú (RCA Nro 008/2009) sobre la continuidad de las prácticas de decisiones consensuadas en el ámbito de la Dirección Ejecutiva, consolidación de la congestión plena en el ámbito de las direcciones de área que integran la Dirección Ejecutiva y establecimiento de mecanismos para solución de eventuales controversias entre los Directores Ejecutivos y directores correspondientes;
- o. Se informó sobre la auditoría de la Contraloría General de la República del Paraguay sobre la deuda de Itaipú;
- p. La disposición del Brasil de proponer al Congreso Nacional la creación de un fondo de desarrollo regional, a ser alimentado por recursos presupuestarios, para apoyar la implementación de proyectos de asociación industrial y productiva, con especial atención en los sectores en que se pueda desarrollar mayor uso industrial de la energía en el Paraguay (Ej.: ejecución de programas de electrificación rural);
- q. La oferta de financiamiento, en términos favorables, con recursos del BNDES y PROEX por obras para infraestructura de interés del gobierno paraguayo;
- r. La fijación, por parte del Brasil, de una alícuota máxima del 25% en la reglamentación del Régimen de Tributación Unificada, el cual contribuye a la dinamización de la economía de Ciudad del Este;
- s. Los beneficios resultantes de la conclusión de las obras de reforma de la cabecera paraguaya del Puente de la Amistad y la necesidad de que se apliquen controles fronterizos extendidos hacia las particularidades y necesidades económicas de la región;
- t. La instrucción a las autoridades competentes a iniciar los estudios relativos a la construcción de un puente internacional sobre el río Paraguay, entre las ciudades de Puerto Murtinho y Carmelo Peralta, emprendimiento que tendría un importante papel para la dinamización de los flujos económicos y sociales de la región del Chaco Paraguayo y Centro-Oeste brasileño, en el marco del desarrollo de los corredores bioceánicos;

- u. El compromiso de iniciar las obras del Puente Puerto Meira – Presidente Franco, reconociendo la necesidad de concluir los proyectos básico y ejecutivo para iniciar la construcción del mismo;
- v. La necesidad de iniciar los estudios de prefactibilidad para la interconexión ferroviaria Cascavel – Ciudad del Este – María Auxiliadora, con posterior conexión a Encarnación, como parte integrante del corredor bioceánico Antofagasta-Paranaguá a cargo del BNDES del Brasil en coordinación con Ferrocarriles del Paraguay (FEPASA);
- w. El interés común de estimular el desarrollo de la Hidrovía Paraguay – Paraná y la Hidrovía Tieté – Paraná, instituyendo la cooperación en la ejecución de estudios de impacto ambiental a lo largo de las mismas y las obras necesarias para su viabilización;

Este acuerdo cumplió con los trámites legales correspondientes, a través de la Nota Reversal NR N° 4 de fecha 1 de septiembre de 2009 “que corrige el factor de ajuste, numeral III del Anexo ‘C’ del Tratado”. En este sentido, el logro más importante del acuerdo es la triplicación del valor recibido por Paraguay en materia de compensación por cesión de energía, pasando el dígito multiplicador de 5.1 a 15.3; que al mismo tiempo trajo beneficios económicos y sociales para el país, a través de la vigencia de la Ley Nro. 4.785/2012 que crea el Fondo Nacional de Inversión Pública y Desarrollo (FONACIDE). En el marco de esta ley se creó el Fondo Nacional de Desarrollo y se determinó el destino del *quantum* financiero obtenido: 28% al Tesoro Nacional, 20% al Fondo para la Excelencia de Educación e Investigación¹⁰⁰, 25% a los Gobiernos Departamentales y Municipales, 7% a la Agencia Financiera de Desarrollo y 10% al Fondo Nacional para la Salud.

En este sentido, más del 50% de los recursos provenientes de las compensaciones son transferidos a gobiernos departamentales y municipales para destinarse a proyectos de infraestructura en educación (construcción, remodelación, mantenimiento y equipamiento de centros educativos). A pesar de ello, la desprolijidad y el dispendio en el uso de estos recursos además del insuficiente control de los mismos¹⁰¹ llevaron en un momento a que la Itaipú Binacional destine gran parte de sus recursos – como entidad Binacional- a “gastos sociales” o de “responsabilidad social”, dispersando el objetivo principal de producción de energía.

En el caso de Yacyretã, en septiembre de 2017 fueron firmadas las Notas Reversales que modifican el Anexo “C” del Tratado y que fijan un nuevo valor por cesión de energía, basado en el Acta de Entendimiento firmado por los Presidentes Mauricio Macri (Argentina) y Horacio Cartes (Paraguay) desarrollado en el apartado 5.2.4.3 del presente trabajo. A través de este instrumento se mejora el valor de las compensaciones por cesión de energía y por territorio inundado, pero queda prorrogada la cláusula de preferencia hasta concluir el saneamiento financiero de la Entidad Binacional Yacyretã. Para que la disposición quede firme, es necesaria la aprobación del Congreso Nacional, la que se daría recién en el año 2018.

La libre disponibilidad, en definitiva, está actualmente determinada por los ajustes a las condiciones económicas y financieras de las Binacionales que se han acordado entre los países, en ambos casos, aspectos similares: la soberanía sobre los excedentes de la energía eléctrica que

¹⁰⁰ Resulta importante señalar que, a través del Fondo Nacional de Desarrollo el 30% de los recursos son distribuidos al “Fondo para la excelencia de la Educación y la Investigación”, administrados a través de la Agencia Financiera de Desarrollo (AFD) que a su vez financia las Becas de Postgrado en el Exterior “Don Carlos Antonio López” del cual la Tesista es parte beneficiaria. Es decir, este trabajo de investigación, también puede ser incluido como uno de los pequeños logros del enfoque bilateral en materia de integración.

¹⁰¹ Los recursos transferidos deben ser rendidos cuatrimestralmente ante la Contraloría General de la República (CGR). El “Caso FONACIDE” es mediático porque, tras denuncias de la CGR, el Ministerio Público investigó casos de delitos contra el patrimonio público determinando un perjuicio económico importante.

Paraguay no consume y la compensación que ambos países realizan por el suministro obligatorio de la energía proveniente del primer país. El Tratado de Itaipú estipula que ambos países se dividirán en partes iguales la producción energética que la central provea. Sin embargo, el 55% de la energía de propiedad paraguaya que genera Itaipú es suficiente para satisfacer cerca del 90% de todas las necesidades energéticas de Paraguay. El 45% restante debe de ser cedido a Brasil a un precio fijo, cercano a su precio de costo. El excedente no puede ser vendido ni negociado a terceros, y tampoco se puede utilizar el precio de mercado como parámetro de negociación.

Sobre este punto, se vuelve a señalar que la **libre disponibilidad existe en los casos de integración hidroeléctrica binacional** y está establecida en porcentajes iguales para las partes contratantes en los respectivos tratados, con la clara mención de que **se reconoce a cada uno de ellos el derecho de preferencia de la adquisición de energía que no sea utilizada por el otro país para su propio consumo**. Para consumir o vender a otros, primero hay que contratar el 50% de energía, conforme a lo establecido en el mismo ordenamiento y pagar ese porcentaje aún si no se consume. Quizás el problema en este punto sea más bien la posibilidad de vender excedentes de energía a terceros países sin tener que considerar “el derecho de preferencia” y a precio justo de mercado, pero es una cuestión que podría ser solucionada de crearse eventualmente el Polo Hidroeléctrico Regional.

Sin dudas el mayor de los logros del enfoque bilateral de los proyectos hidroenergéticos es la solución de controversias referentes a frontera y la explotación de los recursos hídricos conjuntos. En cuanto al aspecto técnico, la producción de las tres centrales hidroeléctricas puede –cómodamente- satisfacer la demanda regional, y esta es una de las razones por las que queda demostrada la necesidad de integración eléctrica regional.

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El proceso de transición desde el enfoque bilateral al enfoque multilateral de las relaciones en el marco de la integración eléctrica regional implica en primer lugar un acuerdo sobre tránsito de energía. En ese sentido, es evidente que en el marco del acuerdo se deben incluir las obras de infraestructura respectivas.

Los estudios relativos a la posibilidad de una infraestructura regional de integración eléctrica existen. Podemos mencionar en este punto el estudio realizado por el **CEARE en conjunto con la Fundación Bariloche y el Instituto de Economía de la Universidad Federal de Río de Janeiro (IE-UFRJ)** referente a la integración energética Brasil – Argentina, en mayo de 2005. Este se enfocaba en la necesidad de cambiar paradigmas de *seguridad energética* regional a la premisa de “*estructuración de flujos con razonable nivel de continuidad entre los países de la región*” (CEARE, 2005). En este sentido, las inversiones en infraestructura para la ampliación del nivel de integración tendrían justificación económica enfocados en la garantía de continuidad del abastecimiento de energía.

El estudio realizado por el CEARE, que sirvió como base para la presente investigación, contempla el aprovechamiento de un Anillo Gasífero y un Polo Hidroeléctrico Regional que operarían como mercado de referencia en la región y constituirían un marco de expansión para las decisiones nacionales. Esta idea propone la integración basada en la combinación de reglas de mercado y regulación tanto a nivel nacional como en el polo de referencia. Dentro de este estudio se propugnaba organizar un *pool* de potencia hidroeléctrica multilateral, donde cada propietario de las centrales binacionales del Polo Hidroeléctrico consignaría una cuota de potencia con el propósito principal de respaldar la seguridad de abastecimiento del conjunto de los países y subsidiariamente optimizar los intercambios de oportunidad cuando no se requiriera un despacho por seguridad. Avances en materia regulatoria y desarrollo de infraestructura serían necesarias para implementar una iniciativa de este tipo.

Siguiendo esta línea, en el marco de esta investigación se han realizado reuniones con representantes de CAMMESA¹⁰² y de la ANDE¹⁰³ principalmente para conversar sobre el punto de vista de los “operadores del sistema” y analizar la existencia de restricciones o barreras de infraestructura que superar ya que son estas las que alimentan de alguna manera las decisiones regulatorias.

En ese sentido nos encontramos con que en ambas instituciones se han realizado análisis de vinculación técnica de infraestructura entre las centrales de Yacyretã e Itaipú a través de sus respectivas líneas de transmisión. Como se ve en la figura 22, una alternativa es una posible integración de los sistemas de Argentina y Paraguay propone una línea, también de 500 kV, que recorrería la Provincia de Misiones (Argentina) con una posible estación intermedia (Puerto Victoria).

Esta línea tendría aproximadamente 215 kilómetros desde la ET San Isidro hasta la ET Puerto Victoria y desde ahí 115 kilómetros hasta la ET Margen Derecha de Itaipú Binacional, pasando 300 kilómetros por territorio argentino y 30 kilómetros por territorio paraguayo.

¹⁰² Ing. Julio Bragulat e Ing. Víctor Sinagra, Gerente General y Gerente de Estudios Eléctricos de CAMMESA respectivamente

¹⁰³ Ing. Félix Sosa, Gerente de Distribución Regional

La línea mencionada se conectaría con la Central de Itaipú y para ello tendría que cruzar el río Paraná y una zona de Parques Nacionales, por lo que en este sentido la regulación quizás encuentra un obstáculo importante. Asimismo, se considera que la Estación de Puerto Victoria tendría una estación de rebaje y se conectaría a la red regional de Misiones.



Figura 22. Ubicación geográfica de la posible vinculación con Itaipú. Fuente: Cammesa

Una segunda alternativa para fortalecer la infraestructura de integración es otra línea de 500 kV para vincular el nodo Formosa del SADI con el nodo Villa Hayes del SINP. De acuerdo a lo conversado con los funcionarios de CAMMESA, fortalecer la interconexión del SADI con Itaipú contribuiría no solo a garantizar seguridad y optimizar los intercambios regionales sino que también contribuiría a respaldar la incorporación de gran escala de fuentes interrumpibles como la solar en el Noroeste de Argentina.

La propuesta considera que Paraguay cuenta en Itaipú con 7.000 MW, utilizando aproximadamente 2.000 MW y cediendo el excedente al Brasil. Si a esto se suma la disponibilidad desde la EBY y la obra de Corpus, esto llegaría fácilmente a una disponibilidad de 10.000 MW.

La demanda de Paraguay, actualmente en crecimiento, es variable pero su máxima es inferior a los 3.000 MW, y cuando toma cierta cantidad de potencia de Itaipú por un lado, por el otro se reduce la cantidad de potencia que va al Brasil. La demanda pico en Argentina está próxima a los 26.000 MW, es decir la proporción es bastante importante considerando que actualmente la central hidroeléctrica más grande para el suministro en Argentina es la de Yacyretá con 3.100 MW de potencia nominal y aproximadamente 2.700 MW disponibles dentro del actual

programa de rehabilitación de sus turbinas. En este punto la barrera es que una posible venta de energía de Itaipú a Argentina influenciaría negativamente al Brasil ya que su potencia será aún más variable, sumado esto a la falta de infraestructura por la vigencia de cláusulas comerciales de los tratados binacionales que no permiten la venta de energía a terceros países.

Esta propuesta puede beneficiar a Paraguay desde el punto de vista económico, en palabras de Enriquez Gamón (2017) *“se añadirá un nuevo factor que potencie al Paraguay para superar el estado del ‘círculo vicioso de la pobreza’ y abandonar políticas anticuadas que lo mantienen en el estado del subdesarrollo económico y social”* al existir la posibilidad de exportar energía a gran escala, asimismo beneficia a Argentina desde el punto de vista de la seguridad energética, pero es ideal que esta misma infraestructura técnica pueda ser utilizada por los tres países e inclusive vincularla con la estación Rincón – Santa María para potenciar el Polo Hidroeléctrico Regional y, de esta forma, utilizar las líneas como una vía de integración eléctrica garantizando la seguridad de abastecimiento regional.

El Gobierno Paraguayo, por su parte, tiene previsto a mediano y largo plazo¹⁰⁴, a través de la **Política Energética Nacional “Paraguay 2017-2040”** la definición de condiciones de comercialización de energía de las Centrales Hidroeléctricas Binacionales –teniendo en cuenta las necesidades de inversión pública nacional y los programas de desarrollo socioeconómico del país– a través de un Plan Estratégico de Comercialización de energía del llamado *“Complejo Hidroeléctrico del Paraná”*; asimismo tiene como objetivo fortalecer la infraestructura en el sector eléctrico fomentando el aprovechamiento del potencial de generación existente en el país a través de un plan de expansión del sistema eléctrico: el **Plan Maestro de la ANDE 2015-2023**.

Entre las obras propuestas por el Plan Maestro tenemos:

- a) Ampliar la casa de máquinas de la Central Hidroeléctrica de Acaray, a través del Proyecto Acaray III;
- b) Construir pequeñas centrales hidroeléctricas en las regiones más aisladas al sistema eléctrico pero con Potencial Hidroeléctrico Aprovechable;
- c) Construcción de Centrales Hidroeléctricas en el Río Paraguay, en concordancia con la construcción de la Línea de Transmisión de 500 KV Villa Hayes – Concepción y la expansión eléctrica en el Chaco Paraguayo;
- d) Maquinización del Brazo Aña Cua;
- e) Construcción de la Central de Corpus;
- f) Construcción de la Central Itatí – Itacorá;
- g) Plan de Inversión en Redes de Transmisión de 500 KV

Así pues, el **Plan de Inversión en Redes de Transmisión de 500 KV** es fundamental considerando la necesidad de asegurar la disponibilidad de energía eléctrica en distintos puntos del país fomentando de esta forma el desarrollo y el bienestar nacional basados en la plena utilización de los recursos hidroeléctricos. El **Plan Maestro de la ANDE** considera vital para la integración regional la construcción de estas redes eléctricas de gran porte de manera a viabilizar el transporte de energía y sugiere en ese sentido la construcción de una futura tercera **Línea de Transmisión de 500 KV Margen Derecha – Los Cedrales – Ayolas** la que sería totalmente compatible con la Central Hidroeléctrica de Corpus y permitiría la operación interconectada de los sistemas paraguayo, argentino, brasileño y uruguayo a través de las centrales de Itaipú y Yacretã.

¹⁰⁴ Hasta 20 años.

De todas formas, la gran barrera existente sigue siendo la normativa: **para que exista una operación interconectada entre Argentina, Brasil, Paraguay y Uruguay es necesario compatibilizar los aspectos técnicos y comerciales a través de lineamientos jurídicos.** Los planes mencionados deberán ser implementados gradualmente, conforme a la evolución de la demanda así como también a la disponibilidad de los recursos económicos y financieros para el inicio de las obras necesarias.

En la figura siguiente se observa un mapa eléctrico que incluye los proyectos de generación y transmisión en 500 kV previstos por la ANDE:

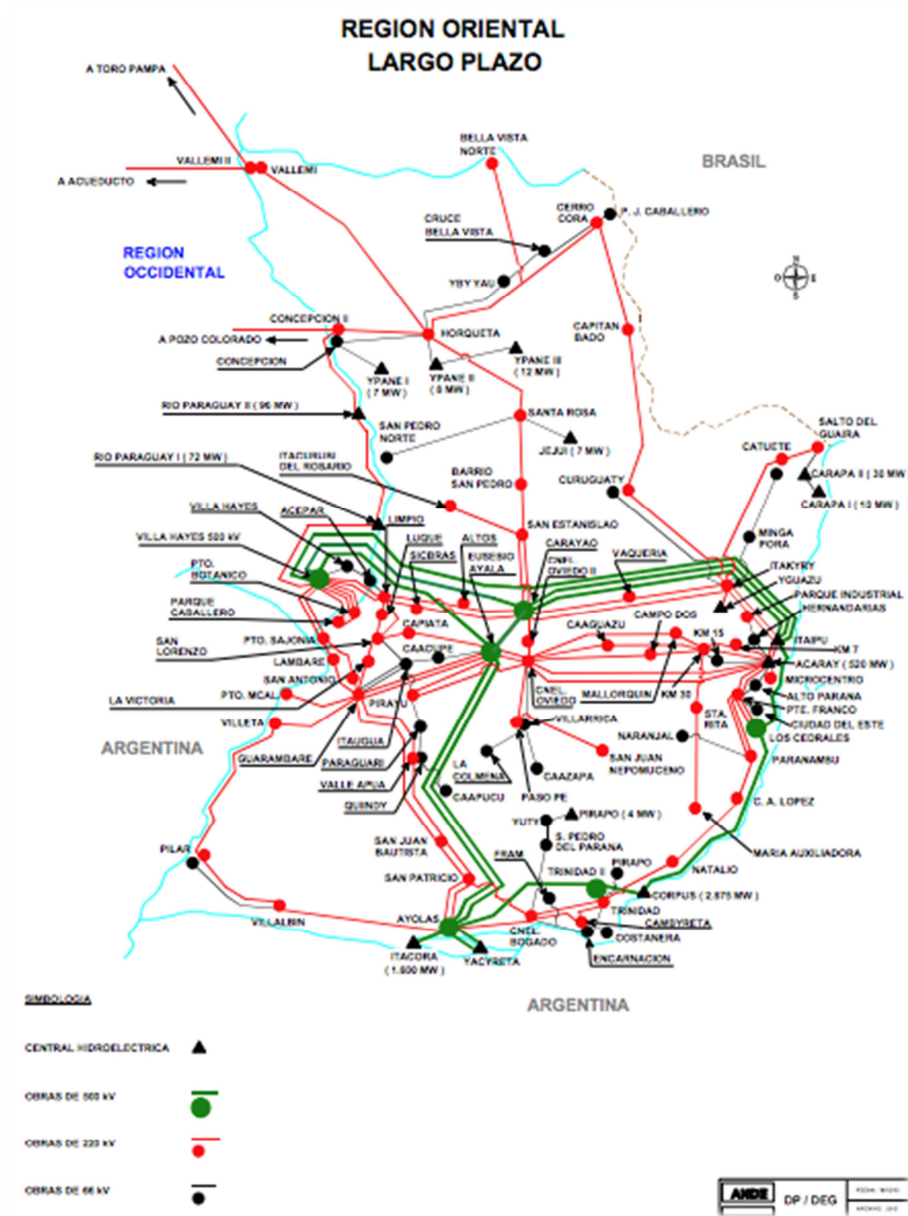


Figura 23. Proyectos de Generación y Transmisión de la ANDE a largo Plazo. Fuente: Plan Maestro ANDE

6.1 CONCLUSIONES

De la presente investigación se puede concluir que, a pesar de la existencia de foros multilaterales, de tratados y negociaciones tendientes a la integración eléctrica regional, en la práctica **el proceso ha sido abordado de manera bilateral y con nulo avance en materia multilateral** posiblemente por **falta de voluntad política** o que los países del MERCOSUR no estén dispuestos a **“renunciar a su soberanía”** –parcialmente- para la creación de un nuevo organismo que administre un proyecto compartido.

Específicamente en el caso del aumento de la demanda de electricidad, la situación del suministro en cada país integrante del PHR dependerá particularmente de la realización de algunos proyectos que puedan ser puestos en servicio rápidamente si es que existe el ambiente propicio. Los proyectos dependerán del correcto funcionamiento del mercado, es decir, de que no existan barreras para su libre desenvolvimiento. En este sentido, la multilateralidad permite una mayor complementariedad productiva y asegurar el abastecimiento energético regional a través del intercambio de una potencia que está disponible y que no necesita más que obras de infraestructura y regulación para ser aprovechada.

En cuanto a la integración eléctrica regional, **la electricidad producida por las centrales hidroeléctricas binacionales y el potencial de aprovechamiento del Río Paraná es más que evidente**. Evaluando los proyectos de interconexión eléctrica existentes se observa que la rentabilidad de los mismos depende de la capacidad de arbitraje, de otros costos asociados (transmisión nacional, riesgo regulatorio, entre otros) y de la posibilidad de utilizar la mencionada capacidad en el mercado. En este sentido, los tratados aún vigentes en Yacyretá e Itaipú son grandes barreras hasta su vencimiento, ya que es necesario que los generadores –como empresa- puedan firmar contratos de suministro firme con consumidores de otro país independientemente de las condiciones de suministro ya existentes con los Estados Parte de las binacionales.

El marco legal de los Tratados de las Hidroeléctricas Binacionales con su normativa vigente garantiza beneficios para todas las partes, aunque en Paraguay muchas voces de especialistas sectoriales plantean que mejores beneficios deberían alcanzarse para el país; sin embargo la mirada bilateral de los Tratados vigentes limita el análisis de alternativas que pueden generen mayores beneficios para todas las partes. Los mayores mercados eléctricos de la región del Polo Hidroeléctrico son Brasil y Argentina y a su vez este último es paso obligado para cualquier venta de energía de Paraguay a Chile e incluso Uruguay. Argentina y Uruguay tienen actualmente importantes programas de incorporación de potencia de fuentes renovables del tipo interrumpibles y las Hidroeléctricas Binacionales pueden contribuir a respaldar la operación de sus sistemas. Todos tienen algo que ganar si se formulan nuevos acuerdos multilaterales, que complementen los Tratados vigentes, que permitan consignar algo de la potencia de las Binacionales para fines de seguridad, optimización y respaldo de interrumpibles. Sería sin duda un paso superador de las limitaciones actuales de las Binacionales para incrementar el beneficio de todas las partes.

Se entiende que **no es necesaria la homogeneidad regulatoria completa**, pero si **es necesario que cada uno de los países realicen pequeñas modificaciones en su legislación y que existan regulaciones comunes para el intercambio internacional**. Por lo expuesto, para crear un marco jurídico común entre los cuatro países hay que tener en cuenta:

- a) La adopción de un **método de compra-venta de energía**;
- b) La adopción de **reglas transparentes y no discriminatorias**;

- c) La **eliminación de subsidios** (sean directos o indirectos) a la generación o al precio de energía;
- d) La **adopción de tarifas de transmisión representativas de costos de expansión**, así como una metodología de expansión de la red de transmisión en cada país que considere la generación del otro país como propia;
- e) La **creación de un “mercado de fronteras abiertas”**, en el que se asimile la exportación a una demanda y la importación a una generación conectada por interconexión internacional.

6.1.1 Modificaciones Regulatorias Generales

Se considera en este punto que varias de las disposiciones contenidas en el Proyecto de Tratado Energético Suramericano pueden ser aplicables en la cuestión planteada. En este sentido, se sugiere:

1. Definir el **alcance del concepto de tránsito** a fin de determinar las garantías de cada Estado Parte del PHR. En este sentido, el proyecto de Tratado Energético Suramericano define el “libre tránsito” como *“principio de otorgar a una transacción internacional entre agentes de los Países Miembros de la UNASUR un trato semejante al que recibe una transacción entre agentes que operan dentro de un País Miembro”*. Recomendamos que la definición incluya la posibilidad de acuerdos bilaterales; y la **ampliación y mejoramiento de la regulación referente al libre tránsito de energía** a fin de establecer interconexiones regionales con el objetivo de alcanzar una distribución equitativa de los beneficios sin renunciar a la soberanía nacional, contemplando a los países “de tránsito” y los pagos de peaje por utilización de infraestructura y sobrecostos que el tránsito genere al mismo;
2. La **creación de un Mercado Regional**, con reglas de operación y administración regional de intercambios; basado en las transacciones bilaterales a corto y largo plazo.
 - a. También se recomienda que en una *primera etapa* se aseguren contratos **solamente** sobre los recursos generados por las **hidroeléctricas**, pudiendo ser posteriormente ampliados a otras fuentes de generación, en este sentido se podría disponer inicialmente de una cierta cantidad de potencia de cada una de las centrales hidroeléctricas (excedentes o remanentes) para casos de **emergencia energética** –definiendo qué es emergencia energética, su duración y el tiempo de devolución del producto- en alguno de los países miembro e ir avanzando gradualmente;
 - b. Asimismo, se sugiere que en el corto plazo los contratos se realicen en forma compatible con la capacidad de transporte existente, estableciendo claramente que, en el mediano y largo plazo, los Estados Partes del Mercado Regional –incluyendo países de tránsito- no opondrán obstáculos a la creación de nuevas infraestructuras en beneficio de la integración, salvo que exista disposición en contrario. En este punto se debe **definir el régimen de participación en las ampliaciones de la red en caso de que exista necesidad de resolver situaciones de congestión en las interconexiones internacionales o de ampliar la capacidad de transporte para permitir el tránsito por terceros países**;

3. La **creación de un Organismo u Operador regional del sistema** como organismo autónomo e independiente a los Estados Parte, que sea responsable de la coordinación de los mismos tomando como ejemplo el éxito del SIEPAC y la naturaleza jurídica de las empresas binacionales¹⁰⁵ y que asegure el uso eficiente y no discriminatorio de la capacidad disponible en la interconexión;
4. La **creación de un Organismo Regulador** responsable de mantener actualizadas las reglas de mercado, velar por su funcionamiento y resolver los conflictos que existieren;

6.1.2 Modificaciones Regulatorias Específicas

➤ Argentina, Brasil y Uruguay

La expansión de la red de transporte es una de las grandes barreras físicas en los tres países. Asimismo, observamos que, en Argentina la metodología de traspaso del precio mayorista spot estacionalizado, a los consumidores finales de las Distribuidoras desincentivan los contratos a largo plazo. Actualmente es necesaria una nueva revisión tarifaria integral, centrada en el reconocimiento de los verdaderos costos del servicio. Al analizar al Brasil, vemos que las tarifas de transmisión presentan **valores diferentes al costo real de expansión** y que existe una **falta de definición del peaje** de uso en mercado de oportunidad. Es importante señalar que aún existe **alta participación estatal** en el mercado mayorista, introduciendo de esta forma **restricciones al mercado**.

En cuanto a la integración regional, las modificaciones sugeridas para el ordenamiento interno de estos tres países son:

- a) **Definir la capacidad excedente para transacciones internacionales:** (i) en tiempo real para transacciones internacionales no firmes, (ii) en tiempo real para transacciones con peajes, (iii) cuando exista inyección asociada a contratos a largo plazo, de manera que se delimiten los derechos adquiridos por usuarios locales y los derechos de usuarios internacionales;
- b) **Modificar el Sistema de Expansión de la Transmisión:** estableciendo un proceso de planificación organizado, con la participación de agentes que definan cuáles son las obras necesarias para el beneficio nacional/regional mediante procesos no discriminatorios. Asimismo, la modificación del sistema tarifario de transmisión evaluando el efecto de la aplicación de las metodologías sean estas las ya vigentes o nuevas;
- c) **Modificar, en lo que fuera necesario, los procedimientos del Mercado Eléctrico Mayorista** permitiendo las ofertas de importación y exportación diarias. Asimismo es necesario establecer **procedimientos para transacciones de servicios complementarios** con otros países.

¹⁰⁵ "Persona jurídica de carácter internacional, creada por un Tratado soberano (...) de carácter público, organizada como empresa, que se rige por sus estatutos, los contenidos del Tratado y sus Anexos, cuyas disposiciones se encuentran por encima de la ley" (Itaipú Binacional, 2004)

➤ Paraguay

Para establecer las diferencias tarifarias regionales, además de lo sugerido a los tres países anteriores, Paraguay necesita con urgencia **establecer una metodología de compra-venta de energía** basada en la transparencia y el establecimiento de **un cuadro tarifario de transmisión asociado al tránsito de energía**. Esto ya que el precio de nodo debería establecerse teniendo como referencias el precio de la energía en el Centro de Cargas y una metodología de cálculo de precios nodales para la red de transporte, lo que actualmente no está instituido por la ANDE.

Se sugiere priorizar la **creación o modificación del marco regulatorio del sector eléctrico** –antes de potenciar la integración- bajo los siguientes principios:

- a) Seguridad de Abastecimiento;
- b) No discriminación;
- c) Eficiencia económica;
- d) Calidad de Servicio;
- e) Acceso abierto (apertura a competencia y participación del sector privado).

En este sentido se recomienda que el marco jurídico contemple:

- a. La creación de un **Organismo Regulador o Ente Regulador de Energía Eléctrica (ENREE)**, autónomo y autárquico¹⁰⁶; con funciones de regulación, supervisión y administración de las actividades de la industria eléctrica. Este órgano podrá contar con un *registro administrativo* en el cual inscribirá los contratos, concesiones, licencias y licencias provisionales;
- b. La **separación de actividades de la industria eléctrica** contemplando los criterios de independencia y de compatibilidad de las mismas. Esta separación no implica necesariamente una separación de activos de la ANDE en nuevas empresas, ya que puede sustituirse por mantener una contabilidad regulatoria separada por segmentos de actividad, la que estaría supervisada por el ENREE, y contar con un centro de operación de las instalaciones de transporte en la ANDE jerárquicamente subordinado al Operador del Sistema Eléctrico;
- c. La designación de un **Operador del Sistema Eléctrico (OSE)**, encargado de garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico y la coordinación entre los generadores y los sistemas de distribución y transporte. Esta entidad debe ser autónoma e independiente de las empresas que formen parte del sector, con capacidad técnica para el desempeño de las funciones asignadas, adoptando la forma de una *sociedad*.
- d. Dentro de la organización del OSE puede preverse asimismo la *participación de los Agentes del Mercado Eléctrico Mayorista*, organizados en un **comité o comisión** –como órgano consultivo- que evalúe y proponga acciones para el mejor funcionamiento del mercado; asimismo debe establecerse un **Centro Nacional de Despacho de Cargas**, como dependencia interna del OSE, encargado de coordinar la actividad del sector.
- e. La creación de un **Mercado Eléctrico Mayorista (MEM)** para las etapas de generación y consumo, garantizando el uso compartido del sistema de

¹⁰⁶ Se sugiere autarquía presupuestaria, para garantizar la independencia funcional.

- transmisión y el régimen de libre acceso y competencia para el suministro a los distribuidores y grandes usuarios;
- f. La posibilidad de **intercambios regionales de electricidad**, mediante autorización, a través de las interconexiones con otros Estados o Terceros países;
 - g. La regulación referente a la **explotación de sistemas aislados** donde, por su naturaleza, exista la posibilidad de integración vertical de las actividades de la industria eléctrica;
 - h. Los **derechos y obligaciones de los agentes del sector**; así como la **regulación aplicable al suministro de energía** y las medidas de contingencia aplicables en caso de que exista riesgo de seguridad de abastecimiento; Podría preverse la posibilidad de *recarga energética* o un capítulo que garantice el suministro para personas electrodependientes;
 - i. Los **criterios de calidad del suministro eléctrico**, contemplando las características técnicas, del producto y de la continuidad del servicio, así como de atención y de relaciones con los consumidores, que sean exigibles a los agentes;
 - j. Los **criterios para la aprobación de licencias y concesiones** dentro de la industria eléctrica; contemplando las preexistentes y los casos que impliquen Licitación Pública Nacional; así como los derechos y obligaciones que surjan de tales autorizaciones;
 - k. Las **regulaciones relativas a derechos reales** (uso de bienes públicos, usufructo, servidumbres) concordantes con el Código Civil;
 - l. La creación de un **Fondo para el Desarrollo Eléctrico** para la financiación de proyectos sociales que posibiliten el acceso a la energía eléctrica en todos los sectores de la sociedad así como el desarrollo del sector;
 - m. Los **principios tarifarios** y de peaje, establecimiento de precios máximos de los sistemas de transmisión, compensaciones y derivados, así como el establecimiento del **régimen fiscal e impositivo**;
 - n. Los mecanismos de **solución de controversias**, las **sanciones** y la clasificación de hechos que pueden considerarse **infracciones**;
 - o. Disposiciones de forma: normas supletorias y disposiciones transitorias que abarque la primera organización del sector, la reforma de las instituciones ya existentes y la derogación de normas anteriores.

Se recomienda asimismo **avanzar con el proceso de Creación del Ministerio de Energía**, considerando que la energía es la principal riqueza natural del Paraguay y es necesaria la existencia de un ente que desarrolle las políticas de Estado tendientes a mejorar el aprovechamiento y utilización de la energía.

Finalmente, se recomienda, en el corto plazo, **profundizar los estudios y pautas** que deben llevarse a cabo para una nueva **revisión del Anexo “C” de los Tratados de Itaipú y Yacyretá** y las alternativas de un modelo de redacción del nuevo texto que incorpore las oportunidades que se han desarrollado en esta tesis para utilizar el PHR para mejorar la seguridad de abastecimiento, optimizar los intercambios y contribuir al respaldo de las renovables en la región. Todo ello a través de relaciones diplomáticas y políticas institucionales que busquen

mejorar la situación y el desarrollo interno de las Altas Partes Contratantes¹⁰⁷, siendo esta la Central Hidroeléctrica con mayor producción de energía en la región y el mundo, considerándola como un eje fundamental de la integración hidroeléctrica regional.

6.2 REFLEXIONES FINALES

La creación y puesta en funcionamiento del Polo Hidroeléctrico Regional ha sido el eje de esta investigación en la que se ha observado el éxito de proyectos similares en otras regiones del mundo así como las barreras y obstáculos existentes en el MERCOSUR. A través del presente trabajo no se intentó –dicho esto coloquialmente- *redescubrir la pólvora* ni *reinventar la rueda*; solamente se ha hecho resurgir la antigua idea de integración eléctrica y aprovechamiento de recursos hidroeléctricos, siempre vigente en foros y reuniones regionales pero sin avances significativos.

En este sentido, se subraya el éxito de los proyectos binacionales como un primer paso hacia la integración eléctrica total en la región. La **resistencia a la multilateralidad** se da por relacionar este enfoque con la noción de “pérdida de soberanía”, que hasta puede ser justificada por la historia misma de los países integrantes del bloque. El mayor desafío de los gobiernos de la región es superar esta primera barrera avanzando hacia un proceso que *per se* puede otorgar muchos beneficios.

Es importante que los países integrantes de la región comprendan que la actuación coordinada y en bloque es más confiable para lograr la **competitividad internacional del sector**, en este sentido fácilmente podríamos consolidarnos como **una potencia energética** a esfera global.

La integración eléctrica regional implica **voluntad política e institucionalidad** a través del desarrollo de infraestructuras físicas y normas regulatorias adecuadas, posibilitando que surjan acuerdos y coordinando los requerimientos necesarios para una integración eléctrica plena. Así tenemos que «*Voluntas in mente retentas, non voluntas est*»¹⁰⁸: lo importante es que el MERCOSUR –como organismo multilateral- pase de meras intenciones plasmadas en varios acuerdos a hechos concretos, reconociendo la potencialidad regional y las posibilidades reales con que cuenta cada país.

La integración hidroeléctrica multilateral propugnada en esta investigación, cuya implementación y viabilidad han quedado formuladas y demostradas, sería un nuevo paso que mejora los éxitos alcanzados en los formatos binacionales en el camino hacia una integración eléctrica plena en el MERCOSUR.

¹⁰⁷ La revisión del Anexo C del Tratado de Itaipú, documento que cumplirá 50 años en el 2023, debe darse para ese plazo. Para ese tiempo se deberá saldar la deuda de la binacional con Eletrobras, que actualmente está por debajo de los USD 10.000 millones. Por consiguiente, para ese entonces sobrarán en promedio USD 2.000 millones al año en el presupuesto de Itaipú (que hoy se emplean para abonar el pasivo). La intención de las autoridades nacionales es que el 50% (USD 1.000 millones) de ese dinero sea destinado al Paraguay. Por otro lado, La revisión del Anexo C de Yacretá está abierta actualmente.

¹⁰⁸ Antiguo aforismo jurídico que significa “la voluntad retenida en la mente no es entendida como expresión de voluntad”

7. FUENTES Y BIBLIOGRAFÍA

7.1 FUENTES INFORMATIVAS

- Asociación Latinoamericana de Integración (ALADI) www.aladi.org
- Comisión Técnica Mixta Salto Grande www.saltogrande.org
- Comité Intergubernamental Coordinador de los Países de la Cuenca del Plata www.cicplata.org
- Comunidad de los Estados Americanos y el Caribe (CELAC) www.celac.gob.ve
- Conferencia Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL) www.cepal.org
- Entidad Binacional Yacretá www.eby.gov.py
- Iniciativa para la Integración de la Infraestructura Regional Sudamericana (IIRSA) www.iirsa.org
- Itaipú Binacional – MD www.itaipu.gov.py
- Mercado Común del Sur (MERCOSUR) www.mercosur.int
- Organización de los Estados Americanos (OEA) www.sice.oas.org
- Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) www.olade.org
- Organización Mundial del Libre Comercio www.wto.com
- Unión de las Naciones Suramericanas (UNASUR) www.unasur.org
- Unión Europea (UE) <http://europa.eu>

7.2 BIBLIOGRAFÍA

- Arab League Online (2017), *Charter of Arab League*, Consultado el 8 de agosto de 2017 en <http://www.arableagueonline.org/category/arab-league/>
- Barreiro, Rubén A. (2002), *Derecho de la Energía Eléctrica*. Editorial Ábaco de Rodolfo Depalma S.R.L, Ciudad de Buenos Aires, septiembre 2002.
- Bastos, Carlos M. y Abdala, Manuel A. (1993), *Transformación del sector eléctrico argentino*. Santiago de Chile, 1993.
- Belyi, Andrei V. (2009), *A Russian Perspective on the Energy Charter Treaty*, Real Instituto Elcano, septiembre 2009.
Disponible en:
http://www.realinstitutoelcano.org/wps/portal/rielcano/contenido?WCM_GLOBAL_CONTEXT=/elcano/elcano_es/zonas_es/economia+internacional/ari98-2009
- Bertero, Raúl (2007), *Integración Regional Gasífera*. Petrotecnia, 3, 54-60. 2007.
Disponible en: <http://biblioteca.iapg.org.ar/ArchivosAdjuntos/Petrotecnia/2007-3/Integracion.pdf>
- 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, noviembre 2008.
- Canese, Ricardo (2016), *Energía Eléctrica en Paraguay. Soberanía, Derechos Humanos y Desarrollo*. Sindicato de Trabajadores de la ANDE (SITRANDE), Asunción 2016.

- Calduch Cervera, Rafael (1991), *Relaciones Internacionales*. Editorial Ciencias Sociales, Madrid 1991.
- 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 2011.
- CEARE (2005) Centro de Estudios de la Actividad Regulatoria Energética, Fundación Bariloche, Universidade Federal de Río de Janeiro, *Resumo Executivo: Integração Energética Brasil-Argentina*. 2005
- Ceppi, Natalia (2009), *Encuentros y desencuentros en la gestión bilateral de recursos naturales compartidos: Los casos de la Cuenca del Pilcomayo y la represa Yacyretã*, Grupo de Estudios Sociales sobre Paraguay, Facultad de Ciencias Sociales de la Universidad de Buenos Aires – Asociación Paraguaya de Estudios de Población (ADEPO), 2009
- CEPAL (1994) Comisión Económica para América Latina y el Caribe, *El regionalismo abierto en América Latina y el Caribe*, Santiago de Chile, 1994. Disponible en: <http://www.eclac.cl/publicaciones/xml/7/4377/lcg1801e.htm>
- CEPAL (2013-a) Comisión Económica para América Latina y el Caribe, *Recursos naturales en UNASUR. Situación y tendencias para una agenda de desarrollo regional*, Serie Recursos Naturales e Infraestructura. 2013 Disponible en: www.eclac.org/cgi-bin/getProd.asp?xml=/publicaciones/xml/3/49893/P49893.xml&xsl=/tpl/p9f.xsl&base=/drni/tpl/top-bottom.xslt
- CEPAL (2014) Comisión Económica para América Latina y el Caribe, *Integración Regional: hacia una estrategia de cadenas de valor inclusivas*, Santiago de Chile. 2014 Disponible en: http://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/36733/S2014216_es.pdf?sequence=1&isAllowed=y
- Comisión Europea (2013), *Comprender las Políticas de la Unión Europea: Energía*, Dirección General de Comunicación de la UE. Luxemburgo, 2013.
- Comisión Europea (2017). *Second Report on the State of the Energy Union*. Communication from the Commission to the European Parliament, The Council, The European Economic and Social Committee, The Committee of the regions and the European investment Bank. Bruselas, 2017. Disponible en: https://ec.europa.eu/commission/sites/beta-political/files/2nd-report-state-energy-union_en.pdf
- COMIP (1983) Comisión Mixta Argentino – Paraguaya del Río Paraná. *Proyecto de Zona Corpus, Resumen*. Buenos Aires – Asunción, 1983.
- Cristaldo Ayala, Porfirio (2003). *La reestructuración del Sistema Eléctrico del Brasil*. Diario ABC Color. Recuperado de: <http://www.abc.com.py/edicion-impresia/economia/la-reestructuracion-del-sector-electrico-de-brasil-i-709134.html> el 27 de octubre de 2017.

- De Espona, Rafael J. (2013), *El moderno concepto integrado de seguridad energética*, Instituto Español de Estudios Energéticos, abril 2013.
Disponible en: http://www.ieee.es/Galerias/fichero/docs_opinion/2013/DIEEEEO32-2013_SeguridadEnergetica_RafaelJ.Espona.pdf
- Del Arenal, Celestino (2010), *Introducción a las Relaciones Internacionales* 4ª Edición, Ediciones Tecnos, España, 2010.
- Díaz Araújo, E. y Díaz Araújo M (2003), *Análisis de los Aspectos Institucionales y Jurídicos de la Integración Eléctrica. Informe preliminar*. Mendoza, mayo 2003.
- Echevarría, C., Jesurun-Clements, N., Mercado, J. y Trujillo, C (2017), *Integración eléctrica centroamericana: Génesis, beneficios y prospectiva del Proyecto SIEPAC*. Banco Interamericano de Desarrollo, abril 2017.
- Emirates New Agency, *Minister of Energy heads UAE delegation to meeting of Arab Ministerial Council for Electricity in Cairo*. 06.04.2017. Consultado el 8 de agosto de 2017 en <http://www.wam.org.ae/en/details/1395302607331>
- EBY – Entidad Binacional Yacyretá (2017) *Proyecto Aña Cuá*. Buenos Aires, 2017. Consultado el 10 de octubre de 2017. Disponible en: <http://www.yacyreta.org.ar/images/nm/licitaciones/670/PRESENTACION-COMPLETA.PDF>
- EUR Lex (2017), *Commission Regulation (EU) 2016/1719 of 26 September 2016 establishing a guideline on forward capacity allocation (Text with EEA relevance)*. Consultado el 6 de agosto de 2017 en http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=uriserv%3AOJ.L_.2016.259.01.0042.01.ENG
- 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 No 1, Cuadernos de Pensamiento, noviembre-diciembre 2009.
Disponible en: http://www.21.edu.ar/descargas/institucional/brumario_no_1_2009.pdf
- Haas, Ernst B. (1971), *The study of Regional Integration: Reflections on the Joy and Anguish of Pretheorizing*, citado por Leon N. Lindberg y Stuart A. Scheingold editores “Regional Integration: Theory and Research”, Cambridge, MA, Harvard University Press, 1971.
- Hidalgo García, María del Mar (2013), *Unión de la Energía en Europa: una acción a largo plazo*, Instituto Español de Estudios Estratégicos. 30/2015. España, 2013. Disponible en: http://www.ieee.es/Galerias/fichero/docs_analisis/2015/DIEEEA30-2015_UnionEnergetica_MMHG.pdf
- Itaipú Binacional (2004), *Opiniones Jurídicas sobre la Itaipú*. Asunción, 2004
- Langaro Dipp, Airton (2016), *Itaipú: Integración Eléctrica Brasil – Paraguay*, Presentación en la Semana de la Energía Sostenible – Sesión 5: Proyectos de Integración Eléctrica Regional, Panamá, 7 de septiembre de 2016.
Disponible en: <https://www.slideshare.net/OladeComunicacin/xifier-07-itaipu-integracin-elctrica-brasilparaguay>

- López Saguier, Félix (2009), *La energía eléctrica en Paraguay*, Servilbro. Asunción. 2009
- Malamud, Andrés y Schmitter, Phillippe C. (2006), *La experiencia de integración europea y el potencial de integración del Mercosur*, Desarrollo Económico, Revista de Ciencias Sociales, Buenos Aires, Vol. 46, Nro. 181, abril-junio 2006.
- Mansilla, Diego (2011), *Integración Energética y Recursos Naturales en América Latina*, revista del Centro Cultural de Cooperación [en línea], enero / abril 2011, n° 11. Disponible en: <http://www.centrocultural.coop/revista/articulo/212/>
- Moreau Defarges, Philippe (2004), *Le multilatéralisme et la fin de l'histoire*, artículo publicado en la revista *Politique étrangère*. 2004. Traducción disponible en: <http://www.diplomatie.gouv.fr/es/IMG/pdf/0104-Moreau-espAVB-2.pdf>
- OLADE (2013) Organización Latinoamericana de Energía, *Apuntes sobre la integración eléctrica regional y propuestas para avanzar*. Abril, 2013
- Pastorino, Ana María (2012). *Dimensión Jurídico – Institucional del MERCOSUR: un panorama de sus veinte años*, Revista de Estudios Jurídicos Nro. 12/2012 de la Universidad de Jaén, España. Disponible en: <http://rej.ujaen.es>. Consultado el 20 de septiembre de 2017.
- PCR Project. Main features. Consultado el 5 de agosto de 2017. Disponible en: <https://www.epexspot.com/document/34755/PCR%20presentation>
- Sachs, Jeffrey (2013), *Leveraging Paraguay's Hydropower for Sustainable Economic Development – Final Report*, Columbia Center on Sustainable Investment, Columbia University, Noviembre 2013.
- Sanahuja, José Antonio (2007), *Regionalismo e Integración en América Latina: balance y perspectivas*, Revista Pensamiento Iberoamericano. 2007. Disponible en: <http://www.academia.edu/539664>
- SICE (2017) Sistema de Información sobre Comercio Exterior de la Organización de los Estados Americanos, *Tratado de Libre Comercio de América del Norte*. Consultado en Agosto de 2017, de http://www.sice.oas.org/trade/nafta_s/CAP06.asp
- Suárez Montórfano, Raúl (2006) *El proyecto hidroeléctrico Corpus Christi*. Fundación M'biguá. Buenos Aires, 2006.
- Unión Europea (2017), *La historia de la Unión Europea – Unión Europea – European Commission*. Consultado el 29 de julio de 2017, de https://europa.eu/european-union/about-eu/history_es
- Unión Europea (2017-b), *Política Energética Europea – EUR LEX*. Derecho de la Unión Europea, European Commission. Consultado el 30 de julio de 2017 de <http://eur-lex.europa.eu/summary/chapter/energy/1801.html?root=1801>

- Unión Europea (2017-c), *El Mercado Interior de la Energía*. European Commission. Consultado el 30 de julio de 2017 de http://www.europarl.europa.eu/ftu/pdf/es/FTU_5.7.2.pdf
- Unión Europea (2017-c), *La UE por temas: Energía*. Consultado el 6 de agosto de 2017. Disponible en: https://europa.eu/european-union/topics/energy_es
- Varela, Daniela (2012), *¿Desintegración eléctrica regional? La liberalización del tránsito de energía eléctrica como estrategia paraguaya en el MERCOSUR: año 2011*, Trabajo de Investigación Final en UADE, septiembre 2012.
- World Energy Council (2017), *Escenarios Energéticos Mundiales*. Consejo Mundial de Energía en alianza con la CAF, Reino Unido, 2017.