

**Análisis del
marco legal,
institucional y
normativo**

**Estudios
especializados para la
identificación de
oportunidades para
intensificar los
intercambios de
energía entre los países
del cono sur, proyecto
SIESUR**

Análisis del marco legal, institucional y normativo

Estudios especializados para la identificación de oportunidades para intensificar los intercambios de energía entre los países del cono sur, proyecto SIESUR

Beno Ruchansky

Organización Latinoamericana de Energía (OLADE)



Alfonso Blanco Bonilla

Secretario Ejecutivo

Guillermo A. Koutoudjian

Director Interino de Integración, Acceso y Seguridad Energética

Autor: Beno Ruchansky

El presente documento fue realizado por Beno Ruchansky, bajo la supervisión de Guillermo Koutoudjian, director Interino de Integración, Acceso y Seguridad Energética de la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE).

Las opiniones e ideas expresadas en este documento son de exclusiva responsabilidad del autor y pueden no coincidir con las de las organizaciones mencionadas en este documento. Se autoriza la utilización de la información contenida en este documento con la condición de que se cite la fuente.

Publicación de la Organización Latinoamericana de Energía
Copyright © OLADE, Organización Latinoamericana de Energía. Todos los derechos reservados
Julio de 2021

Tabla de contenido

Índice de Tablas	- 8 -
1. RESUMEN EJECUTIVO	- 9 -
1.1 Directivas de política energética y aspectos institucionales referidos al comercio internacional de energía eléctrica	- 10 -
1.2 El comercio internacional de energía en la planificación del sistema eléctrico - 10 -	
1.3 Instrumentos internacionales adoptados por los países del SIESUR para posibilitar el comercio internacional de energía eléctrica	- 12 -
1.4 Esquemas establecidos para la construcción y uso de redes de interconexión internacional. Mecanismos de remuneración	- 13 -
1.5 Mecanismos existentes para la comercialización de energía eléctrica en el mercado regional	- 15 -
1.6 Tratamiento técnico-económico para la condición de país en tránsito..	- 20 -
1.7 Régimen de solución de controversias	- 22 -
1.8 Identificación de los principales obstáculos que limitan un mayor aprovechamiento de las oportunidades de comercio	- 23 -
2. REPORTES NACIONALES	- 25 -
2.1 ARGENTINA	- 25 -
2.1.1 Directivas de política energética sobre el comercio internacional de energía eléctrica	- 25 -
2.1.2 Aspectos institucionales relacionados con los intercambios energéticos transfronterizos	- 25 -
2.1.3 El comercio internacional de energía en la planificación del sistema eléctrico	- 27 -
2.1.4 Instrumentos internacionales que involucran aspectos relacionados con el comercio internacional de energía eléctrica	- 27 -
2.1.5 Esquemas establecidos para la construcción y uso de redes de interconexión internacional. Mecanismos de remuneración	- 33 -
2.1.6 Aspectos regulatorios y mecanismos existentes para la comercialización de energía eléctrica en el mercado regional.....	- 35 -
2.1.7 Aspectos tributarios y de regulación aduanera referidos a las transacciones internacionales de energía eléctrica	- 37 -
2.1.8 Régimen de garantías.....	- 39 -
2.1.9 Régimen de solución de controversias	- 39 -
2.1.10 Estándares de seguridad y calidad en la operación de los enlaces internacionales.....	- 40 -

2.1.11 Infraestructuras de interconexión internacional existentes	41 -
2.1.12 Tratamiento técnico-económico para la condición de país en tránsito -	43 -
2.1.13 Antecedentes de transacciones internacionales de electricidad efectivizadas en los últimos años	45 -
2.1.14 Identificación de los principales obstáculos que limitan los intercambios de energía eléctrica con los países del SIESUR	48 -
-	49 -
2.2 BRASIL	49 -
2.2.1 Directivas de política energética sobre el comercio internacional de energía eléctrica	49 -
2.2.2 Aspectos institucionales relacionados con los intercambios energéticos transfronterizos	50 -
2.2.3 El comercio internacional de energía en la planificación del sistema eléctrico	51 -
2.2.4 Instrumentos internacionales que involucran aspectos relacionados con el comercio internacional de energía eléctrica	54 -
2.2.5 Esquemas establecidos para la construcción y uso de redes de interconexión internacional. Mecanismos de remuneración	55 -
2.2.6 Mecanismos existentes para la comercialización de energía eléctrica en el mercado regional	57 -
2.2.7 Mecanismos de formación de precios.....	63 -
2.2.8 Aspectos tributarios y de regulación aduanera referidos a las transacciones internacionales de energía eléctrica	64 -
2.2.9 Régimen de garantías.....	65 -
2.2.10 Régimen de solución de controversias	65 -
2.2.11 Estándares de seguridad y calidad en la operación de los enlaces internacionales.....	65 -
2.2.12 Infraestructuras de interconexión internacional existentes	65 -
2.2.13 Tratamiento técnico-económico para la condición de país en tránsito -	66 -
2.2.14 Antecedentes de transacciones internacionales de electricidad efectivizadas en los últimos 10 años	67 -
2.2.15 Identificación de los principales obstáculos que limitan los intercambios de energía eléctrica con los países del SIESUR	69 -
2.3 CHILE	70 -
2.3.1 Directivas de política energética sobre el comercio internacional de energía.....	70 -

2.3.2 Aspectos institucionales relacionados con los intercambios energéticos transfronterizos	- 71 -
2.3.3 El comercio internacional de energía en la planificación del sistema eléctrico	- 73 -
2.3.4 Instrumentos internacionales que involucran aspectos relacionados con el comercio internacional de energía eléctrica.....	- 75 -
2.3.5 Esquemas establecidos para la construcción y uso de redes de interconexión internacional. Mecanismos de remuneración.	- 76 -
2.3.6 Mecanismos existentes para la comercialización de energía eléctrica en el mercado regional	- 78 -
2.3.7 Aspectos tributarios y de regulación aduanera	- 80 -
2.3.8 Régimen de garantías	- 80 -
2.3.9 Régimen de solución de controversias	- 80 -
2.3.10 Estándares de seguridad y calidad en la operación de los enlaces internacionales.....	- 81 -
2.3.11 Infraestructuras de interconexión internacional existentes	- 82 -
2.3.12 Tratamiento técnico-económico para la condición de país en tránsito -	82 -
2.3.13 Antecedentes de transacciones internacionales de electricidad efectivizadas en los últimos 10 años	- 82 -
2.3.14 Identificación de los principales obstáculos que limitan los intercambios de energía eléctrica con los países del SIESUR	- 88 -
2.4 PARAGUAY	- 88 -
2.4.1 Directivas de política energética sobre el comercio internacional de energía eléctrica	- 88 -
2.4.2 Aspectos institucionales relacionados con los intercambios energéticos transfronterizos	- 89 -
2.4.3 El comercio internacional de energía en la planificación del sistema eléctrico	- 90 -
2.4.4 Instrumentos internacionales que involucran aspectos relacionados con el comercio internacional de energía eléctrica.....	- 90 -
2.4.5 Esquemas establecidos para la construcción y uso de redes de interconexión internacional. Mecanismos de remuneración	- 91 -
2.4.6 Mecanismos existentes para la comercialización de energía eléctrica en el mercado regional	- 92 -
2.4.7 Aspectos tributarios y de regulación aduanera referidos a las transacciones internacionales de energía eléctrica	- 94 -
2.4.8 Régimen de garantías	- 94 -
2.4.9 Régimen de solución de controversias	- 94 -

2.4.10 Estándares de seguridad y calidad en la operación de los enlaces internacionales.....	- 94 -
2.4.11 Infraestructuras de interconexión internacional existentes	- 94 -
2.4.12 Tratamiento técnico-económico para la condición de país en tránsito -	96 -
2.4.13 Antecedentes de transacciones internacionales de electricidad efectivizadas en los últimos 10 años	- 97 -
2.4.14 Identificación de los principales obstáculos que limitan los intercambios de energía eléctrica con los países del SIESUR	- 100 -
2.5 URUGUAY	- 101 -
2.5.1 Directivas de política energética sobre el comercio internacional de energía eléctrica	- 101 -
2.5.2 Aspectos institucionales relacionados con los intercambios energéticos transfronterizos	- 101 -
2.5.3 El comercio internacional de energía en la planificación del sistema eléctrico	- 103 -
2.5.4 Instrumentos internacionales que involucran aspectos relacionados con el comercio internacional de energía eléctrica.....	- 103 -
2.5.5 Esquemas establecidos para la construcción y uso de redes de interconexión internacional. Mecanismos de remuneración.	- 107 -
2.5.6 Aspectos regulatorios y mecanismos existentes para la comercialización de energía eléctrica en el mercado regional	- 108 -
2.5.7 Aspectos tributarios y de regulación aduanera referidos a las transacciones internacionales de energía eléctrica	- 113 -
2.5.8 Régimen de garantías	- 114 -
2.5.9 Régimen de solución de controversias	- 114 -
2.5.10 Estándares de seguridad y calidad en la operación de los enlaces internacionales.....	- 114 -
2.5.11 Infraestructuras de interconexión internacional existentes ...	- 115 -
2.5.12 Tratamiento técnico-económico para la condición de país en tránsito -	116 -
2.5.13 Antecedentes de transacciones internacionales de electricidad efectivizadas en los últimos 10 años	- 117 -
2.5.14 Identificación de los principales obstáculos que limitan los intercambios de energía eléctrica con los países del SIESUR	- 126 -
3. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	- 127 -

Índice de Tablas

Tabla 1 Antecedentes de transacciones internacionales de electricidad efectivizadas en los últimos años (Importación).....	- 46 -
Tabla 2 Antecedentes de transacciones internacionales de electricidad efectivizadas en los últimos años (Exportación)	- 46 -
Tabla 5 transacciones bilaterales con Argentina y Uruguay en los últimos diez años, discriminadas por tipo de modalidad con devolución (MWh)	- 68 -
Tabla 6 Valores en MWh de importación/exportación, modalidad contractual-	69 -
Tabla 7 Generación (kWh) y valorización de los intercambios entre Argentina y Chile (\$ peso chileno), 2016 - 2017.....	- 87 -
Tabla 8 Generación (MWh) y valorización de los intercambios entre Argentina y Chile (USD/MWh), 2016 – 2017	- 87 -
Tabla 9: Exportación de energía eléctrica a través de las interconexiones internacionales del Paraguay, por fuera de los tratados de Yacyretá e Itaipú-	98 -
Tabla 10: Facturación anual por venta de energía y tarifa media de las transacciones bilaterales de electricidad del Paraguay, por fuera de los tratados binacionales -	99 -
Tabla 11 Exportaciones de electricidad hacia Argentina y Brasil. Cantidades físicas, facturación y precio medio.....	- 121 -
Tabla 12 Exportaciones de energía eléctrica hacia Argentina y Brasil, en cantidades físicas discriminadas por modalidad.....	- 123 -
Tabla 13 Importaciones de electricidad desde Argentina y Brasil, en cantidades físicas y facturación por modalidad, y precio medio	- 125 -

INFORME FINAL

Análisis del marco legal, institucional y normativo de los países que forman parte de los “Estudios especializados para la identificación de oportunidades para intensificar los intercambios de energía entre los países del cono sur, proyecto SIESUR”

1. RESUMEN EJECUTIVO

Con mayor o menor énfasis todos los países del Cono Sur coinciden en lo beneficioso de avanzar hacia la integración energética regional. Pero también son conscientes de las dificultades que entraña dicho proceso, y en consecuencia, de la necesidad de actuar por etapas, superando de manera exitosa las instancias menos complejas, para así poder afrontar las etapas más exigentes desde una base sólida. Particularmente en lo referente a la necesaria construcción de lazos de confianza entre los países, condición *sine qua non* para el progreso del proceso de integración.

Los antecedentes en materia de intercambios eléctricos entre los países evidencian que si bien a nivel bilateral se produjeron avances importantes (principalmente a partir del desarrollo de emprendimientos hidroeléctricos binacionales), se constata una subutilización de las instalaciones de interconexión existentes y un flujo de intercambios muy por debajo del potencial que resulta de los diversos estudios realizados. Asimismo, se verifica una prácticamente nula multilateralidad en los intercambios. De los antecedentes también se desprende que luego de los malogrados intentos en los 90' y principios de los años 2000, de implementar contratos firmes de largo de exportación/importación de energía eléctrica entre países de la región, hoy en día prevalecen los intercambios de oportunidad (spot) o contratos interrumpibles de corto plazo.

Es en función de lo anterior que el presente informe pone el énfasis en los intercambios bilaterales de oportunidad (spot) y los contratos interrumpibles de corto plazo. En el entendido que, superada exitosamente esta etapa, se habrán sentado las bases para seguir avanzando en el proceso de integración energética regional, uno de cuyos hitos fundamentales es la conformación de un mercado energético regional, cuyo diseño deberá dar cuenta de las especificidades que presenta la región (como la importante asimetría en el tamaño de los países y la dotación de recursos, entre otros).

A continuación, y a modo de resumen, se exponen los principales hallazgos derivados del análisis de los aspectos regulatorios relacionados con la identificación de oportunidades para intensificar los intercambios de energía eléctrica entre los países del Cono Sur (Argentina, Brasil, Chile, Paraguay y Uruguay) en el marco del Proyecto SIESUR, con el énfasis puesto en los intercambios de oportunidad (spot) y contratos interrumpibles de corto plazo, utilizando las infraestructuras de interconexión existentes.

Con base en la información proporcionada por los países se elaboraron los reportes nacionales, que posteriormente fueron validados por los países correspondientes. Estos reportes constituyeron el principal insumo para la realización del análisis objeto de este estudio.

1.1 Directivas de política energética y aspectos institucionales referidos al comercio internacional de energía eléctrica

Un primer aspecto a destacar es que, en mayor o menor medida, los 5 países cuentan con **directivas de política energética** en las que se plasma la voluntad de **avanzar en la profundización de los vínculos con los sistemas eléctricos de los países vecinos**, como un jalón en el camino hacia la **integración energética regional**. La concordancia en cuanto a dicha visión estratégica alienta a continuar en el camino de la profundización de los intercambios energéticos.

Multiplicidad de actores en la toma de decisiones. En lo que concierne a los **aspectos institucionales**, se observa la existencia de una multiplicidad de organismos involucrados con los intercambios energéticos transfronterizos (ministerios, entes reguladores, operadores de los sistemas, empresas eléctricas, organismos recaudadores de tributos, direcciones de aduanas, etc.). Los roles y la importancia varían en función de los arreglos institucionales y regulatorios vigentes en cada país. Si bien se observa que en mayor o menor grado el **principal protagonismo recae en el ministerio que tiene a su cargo los temas del área energética**, otros ministerios pueden asumir roles importantes (ej. Relaciones Exteriores, Economía), en tanto que la implementación de este tipo de intercambios puede tener consecuencias en el relacionamiento con otros países, e impactos en la seguridad del suministro eléctrico y las tarifas del servicio eléctrico. Estos aspectos, sumados a la cantidad de actores involucrados, complejiza y enlentece la toma de posición por parte de los países frente a los desafíos que se plantean.

1.2 El comercio internacional de energía en la planificación del sistema eléctrico

Si bien todos los países manifiestan que realizan algún tipo de ejercicio prospectivo que incluye escenarios que incorporan los intercambios con los países vecinos, resalta el caso de Chile, que por ley establece la inclusión entre otros escenarios y supuestos, de aquellos en los que se prevean intercambios internacionales de energía. Así mismo sobresale Brasil, que en sus planes energéticos de mediano y largo plazo incorpora proyecciones de la energía a importar de Itaipú (Paraguay), realiza estudios sobre eventuales expansiones de las interconexiones con los países vecinos, y se identifican posibles proyectos hidroeléctricos binacionales con los países limítrofes. Sería conveniente que todos los países pudiesen formalizar las

instancias de realización de escenarios prospectivos con intercambios internacionales, y compartir sus resultados con los demás integrantes del SIESUR.

Es de destacar que todos los países han sido muy enfáticos en dejar constancia que la planificación del Sector se realiza partiendo de la premisa de la **búsqueda de la autosuficiencia energética**. Es así que se planifica el abastecimiento de la demanda interna con determinada seguridad asociada, teniendo en cuenta la generación instalada en el territorio del país. En tal contexto, priman los esquemas que apuntan a los **intercambios de oportunidad** entre los países. Si bien no se descarta la posibilidad de establecer **contratos**, prevalece la idea que los mismos sean **de carácter interrumpible, y con preferencia de corto y mediano plazo**¹. La postura que subyace es que los intercambios se realicen en base a **energía excedentaria**, de tal modo que no afecten las necesidades de expansión de generación eléctrica de cada sistema, ni pongan en riesgo la seguridad y continuidad del suministro eléctrico de los países. **En estas circunstancias, la posibilidad de avanzar en la celebración de contratos firmes de largo plazo no aparece como factible y, en consecuencia, no se identifica como prioritaria por parte de los países.**

Así las cosas, el rol de los intercambios transfronterizos en esta etapa sería el de contribuir a la obtención de un suministro energético más seguro, estable y a menores costos, aportar al robustecimiento y la flexibilidad de los sistemas eléctricos, y mejorar la capacidad de respuesta ante situaciones de emergencia. Por otra parte, también se concibe como un instrumento de mitigación del cambio climático, pues facilita la incorporación y un mejor aprovechamiento de las energías renovables.

Este posicionamiento por parte de los países refuerza el objetivo que se plantea esta primera fase del proyecto SIESUR, donde se pone el énfasis en lograr una **intensificación de los intercambios de oportunidad en base a energía excedentaria y a partir de las infraestructuras de interconexión existentes**.

En dicho marco, adicionalmente a los intercambios de ocasión, aquellos países que pueden disponer de energía excedentaria en ventanas temporales anuales o plurianuales (por ejemplo, Paraguay y Uruguay podrían **explorar la posibilidad de suscribir contratos de exportación con horizontes de corto o mediano plazo**, según las condiciones que pueda ofrecer de cada sistema). Si bien los contratos seguirían siendo de **carácter interrumpible**, se podrían comprometer bloques de energía (por ej. trimestrales o semestrales) con un importante grado de firmeza y pactando las condiciones de interrumpibilidad². De mostrar los países interés en avanzar por esta vía, se impondría la necesidad de generar instancias donde abordar en profundidad los temas relacionados con la **disponibilidad de capacidad** y los **derechos de transmisión firme** en las interconexiones internacionales, de forma

¹ Los plazos cortos también contribuyen a reducir el riesgo de tipo de cambio, un factor que no se puede soslayar si los plazos son extensos.

² La posibilidad de implementar estos contratos resulta particularmente importante en el caso en que las instalaciones existentes requieren de alguna inversión para volverse operativas (caso línea Acaray (PY) – Foz de Yguazú (BR)). Un contrato de estas características ayudaría a mitigar los riesgos, coadyuvando a la factibilidad de la inversión, al posibilitar el repago de la misma con un menor grado de incertidumbre.

de posibilitar el intercambio para el requerimiento esperado de energía asociado al contrato (a lo largo de todo su período de vigencia), en consonancia con los marcos regulatorios vigentes en los países involucrados.

1.3 Instrumentos internacionales adoptados por los países del SIESUR para posibilitar el comercio internacional de energía eléctrica

Un breve repaso de los **antecedentes en cuanto a los instrumentos internacionales (acuerdos, tratados, memorandos, convenios, contratos de interconexión, etc.) establecidos entre países del SIESUR**, que involucran aspectos relacionados con el comercio internacional de energía eléctrica, permite evidenciar la existencia de un importante número de instrumentos implementados con el fin de darle un marco institucional, legal, comercial y técnico, a los intercambios. En el caso de los emprendimientos hidroeléctricos binacionales, los acuerdos fueron blindados por la implementación de sendos **tratados**, que requirieron de instancias de aprobación legislativa³. No es este el caso de las líneas de interconexión que no están asociadas a una central de generación binacional, construidas generalmente como respuesta a situaciones energéticas de carácter más bien coyuntural, y que se han desarrollado al amparo de convenios, y contratos de interconexión y abastecimiento, acuerdos de interconexión y memorándums de entendimiento. En la medida de lo posible, sería siempre deseable su ratificación mediante tratados.

Un dato a destacar es que en aquellos casos en que se han creado **instancias permanentes** para dar seguimiento a lo establecido en los acuerdos, estas han contribuido al afianzamiento de los vínculos de confianza entre los países, cuestión de fundamental importancia en la búsqueda de una intensificación de los intercambios (como fue en su momento la Comisión de Interconexión entre Argentina y Uruguay⁴).

En lo que concierne a los **aspectos regulatorios de aplicación a las transacciones internacionales de energía eléctrica**, si bien todos los países cuentan con normativa regulatoria específica⁵, se constata que por razones de diversa índole algunos países han optado por mantener total o parcialmente dicha normativa en *stand by*, y manejarse en forma *ad hoc*, de acuerdo a las circunstancias del momento. A modo de ejemplo, en el caso de Argentina y Uruguay, los intercambios transfronterizos de electricidad no se rigen estrictamente de acuerdo a lo establecido en los marcos regulatorios vigentes, sino por otras normas sustitutas.

³ No cabe duda de que más allá de aspectos controversiales que siempre existen, este tipo de blindaje genera mejores condiciones para el desarrollo de los intercambios energéticos entre los países, proporcionando un marco de mayor estabilidad y seguridad.

⁴ En los últimos años dicha comisión ha dejado de reunirse.

⁵ Salvo el Paraguay, donde para compensar la falta de un Marco Regulatorio específico, todos los intercambios regionales realizados hasta la fecha a través del Sistema ANDE fueron reglamentados por convenios bilaterales.

Sin entrar en la polémica sobre si en las actuales circunstancias los marcos regulatorios preexistentes son apropiados o no para el desarrollo de los intercambios energéticos entre los países, sería conveniente que, en un plazo no muy largo, todos los países puedan contar con marcos específicos claramente establecidos y operativos, que posibiliten un mejor aprovechamiento de las interconexiones. Una vez planteado lo anterior, también cabe dejar constancia de la necesidad que dichos marcos contemplen la **flexibilidad** como atributo, de forma que se puedan adaptar a las distintas configuraciones resultantes de las características particulares de cada sistema y de los acuerdos que hayan alcanzado los países.

1.4 Esquemas establecidos para la construcción y uso de redes de interconexión internacional. Mecanismos de remuneración

Como se ha señalado anteriormente, esta instancia se focaliza en las **instalaciones existentes**⁶. De hecho, los países se han manifestado reacios respecto de la posibilidad de invertir en nuevas líneas de interconexión en base a intercambios de ocasión. Si bien no lo descartan, lo consideran de alto riesgo⁷. En consecuencia, no se ahondará en comentarios acerca de los mecanismos establecidos para la construcción de nuevas interconexiones. Asimismo, dado que en esta etapa el foco está puesto en la intensificación de los intercambios spot, y no en la posibilidad de establecer contratos firmes, no se entrará en el detalle de los aspectos regulatorios vinculados con los derechos firmes de transmisión, quedando su tratamiento en profundidad para una etapa posterior.

Si bien los **esquemas de uso y mecanismos de remuneración** establecidos por los países que integran el SIESUR presentan diferencias, **no se identifican impedimentos para una intensificación de los intercambios transfronterizos de energía eléctrica con base a energía excedentaria por las líneas de interconexión existentes.**

En general prima el **régimen de acceso abierto** a instalaciones de interconexión internacional, pero con prioridad de uso para aquellos que disponen de Derechos de Transmisión Firme, si es el caso. También se observa, de manera general, que en las normas regulatorias se especifica que tanto las importaciones como exportaciones spot deberán estar sujetas a la existencia de **capacidad remanente** en las instalaciones de interconexión internacional.

En el caso de Paraguay, la función de transmisión es ejercida en su totalidad por la ANDE, y actualmente no existe una remuneración separada para la transmisión. En consecuencia, no se han establecido reglas de acceso y cargos aplicables a las

⁶ Esto no implica que no puedan considerarse inversiones en mejoras, modernización, sustitución o reposición de equipos existentes.

⁷ Como dato de la realidad cabe mencionar que en épocas recientes Uruguay construyó una línea de interconexión con Brasil sobre la base que la inversión se recuperaría sacando provecho de las oportunidades de intercambio entre ambos países (sin contratos), apuesta que resultó finalmente exitosa.

transacciones internacionales (tanto spot como bajo contratos), ni para las instalaciones nacionales empleadas en el comercio internacional, ni para las de interconexión.

En Chile las reglas de acceso y remuneración son distintas, dependiendo de si se trata de **interconexiones de servicio público o de interés privado**. Aquellas que son de **servicio público** están sujetas al régimen de acceso abierto, lo que implica, en términos generales, que pueden ser utilizadas por terceros bajo condiciones técnicas y económicas no discriminatorias entre todos los usuarios. En cuanto a la remuneración, se define en base al VATT (valor anual de la transmisión, constituido por la anualidad del valor de inversión y los costos de operación, mantenimiento y administración del activo) y se paga en proporción a su uso. Un dato no menor, es que la normativa contempla que el régimen de pago puede ser distinto a lo señalado anteriormente, si es que así se determina en un tratado o protocolo internacional. Por su parte, las condiciones de acceso a las instalaciones de interconexión internacional de **interés privado** se regulan en el decreto que autoriza el intercambio internacional de servicios eléctricos, y el régimen de pago se regula en el contrato respectivo.

La normativa brasilera también distingue dos tipos de instalaciones para el intercambio internacional, aquellas bajo la responsabilidad de agentes autorizados para construir, operar y mantener interconexiones internacionales, bajo su propio riesgo; y las interconexiones internacionales definidas en el artículo 1 de la Resolución Normativa N° 442/2011, que son instalaciones de transmisión bajo responsabilidad de los concesionarios o agentes equiparados a concesionarios de transmisión de energía eléctrica. Los primeros son remunerados por medio de contratos y acuerdos de importación/exportación de energía, sin que exista remuneración establecida por la regulación. En cuanto a los segundos, la retribución de la instalación es establecida por la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) y pagada por todos usuarios del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

El caso de la línea de interconexión Acaray (PY) – Foz de Iguazú (BR), merece un párrafo aparte. Existe interés tanto de la Administración Nacional de Electricidad (ANDE) como de la Compañía Paranaense de Energía (COPEL) en restablecer la interconexión eléctrica entre sus sistemas. Para ello COPEL deberá obtener la autorización para reactivar la interconexión por parte de la ANEEL (tramite que se encuentra en curso), como paso previo para comenzar la realización de los correspondientes estudios de viabilidad técnica, comercial y jurídica para el restablecimiento de la interconexión. Volver operativa dicha interconexión exige la instalación de un nuevo convertidor de frecuencia de igual o superior capacidad al existente, para lo cual ANDE busca asegurarse la venta de energía a COPEL, de modo que permita la recuperación de la inversión. ANDE como empresa pública deberá realizar un proceso licitatorio del que COPEL podrá salir vencedor o no. En principio, lo más probable es que COPEL gane la licitación. Además, hay que tener en cuenta que las instalaciones del lado brasileño le pertenecen. Por otra parte, la interconexión sería en 138 kV (que se considera una tensión de distribución)⁸ lo cual

⁸ No sería parte de la red básica y no estaría sujeto al régimen de libre acceso.

representa otra ventaja para COPEL. No obstante, lo anterior, no se puede descartar que otra empresa pueda ser adjudicada en la licitación, siendo necesario mantener la atención en el tema con el fin de garantizar que ello no derive en una limitación a los intercambios.

En lo referente a los **mecanismos de remuneración**, en términos generales, los cargos por el uso del sistema de transmisión a pagar por los importadores/exportadores de energía se establecen con base en la energía medida y dependen de las instalaciones de transmisión utilizadas.

A modo de ejemplo, en el caso de Uruguay los cargos de peajes por uso de las instalaciones se calculan en forma regular cada cuatro años y se actualizan anualmente mediante fórmulas paramétricas de ajuste. Actualmente el Decreto 26/020 establece los peajes por uso de las instalaciones de interconexión con Brasil asociados a intercambios spot y el Decreto 082/2020 establece los peajes por uso de las instalaciones de transmisión en territorio nacional asociados a exportaciones ocasionales. Las instalaciones del cuadrilátero de Salto Grande, que son las que se utilizan para los intercambios con Argentina, no tienen peajes específicos establecidos.

Si bien, como se ha señalado anteriormente, en este ítem no se identifican obstáculos insalvables que impidan una intensificación de los intercambios, es necesario hacer énfasis en la necesidad que haya reglas claras, estables, y que sean de acceso público⁹. Todo ello en aras de añadir más transparencia a las transacciones y seguir construyendo confianza. En el caso del Paraguay, si bien no es condición sine qua non, sería deseable que, en sus ofertas de energía, se pudiesen desagregar los costos de generación de la remuneración de las instalaciones de transmisión.

1.5 Mecanismos existentes para la comercialización de energía eléctrica en el mercado regional

Los **mecanismos existentes** en los 5 países con el fin de posibilitar la comercialización de energía eléctrica en el mercado regional, presentan diferencias importantes, entre las que se incluye la definición de los **agentes participantes** de los mismos. Salvo en el caso del Paraguay, donde ANDE tiene la potestad de aprobar los contratos de compra/venta e intercambio de energía, dentro y fuera del territorio nacional, un rasgo común al resto de los países es que los intercambios de energía eléctrica con los países vecinos y especialmente los contratos de compra-venta, requieren de la **autorización del poder ejecutivo respectivo** (generalmente el Ministerio de Energía).

⁹ Todos los cálculos que conducen a la determinación de los peajes y demás cargos tienen que poder ser reproducidos fácilmente por terceros.

No está dentro del alcance del trabajo ni se pretende que los países tengan que converger en un único modelo. La idea es cómo intensificar los intercambios, salvaguardando la soberanía de cada país para dotarse del marco normativo e institucional que estime más conveniente para regir dichos intercambios. En tal sentido, se entiende que, **perfeccionando los mecanismos existentes, y en la medida de lo posible ampliando su alcance, se puede alcanzar una intensificación de los intercambios.**

Los antecedentes son elocuentes respecto de la variedad de esquemas implementados. Los intercambios eléctricos spot entre Argentina y Uruguay se dan preferentemente por medio de ofertas entre el administrador del mercado argentino (CAMMESA) y la empresa uruguaya suministradora del servicio eléctrico (UTE). En tanto que, para los intercambios asociados a contratos, las normas uruguayas establecen que un importador puede ser un distribuidor, un comercializador, un generador o un gran consumidor y un exportador puede ser un generador o un comercializador. En los intercambios entre Paraguay y Argentina, los agentes que participan de las transacciones son la ANDE, IEASA (ex-EBISA) y las empresas distribuidoras de Formosa y Misiones. Por su parte, en los últimos intercambios entre Chile y Argentina, fue la empresa AES Gener S.A. (propietaria de la línea de transmisión eléctrica Andes – Salta 345 kV) quien realizó la solicitud de exportación de energía eléctrica en modalidad interrumpible hacia el SADI, a través de un agente comercializador en Argentina.

En tanto que en Brasil los agentes comercializadores son los que pueden ser autorizados como responsables ante la Cámara de Comercio de Energía Eléctrica (CCEE) por la exportación e importación de energía eléctrica, siempre que cumplan y estén autorizados en los términos establecidos por la Portaria MME N° 596, de octubre de 2011. En relación a esto último, el Poder Ejecutivo uruguayo designó en 2015 a UTE como exportador spot para realizar exportaciones spot a otros mercados eléctricos. Posteriormente a su designación, UTE suscribió Acuerdos de Provisión con comercializadores en Brasil, en los que se establecieron las condiciones y mecanismos que permitieron el suministro a Brasil de energía eléctrica generada en Uruguay. Argentina hizo otro tanto cuando exportó energía eléctrica a Brasil bajo esta modalidad. De su parte, en el acuerdo firmado entre Chile y Argentina¹⁰, se establece que son los agentes del mercado los que se encuentran en libertad de suscribir acuerdos y firmar contratos de importación/exportación, previa obtención de los permisos correspondientes por parte de las autoridades competentes de cada país. Dichos contratos entre privados tienen que responder a la legislación vigente en materia de intercambios comerciales.

Como se puede apreciar, la **heterogeneidad** es bastante grande y todos los esquemas presentan aristas positivas, pero también han sido **deficitarios** a la hora de explotar al máximo las oportunidades de intercambio. La **magnitud** de la energía a comercializar y los **costos de transacción** asociados, así como las diferentes **motivaciones** de los potenciales participantes, son aspectos que pesan en la decisión de los agentes para involucrarse en el tema. En las instancias de este

¹⁰ ACE N°16, 21° protocolo adicional.

estudio en las que los países han suministrado información y expuesto su posición en relación al tema, los obstáculos a una intensificación de los intercambios bilaterales a través de las redes existentes, en las modalidades spot y contratos interrumpibles de corto plazo, no son mayormente de carácter regulatorio¹¹. No obstante, existen planteos de **disconformidad con el funcionamiento actual de algunos mecanismos regulatorios**, y en tal sentido, se proponen algunos cambios que se entiende podrían contribuir a una intensificación de los intercambios.

- En el caso del Brasil no cabe duda de que la entrada en vigor de las **Portarias 339 y 418** emitidas por MME¹², implican un **muy importante avance en las posibilidades de intensificar los intercambios con Argentina y Uruguay**. Basta recordar que desde el 2008 prevalecían las transacciones en la modalidad de intercambio compensado (con devolución), lo que acotaba mucho los intercambios. Los progresos podrían ser aún mayores, si a partir de los resultados de las consultas públicas N° 96/2020 y N° 97/2020, se habilitara la **exportación de energía eléctrica de vertimientos turbinables**, y la **exportación de electricidad proveniente de excedentes renovables no hidroeléctricos**, respectivamente. De concretarse ambas iniciativas, el impacto sobre los intercambios sería superlativo, visto que los escenarios prospectivos del sistema brasileiro muestran valores crecientes de ambos excedentes, y siendo la exportación a los países vecinos una excelente posibilidad de valorizarlos. De este modo, las cantidades de energía para comercializar podrían alcanzar una **masa crítica**, que haga que los potenciales beneficios sean suficientemente grandes como para superar los costos de transacción asociados y atraer así el interés de los agentes implicados y de los propios gobiernos. En el caso del gobierno brasileiro, resulta evidente que por el tamaño del mercado eléctrico y el modelo comercial imperante¹³, si no es por montos importantes, no se justifica dedicar esfuerzos en el afinamiento de las normas y mecanismos. Particularmente porque dichas transacciones provocan cambios en los ingresos de los agentes, y se requiere de acciones de compensación o reasignaciones, que los expone a situaciones de tensión, así como potenciales litigios.

- También es importante hacer notar que, en estos procedimientos de **carácter unilateral** implementados por Brasil, los **plazos de vigencia son relativamente cortos** (cuatro años y dos años y medio, P 339 y P 418 respectivamente) lo que va en detrimento de aquellos casos que requieran, por ejemplo, de inversiones en

¹¹ Cabe dejar constancia que en etapas más avanzadas del proceso de integración energética, particularmente al momento de plantearse la conformación de un mercado eléctrico regional, las diferencias en los marcos regulatorios de los países se visualizan como una barrera importante a sortear. En tal sentido resultan muy ilustrativos los reportes que reflejan las posturas de Brasil y Argentina, que identifican expresamente dichas diferencias como una barrera al desarrollo de un mercado energético regional, y llegado el momento, plantean la necesidad de converger hacia una armonización de los respectivos marcos.

¹² En dichas Portarias las autoridades de Brasil han definido nuevas modalidades de intercambio posibles de realizar con Argentina y Uruguay. Tal el caso de la importación de energía eléctrica interrumpible (Portaria MME No. 339, del 15 de agosto de 2018), así como para la exportación de energía eléctrica interrumpible a partir de plantas termoeléctricas (Portaria MME No 418, del 19 de noviembre de 2018).

¹³ Basado en el concepto de “garantía física”, que solo tiene consistencia si el parque generador se representa como un sistema cerrado, que opera centralmente optimizado.

mejoras o ampliaciones de las instalaciones existentes. Sería deseable que a medida que los mecanismos implementados se vayan afianzando, las relaciones de confianza entre los países se fortalezcan y el nuevo nivel de intercambios muestre sus frutos, se puedan formalizar **acuerdos de intercambio** (u otros instrumentos internacionales) entre los países involucrados. Asimismo, se entiende que de darse la situación descrita precedentemente se generarán mejores condiciones para plantearse **plazos de vigencia más prolongados**.

- Otro aspecto que también plantea algún tipo de limitación para una intensificación de los intercambios, se relaciona con la exigencia que, en las ofertas de exportación al Brasil, los **compromisos se fijen con ventanas semanales**. En este caso se trata de una limitación que deriva de la determinación de los tiempos de programación de la operación que mejor se adaptan a las condiciones del sistema brasileño. En consecuencia, no es factible ni razonable, sostener que se cambie en aras de un eventual incremento de los intercambios con los países vecinos. Quizás los propios cambios que deriven de la penetración a gran escala de energías renovables no gestionables, conduzcan a que el sistema eléctrico brasileño termine adoptando ventanas diarias. No obstante lo anterior, cabe dejar constancia que en el último periodo han mejorado sustancialmente las condiciones para las exportaciones, implementándose un mecanismo más flexible, en el que si bien la oferta de energía sigue siendo semanal, Brasil toma a partir de volúmenes y precios que se ajustan todos los días en función de la disponibilidad que tenga Uruguay.

- En relación a su vínculo con Argentina, Uruguay ha planteado su disconformidad respecto de lo que dicho país entiende como falta de apego a las condiciones establecidas y de involucramiento a nivel de los gobiernos en la validación de los mecanismos de intercambio. En consecuencia, de acuerdo con la postura uruguaya, se estarían incumpliendo los principios de reciprocidad previstos en los Acuerdos vigentes, generándose una limitación de los volúmenes intercambiados por exportaciones que no se concretan, con evidentes pérdidas para ambas partes¹⁴. En particular se hace referencia a que desde principios de 2017 CAMMESA comenzó a aplicar un tope al precio ofertado por UTE para intercambios de exportación (actualmente dicho tope es de 28 USD/MWh), lo que implicaría un apartamiento de la filosofía de la modalidad sustitución, donde los beneficios asociados a estos intercambios se reparten en forma igualitaria entre ambos sistemas. No corresponde a este ámbito dar opinión sobre el tema en cuestión, pero sí sugerir que se retomen las instancias de coordinación y diálogo, particularmente en el marco de la Comisión de Interconexión, que tanto contribuyó al buen desempeño de las interconexiones y el intercambio energético entre ambos países.

Ya se ha señalado que los países han adoptado diferentes esquemas para el comercio transfronterizo de energía eléctrica, y que a priori no se puede inferir que uno sea mejor que otro independientemente de las características particulares de los sistemas nacionales. Aquellos que se inscriben en una lógica de **oportunidad de**

¹⁴ Una evaluación del perjuicio que tuvo la interrupción de estos intercambios, correspondiente a las primeras 44 semanas del año 2017, arrojó que, de haberse concretado potenciales ofertas por 1923 GWh, cada país se hubiera visto beneficiado por un monto del orden de los 65 millones de USD.

negocio, apuntan a que la dinámica que imprimen los agentes en la búsqueda de beneficios, redunde en una intensificación de los intercambios. Habida cuenta que la explotación del potencial de intercambios existente puede ser recompensada con la obtención de importantes beneficios, actuando bajo esta lógica los actores de catalizadores del comercio internacional de energía. Pero la experiencia también muestra que un contexto de gran disparidad de fuerzas en el poder de negociación de los actores¹⁵, puede llevar a un reparto muy inequitativo de los beneficios entre los países, que termine dañando los lazos de confianza y atentando contra los intercambios. De darse tales circunstancias, la posibilidad de implementar modalidades de intercambio que apunten a una **distribución más equitativa de los beneficios** (ej. modalidad de sustitución del convenio entre Argentina y Uruguay, reparto 50/50 de las rentas de congestión entre Ecuador y Colombia), puede contribuir a superar los recelos y destrabar la situación, en la medida que el arreglo sea satisfactorio para ambas partes.

En lo referente a los **mecanismos de formación de precios**, los antecedentes más recientes en todos los países del SIESUR, apuntan a que la **exportación no marque precio para la demanda interna del país exportador**. En el caso chileno, si bien como ya se comentó no hay un mecanismo establecido, sino que se resuelve en forma “*ad hoc*”, prevalece la postura que la exportación no marque precio. En el caso brasileiro, en la PORTARIA MME Nº 418 de noviembre de 2019, que establece las directrices para la exportación de la energía eléctrica interrumpible sin devolución, destinada a la República Argentina y a la República Oriental del Uruguay, proveniente de Usinas Termoeléctricas en Operación Comercial, se plantea explícitamente que la exportación no será considerada a los efectos de la formación del Precio de Liquidación de Diferencias (PLD), ni en los procesos de planeamiento y programación de la operación asociada a los modelos de optimización.

En términos generales, se estima que la adopción de esta posición por parte de los países contribuye a una mayor intensificación de los intercambios, en la medida que el aumento de los precios a la demanda interna como consecuencia de una exportación, desalienta a los gobiernos a promover su concreción.

En relación a las normas establecidas ante una **situación de déficit energético**, todos los países son coincidentes en cuanto a que, **ante una situación de tales características en el abastecimiento de la demanda interna, se deberá priorizar a esta última, en detrimento de la exportación**.

En el caso de Chile, en los antecedentes de intercambios autorizados más recientes, las exportaciones se consideran siempre de oportunidad y el abastecimiento interno debe tener prioridad. Al respecto la Ley establece que el decreto supremo, de exportación o importación, debe incorporar las condiciones específicas en que se autoriza, tales como las condiciones bajo las que se puede suspender o interrumpir el intercambio de energía en caso de generar alguna amenaza o perturbación a la seguridad sistémica nacional. Por su parte en el caso de Uruguay, ante situaciones de racionamiento la normativa vigente establece la suspensión de las exportaciones

¹⁵ Ya sea por una situación de vulnerabilidad coyuntural (ej. situación de déficit energético) o estructural (ej. diferencia en tamaño, poderío económico, estructura de mercado).

spot y que se informe a los exportadores con contratos establecidos, del déficit y los precios spot previstos, y se les solicite si pueden reducir excepcionalmente la entrega por exportación. Así mismo para Brasil, en la referida Portaria Nº 418 se deja expresa constancia que la exportación de energía eléctrica será considerada de carácter interrumpible y las cantidades estarán limitadas por las restricciones eléctricas existentes en el SIN. Asimismo, no deberá afectar la seguridad electro-energética del SIN, ni aumentar los costos del sector eléctrico brasileño.

1.6 Tratamiento técnico-económico para la condición de país en tránsito

En relación al análisis de la **modalidad de "país en tránsito"**, los antecedentes dan cuenta de la utilización de las redes del Sistema Argentino de Interconexión (SADI) para posibilitar el pasaje de energía eléctrica proveniente del Brasil hacia Uruguay, así como del uso de las redes del Sistema Nacional Interconectado de Uruguay (SIN) para habilitar el pasaje de energía eléctrica del Brasil hacia Argentina. También los antecedentes advierten de intentos frustrados por parte del Paraguay, que tenían por objetivo la venta de energía eléctrica del Paraguay hacia Chile y Uruguay, utilizando las redes del Sistema Argentino como "país en tránsito".

Se observa que **se comparten principios generales** tales como que la autorización para una operación de tránsito esté supeditada a que no produzca congestión, ni alteraciones, ni problemas técnicos en la red del país de tránsito; que el tránsito de energía no afecte los valores económicos del mercado del país que pone a disposición de terceros sus redes; y que los agentes entre los que se efectúa la transacción, además de los cargos por el uso de las instalaciones de transmisión, se hagan cargo de todos los eventuales sobrecostos que dicho tránsito ocasiona. No obstante, **persisten disensos importantes** en relación a este tema.

Tanto el cálculo de los peajes por el uso de las redes de transmisión como la evaluación de los citados eventuales sobrecostos (ej. pérdidas), requieren de la existencia de **reglas claras, transparentes y estables**. Ya se ha hecho referencia a la imprescindible necesidad de construir una **base de confianza mutua**, sin la cual es imposible plantearse una intensificación de los intercambios y menos aún avanzar hacia la integración energética. Para ello los países deben **compartir información** sobre sus sistemas, de forma que se puedan reproducir los cálculos de los diferentes cargos (ej., los cargos por peajes y eventuales sobrecostos) y hacer proyecciones relativamente confiables sobre la evolución de los sistemas. Lamentablemente en algunos casos todavía prima la desconfianza, y el acceso a la información no se da de forma totalmente transparente y fluida.

En relación a este tema las normas uruguayas dictaminan que el ingreso y tránsito de energía paga los peajes y cargos que correspondan por la utilización de las redes del país, así como los costos de las interconexiones según los decretos vigentes. Por su parte, si bien en Brasil no existen reglas específicas respecto de la utilización del SIN como medio de tránsito para intercambios entre otros países, tampoco se

identifica ningún impedimento en ese sentido. Al no existir un tratamiento específico en la regulación respecto de este tipo de transacciones, se entiende que es aplicable lo establecido de manera general. En el caso del Paraguay, no existe información respecto de tratamiento del tránsito por las redes del sistema paraguayo de energía eléctrica de terceros países.

Pero indudablemente, por su ubicación geográfica central, la **posición de Argentina** respecto del tránsito por las redes de terceros países resulta de fundamental importancia para su desarrollo entre los países del SIESUR, dado que, en la práctica, serían mayormente las redes del Sistema Argentino de Interconexión (SADI) las utilizadas para hacer factible dicho intercambio.

En relación al tratamiento técnico-económico para la condición de país en tránsito, Argentina ha ratificado su posición favorable a que el país de tránsito pueda utilizar temporalmente la energía en tránsito para resolver situaciones de emergencia de su demanda interna. El concepto de emergencia y las consecuencias económicas del uso temporal se deberán definir en forma previa entre las partes que acuerden intercambios internacionales.

Asimismo, Argentina en ocasión de la discusión del tema en marco de la elaboración del Anteproyecto de Tratado Energético Suramericano (marzo 2010), defendió la postura que de existir una operación de intercambio de energéticos entre países del SIESUR, para cuya ejecución sea necesario el tránsito por redes a través de un tercer país del SIESUR, éste último tendrá derecho, durante la vigencia del tránsito, a pactar con el País exportador operaciones de intercambio por el precio establecido en la operación que hubiera dado origen al tránsito. Del mismo modo, se propone que los países interesados en los intercambios internacionales (interrumpibles y no interrumpibles), que utilicen a la Argentina como país de tránsito, asuman la obligación de financiar la ampliación de la capacidad de transporte de las redes que se califiquen afectadas a la ejecución de la transacción.

El trasfondo del tema es que en ciertas circunstancias puede ocurrir que se demande la participación funcional a un país, y éste entienda que más allá de las posibles compensaciones por eventuales sobrecostos y el pago de los correspondientes peajes, tiene derecho a **participar de las ganancias globales** que la transacción comercial genera entre el país exportador y el importador, particularmente si se interpreta que dicha transacción le genera algún otro tipo de afectación¹⁶.

Otro tema que también impacta sobre el desarrollo de los intercambios energéticos bajo la modalidad de país en tránsito, es el **impositivo**. Bajo las normas argentinas se trata de una importación temporal de energía realizada por el comercializador, el cual funciona como vínculo legal entre ambos extremos de los intercambios fronterizos. Si bien las normas aduaneras vigentes permiten evitar recargar la importación y la consecuente exportación con el IVA, no evita la **internalización de la energía**, con sus consiguientes **costos financieros** por la retención y posterior

¹⁶ Un ejemplo de ello podría ser el caso que Argentina interprete que la exportación de Paraguay a terceros, aun proviniendo de la Central de Acaray, repercute sobre la energía toma de la Central de Yacyretá, en función del derecho preferencial establecido en el Tratado de Yacyretá, de adquirir la energía que no sea utilizada por Paraguay para su propio consumo.

devolución del IVA depositado. De regir la figura de energía eléctrica en tránsito en la normativa argentina, la energía con destino a terceros países no se internalizaría y se podrían agilizar los trámites y evitar los costos financieros antes referidos.

En función de todo lo señalado anteriormente respecto del tránsito por terceros países, todo indica que queda aún un largo camino por recorrer para que se convierta una práctica corriente. Para poder avanzar en esta dirección sería importante insistir en la necesidad de **generar instancias en las que los países compartan información de sus sistemas eléctricos y del marco normativo efectivo en el que se desenvuelven**. También ayudaría el explorar la posibilidad de implementar algunas experiencias piloto, acotadas en magnitud y tiempo, que permitan verificar en la práctica el impacto sobre las redes, los potenciales beneficios a distribuir, y a la vez, ir aceitando los mecanismos y evaluando las responsabilidades de todas las partes involucradas.

Merece una consideración aparte todo lo relacionado con la **distribución de los beneficios obtenidos en los intercambios energéticos** que se realizan bajo la modalidad de país en tránsito. Sin duda existen distintas opciones al respecto y cada actor opta por aquella que mejor se aviene a sus intereses¹⁷. En el caso del SIESUR, por la situación mencionada anteriormente, la solución a encontrar deberá tomar en consideración el **posicionamiento de Argentina** respecto del reparto de los beneficios globales y el resarcimiento de los eventuales perjuicios.

Como ejercicio práctico se podría analizar la factibilidad técnico-económica de la venta de energía eléctrica del Paraguay a Chile, utilizando a la Argentina como país de tránsito. La realización de este ejercicio proporcionaría insumos para obtener una primera evaluación de los beneficios regionales a ser repartidos, y la asignación a cada participante según distintos criterios de reparto. A partir de los resultados de este ejercicio se tendrá una primera noción acerca de si vale la pena o no seguir explorando dicha posibilidad.

1.7 Régimen de solución de controversias

En lo que atañe a los mecanismos implementados entre los países para solucionar eventuales controversias, todos los países se remiten a lo establecido en los respectivos tratados, convenios y acuerdos bilaterales que dan marco legal a la comercialización de energía a través de las interconexiones internacionales. Ningún país realizó ningún juicio de valor sobre si dichos mecanismos han sido efectivos a la hora de resolver las controversias acontecidas.

¹⁷ Como antecedente en la región cabe mencionar que en el marco del SINEA, también se encontraron dificultades a la hora de acordar las reglas para el reparto de los beneficios entre los países.

1.8 Identificación de los principales obstáculos que limitan un mayor aprovechamiento de las oportunidades de comercio

Respecto de la identificación de los obstáculos que limitan un mayor aprovechamiento de las oportunidades de comercio de energía eléctrica transfronterizo, las respuestas de los países fueron de tenor muy diferente:

Brasil sostiene que la existencia de diferencias entre los modelos regulatorios de los países constituye uno de los principales obstáculos para el desarrollo de un mercado energético regional. También identifica las barreras de orden burocrático, incluidas las aduaneras, como obstáculos importantes a un mayor intercambio. En consecuencia, plantea la necesidad de propender a una armonización de los marcos regulatorios, pero no entra en mayor detalle. Asimismo, postula la conveniencia de implementar medidas que abarquen aspectos de carácter técnico, operativo, legal, ambiental y tributario, las cuales deberían formar parte de los memorandos de entendimiento entre los países participantes, ya sea de forma bilateral o multilateral.

Por su parte **Argentina** realiza consideraciones de carácter general, en las que enumera los que a su juicio son algunos de los principales obstáculos que deberían ser objeto de análisis. Entre ellos cabe mencionar: 1) la falta de un proceso de integración económica que sustente la integración eléctrica, hace que los países tiendan a asegurar el suministro de energía eléctrica a la demanda de su país a través del autoabastecimiento de energía eléctrica, antes que a depender de la importación de la misma; 2) Un cierto enfoque restrictivo en la comercialización a terceras partes, contenido en la redacción de los Tratados destinados a concretar las hidroeléctricas binacionales (Itaipú, Yacyretá, etc.), que solo habilita transacciones de compensación del recurso entre las partes, limitando a compradores y vendedores en sus posibilidades y; c) la limitación a energía y potencia como productos transados en una interconexión internacional, siendo que esto podría ampliarse a algunos de los servicios complementarios (ancillary services) como puede ser la reserva rotante, reserva de año seco, etc.

Chile a su vez no vislumbra obstáculos desde el punto de vista regulatorio para la implementación de intercambios internacionales de energía eléctrica en las condiciones establecidas, debido a que cuenta con un desarrollo regulatorio flexible que permite realizar un análisis particular para cada caso que se presente. En consecuencia, el principal obstáculo que se identifica en el corto plazo, dadas las importantes restricciones en la capacidad de transporte que presenta la línea Andes – Cobos que une a los sistemas eléctricos de Chile y Argentina, es **que en la práctica no se cuenta con capacidad de infraestructura para poder llevar a cabo las transacciones internacionales de energía eléctrica.**

En el caso del **Paraguay** se analizan las 3 interconexiones existentes y en cada una se identifican los principales obstáculos para un mayor intercambio, siendo estos esencialmente de carácter comercial. En la interconexión Carlos Antonio López – El Dorado, el principal obstáculo deriva de la necesidad de realizar inversiones para repotenciar la interconexión. Para ello se deberán cerrar acuerdos comerciales con

Electricidad de Misiones (EMSA), que posibiliten el repago de la inversión y que los precios resulten atractivos para EMSA y ANDE. En el caso de la interconexión Guarambré – Clorinda, el principal obstáculo reside en que los precios ofertados por la ANDE no han sido considerados competitivos por la contraparte argentina. En lo que concierne a la interconexión ANDE – COPEL, para reactivarla es necesario invertir en una nueva convertidora de frecuencia. El obstáculo para concretar dicha inversión radica en la falta de avances en la implementación de un contrato de energía con la COPEL, que asegure los fondos para el repago de la inversión.

Finalmente, **Uruguay** plantea que los antecedentes muestran que la sola existencia de infraestructura de interconexión y disponibilidad de energía no es suficiente para la concreción de los intercambios. Se identifica como una de las principales barreras a un mayor intercambio a la falta de un involucramiento sostenido de los gobiernos de los países en el establecimiento, mantenimiento y adecuación de las condiciones de intercambio, para que éstos se puedan dar en forma sostenida, en condiciones de reciprocidad y maximizando el beneficio para ambas partes. En tal sentido postula la necesidad de darle continuidad a las reuniones de la Comisión de Interconexión establecidas en el Acuerdo de Interconexión con Argentina. Para el relacionamiento con Brasil, Uruguay reivindica la existencia de condiciones acordadas entre los países y su revisión en forma periódica, de forma que se puedan tomar en consideración las características específicas del sistema uruguayo. Conforme a lo expresado por Uruguay, estas consideraciones aplican tanto a los intercambios spot como a los que se podrían derivar de la celebración de contratos, aunque en este último caso se suman también la falta de madurez y confianza de los mercados energéticos de los países, así como en las diferencias entre los marcos regulatorios.

2. REPORTES NACIONALES

En el marco de la presente consultoría se realizó una revisión de los marcos legales, institucionales y normativos de los países integrantes del proyecto SIESUR, con el propósito de **identificar las oportunidades que posibiliten una intensificación de los intercambios de energía entre los países**, con el énfasis puesto en **los intercambios de oportunidad** y la **utilización de las infraestructuras de interconexión existentes**. A tales efectos se estableció comunicación (vía correo electrónico y teleconferencias) con los técnicos y autoridades designados por los países, de los que se obtuvo una buena parte de la información requerida, y un primer esbozo de la visión de los países respecto del rol a jugar por dichos intercambios en el desarrollo de sus sistemas eléctricos, y las barreras que impiden un incremento de los mismos.

En tal sentido se hizo especial hincapié en que los **reportes nacionales** reflejaran fielmente la **posición de los diferentes países** en relación al tema en cuestión, para lo cual se les pidió que **validaran** los capítulos correspondientes a sus países.

2.1 ARGENTINA

2.1.1 Directivas de política energética sobre el comercio internacional de energía eléctrica



La contraparte argentina pidió más plazo para completar este ítem. Al momento de la edición final no se recibió nada de parte del país.

2.1.2 Aspectos institucionales relacionados con los intercambios energéticos transfronterizos

Las **instituciones u organismos** cuyas competencias se relacionan con el comercio internacional de energía eléctrica son los siguientes:

- ✓ **Integración Energética Argentina SA (IEASA):** Creada por la fusión de las empresas ENARSA y EBISA en cumplimiento de lo dispuesto en el Dto. PEN N° 882/2017, absorbió las funciones de comercializadora de la energía eléctrica proveniente de los aprovechamientos binacionales e interconexiones internacionales en los que el ESTADO NACIONAL le hubiese asignado esa función a EBISA. Esas funciones cubren la comercialización en el MEM de la energía argentina de la CH Salto Grande y de la CH Yacyretá, así como la

exportada o importada mediante otras interconexiones menores, preexistentes al dictado de la ley 24.065, cuyos intercambios están basados en acuerdos entre países y se ocupa de las transacciones económicas con los organismos correspondientes de los países vecinos.

- ✓ **Secretaría de Energía (SE):** Es el organismo responsable de la política energética nacional en materia de energía eléctrica, y se ubica en el ámbito del Ministerio de Economía. En la Ley 24.065, en el Art 34 del Capítulo VIII, se define que la exportación e importación de energía eléctrica deberán ser previamente autorizadas por la Secretaría de Energía.
- ✓ **Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (CAMMESA):** Administra las operaciones económicas del MEM y las operaciones técnicas del SADI (Sistema Argentino de Interconexión). De acuerdo a lo establecido en la Ley 24.065, CAMMESA está habilitada a realizar intercambios de oportunidad de energía eléctrica (transferencias spot). En su doble rol de Operador del Sistema y Administrador del Mercado, ha sido habilitada para licitar la intervención de comercializadores de energía (principalmente en intercambios con Brasil) para la compra o venta de energía bajo ofertas de oportunidad con los sistemas eléctricos de los países vecinos, despacha la convocatoria de las compras adjudicadas y se ocupa de las transacciones económicas asociadas.
- ✓ **Ente Nacional Regulador de Electricidad (ENRE):** Organismo autárquico, regulador y de control, de naturaleza técnica, constituido en el ámbito de la Secretaría de Energía. Establece las tarifas en los sistemas de transporte de jurisdicción federal y es responsable de las funciones de auditoria y fiscalización del servicio eléctrico y sus actores. Interviene en todo lo que se refiere a la autorización para la construcción de interconexiones internacionales, el régimen aplicable a la concesión de las mismas (otorga la concesión) y su operación y mantenimiento.
- ✓ **Ministerio de Relaciones Exteriores, Comercio Exterior y Culto:** Interviene, en el ámbito de su competencia, cuando el Estado Argentino necesita implementar Acuerdos Internacionales en materia de energía. Colabora en la formulación de los acuerdos internacionales suscriptos o a suscribir con los países limítrofes que están interesados en fomentar los intercambios de energía eléctrica, ya sea para la construcción de nuevos vínculos o la máxima utilización de los existentes.
- ✓ **AFIP:** Organismo tributario de ámbito federal que regula y percibe las cargas impositivas asociadas a las transacciones internacionales y define también su tratamiento aduanero.

2.1.3 El comercio internacional de energía en la planificación del sistema eléctrico

La importación y exportación de energía eléctrica ha sido considerada en decisiones de expansión del sistema de transporte en extra alta tensión (500 kV), en cuanto ello resultaba de utilidad para el abastecimiento de la demanda de energía eléctrica nacional.

Al respecto, puede citarse el caso de la línea 500 kV Rincón Santa María – Resistencia II (que ingresará al servicio en los próximos meses), en la que, como un elemento de evaluación, se consideraron condiciones simultáneas de importantes aportes de energía en la C.H. Yacyretá y la existencia de importantes excedentes hidroeléctricos en las centrales instaladas en las cuencas del sur de Brasil, posibles de ser ofrecidos para su importación de oportunidad por parte del Sistema Eléctrico Argentino.

También ha sido considerado el comercio internacional en otras decisiones de expansión adoptadas en el pasado, como ser la línea 500 kV NEA – NOA.

No obstante, lo anterior, al presente, los criterios empleados para la planificación de la expansión de la red de 500 kV no consideran los tránsitos internacionales con o entre terceros países por la red nacional.

2.1.4 Instrumentos internacionales que involucran aspectos relacionados con el comercio internacional de energía eléctrica

2.1.4.1 Argentina-Brasil

“Memorando de Entendimiento entre el Ministerio de Minas y Energía de la República Federativa de Brasil y la Secretaría de Gobierno de Energía del Ministerio de Hacienda de la República Argentina sobre Intercambio de Energía”, de 6 de mayo de 2019. En el mismo se establecen las bases y condiciones para posibilitar el intercambio de electricidad entre Brasil y Argentina, vigente hasta el 31 de diciembre de 2022.

Entre los artículos más importantes destacan:

Artículo I. Las Partes procurarán proporcionar energía eléctrica en las siguientes modalidades:

a) Sin devolución de energía eléctrica interrumpible suministrada: esta modalidad se basa en la utilización de plantas térmicas no usadas para satisfacer el mercado del país suministrador y/o por medio de energía vertida turbinable no asignable al sistema del país suministrador;

b) Con devolución de energía eléctrica interrumpible suministrada para atención de emergencia: caracterizada como recibimiento de energía cuando sean necesarias

operaciones de emergencia, tales como emergencias en el sistema de generación o transmisión que comprometan la atención de la carga;

c) Con devolución de energía eléctrica interrumpible suministrada para aprovechamiento de excedentes de vertido hidroeléctrico o renovables no convencionales: caracterizando excedentes de vertido como energía puesta a disposición por no contar con demanda en el mercado local y que puede ser aprovechada por el otro sistema.

Artículo 2. El suministro de energía eléctrica mencionado en los puntos "b" y "c" del Artículo anterior tendrá naturaleza excepcional y debe ser compensado con devolución en igual cantidad por parte del país suministrado, en el momento que sea posible asignar esa energía, preferentemente en el mismo año calendario, no habiendo transacción.

Artículo 3. En los puntos "a" y "c" del Artículo 1, las Partes deberán aplicar las medidas necesarias para evitar producir costo adicional a los agentes sectoriales y para la reducción de costos al consumidor de energía eléctrica.

Artículo 4. El suministro de energía eléctrica entre las Partes se llevará a cabo bajo la condición de no poner en riesgo la seguridad energética brasileña y/o argentina.

Artículo 5. La cantidad disponible de energía eléctrica, limitada a la capacidad de 2.100 MW, que se suministrará desde la República Federativa del Brasil o desde la República Argentina, se habilitará y/o será definida a través de los órganos competentes de las Partes de conformidad con las regulaciones vigentes y los procedimientos internos.

Artículo 6. Los costos relacionados con las garantías, pérdidas, transporte, impuestos y cargos son:

i) En el caso del suministro de energía eléctrica a la que se refiere el punto "a" del Artículo 1 serán responsabilidad de los agentes comercializadores de la operación de suministro y serán calculados sobre la base de las regulaciones de cada país;

ii) En el caso del suministro de energía eléctrica a la que se refiere los puntos "b" y "c" del Artículo 1 serán responsabilidad de la parte suministrada, tanto en el caso del suministro de energía eléctrica como de su devolución, y serán calculados sobre la base de las regulaciones de cada país.

Artículo 8. Las modalidades a las que se refiere el Artículo 1 podrán llevarse a cabo durante todo el año por medio de la Conversora de Frecuencia de Garabí o de la Conversora de Frecuencia de Uruguaiana para el suministro de energía previsto en este Memorándum de Entendimiento.

Artículo 9. Para cualquier operación y/o transacción económica generada por la aplicación de este Memorándum de Entendimiento se aplicará el Sistema Bilateral de Pago en Moneda Local implementado mediante el "Convenio del Sistema de Pagos en Moneda Local entre la República Argentina y la República Federativa del Brasil" firmado el 8 septiembre de 2008.

Artículo 10. Además de las modalidades de suministro de energía eléctrica referidas en el Artículo 1, las Partes procurarán suministrar energía eléctrica de naturaleza firme, en contratos de mediano plazo, en el marco de este Memorándum de Entendimiento.

Artículo 11. Los análisis de los mecanismos de intercambio continuarán. Las Partes asumen el compromiso de intensificar los estudios para desarrollar un mecanismo permanente de intercambio compensado de energía eléctrica entre ambos países y para hacer que la interconexión mejore la calidad del servicio de ambas Partes (servicios de reservas, alivio de la carga, etc.).

2.1.4.2 Argentina – Chile

- “Vigésimo Primer Protocolo Adicional al Acuerdo de Complementación Económico N° 16 entre el gobierno de la República Argentina y el gobierno de la República de Chile sobre normas que regulan la interconexión eléctrica y suministro de energía eléctrica entre la República Argentina y la República de Chile”, del 29 de diciembre de 1997.

- “Memorando de Entendimiento entre el gobierno de la República Argentina y el gobierno de la República de Chile a los fines de propender al intercambio de gas natural, energía eléctrica y a la cooperación en materia energética (agosto de 2014)”. En cuanto a la cooperación en energía eléctrica reconoce dos modalidades de intercambio: de **emergencia y de oportunidad**. También acuerdan estudiar la viabilidad de inclusión de la modalidad de intercambio de oportunidad con devolución.

- “Protocolo de Emergencias Energéticas y de Información de Decisiones sobre Operaciones de Comercialización, Exportación, Importación y Transporte de Energía Eléctrica y Gas Natural (agosto de 2019)”. Entre los artículos más importantes destacan:

Artículo 1. A efectos del presente Protocolo se entenderá por Autoridad Competente para la República Argentina, la Secretaría de Gobierno de Energía y para la República de Chile, el Ministerio de Energía, o sus respectivos sucesores legales.

Artículo 2. Las Operaciones Internacionales sólo podrán realizarse en la medida en que no se comprometa el abastecimiento interno de cada país y que no se afecte la seguridad de la operación, ni la calidad y confiabilidad de los servicios de transporte y distribución de gas natural de los mismos, sin perjuicio de los permisos o autorizaciones internas que correspondan, conforme sus respectivas legislaciones.

Artículo 8. En el caso de energía eléctrica, las Partes se comprometen a hacer sus mejores esfuerzos para impulsar la coordinación entre la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico, en Argentina y el Coordinador Eléctrico Nacional, en Chile, para la elaboración de protocolos de operación de la interconexión internacional que tengan por objeto precisar todos los requerimientos técnicos y

operativos necesarios para la operación segura y económica de la interconexión internacional entre los sistemas eléctricos respectivos, incluyendo las comunicaciones ante una Emergencia¹⁸ en el Suministro de Energía Eléctrica, teniendo como base los acuerdos operativos suscriptos con anterioridad.

Artículo 9. El presente Protocolo entrará en vigor el día 15 de septiembre de 2019 y tendrá vigencia indefinida hasta que las Partes decidan mutua y expresamente darle término, o hasta que una de las Partes lo denuncie mediante una notificación por escrito a la otra Parte con al menos doce (12) meses de antelación, y en ambos casos sin perjuicio de completar la ejecución de las Operaciones Internacionales autorizadas durante su vigencia. La Secretaría General de la Asociación Latinoamericana de Integración será la depositaria del presente Protocolo.

- “ACUERDOS DE COMPLEMENTACIÓN ECONÓMICA N° 16 ENTRE LA REPÚBLICA ARGENTINA Y LA REPÚBLICA DE CHILE”, firmados el 14/06/2018, 30/08/2018 y 11/10/2019, en el marco de la ALADI. En los mismos se considera que la integración regional y la seguridad del abastecimiento energético son instrumentos fundamentales para que los países avancen en el desarrollo económico y social, promuevan una mejor calidad de vida para sus habitantes y potencien su capacidad para competir en los mercados internacionales.

2.1.4.3 Argentina – Uruguay

El Convenio de Ejecución del Acuerdo de Interconexión Energética entre la República Argentina y la República Oriental del Uruguay, suscripto el 27 de mayo de 1983 y aprobado por la Ley 23.390 de 1986, prevé distintas formas y metodologías de intercambio de energía eléctrica, considerando en principio, las siguientes:

- a) Suministro de energía de sustitución, destinado a reducir los costos de producción en un sistema por importación del otro.
- b) Suministro de potencia, destinado a la puesta a disposición de potencia del otro sistema por un tiempo prefijado.
- c) Suministro de emergencia, puesta a disposición del otro sistema de energía y potencia durante una emergencia.

Considera también el suministro de energía por necesidad técnica de la parte vendedora, el intercambio de reserva de potencia rodante, el suministro de potencia garantida y define el peaje por transporte de energía mediante las instalaciones del Cuadrilátero de Salto Grande (que forma parte de las instalaciones binacionales de la CH Salto Grande).

A los efectos del aprovechamiento del Río Uruguay se construyó la central hidroeléctrica de Salto Grande “Aprovechamiento Hidroeléctrico de Salto Grande”,

¹⁸ Art 1 del citado Protocolo: “Situación derivada de un evento cuya ocurrencia afecte o pueda afectar el suministro de energía eléctrica requerido por los consumidores del país afectado, que requiera de acciones y medidas extraordinarias para controlar, minimizar o mitigar sus efectos o consecuencias”.

cuya energía se distribuye a partes iguales entre ambos países, así como un sistema de interconexión con instalaciones de uso común (el “Cuadrilátero”), y otras pocas de uso no común”.

La administración del Aprovechamiento está a cargo de la Comisión Técnica Mixta (CTM) de Salto Grande, organismo conformado por personal con origen en ambos países por partes iguales. De igual forma, en el ámbito del Convenio de Ejecución, se ha constituido una Comisión de Interconexión, conformada por representantes de ambos países, en donde se establecen las pautas de funcionamiento de los intercambios energéticos, la creación de nuevas modalidades de intercambios de energía eléctrica y se dirimen los conflictos que pudieran suscitarse entre las partes intervinientes.

Puede recordarse que, previo a la entrada en operación de los intercambios de energía a través de la interconexión que provee el Cuadrilátero, Argentina y Uruguay mantenían intercambios de emergencia a través de la Línea Paysandú (UY)-Concepción del Uruguay (AR) de unos 100 MW de capacidad.

2.1.4.4 Argentina – Paraguay

La C.H. Yacyretá es una importante central hidroeléctrica construida por la República Argentina y la República del Paraguay sobre el Río Paraná. A partir de la firma de su tratado constitutivo, el 3 de diciembre de 1973, se creó la Entidad Binacional Yacyretá (EBY), organización constituida por representantes de ambos países, como responsable de la construcción, la operación y mantenimiento del complejo hidroeléctrico.

Como es práctica en los aprovechamientos binacionales, la energía producida por la Central Hidroeléctrica Yacyretá se divide en partes iguales entre los dos países, en donde los dos países tienen el derecho preferente de adquisición de la energía que no es utilizada por el otro país para su propio consumo, y en donde las partes se han comprometido a adquirir el total de la potencia instalada. Históricamente Argentina ha consumido los excedentes paraguayos.

A diferencia de la CH de Salto Grande que tiene estaciones transformadoras en ambas márgenes y un Sistema de Interconexión (Cuadrilátero), la hidroeléctrica de Yacyretá tiene un sistema de barras de SF6 sobre su plataforma que permite la conexión con las EETT Rincón de Santa María (Argentina) y Ayolas (Paraguay), desde donde se distribuye la energía a los dos sistemas nacionales. Al presente se inyecta energía por tres líneas de 500 kV hacia Rincón y por una línea hacia Ayolas dado que la situación excedentaria del sistema paraguayo le permitió comercializar sus excedentes hacia la Argentina.

“Convenio de Cooperación Recíproca e Interconexión Eléctrica celebrado entre la Secretaría de Energía (Argentina) y la Administración Nacional de Electricidad (Paraguay)” firmado en 1987.

Por el Decreto N° 247, del 24 de febrero de 1987, se aprobó el Convenio de Cooperación Recíproca para la Interconexión Eléctrica, entre la SECRETARIA DE ENERGÍA de la REPUBLICA ARGENTINA y la ADMINISTRACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD (ANDE) de la REPUBLICA DEL PARAGUAY, referente a la interconexión de 220 kV entre la Estación de Guarambaré (PAR) de la ADMINISTRACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD y la Estación Clorinda (AR) de la ex AGUA Y ENERGÍA ELÉCTRICA SOCIEDAD DEL ESTADO (AyEE SE), hoy a cargo de TRANSNEA (Transportista por Distribución Troncal del Noreste Argentino).

El 4 de enero de 1989, el gobierno de la República de Argentina, frente a la emergencia eléctrica declarada por Decreto N° 5/1989, consideró relevante esta interconexión, por permitir un efectivo aumento de la oferta de electricidad, decidiendo que la misma fuera declarada de interés Nacional por el artículo 2° del citado Decreto.

Mediante el Decreto N° 326 del 9 de marzo de 1989, se aprobaron las condiciones operativas de esta interconexión, estableciendo que:

- a) La energía eléctrica sería suministrada a través de una interconexión en 220 kV entre la Estación Transformadora Guarambaré de ANDE (PA) y la Estación Transformadora Clorinda de la ex AyEE (AR), hoy TRANSNEA.
- b) El límite máximo de intercambio en la interconexión sería una potencia de 80 MW.

2.1.4.5 MERCOSUR

"Memorándum de entendimiento relativo a los intercambios eléctricos e integración eléctrica en el Mercosur", acordado por el Consejo del Mercado Común, mediante Decisión CMC 10/98 de fecha 23 de julio de 1998.

Con la suscripción de este Memorándum, los Estados Partes manifestaron su interés en ampliar el intercambio de energía eléctrica en el MERCOSUR con miras a la complementación de sus recursos energéticos, optimizar la seguridad de abastecimiento a los usuarios, la colocación de excedentes de energía y la capacidad instalada de los Estados Partes.

De sus estipulaciones se pueden destacar, entre otras, las siguientes condiciones a satisfacer para los intercambios de energía eléctrica entre los Estados partes:

- 1) Asegurar condiciones competitivas del mercado de generación de electricidad, sin la imposición de subsidios que puedan alterar las condiciones normales de competencia y con precios que reflejen costos económicos eficientes, evitando prácticas discriminatorias con relación a los agentes de la demanda y de la oferta de energía eléctrica entre los Estados Partes.

- 2) Permitir a distribuidores, comercializadores y grandes demandantes de energía eléctrica, contratar libremente sus fuentes de provisión, que podrán localizarse en cualquiera de los Estados Partes del MERCOSUR.
- 3) Permitir y respetar la realización de contratos de compra y venta libremente pactados entre vendedores y compradores de energía eléctrica, de conformidad con la legislación vigente en cada Estado Parte y con los tratados en vigencia entre los Estados Partes, comprometiéndose a no establecer restricciones al cumplimiento físico de los mismos, distintas de las establecidas para los contratos internos de la misma naturaleza.
- 4) Asegurar que las reglamentaciones en sus mercados eléctricos permitan la garantía de suministro que los agentes compradores requieran de los agentes vendedores de otro Estado Parte, independientemente de los requisitos del mercado de origen del suministro.
- 5) No discriminar a los productores y consumidores, cualquiera sea su ubicación geográfica.
- 6) Posibilitar, dentro de cada Estado Parte que el abastecimiento de la demanda resulte del despacho económico de cargas, incluyendo ofertas de excedentes de energía en las interconexiones internacionales. Para ello, deberá ser desarrollada la infraestructura de comunicaciones y enlaces que permitan el intercambio de datos e informaciones sobre los mercados, inclusive en tiempo real, necesarias para coordinar la operación física de las interconexiones y la contabilización para fines de comercialización.
- 7) Respetar el acceso abierto a la capacidad remanente de las instalaciones de transporte y distribución, incluyendo también el acceso a las interconexiones internacionales, sin discriminaciones que tengan relación con la nacionalidad y el destino (interno o externo) de la energía, o con el carácter público o privado de las empresas, respetadas las tarifas reguladas para su uso.
- 8) Respetar los criterios generales de seguridad y calidad del abastecimiento eléctrico de cada Estado Parte, ya definidos para la operación de sus propias redes y sistemas.
- 9) Garantizar el acceso abierto a la información de los sistemas eléctricos, de los mercados y sus transacciones en materia de energía eléctrica.
- 10) Determinar la elaboración de estudios, por medio de los organismos convenientes, con miras a la operación conjunta de los mercados de los Estados Partes, así como la identificación de los ajustes necesarios para viabilizar la integración eléctrica.

2.1.5 Esquemas establecidos para la construcción y uso de redes de interconexión internacional. Mecanismos de remuneración

Los sistemas de transporte de energía eléctrica de interconexión internacional y sus instalaciones conexas, así como también los agentes participantes, se encuadran en los términos de las reglamentaciones emitidas por la Secretaría de Energía, el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (“ENRE”) y demás organismos competentes.

La actividad de TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE INTERCONEXIÓN INTERNACIONAL requiere de concesión otorgada por el Poder Ejecutivo Nacional. (Anexo 16-Manual de Procedimientos de Cammesa). Allí se establece que dichas concesiones se otorgarán entre un punto de conexión en un nodo de una red de transporte o de una instalación de un agente del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA u otro titular y un nodo frontera de vinculación con el sistema eléctrico de un país limítrofe. El ENRE determinará cuando una vinculación proyectada, que interesa parcialmente a una INSTALACIÓN DE INTERCONEXIÓN INTERNACIONAL existente, requiere de una Concesión independiente.

La Concesión deberá ser otorgada con una vigencia tal que su finalización coincida con aquella de la concesión de la Transportista en Alta Tensión, TRANSENER S.A. Para la concreción de la obra, los futuros iniciadores de la misma deberán suscribir un Contrato de Construcción, Operación y Mantenimiento (Contrato COM) con un interesado en convertirse en titular de una Concesión de TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE INTERCONEXIÓN INTERNACIONAL. El ENRE otorgará la Concesión al Contratista del Contrato COM, ad referendum del Poder Ejecutivo Nacional. De esta forma las figuras de Concesionario y Contratista se fundirán en una sola persona jurídica.

Cumplido el PERIODO DE AMORTIZACIÓN, se iniciará el PERIODO DE EXPLOTACIÓN de la Instalación, con el significado que a estos conceptos les asigna el REGLAMENTO DE ACCESO A LA CAPACIDAD EXISTENTE Y AMPLIACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA. La única remuneración del Concesionario y Contratista será: a) durante el PERIODO DE AMORTIZACIÓN, el CANON ANUAL ofertado; b) durante el PERIODO DE EXPLOTACIÓN, una asignación a establecer por el ENRE en oportunidad del análisis de la documentación licitatoria, como un porcentaje del canon antes indicado, no superior al TREINTA POR CIENTO (30 %) de éste.

La selección del Contratista del Contrato COM deberá efectuarse mediante un procedimiento de concurso público, adjudicándose al oferente con CANON ANUAL más reducido. Los Comitentes del Contrato COM son los únicos obligados al pago del CANON ANUAL contratado y revisten el carácter de Iniciadores.

La AUTORIDAD REGULATORIA DEL MEM dictará por resolución un RÉGIMEN REMUNERATORIO y un RÉGIMEN DE CALIDAD DE SERVICIO Y SANCIONES de aplicación para las Concesiones de TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE INTERCONEXIÓN INTERNACIONAL, que integrarán cada Concesión a otorgar.

La Concesión podrá incluir una opción a favor del Concesionario que lo habilite a construir, durante la etapa de construcción del proyecto objeto del Contrato COM y a su costo, capacidad de transporte adicional hasta un CINCUENTA POR CIENTO (50 %) respecto a la requerida por los Iniciadores. La exigencia de estudios y datos

para la opción deberá ser equivalente a lo solicitado para la interconexión de la cual dicha opción forma parte, debiendo ser considerada en la Audiencia Pública convocada para tratar la futura interconexión internacional. Durante dicha etapa de construcción o durante la explotación, una vez disponible la capacidad, el Concesionario estará obligado a transferir el uso de esa capacidad adicional a uno o más agentes o participantes del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) que dispongan de contratos o precontratos que los habiliten para solicitarla y hacer uso de ella, a un canon equivalente al resultante del Concurso Público. No deberá interpretarse el otorgamiento de la opción como una autorización para exportar o importar a favor del Concesionario.

2.1.6 Aspectos regulatorios y mecanismos existentes para la comercialización de energía eléctrica en el mercado regional

La Ley N° 24.065, el Decreto Reglamentario N° 13989 y la Resolución N° 21 de la ex secretaría de Energía y Puertos de fecha 15 de enero de 1997, delegan a CAMMESA, la administración y control de las transacciones económicas del MEM y los intercambios de éste con los países limítrofes. Las normas que se dicten a tales efectos deberán ajustarse a los acuerdos celebrados por la Argentina en esta materia.

Los intercambios de importación y exportación con los países limítrofes responden a cuestiones de conveniencia y/o contingencias de relativo corto plazo. En estos últimos casos no hay transacciones económicas, sino que se devuelven la energía despachada (en un sentido u otro). Los intercambios internacionales pueden abordarse a través de convenios bilaterales o multilaterales, o en el marco de la Res. SE 21/97. Las agentes de otros países pueden suscribir contratos en el MAT o SPOT del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). Los agentes del MEM pueden suscribir contratos en el MAT con agentes de otros países.

En la Res. SE 21/97 se establecen los siguientes requisitos básicos con el fin de posibilitar el intercambio de energía eléctrica:

- Mercados de generación y despacho de la oferta basados en costos económicos.
- Acceso abierto a la capacidad remanente de Transporte.
- Condiciones no discriminatorias a demandantes y oferentes de ambos países
- Existencia de Organismos Coordinadores (OC).

Las operaciones pueden ser de 2 tipos: a) Intercambios Firmes - MAT - no interrumpibles; b) Intercambios de Oportunidad - Spot – interrumpibles

La Secretaría de Energía -en su carácter de órgano de control- es quien autoriza a los comercializadores a exportar o importar energía por cuenta propia y por cuenta y orden de terceros generadores (en el caso de la exportación), bajo la modalidad de contrato de potencia firme y/o energía asociada o spot. Un agente o

Comercializador del MEM que quiera realizar contratos de exportación debe contar con un permiso de exportación otorgado por la Secretaría de Energía. Asimismo, un agente consumidor o un Comercializador que quiera realizar contratos de importación, debe contar con un permiso de importación. La Secretaría de Energía no emitirá un permiso de exportación o importación si el solicitante no cuenta con la capacidad de generación firme o la demanda pertinente necesarias para respaldar la operación. La exportación o importación autorizada deberá concretarse dentro de un plazo no superior a los DOCE (12) meses de otorgada la misma.

Para llevar a cabo estas operaciones es necesario que cada país identifique el o los organismos encargados de su administración y coordinación. En Argentina, dicho organismo es el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED); para los otros países se lo denomina Organismo Coordinador (OC).

Para cada Transporte de Interconexión Internacional, el OED debe definir el nodo físico o nodo equivalente, que se denomina nodo frontero, en que se considera se ubica el intercambio con el otro país. Los intercambios de importación y exportación se consideran respectivamente oferta y demanda de otro país que pasa a incluirse dentro del MEM.

Si bien el enfoque normativo general se caracteriza por el libre acceso, mediante la Res. SEyP N° 21/1997 se otorga a los titulares de los contratos de intercambio (iniciadores de la construcción de la interconexión) derechos de uso de la capacidad de transporte de la interconexión internacional, asociados al compromiso de solventar sus costos de construcción, en cuanto poseedores de contratos de compraventa internacional de disponibilidad de potencia y energía eléctrica asociada, incluyendo la posible renta marginal del arbitraje entre los costos marginales de los sistemas eléctricos. Se prevé el uso de oportunidad de la capacidad remanente pagando una tarifa regulada.

La instrumentación de esta normativa resultó en la construcción de dos interconexiones de 1.100 MW entre Brasil y Argentina, destinadas a la exportación de energía térmica hacia el Brasil, pero una inadecuada planificación de su oferta térmica y los riesgos macroeconómicos enfrentados por los inversores resultaron en la caída de los contratos de compraventa suscritos en el mercado brasileño, al no poder respaldar, con generación propia, las convocatorias realizadas para el suministro de potencia y energía comprometidas.

Una situación similar se produjo respecto a la interconexión de 600 MW hacia el entonces sistema aislado del Norte Grande chileno, que debió operar durante años a carga reducida, pero ya no por situaciones coyunturales adversas en el Mercado Argentino, sino por las propias limitaciones establecidas por el Organismo Coordinador Chileno del SING (Sistema Interconectado del Norte Grande) para la inyección de potencia en gran volumen a los efectos de sostener la estabilidad operativa de dicho sistema.

Finalmente, las interconexiones resultaron operativas a partir de Acuerdos técnicos suscritos entre los organismos responsables de ambos países e instrumentados por

los despachos de cargas nacionales (ya sea el ONS de Brasil, CAMMESA de Argentina, el CDEC de Chile, etc.).

No obstante, lo referido previamente, en los últimos años los países de la región que cuentan con interconexiones internacionales han visto con preocupación la incidencia que pueden llegar a tener la formulación de contratos de largo plazo para el suministro de disponibilidad de potencia y energía asociada, ya sea por la falta de seguridad en el suministro de ese servicio, como también por el posible desplazamiento de oferta de generación local derivado de la importación acordada.

Debido a ello, en los casos en que la oferta de generación local es más que suficiente para la atención de la demanda local, los países en esa situación promueven la exportación de los excedentes existentes, mientras que los que están en una situación equilibrada respecto a la disponibilidad de reservas para el mismo objeto o se encuentran en una situación de déficit para atender adecuadamente los requerimientos de la demanda de su país, ven con preocupación que las ofertas de importación que reciban abusen de la situación existente y traten de usufructuar al máximo posible las diferencias de costos marginales que se verifican entre los países interconectados en dichas condiciones y que pudieran desplazar el despacho de generación local, lo que haría ver a dichos intercambios como abusivos ante condiciones operativas que en algún caso pueden perdurar en el tiempo (por muchos meses o más).

Por tal motivo, las Autoridades Sectoriales de los países interconectados que pueden estar en situaciones como las descritas, han dictado distintas normas para la exportación o importación de excedentes, con el objeto de evitar abusos de posición dominante u ocasionar pérdidas a los agentes del Mercado Eléctrico de que se trate, que sean improcedentes o perniciosas para la economía general del correspondiente mercado.

A consecuencia de ello, en la Argentina, de forma preventiva, si bien se ha habilitado la posibilidad de suscribir contratos en el MAT (mercado a término) de mediano y largo plazo, también se ha fomentado el realizar operaciones de intercambios de oportunidad, con el objeto de buscar obtener beneficios circunstanciales para el sistema eléctrico en su conjunto en dichas operaciones, así como también colaborar en hacer sostenible la operación y mantenimiento de las interconexiones involucradas.

2.1.7 Aspectos tributarios y de regulación aduanera referidos a las transacciones internacionales de energía eléctrica

En la regulación argentina la energía como mercadería se clasifica en la posición arancelaria NCM 2716.00.00.000 V y se considera compuesta por los dos elementos: (i) la energía potencial o potencia y (ii) la energía cinética o energía. La División Clasificación Arancelaria, mediante Nota N° 200 (DVCLAR) del 26 de enero de 2000, define a (i) la energía eléctrica como aquel “bien o agente natural que se manifiesta

por fenómenos mecánicos, luminosos, químicos, etc. y capaz de transformarse en trabajo” y (ii) la potencia como “la energía eléctrica almacenada que se libera en forma de energía eléctrica asociada cuando se produce la demanda del suministro por los usuarios que atiende”. Adicionalmente, dicha nota aclara que la potencia firme es la que el “proveedor pone a disposición del comprador y está representada por una infraestructura instalada que permitirá entregar la energía eléctrica demandada en cualquier momento según su necesidad”.

La AFIP se ha pronunciado al respecto, entendiendo que “los atributos componentes de la energía eléctrica, según lo instruido en la nota N° 393/99 de la Subsecretaría de Energía Eléctrica y el informe técnico N° 211/99 de la Dirección Nacional de Prospectiva, son la energía eléctrica potencial denominada simplemente potencia y la energía eléctrica cinética y/o asociada denominada simplemente energía que operan de manera indisoluble”. Esta opinión fue compartida por la División Clasificación Arancelaria en las Notas Nros. 200 (DVCLAR) y 337 (DVCLAR), de fechas 26 de enero de 2000 y 10 de febrero de 2000, respectivamente.

En cuanto a la denominada energía eléctrica potencial, la División Clasificación Arancelaria entiende que se trata de la “... potencia firme que el proveedor pone a disposición del comprador y está representada por una infraestructura instalada que permitirá entregar la energía eléctrica demandada en cualquier momento según su necesidad...”, por lo que a los fines de su encuadre clasificatorio “... se señala que la misma no es objeto de exportación sino que es una garantía de servicio que el proveedor otorga al comprador, lo que asegura la provisión de suministro, y por lo tanto no es objeto de clasificación arancelaria.”

Consecuentemente, cuando existe entrega de energía, la potencia opera de manera indisoluble, tal como se expresa en los considerandos de la Resolución General (AFIP) N° 971 de fecha 13 de febrero de 2001, relacionada con las disposiciones aduaneras aplicables a la exportación de energía eléctrica.

Cuando no existe entrega efectiva de energía por no requerirla el comprador del exterior, si bien no hay exportación de energía como mercadería, sí se produce una exportación de servicios que el comprador igualmente debe abonar al generador por la puesta a disposición de su infraestructura que podría ser convocada a generar energía en cualquier momento.

De esta forma, surge con claridad que la potencia representa un servicio prestado que se encuentra asociado a la energía eléctrica efectivamente exportada o importada y, consecuentemente, forma parte del valor en aduana de la mercadería únicamente cuando hay exportaciones o importaciones de energía.

Por ello, cuando hay exportación de energía, se incluye en la documentación aduanera el monto de ambos conceptos (energía y potencia). Al no ser calificada la potencia aislada como una “mercadería”, no existe documentación aduanera que respalde la entrega de potencia únicamente.

La División Dictámenes Técnicos del Departamento Asesoría Técnica y Tributaria de la AFIP en su dictamen de fecha 10 de marzo de 2004, arribó al mismo criterio cuando resolvió que “en virtud de las consideraciones expuestas, se concluye que la

operación de exportación de energía eléctrica que da origen al recupero del IVA atribuible a la misma, se perfecciona con la efectiva entrega de la energía, la cual resulta de los documentos intervenidos por la aduana, siendo el rubro “energía potencial” un componente del precio convenido en el contrato de exportación”.

En la práctica, las empresas incluyen el valor total de la potencia sin importar la cantidad de energía efectivamente exportada o importada en el período, declarando un valor en aduana mayor al que corresponde en aquellos casos en que el comprador toma energía en forma esporádica. Así, si un exportador/importador declara la totalidad de la potencia involucrada en la transacción, y su comprador/vendedor toma solamente un (1) MW/h es probable que el valor en aduana de ese MW/h sea sumamente elevado, mientras en otras operaciones dónde la energía tomada sea constante, el MW/h el valor se corresponda con el precio de mercado.

Estos aspectos fueron perfeccionados mediante la Nota Externa 7/2009 de la Dirección General de Aduanas, que puede ser consultada en el sitio www.infoleg.gov.ar.

Además del Impuesto al Valor Agregado (IVA), se debe considerar el pago de algunos derechos y/o tributos por la importación de bienes (en este caso la energía eléctrica), que están definidos por la Aduana y que se deben abonar a la hora de declarar el real intercambio realizado, el que no podrá excederse (en más o en menos) determinados porcentajes del intercambio declarado con antelación al inicio de la operación.

2.1.8 Régimen de garantías

En los contratos entre privados, las garantías exigidas, ya sea físicas o monetarias son definidas por dichas partes. En la mayoría de los casos y en lo que respecta a las garantías de pago, se requiere normalmente la presentación de cartas de crédito stand by, a primer requerimiento del beneficiario de la misma.

En los intercambios de oportunidad en donde interviene CAMMESA, las garantías exigidas son acordes al riesgo de cobro involucrado en el intercambio. Esto es, garantizar el pago de la energía exportada. Tal garantía se desarrolla mediante distintos instrumentos de garantía (principalmente cartas de crédito stand by) o, cuando existen normas con definición de prioridades de pago a las importaciones (por ejemplo, en Brasil), se determina cuál es el monto que dicha prioridad de pago permite cubrir.

2.1.9 Régimen de solución de controversias

Desde hace unos años, debido a que los intercambios a realizar se efectúan bajo las condiciones establecidas en los Memorándums de Entendimiento celebrados entre

los países limítrofes, se estipula en los acuerdos de intercambio que las autoridades sectoriales de ambos países revisarán y resolverán sobre cada controversia planteada.

No obstante, lo anterior, como se trata de intercambios que sólo requieren la formulación de garantías de pago y que los volúmenes de energía intercambiados son avalados y/o certificados por los Organismos Coordinadores de los sistemas eléctricos interconectados bajo los términos establecidos en los aludidos Memorándums, al presente no han existido controversias en las que debieran intervenir dichas autoridades sectoriales.

2.1.10 Estándares de seguridad y calidad en la operación de los enlaces internacionales

Para la operación de las interconexiones internacionales, los Organismos Coordinadores de los sistemas eléctricos vinculados a través de aquellos, suscriben acuerdos de operación de las interconexiones, donde se establecen las condiciones a ser satisfechas para habilitar, limitar, o anular un dado intercambio físico previamente declarado.

Los indicadores de calidad de la tensión que se controlarán son las perturbaciones y el nivel de tensión. Las perturbaciones que se controlarán son las variaciones rápidas de tensión, las caídas lentas de tensión y las armónicas. El PAFTT (Prestadores Adicionales de la Función Técnica de Transporte), será responsable de definir, para cada tipo de perturbación, el Nivel de Referencia que fija el límite aceptable, compatible con las características de sus redes. Dichos valores serán aprobados por el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), teniendo en cuenta las normas internacionales e internas de empresas similares. Las variaciones porcentuales de la tensión admitidas, con respecto al valor nominal, son las siguientes:

MEDIA TENSIÓN, líneas aéreas	-10%	+10%
MEDIA TENSIÓN, líneas subterráneas	-7%	+7%
ALTA TENSIÓN	-7%	+7%

2.1.11 Infraestructuras de interconexión internacional existentes

2.1.11.1 *Argentina-Brasil*

Interconexión Paso de los Libres (ARG) – Uruguiana (BRA) - 50 MW en 132 kV. Tuvo su origen en un convenio binacional de 1983 y fue desarrollada por empresas estatales de ambos países, tomando en consideración la cercanía entre demandas y las ventajas de oportunidad.

Interconexión Rincón de Santa María (ARG) – Itá (BRA) - 2.100 MW en 500 KV. Tuvo su origen en una iniciativa privada formulada en 1998 y surgió como resultado de la posibilidad del MEM de suministrar potencia firme y energía asociada al sistema eléctrico brasileiro. Permite flujos bidireccionales y se utiliza también para operaciones de emergencia. Inició sus operaciones en el periodo 2000-2002.

2.1.11.2 *Argentina-Chile*

Interconexión Los Andes (CH)-Cobos (ARG) – consiste en un tendido de 408 km a un nivel de tensión de 345kV y una capacidad de intercambio 600 MW que interconecta las regiones de NOA (Argentina), en la provincia de Salta, con la provincia de Antofagasta (Chile). Esta conexión se realiza entre las barras eléctricas de Cobos en Argentina y Andes en Chile, con la conexión intermedia a la barra de Salta donde se inyectan 500 MW de energía solar fotovoltaica, situada en la provincia de Salta. La máxima altitud alcanzada por la misma es de 4561m.

Se integra formalmente al SADI en 2001 habilitando operaciones de bidireccionales. Al 2014, se estimaba que la línea permitiría la transferencia de hasta 200 MW. Durante el 2015 se hicieron pruebas con intercambios de energía que en principio demostraron que el SIN argentino estabilizaba al Sistema Interconectado del Norte Grande y que por lo tanto era posible la operación sincronizada de ambos sistemas. Los intercambios entre el SADI y el SING estaban limitados por la capacidad del único transformador disponible de 500/330 kV. Para posibilitar intercambios más significativos, la empresa AES, dueña de los activos de transmisión y generación, instaló el segundo transformador en el lado argentino de la línea de interconexión Cobos-Andes.

Con la vinculación del SING con el SIC chileno en 2017, la operación de la interconexión se ha visto limitada fuertemente, ya que cualquier perturbación que se produzca en uno u otro sistema eléctrico (argentino o chileno), puede tener consecuencia no deseadas (oscilaciones de potencia y/o frecuencia que puede llevar a la actuación de protecciones en el área de influencia de la interconexión – por ejemplo, alivio de carga por subfrecuencia). En particular, el Organismo Coordinador Chileno, en vista de dicha situación, no ha habilitado con posterioridad al 2017, operaciones de importación o exportación a través de esta interconexión.

Líneas de Interconexión candidatas

Línea Nuevo Pan de Azúcar (CH) – Rodeo ARG) – consiste en un tendido de conexión HVDC de 250km de longitud, a un nivel de tensión de 400kV y con una capacidad de 1000MW de potencia disponible. Interconecta la región de Coquimbo (Chile) con la región de Cuyo (provincia de San Juan, Argentina).

Línea Ancoa (CH)-Río Diamante (ARG) – consiste en un tendido de 350km de longitud, considerando dos escenarios de nivel de tensión y capacidad disponible: i) 500kV con una capacidad de 1000MW de potencia disponible, ii) 220kV con una capacidad de 400MW de potencia disponible. Interconecta la región del Maule (Chile) con la región de Cuyo (Argentina, provincia de Mendoza).

Línea Río Turbio (ARG)-Punta Arenas (CH) – consiste en un tendido de 200km de longitud, a un nivel de tensión de 220kV y con una capacidad de 200MW de potencia disponible. Interconecta la Región de Magallanes y de la Antártica Chilena, actualmente aislada eléctricamente del SEN, con la Región de la Patagonia (provincia de Santa Cruz).

Línea Santa Cruz Norte (ARG)-Coyhaique (CH) – consiste en un tendido de 175km de longitud, a un nivel de tensión de 220kV y con una capacidad de 200MW de potencia disponible. Interconecta la Región de Aysén del General Carlos Ibáñez del Campo (Chile), actualmente aislada eléctricamente, con la Región de la Patagonia (provincia de Santa Cruz).

2.1.11.3 Argentina – Paraguay

- El vínculo eléctrico entre Argentina y Paraguay pasa principalmente a la existencia de la Central Hidroeléctrica Yacyretá, de propiedad binacional. La infraestructura de interconexión vincula ambos sistemas por líneas en 500 kV, y tiene una capacidad de transmisión de 3000 MW.
- Línea en 220 kV que une la estación transformadora Clorinda (Argentina) y la estación transformadora Guarambaré (Paraguay), con capacidad de transmisión de 80 MW.
- Línea en 132 KV que une la estación transformadora Eldorado (Argentina) con la estación transformadora Carlos Antonio López (Paraguay), con capacidad de transmisión de 30 MW.
- Línea en 33 KV que une la estación transformadora Posadas (Argentina) con la estación transformadora Encarnación (Paraguay) con capacidad de transmisión de 10 MW.

Todas las líneas se encuentran operativas.

La transacción comercial de los intercambios realizados por las líneas de 220 kV, 132 kV y 33 kV, se rige por el Convenio de Cooperación Recíproca e Interconexión

Eléctrica celebrado en 1987 entre la Secretaría de Energía (Argentina) y la Administración Nacional de Electricidad – ANDE (Paraguay) antes mencionado.

2.1.11.4 Argentina – Uruguay

Los intercambios de energía eléctrica entre ambos países se realizan a través de las obras comunes de transmisión de la Comisión Técnica Mixta de Salto Grande, constituidas por un anillo de interconexión de 500 KV en torno de la Central Hidroeléctrica Binacional de Salto Grande (“Cuadrilátero de Salto Grande”) que conecta cuatro estaciones transformadoras: ET Ayuí (S. Grande Argentina) y ET Colonia Elía en la margen argentina y ET S. Grande Uruguayo y ET San Javier en la margen uruguaya, con una capacidad de transmisión de 2.000 MW.

2.1.12 Tratamiento técnico-económico para la condición de país en tránsito

En marzo de 2010, el Consejo Energético de Suramérica aprobó el Anteproyecto de Tratado Energético Suramericano, Tratado que no llegó a concretarse debido a las diferencias de criterios.

Se trata de un índice de temas a discutir que fueron aprobados como encabezamiento de los capítulos y del articulado a integrar en un futuro Tratado. En el Capítulo IV, referido a “Intercambios Energéticos”, se previó una sección dedicada al “Libre Tránsito”.

Se indicaba que los Países miembros de la UNASUR reconocían como principios esenciales para posibilitar el intercambio internacional de energía eléctrica y/o hidrocarburos por redes dentro del ámbito de la UNASUR, los siguientes:

2.1.12.1 Libre tránsito

El uso prioritario de los sistemas del país de tránsito es para el abastecimiento de su demanda interna: entendiéndose por tal el 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. Para que tales transacciones sean admisibles se requiere que el sistema del país de tránsito tenga la capacidad de poner a disposición, en la frontera del país de destino, la energía recibida en la frontera del país de origen, respetando los niveles de calidad y seguridad que establece la regulación de dicho país de tránsito. Por su parte la Res SE 21/1997 establece que una operación de tránsito será autorizada en cuanto no produzca congestión en la red nacional.

Los agentes entre los que se efectúa la transacción se harán cargo de los sobre costos que dicho tránsito ocasiona.

El país de tránsito podrá utilizar temporariamente la energía en tránsito para resolver situaciones de emergencia de su demanda interna. El concepto de emergencia y las consecuencias económicas del uso temporario se definirán en forma previa entre las partes que acuerden intercambios internacionales (tema discutido entre los países miembro sin lograr acuerdo). Respecto a esto debe recordarse que fue Argentina quien propuso este punto.

Que los países interesados en los intercambios internacionales interrumpibles y no interrumpibles, asuman la obligación de financiar la ampliación de la capacidad de transporte de las redes que se califiquen afectadas a la ejecución de la transacción.

2.1.12.2 No Discriminación

De existir una operación de intercambio de energéticos entre Países miembros de la UNASUR para cuya ejecución sea necesario el tránsito por redes a través de un país miembro de la UNASUR que no sea parte del acuerdo de intercambio, éste último tendrá derecho, durante la vigencia del tránsito, a pactar con el País exportador operaciones de intercambio por el precio establecido en la operación que diera origen al tránsito (tema discutido entre los países miembro sin lograr acuerdo). Respecto de este punto debe decirse que Argentina se manifestó por la aceptación. Se previó también que los Países miembros de la UNASUR no establecerían precios de oportunidad en las operaciones de intercambio de energéticos que se efectuaran dentro del marco de dicho Tratado. Tampoco podrán discriminar de cualquier otra manera en el tratamiento que dispensen a los agentes internos y externos en cada País miembro, siempre que se respeten las condiciones de Libre Tránsito definidas en el Tratado.

2.1.12.3 Estabilidad contractual y Seguridad Jurídica

Los Países Miembros permitirían la libre contratación en los términos de sus respectivas legislaciones específicas, entre los agentes de los mercados de energía eléctrica e hidrocarburos por redes de los Países o entre los despachos nacionales de carga o los organismos administradores de los intercambios de hidrocarburos por redes, respetando los contratos suscritos de conformidad con la legislación y marcos regulatorios vigentes en cada País.

2.1.12.4 Libertad de acceso, de manera regulada, a la capacidad remanente

Los agentes de los mercados mayoristas de los países miembros de la UNASUR y los respectivos despachos de energía eléctrica o de hidrocarburos por redes tendrán libertad de acceso a la red del país en tránsito en cuanto se cumplan los requisitos que para el libre tránsito se establecen en dicho Tratado y en las legislaciones

respectivas de los países miembro. Debe recordarse que hubo disensos sobre estos conceptos.

2.1.12.5 Regularidad y continuidad en el suministro

Los Países miembros reconocían el uso prioritario de la capacidad de los sistemas de transporte existente dentro de su ámbito territorial con destino al abastecimiento pleno de su demanda interna, a efectos de garantizar la regularidad, continuidad, calidad y seguridad del suministro de dicha demanda.

2.1.12.6 Aspectos fronterizos para la circulación de energéticos

Se previó que los Países miembros no establecerían restricciones en frontera de ningún tipo que impidieran o dificultaran la libre circulación de energéticos, siempre que ésta se ejecute dentro de las pautas establecidas en dicho Tratado y de la legislación específica respectiva de cada País miembro.

En relación a este último punto puede decirse que, en varias oportunidades y a requerimiento de Uruguay, Argentina ha permitido, la utilización de su sistema de transporte eléctrico en extra alta tensión para que energía eléctrica proveniente de la República Federativa del Brasil ingrese al sistema uruguayo.

Desde el punto de vista comercial se la consideró como una transacción de energía en tránsito efectuada por un comercializador, por la cual se debía cubrir las pérdidas en la red producidas por dicho tránsito.

Impositivamente se la consideró como una importación temporal de energía que realizaba dicho comercializador, el cual funcionaba como vínculo legal entre ambos extremos de los intercambios fronterizos (la importación de Brasil y la exportación al Uruguay).

En relación a los impuestos internos como el IVA, las normas aduaneras vigentes permiten evitar el recargar la importación y la consecuente exportación con dicho impuesto.

Adicionalmente, dicho Comercializador es el responsable comercial de dichos intercambios frente a las transacciones económicas del MEM.

2.1.13 Antecedentes de transacciones internacionales de electricidad efectivizadas en los últimos años

Tabla 1 Antecedentes de transacciones internacionales de electricidad efectivizadas en los últimos años (Importación)

Importación [GWh]					
Año	Brasil	Paraguay	Uruguay	Chile	Total
2005	35,8	370,5	815,7	-	1222,0
2006	27,5	524,6	6,8	-	559,0
2007	1971,7	515,8	971,2	-	3458,9
2008	1277,5	481,0	15,7	-	1774,2
2009	1278,3	520,7	241,0	-	2040,0
2010	1202,6	437,4	711,0	-	2351,0
2011	2257,5	135,7	19,0	-	2412,2
2012	78,5	151,0	193,2	-	422,8
2013	0,7	135,2	206,4	-	342,3
2014	3,0	115,9	1266,8	3,9	1389,6
2015	228,5	113,2	1312,9	-	1654,6
2016	493,7	120,1	749,0	107,1	1469,9
2017	153,6	70,4	474,0	35,9	733,9
2018	0,2	26,1	317,1	0,1	343,5
2019	212,0	126,9	2407,4	-	2746,3
Total	9221,1	3844,5	9707,2	147,0	22920,2

Tabla 2 Antecedentes de transacciones internacionales de electricidad efectivizadas en los últimos años (Exportación)

Exportación [GWh]					
Año	Brasil	Paraguay	Uruguay	Chile	Total
2005	527,2	-	834,6	-	1361,8
2006	76,4	-	2023,4	-	2099,8
2007	4,5	-	573,2	-	577,7
2008	784,0	0,1	833,5	-	1617,6
2009	329,3	-	962,9	-	1292,1
2010	16,8	-	344,6	-	361,4
2011	0,3	-	264,6	-	264,9
2012	0,7	-	278,9	-	279,6
2013	0,4	-	-	-	0,4
2014	0,6	-	-	5,0	5,7
2015	55,4	-	-	-	55,4
2016	320,6	-	-	6,6	327,2
2017	69,1	-	-	0,1	69,2
2018	267,1	-	13,2	-	280,3
2019	261,2	-	-	-	261,2
Total	2713,6	0,1	6128,9	11,7	8854,3

En relación con dichas transacciones se pueden realizar los siguientes comentarios:

2.1.13.1 Argentina – Brasil

Los intercambios energéticos se han desarrollado, a partir del año 2004, en base a los Memorándums de Entendimiento suscriptos por las autoridades de ambos países; siendo el último de ellos el suscripto el 6 de mayo de 2019 y cuya vigencia se extiende hasta el 31 de diciembre de 2022.

Bajo las condiciones allí establecidas y en el Memorándum del Mercosur del año 1998, se han realizado diferentes intercambios de energía eléctrica de oportunidad de carácter comercial, así como también de emergencia ante contingencias en los sistemas eléctricos, tal lo definido al respecto en el acuerdo de operación firmado entre el ONS y CAMMESA.

En los últimos años, las autoridades de Brasil han definido las modalidades de intercambio posibles de realizar, tal el caso de la importación de energía eléctrica (Portaria MME No. 339, del 15 de agosto de 2018), así como para la exportación de energía eléctrica (Portaria MME No 418, del 19 de noviembre de 2018).

Con el objeto de viabilizar los intercambios de energía con Brasil cumpliendo las normas vigentes en ese país, CAMMESA ha realizado distintas convocatorias para la contratación de los servicios de comercializadores habilitados en el Brasil para efectuar dichas operaciones, entre los que se pueden mencionar a las firmas Tractebel (BR), Tradener (BR) y CIEN Comercializadora (BR).

2.1.13.2 Argentina – Chile

Inicialmente esta interconexión se concibió como un enlace destinado a vincular la Central Termoandes con el SING chileno. A posteriori se completó con la vinculación al SADI, constituyéndose la interconexión Los Andes (CH)-Cobos (ARG), destinada a aprovechar la disponibilidad de generación de dicha central ante el bajo despacho de esta última por parte del CDEC-SING chileno. Recién a partir del año 2015 se autorizaron las exportaciones de carácter comercial desde el SING con destino al SADI, condición que como ya se comentó en el ítem 2.1.11, se vio afectada a partir de la concreción de la interconexión SING-SIC.

2.1.13.3 Argentina – Uruguay

La energía generada por la central hidroeléctrica de Salto Grande, de 1.890 MW de potencia, se reparte a en partes iguales entre ambos países. La operación de la central está a cargo de la Comisión Técnica Mixta de Salto Grande y corresponde a IEASA (ex EBISA) la comercialización en el MEM de la generación perteneciente a la Argentina. La transacción comercial de excedentes no consumidos por el país propietario, así como otros intercambios de oportunidad con generación propia de ambos países (UTE de Uruguay) se rige, en primer término, por el Convenio de

Ejecución del Acuerdo de Interconexión Energética entre la República Argentina y la República Oriental del Uruguay, aprobado por la Ley 23.390.

Asimismo, para los intercambios realizados por empresas privadas del Uruguay, resulta de aplicación, en lo que corresponde el Convenio de Ejecución antes referido, las estipulaciones contenidas en la Res. SEyP N° 21/1997 y en la nota la nota NO-2017-15482952-APN-SECEE #MEM de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA del ex Ministerio de Energía y Minería de la República Argentina.

2.1.13.4 Argentina – Paraguay

Las transacciones comerciales que devienen de los intercambios realizados a través de las tres interconexiones menores ubicadas en las provincias de Misiones y Formosa se rigen por el Convenio de Cooperación Recíproca e Interconexión Eléctrica celebrado entre la Secretaría de Energía (Argentina) y la Administración Nacional de Electricidad (Paraguay) en 1987. Estos intercambios son considerados por CAMMESA como importaciones de energía eléctrica desde Paraguay bajo las condiciones comerciales allí establecidas.

La energía producida por la CH Yacyretá que no es consumida por Paraguay y es cedida para su consumo por la demanda de Argentina no es considerada por CAMMESA como una importación, ya que técnicamente las máquinas son despachadas por Argentina para abastecer su demanda doméstica.

2.1.14 Identificación de los principales obstáculos que limitan los intercambios de energía eléctrica con los países del SIESUR

A continuación, se analizan las causas que, a juicio de las autoridades argentinas, podrían dificultar el comercio internacional de energía eléctrica tanto mediante instalaciones existentes como a construir. Dicho análisis pretende ser general y no responde a consideraciones referidas exclusivamente a la Argentina.

Se entiende que entre los principales obstáculos deberían estudiarse los siguientes:

- Tal como puede verse en otros mercados regionales, donde los países no han desarrollado un proceso de integración económica que sustente la integración eléctrica, los sistemas nacionales parecen tender a asegurar el suministro de energía eléctrica a la demanda de su país a través del autoabastecimiento de energía eléctrica antes que a depender de la importación de la misma.

Se aprecia que la idea detrás de ese comportamiento podría ser que, hasta contar con un Mercado Regional en competencia, hacer sustentables las transacciones internacionales requiere que el sistema importador cuente con capacidad de abastecimiento, tal que le permita proteger a su demanda de conductas abusivas del exportador.

- Un cierto enfoque restrictivo en la comercialización a terceras partes seguido en la redacción de los Tratados destinados a concretar las hidroeléctricas binacionales, que frecuentemente (Itaipú, Yacyretá, etc.) solo habilita transacciones de compensación del recurso entre las partes, limitando a compradores y vendedores en sus posibilidades. Este enfoque se suele corresponder con asimetrías en cuanto a los compromisos de inversión.
- La tecnología LNG y las nuevas tecnologías de fuente renovable parecen haber contribuido a la convergencia entre los costos marginales de largo plazo de los sistemas de la región, que años atrás eran marcadamente diferentes.

Los sistemas con costos marginales de largo plazo similares requieren mayor cuidado al identificar los beneficios.

- Las distancias de interconexión o los obstáculos geográficos existentes entre algunos de los sistemas nacionales, presentando dificultades que para ser salvadas requieren importantes inversiones, disminuyendo así la relación beneficio/costo de esas interconexiones.

Esto es especialmente relevante en relación a las interconexiones entre Brasil y los demás países atendiendo al diferencial de frecuencia, que requiere de interconexiones con conversión cuyo costo es significativo.

- La limitación a energía y potencia como productos transados en una interconexión internacional, siendo que esto podría ampliarse a algunos de los servicios complementarios (ancillary services) como ser reserva rotante, reserva de año seco, etc.

2.2 BRASIL



2.2.1 Directivas de política energética sobre el comercio internacional de energía eléctrica

La Constitución de la República Federativa de Brasil, 1988, art. 4, establece que uno de los principios de las relaciones internacionales de Brasil es la cooperación entre los pueblos para el progreso de la humanidad. También se enuncia que la República Federativa de Brasil buscará la integración económica, política, social y cultural de los pueblos de América Latina, con miras a la formación de una comunidad latinoamericana de naciones. Asimismo, en el inciso I del art. 49, establece que corresponde al Congreso Nacional resolver definitivamente los tratados, acuerdos o actos internacionales que conlleven cargos o compromisos al patrimonio nacional.

El Plan Nacional de Energía (PNE 2050) es el instrumento actual para apoyar el diseño de la estrategia brasileña de largo plazo en relación a la expansión del sector

energético. El mismo es elaborado por la Empresa de Investigación Energética (EPE) con base en lineamientos del Ministerio de Minas y Energía (MME). En lo referente específicamente a la Integración Energética Sudamericana, el PNE 2050 centró el análisis en la perspectiva brasileña y, por tanto, en la integración relacionada con la electricidad y el gas natural en América del Sur. El Plan señala formas de superar los principales desafíos para una mayor integración de los dos sectores (eléctrico y gas natural), que incluyen acciones como la reanudación de inventarios y estudios de potencial, estandarización de acuerdos y acuerdos internacionales, armonización de diseños de mercado, entre otras acciones.

2.2.2 Aspectos institucionales relacionados con los intercambios energéticos transfronterizos

- ✓ **Ministerio de Minas y Energía - MME:** organismo del gobierno federal responsable de conducir las políticas energéticas del país.
 - **Secretaría de Energía Eléctrica - MME:** establece y fiscaliza el cumplimiento de las políticas y lineamientos eléctricos, para que la sociedad tenga acceso a la energía eléctrica en todas las formas disponibles de generación, transmisión y distribución, con tarifas justas, seguridad, continuidad, confiabilidad y calidad de energía suministrada.
 - **Asesoría Especial para Asuntos Internacionales - MME:** tiene la responsabilidad de asistir al Ministro de Estado del MME y a los titulares de los órganos del Ministerio y entidades de coordinación y supervisión de asuntos internacionales, bilaterales y multilaterales relacionados con las áreas de minas y energía; identificar, en articulación con el Ministerio de Relaciones Exteriores, asuntos de interés para la política exterior brasileña que requieran la participación de los órganos del Ministerio de Minas y Energía; así como asuntos y programas de interés para acciones de cooperación y asociación internacional.
 - **Secretaría de Planificación y Desarrollo Energético - MME:** establece lineamientos para la elaboración de políticas públicas para el sector energético y coordina la elaboración e implementación de los instrumentos brasileños de planificación energética, como el Plan Decenal de Expansión Energética, el Plan Nacional de Energía y el Balance Nacional de Energía, además de la coordinación de los sistemas de información energética.
- ✓ **Empresa de Investigación Energética - EPE:** Empresa pública vinculada al Ministerio de Minas y Energía, creada con el propósito de brindar servicios en

el área de estudios e investigaciones orientados a promover la planificación del sector energético nacional.

- ✓ **Agencia Nacional de Energía Eléctrica - ANEEL:** organismo regulador del sector de la energía eléctrica en Brasil, cuya principal responsabilidad es regular el régimen de concesiones del servicio público de energía eléctrica y otras medidas.
- ✓ **Operador Nacional del Sistema Eléctrico - ONS:** organismo encargado de coordinar y controlar las operaciones de generación y transmisión de energía eléctrica del SIN.
- ✓ **Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica - CCEE:** Es una asociación civil sin fines de lucro que agrupa a empresas generadoras de servicios públicos, productores independientes, autoprodutores, distribuidores, comerciantes, importadores y exportadores de energía, además de consumidores libres y especiales de todo Brasil. Posibilita las actividades de compra y venta de energía en todo el país y promueve debates orientados a la evolución del mercado, siempre guiados por los pilares de igualdad, transparencia y confiabilidad.
- ✓ **Ministerio de Relaciones Exteriores - MRE:** es el órgano del Poder Ejecutivo brasileño responsable de la política exterior y las relaciones internacionales de Brasil a nivel bilateral, regional y multilateral. Itamaraty asesora al Presidente de la República en la formulación de la política exterior de Brasil y en la ejecución de las relaciones diplomáticas con Estados y organismos internacionales. En las competencias relacionadas con la integración energética, destaca el Departamento de Comercio Exterior y Asuntos Económicos, en particular el Departamento de Promoción de Energía, Recursos Minerales e Infraestructuras.

2.2.3 El comercio internacional de energía en la planificación del sistema eléctrico

Plan Decenal de Expansión Energética – PDE 2030

De acuerdo con el Plan Decenal de Expansión Energética 2030, para el año horizonte se proyecta importar 15.186 GWh de la parte paraguaya de Itaipú. Asimismo, en los estudios del PDE **no está prevista una expansión en las interconexiones con los otros países**, para los próximos diez años. En tanto se reducen las importaciones de Itaipú/Py, a medida que aumenta el consumo de Paraguay.

De acuerdo a dicho Plan, la posibilidad de ampliar las interconexiones eléctricas de Brasil con los países vecinos está siendo objeto de análisis específicos en el ámbito

específico de los acuerdos internacionales entre el gobierno brasileño y los países limítrofes de América del Sur, con el foco puesto en la integración energética regional.

Al respecto cabe resaltar que en 2020 se registraron avances en los estudios del potencial en la cuenca del río Uruguay, tramo Brasil-Argentina; la cuenca del río Madeira en su sección común Brasil-Bolivia; y las interconexiones entre Brasil-Bolivia y Arco Norte (Brasil, Guyana, Guyana Francesa y Surinam).

Plan Nacional de Energía – PNE 2050

Para aprovechar el potencial hidroeléctrico brasileño hasta el 2050, el Plan Nacional de Energía 2050 estudió varias situaciones, con la expansión pudiendo alcanzar los 110 GW, que sumados a la potencia en operación y construcción al 2015, llegaría al año 2050 a un monto cercano a los 220 GW, incluyendo pequeñas centrales hidroeléctricas (PCH). El potencial máximo de expansión de 110 GW disminuye paulatinamente, dependiendo de decisiones políticas y/o cuestiones ambientales relacionadas con la generación en Tierras Indígenas (TI), Tierras Quilombolas (TQ), Unidades de Conservación (UC), o proyectos de integración con otros países. También se incluyen en los 110 GW las decisiones sobre plantas reversibles y repotenciación (10 GW) de plantas existentes. Todas estas alternativas dan como resultado una participación de la hidráulica de entre el 37% y el 50%, en el suministro total de electricidad de 2050.

En el caso de la **integración con otros países**, se identificó una lista de posibles proyectos, que resultaron en 34 GW, de los cuales 54% con Perú, 15% con Argentina/Paraguay, 6% con Argentina y 26% con Bolivia. A pesar de la disponibilidad limitada de información, se realizó una simulación basada en precios hidroeléctricos similares en Brasil, resultando en un posible uso del 75% de los 34 GW identificados. Esos **26 GW** resultantes están incluidos en los 110 GW posibles de expansión.

La concreción de este potencial hidroeléctrico estimado depende de acuerdos internacionales para la consolidación de un proyecto regional de integración energética. La integración energética en América del Sur por medio de centrales hidroeléctricas (UHEs) puede tomar dos caminos: a) aprovechamientos binacionales (ej. central hidroeléctrica de Itaipú), construidos en común o incluso financiados libremente, pero con la comercialización a los usuarios finales bien definida; y b) por exportación-importación, vía interconexión entre los sistemas eléctricos, con la consiguiente necesidad de coordinación operativa mutua, armonización normativa, normas técnicas comunes, compromisos contractuales a cumplir y mecanismos de solución de controversias. Para evolucionar en esta dirección, es necesario esforzarse en articular e involucrar a los gobiernos en la alineación de los objetivos y avanzar en las discusiones sobre aspectos regulatorios, modelos comerciales y temas de gobernanza, con el fin de posibilitar la integración en el horizonte del PNE.

Cabe dejar constancia que desde el punto de vista técnico-económico y socioambiental, la factibilidad de implementar los proyectos hidroeléctricos en

estudio, especialmente los ubicados en la frontera con las regiones Norte y Centro-Oeste de Brasil, debe considerar las altas inversiones en las que se deberá incurrir en la construcción de infraestructura de transmisión hasta los principales centros de carga del Brasil. En la tabla siguiente se detallan los proyectos en estudio:

Tabla 3 Listado de proyectos hidroeléctricos en estudio, Brasil

Planta de Energía	Local	Potencia Instalada [MW]
La Guitarra	Perú	220
Aña Cuá	Paraguay - Argentina	270
Man 270	Perú	286
Ampliação de Yaciretá	Paraguay - Argentina	465
Tampo-Pto. Prado	Perú	620
Vizcatá	Perú	750
Cuquipamba	Perú	800
Cumba 4	Perú	825
La Balsa	Perú	915
Urub 320	Perú	942
Cachela Esperanza	Bolivia (50Hz)	990
Panambi	Argentina - Brasil	1050
Sumabeni	Perú	1074
Garabi	Perú	1150
Ina 200	Perú	1355
Paquitzapango	Paraguay - Argentina	1379
Rentema	Bolivia (50Hz)	1525
Itati - Itacora	Paraguay - Argentina	1600
Bala	Bolivia (50Hz)	1680
Corpus Christi (Pindo-í)	Paraguay - Argentina	2880
Río Grande	Bolivia (50Hz)	2882
Guajará-Mirim	Bolivia (50Hz)	3000
Pongo de Manseriche	Perú	7550
Total		34208

Aún si la hidráulica pierde participación en la matriz de suministro eléctrico, el parque hidroeléctrico existente, con sus reservas de agua en los embalses, conectado a un sistema de transmisión de tamaño continental, seguirá siendo un activo sumamente valioso para la competitividad del suministro eléctrico en Brasil. Esto se debe a una razón fundamental: las centrales hidroeléctricas proporcionan alta flexibilidad para la operación del sistema en un contexto de expansión significativa de fuentes eólicas y solares, que presentan una limitada capacidad de gestión. En otras palabras, las plantas hidroeléctricas pueden, dentro de ciertos límites, aumentar o disminuir su generación para ayudar a compensar la variación de las otras fuentes renovables, permitiendo un uso más eficiente de los recursos renovables disponibles y reduciendo la necesidad de emplear combustibles fósiles.

2.2.4 Instrumentos internacionales que involucran aspectos relacionados con el comercio internacional de energía eléctrica

El Memorando de Entendimiento suscrito en 2012 regula el intercambio de energía eléctrica de manera excepcional, a solicitud de una de las partes, con miras a aprovechar las diferentes estacionalidades de los dos países. El nuevo "Memorando de Entendimiento sobre Intercambio de Energía Interrumpible", firmado en 2019 por el Ministerio de Minas y Energía de Brasil y la Secretaría de Energía de Argentina, garantiza la continuidad del apoyo a este mecanismo, a la luz de la Portaria Ministerial 339/2018.

Memorando de Entendimiento entre el Ministerio de Minas y Energía de la República Federativa de Brasil y la Secretaría de Gobierno de Energía del Ministerio de Hacienda de la República Argentina sobre Intercambio de Energía, de 6 de mayo de 2019. En el mismo se establecen las bases y condiciones para posibilitar el intercambio de electricidad entre Brasil y Argentina, vigente hasta el 31 de diciembre de 2022.

El 26/04/1973 se firmó el Tratado de Itaipú que creó la entidad binacional, con el propósito de llevar a cabo el aprovechamiento hidroeléctrico de los recursos hídricos del río Paraná. El Tratado otorgó a Itaipú la concesión durante su vigencia, del mencionado desarrollo hidroeléctrico. La revisión de los Anexos B y C del Tratado se encuentra actualmente en discusión entre representantes de instituciones brasileñas y paraguayas. El Anexo B del Tratado presenta la descripción general de las instalaciones destinadas a la producción de energía eléctrica y las obras auxiliares. En tanto que el Anexo C del Tratado presenta las bases financieras para la prestación del servicio de generación de energía.

El 05/07/2006 Brasil y Uruguay firmaron un "Memorando de Entendimiento" (Memorando), con el objeto de fortalecer la integración energética entre ambos países a través de la construcción de una interconexión de gran porte, para permitir intercambios de energía eléctrica en ambas direcciones, según lo permitan las circunstancias y los sistemas. El Memorando sentó las bases para la implementación de la interconexión entre la localidad de San Carlos en Uruguay y la región de Candiota en Brasil, y creó un "Grupo de Trabajo de Interconexión Eléctrica" (GTIE), con el fin de implementar las acciones necesarias para cumplir con la meta determinada. El Memorando definió que los costos relacionados con la implementación del conjunto de obras necesarias para la interconexión, así como la gestión técnica y comercial del proyecto, serán responsabilidad de Uruguay, y a cambio Brasil aseguró la disponibilidad de su energía interrumpible a Uruguay, en las condiciones comerciales vigentes.

Es así que en marzo de 2010 Eletrobras-ELB y la empresa uruguaya UTE firmaron el Contrato 554/10, que permitió la implementación y remuneración de la parte brasileña de la Interconexión Brasil-Uruguay vía Conversora de Melo, 500 MW.

En el ámbito del Mercosur, se estableció el Subgrupo de Trabajo No. 9 (SGT-9) como responsable del tema energético. Este subgrupo de trabajo, sin embargo, se encuentra inoperante, luego de que la discusión sobre integración energética regional comenzara a centralizarse en la ex UNASUR, constituida en 2008 (y a la que sucedió en 2019 el PROSUR).

2.2.5 Esquemas establecidos para la construcción y uso de redes de interconexión internacional. Mecanismos de remuneración

En la Ley 9.074 de julio de 1995, art. 17 § 6, se establece que las instalaciones de transmisión de energía eléctrica para interconexiones internacionales a ser otorgadas a partir del 1 de enero de 2011 y conectadas a la red básica, serán objeto de una concesión de servicio público de transmisión, mediante un proceso de licitación en forma de concurso o subasta, que deberán ser precedidas de un Tratado Internacional. De esta forma, el ganador será el que ofrezca los Ingresos Anuales Permitidos más bajos y, por lo tanto, serán remunerados con ajustes anuales y revisiones tarifarias periódicas, según el contrato de concesión, por una duración de 30 años. En síntesis, las **nuevas instalaciones de transmisión destinadas a interconexiones** internacionales deberán ser objeto de licitación, en la que se definirán los Ingresos Anuales Permitidos que recibirá el concesionario de transmisión que resulte vencedor, relacionados con la implementación, operación y mantenimiento de estas instalaciones durante la vigencia del contrato de concesión.

Asimismo, en el literal 7 del art. 17 de dicha Ley, se establece que las **instalaciones de transmisión necesarias para los intercambios internacionales de electricidad otorgadas hasta el 31 de diciembre de 2010**, podrán equipararse, a los efectos técnicos y comerciales, con las concesionarias del servicio público de transmisión a que se refiere el § 6, de conformidad con lo establecido por la ANEEL, la que definirá, en particular, los ingresos del agente, las tarifas referidas en los incisos XVIII y XX del art. 3 de la Ley N° 9.427, de 26 de diciembre de 1996, y la forma de adecuación de los contratos vigentes de importación y exportación de energía (Incluido en la Ley n° 12.111 de 2009). Por su parte en el § 8 del art. 17 de la citada Ley 9.074, se establece la prohibición de celebrar nuevos contratos de importación o exportación de energía eléctrica por parte del agente que se equipare con el concesionario del servicio público de transmisión a que se refiere el § 7 (Incluido en la Ley n° 12.111, de 2009).

Por su parte, el Art. 21 del Decreto N° 7.246 de 2010, establece que la definición de instalaciones de transmisión de energía eléctrica para interconexiones internacionales, a que se refiere el art. 17, §§ 6 y 7, de la Ley N° 9.074 de 1995, se

establecerá mediante Portaria del Ministerio de Minas y Energía. Además de esto, en dicho artículo se determinan las siguientes competencias:

- a) ANEEL es responsable de licitar directa o indirectamente la contratación de las instalaciones de transmisión eléctrica destinados a interconexiones internacionales, respetando las directrices fijadas por el Ministerio de Minas y Energía;
- b) El Ministerio de Minas y Energía ejecutará los contratos de concesión y expedirá las actas autorizantes a que se refiere el art. 3º-A, inciso II y art. 26 inciso III de la Ley N° 9.427, de 1996, necesarias para posibilitar la importación y exportación de energía eléctrica; y
- c) Las instalaciones y equipos que se consideren parte de las instalaciones de transmisión de energía eléctrica, destinadas para las interconexiones internacionales, se pondrán a disposición, mediante Contrato de Prestación del Servicio de Transmisión, del Operador del Sistema Eléctrico Nacional (ONS), y sus correspondientes acciones de coordinación y operación estarán subordinadas a él.

A su vez la Portaria No. 1.004, de diciembre de 2010, enumera en su Anexo I las instalaciones de transmisión que pueden clasificarse en los términos del art. 17, § 7, de la Ley N° 9.074. Asimismo, establece que la ANEEL informará al Ministerio de Minas y Energía (MME) y al titular de las instalaciones, la definición del valor de la base de remuneración, la ratificación del período de autorización de las instalaciones sujetas a equiparación de acuerdo a los términos de esta Portaria y el cálculo del monto de los Ingresos Anuales Permitidos a ser percibidos por el agente titular de las instalaciones sujetas a equiparación. Finalmente se indica que corresponderá al MME analizar la pertinencia de la solicitud de equiparación presentada por el propietario de la instalación de interconexión otorgada antes del 31 de diciembre de 2010 y la conformidad de los documentos presentados, a los términos de la Ley y normativa vigente, y emitir una Portaria de equiparación específica.

A continuación, se detallan los aspectos relacionados con las reglas de acceso y cargos aplicables a transacciones internacionales spot y contractuales, tanto en instalaciones nacionales utilizadas en el comercio internacional como en instalaciones de interconexión.

En el Art. 2 del Decreto 2.655 / 98 (que regula el Mercado Mayorista de Energía Eléctrica, define las reglas de organización del Operador Sistema Eléctrico Nacional de que trata la Ley N° 9.648 / 1998), se establece que las actividades de generación y comercialización de energía eléctrica, incluyendo su importación y exportación, se realizarán de manera competitiva, asegurando a los agentes económicos interesados el **libre acceso a los sistemas de transmisión y distribución**, previo pago de los cargos correspondientes y en condiciones generales establecidas por ANEEL.

Es así que, a los efectos de **acceder** al sistema de transmisión, inicialmente los importadores/exportadores de energía deberán obtener una autorización por parte del Ministerio de Minas y Energía (MME). Después de dicha autorización, con un mínimo de 60 días de anticipación o un máximo de 180 días en relación al inicio de la utilización del sistema, los importadores/exportadores deberán solicitar acceso al

Operador Sistema Eléctrico Nacional (ONS), que emitirá su análisis mediante una Opinión de Acceso en un plazo no mayor a 30 días.

Una vez emitida la opinión, el agente tiene hasta 90 días para celebrar el Contrato de Uso del Sistema de Transmisión (CUST) con el ONS, a través del cual declara las cantidades máximas a inyectar y las cantidades máximas a ser demandadas de la Red Básica, en el periodo del contrato.

En lo que refiere a los tipos de instalaciones para el intercambio internacional y sus respectivos esquemas de remuneración, actualmente se distinguen: (i) instalaciones bajo la responsabilidad de agentes autorizados para construir, operar y mantener interconexiones internacionales, bajo su propio riesgo; (ii) interconexiones internacionales, definidas en el artículo 1 de la Resolución Normativa N° 442/2011, que son instalaciones de transmisión bajo responsabilidad de los concesionarios o agentes equiparados a concesionarios de transmisión de energía eléctrica.

Los agentes referidos en (i) son **remunerados** por medio de contratos y acuerdos de importación/exportación de energía, sin que exista remuneración establecida por la regulación. En cuanto a los concesionarios de transmisión o agentes equiparados a concesionarios de transmisión referidos en (ii), **la retribución** de la instalación es establecida por ANEEL y pagada por todos usuarios del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Los **cargos** por el uso del sistema de transmisión a pagar por los importadores/exportadores de energía se establecen con base en la energía medida y dependen de las instalaciones de transmisión utilizadas. Todos los importadores/exportadores deben pagar los cargos de uso para fines de importación/exportación definidos en el Párrafo 3 del Artículo 17 de la Resolución Normativa N° 666/2015. Además, si el agente importador/exportador utiliza las Interconexiones Internacionales, definidas en el Artículo 1 de la Resolución Normativa No. 442/2011, será establecido un cargo adicional por uso de Interconexiones Internacionales, definido en el §4, Punto II, de la Resolución Normativa No. 666/2015. El establecimiento de ambos cargos no depende del modo de comercialización de la energía utilizado por el importador / exportador.

2.2.6 Mecanismos existentes para la comercialización de energía eléctrica en el mercado regional

La Portaria (Ordenanza) N° 596 del MME, de 19 de octubre de 2011, regula la autorización para la importación y exportación de energía eléctrica, la cual será otorgada a la persona jurídica constituida, bajo los dictados de las leyes brasileñas, con el objetivo de importar, exportar o comercializar energía eléctrica en el Mercado brasileño.

Los **transportistas**, o agentes equiparados a transportistas, participan poniendo a disposición las instalaciones bajo su responsabilidad a importadores/exportadores a

través del Operador Sistema Nacional de Electricidad (ONS), quien es responsable de operar el sistema de transmisión centralizado.

Cabe dejar constancia que los concesionarios de transmisión no participan como agentes de la Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica (CCEE), por lo que les está vedado registrar contratos de compraventa de energía. Por tanto, no se les permite ejercer la actividad de comercialización de energía eléctrica.

Por su parte, los **agentes de distribución** compran energía eléctrica en las formas reguladas por la legislación sectorial, en particular el Decreto N ° 5163, de julio de 2004. Entre las disposiciones de este Decreto que se relacionan con la actividad de importación de energía eléctrica, se establece que cada agente de distribución del SIN debe adquirir, a través de subastas celebradas en el Ambiente de Contratación Regulada (ACR), la energía eléctrica de emprendimientos de generación existentes y nuevos emprendimientos de generación. Asimismo, se establece que la energía eléctrica resultante de las importaciones se considerará procedente de empresas de generación nuevas o existentes, de acuerdo a la clasificación prevista en el numeral 1 del art. 2 del citado Decreto. Por su parte en el art. 26 establece que los importadores pueden participar como vendedores, en los procesos de licitación promovidos por la ANEEL para contrataciones de ajuste por parte de agentes de distribución, con un plazo de suministro de hasta dos años.

En el caso de los agentes **Comercializadores**, en la Portaria No. 339 de agosto de 2018, que fija las directrices para la importación de energía eléctrica interrumpible de la República Argentina y la República Oriental del Uruguay, se establece que uno o más de dichos agentes podrán ser autorizados como responsables por la importación de energía eléctrica ante la Cámara Comercial de Energía Eléctrica (CCEE), siempre que cumplan y estén autorizados en los términos establecidos por la Portaria MME nº 596, del 19 de octubre de 2011.

Por su parte en la Portaria No. 418, de noviembre de 2019, que trata sobre la Exportación de Energía Eléctrica Interrumpible sin Devolución, con destino a la República Argentina y la República Oriental del Uruguay a partir de Plantas Termoeléctricas en Operación comercial despachada centralmente por el Operador del Sistema Nacional (ONS), disponible para dar servicio al Sistema Interconectado Nacional - SIN y no despachado por orden de mérito o por garantía de suministro de energía, se establece que uno o más comercializadores pueden ser autorizados como responsables ante la Cámara de Comercio de Energía Eléctrica (CCEE) por la exportación de energía eléctrica, siempre que esté autorizado en los términos establecidos de la Portaria N ° 596 del MME, de octubre de 2011.

En el ámbito de la generación de energía, además de las Portarias emitidas por el MME que están vigentes, entre otras normas, deberán ser observadas las Reglas de Comercialización aprobadas por la propia ANEEL, así como la Ley N° 13.203, del 8 de diciembre de 2015.

De acuerdo a lo establecido en las Portarias N° 596 y N° 411 del MME de octubre de 2011 y noviembre 2013 respectivamente, los generadores o comercializadores deben solicitar autorización para la importación o exportación de energía eléctrica, a

la Secretaría de Planificación y Desarrollo Energético del Ministerio de Minas y Energía. En caso de que la importación o exportación de energía eléctrica no se logre mediante un Memorando de Entendimiento suscrito entre el Ministerio de Minas y Energía y el equivalente de otro país, la Secretaría de Planificación y Desarrollo Energético deberá consultar a la Secretaría de Energía Eléctrica del Ministerio de Minas y Energía, sobre la conveniencia, necesidad y posibilidad de importar o exportar, considerando el interés público y la seguridad del suministro.

La Secretaría de Energía Eléctrica autorizó las modalidades de importación contenidas en las Portarias MME No. 339, de 2018, y No. 418, de noviembre de 2019, en las que se establecen, respectivamente, las directrices para la importación de electricidad interrumpible desde Argentina y Uruguay en el período comprendido entre 1 de enero de 2019 y el 31 de diciembre de 2022; y las pautas para la exportación de electricidad interrumpible sin retorno, con destino a la República Argentina y la República Oriental de Uruguay, de Termoeléctricas en Operación Comercial Despachado centralmente por el operador del sistema nacional Eléctrico (ONS), disponible para atender el Sistema Interconectado Nacional (SIN) y no despachado por orden de mérito o por garantía de suministro energético. Estas últimas pautas, válidas desde el 20 de mayo de 2020 hasta el 31 diciembre de 2022.

Actualmente se están analizando otras modalidades de intercambio, bajo la coordinación del MME:

- La Consulta Pública No. 96/2020, que abordó los lineamientos para la exportación de energía eléctrica de vertimientos turbinables, tuvo un período de apertura a contribuciones entre el 29 de julio de 2020 y el 28 de agosto de 2020. Se recibieron 17 aportes, los cuales fueron consolidados por el MME y están siendo analizadas en detalle por un equipo coordinado por el MME, con la participación de ANEEL, ONS, CCEE y EPE.
- La Consulta Pública No. 97/2020, que abordó los lineamientos para la exportación de electricidad proveniente de excedentes renovables no hidroeléctricos, tuvo el mismo período de apertura a contribuciones que el CP No. 96/2020. Se recibieron 13 contribuciones, las cuales están siendo consolidadas por el MME.

El foco principal de estas dos consultas públicas es impulsar y desarrollar aún más el proceso de exportación comercial de Brasil con los países vecinos, con el fin de aprovechar de forma simbiótica y estratégicamente los excedentes de energía provenientes de fuentes provenientes de Costos Variables Unitarios (CVU) cero. Asimismo, como se destaca en la nota técnica No. 13/2019 adjunta a la consulta pública No. 96/2020, indirectamente, este proceso también tiene como objetivo mitigar y reducir la práctica de los intercambios de energía no comerciales (swaps¹⁹) entre Brasil y Argentina o Uruguay, en la medida que este modelo aporta

¹⁹ Refiere a la modalidad de envío de energía con posterior devolución (intercambio compensado) establecida a partir del 2008, y que se tratará con mayor detalle en la sección 2.2.13.

imprevisibilidad al sector eléctrico brasileño, además de imputar costos y riesgos a agentes que no participan directamente en este proceso.

Consistente con este punto, desde el punto de vista de los países importadores, la realización de intercambios sobre una base comercial también representa una ventaja, ya que no crea una obligación posterior de devolución de electricidad cuya disponibilidad y precio en el mercado interno son inciertos, lo que significa que el aumento de la práctica comercial tiende a ser ventajosa para ambos países.

PORTARIA MME Nº 339, de agosto de 2018

En esta Portaria (Ordenanza) se establecen las directrices para la importación de electricidad interrumpible desde Argentina y Uruguay.

I - la importación desde la República Argentina deberá materializarse a través de las Estaciones Conversoras Garabi I y II (2 x 1.100 MW), ubicadas en el Municipio de Garruchos, y la Conversora Uruguyana (50 MW), ubicado en el Municipio de Uruguayana, en el Estado Rio Grande del Sur, frontera con Argentina; y

II - la importación desde la República Oriental del Uruguay deberá materializarse a través de la Estación Conversora de Rivera (70 MW), ubicada en el límite de los Municipios de Rivera (Uruguay) y Santana do Livramento (Brasil), y de la Conversora de Melo (500 MW), ubicado en el Municipio de Melo (Uruguay), cercano al límite con el Municipio de Yaguarón, en el Estado de Rio Grande del Sur.

En su texto se explicita que la declaración de cantidades y precios de la energía a importar se debe realizar a través de ofertas al Operador del Sistema Eléctrico Nacional (ONS), antes de programar la operación y conformar el Precio de Liquidación de Diferencias (PLD), con entrega de energía en el centro de gravedad del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y con destino al Mercado de Corto Plazo (MCP). También se explicita que las cantidades y precios de la energía ofertada para la importación, no se consideran en los procesos de planificación y programación de las operaciones asociados al Programa Operativo Mensual (PMO) ni en la formación del PLD, por lo que esa energía no se considera un insumo en el modelo de despacho centralizado, no afectando la formación de los precios de la energía en el MCP.

Las ofertas de las plantas térmicas, dada su inercia y características técnicas, se pueden caracterizar por tener una parte fija, y una parte considerada como “flexible”. Las cantidades de energía a importar, consideradas y seleccionadas por el operador, desplazan el despacho de partes flexibles de plantas termoeléctricas en los subsistemas Sudeste/Centro-Oeste y Sur, que eventualmente fuesen despachadas por orden de mérito de costos, en orden decreciente de sus Costos Variables Unitarios (CVU).

En este escenario, como la energía importada se valora al PLD vigente de la semana operativa, los costos relacionados con la importación de esa energía eléctrica que sean superiores al PLD, al momento de ser contabilizados por la CCEE, podrán

recuperarse mediante el cargo destinado a cubrir los costos del servicio del sistema (ESS), según lo dispuesto en el art. 59 del Decreto N° 5.163, de 30 de julio de 2004. En los casos en que los costos de importación sean inferiores al PLD y la sustitución genere un saldo financiero positivo, la diferencia debe ser depurada de la contabilidad de la CCEE y revertirse en beneficio de la cuenta de ESS.

En el texto también se define que uno o más Agentes Comerciales podrán ser autorizados como responsables de la importación de energía eléctrica ante la Cámara de Comercialización de Electricidad (CCEE), siempre que cumplan y estén autorizados en los términos de la Ordenanza MME No. 596, de 19 de octubre de 2011. Asimismo, se establece que la negociación entre el agente comercial autorizado y el proveedor de energía se realizará de forma bilateral, es decir, el precio y la cantidad de electricidad a comercializarse se acuerdan entre las Partes (Agentes).

La autorización de importación tendrá validez en el período comprendido entre 1 de enero de 2019 y el 31 de diciembre de 2022.

Posteriormente, se emitió la Portaria MME N° 304 de agosto de 2020, en la que se realizaron algunas modificaciones en los § 8º y § 9º del art. 1 de la Portaria N° 339, los que quedaron redactados de la siguiente manera:

§ 8 Las cantidades de generación termoeléctrica sustituidas por causa de la importación podrán estar asociadas a la recepción del Cargo por Servicio del Sistema (ESS), siempre que se observen las reglas vigentes, incluso si la cantidad de energía realmente importada es menor a la cantidad definida por el ONS en los términos del § 5, observando las especificidades de la contratación de las respectivas centrales termoeléctricas sustituidas.

§ 9 Los agentes comerciales responsables de la importación deberán pagar, en caso que exista diferencia entre la cantidad definida por ONS en los términos del § 5 y la cantidad de energía realmente importada, los costos que resulten de acuerdo a los siguientes criterios:

I - un monto igual al ESS producido por la sustitución de la generación termoeléctrica, de acuerdo con las reglas vigentes del sector eléctrico brasileño, o

II – una multa a definir por la ANEEL, en caso de que la sustitución de generación no haya producido un efecto de pago del ESS, de acuerdo con las reglas vigentes del sector eléctrico brasileño

En resumen, **toda la energía eléctrica que actualmente importa Brasil está modelada dentro de la categoría interrumpible, sujeta a las limitaciones impuestas por las restricciones eléctricas existentes en el SIN. Los montos y precios de la energía ofrecida para la importación no son considerados en los procesos de planificación y programación de operaciones asociados al PMO ni en la formación del (PLD), por lo que el proceso de importación no interfiere en la formación del precio de la energía en el (MCP).** Finalmente, se enfatiza que el proceso de importación de energía puede tener un efecto indirecto sobre el precio

final de la energía que pagan los consumidores, debido a la disminución o aumento del cargo por servicio del sistema (ESS) por importación.

PORTARIA MME Nº 418, de noviembre de 2019.

En esta Portaria (Ordenanza) se establecen las directrices para la **exportación de la energía eléctrica interrumpible sin devolución, destinada a la República Argentina y a la República Oriental del Uruguay, proveniente de Usinas Termoeléctricas** en Operación Comercial, despachadas centralizadamente por el Operador Nacional del Sistema Eléctrico (ONS), que estén disponibles para los requerimientos del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y no despachadas por orden de mérito ni por garantía de abastecimiento energético.

En la referida Portaria se indica que la exportación se podrá realizar durante todo el año, utilizando las interconexiones existentes con los referidos países vecinos:

República Argentina - Estaciones Conversoras de Garabi I e II (2 x 1.100 MW), y Conversora de Uruguiana (50 MW).

República Oriental del Uruguay - Estación Conversora de Rivera (70 MW), y Conversora de Melo (500 MW).

Se deja expresa constancia que la exportación de energía eléctrica aludida en esta Portaria no deberá afectar la seguridad eléctrica ni energética del SIN, ni aumentar los costos del sector eléctrico brasileño. También se indica que la energía a exportar será considerada de carácter interrumpible y las cantidades estarán limitadas por las restricciones eléctricas existentes en el SIN.

En dicha Portaria se señala también que la restricción restablecida en lo referente a las posibilidades de exportación de las centrales termoeléctricas despachas por orden de mérito de costo, no aplica para el caso en que dichas centrales dejasen de generar por razones de *constrained-off*, que le impiden colocar la carga en el SIN.

La exportación deberá realizarse por intermedio de agentes comercializadores. Uno o más de dichos agentes podrán ser autorizados como responsables por la exportación de energía eléctrica ante la Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica (CCEE), siempre que estén autorizados en los términos establecidos por la Portaria MME Nº 596, del 19 de octubre de 2011. Asimismo, se establece que los agentes comercializadores deban establecer Contratos con los agentes termoeléctricos para poder presentar una oferta a las partes importadoras. Dichos contratos deberán registrarse en la CCEE.

Solo podrán participar del proceso de exportación los agentes:

I - que se encuentran en cumplimiento de las obligaciones sectoriales, incluso con la CCEE en la última liquidación realizada; y

II - con Contrato de Uso del Sistema de Transmisión (CUST) y garantía financiera vigentes, y que estén en cumplimiento con el pago de los Cargos por Uso del Sistema de Transmisión (EUST).

Los agentes comercializadores presentarán directamente a las partes importadoras de Argentina o de Uruguay, ofertas de cantidad, precio y duración respectiva de la exportación de energía eléctrica, debiendo considerar la entrega de energía en el último Punto Estándar de Medida CCEE disponible (frontera brasileña o en la conversora donde ocurre la exportación). Asimismo, deberán solicitar al ONS ser despachadas para la exportación, hasta las 10am del día hábil anterior a la oferta de exportación a las partes importadoras.

Los agentes titulares de las termoeléctricas: (i) despachadas fuera del orden de mérito por restricciones eléctricas o para la prestación de servicios auxiliares o (ii) en situación de *constrained-off*; que exportasen, tendrán derecho a recibir del sistema brasileño, la mitad de la diferencia entre su CVU y el PLD del Submercado de la referida central termoeléctrica.

La exportación no será considerada a los efectos de la formación del Precio de Liquidación de Diferencias (PLD), ni en los procesos de planeamiento y programación de la operación asociada a la optimización electroenergética mediante modelos computacionales.

En la Portaria se señala que el ONS y la CCEE deberán estimar el coeficiente de pérdidas asociado al despacho para la exportación, que será considerado en la operación por el ONS.

Por su parte en el Art. 5º de la citada Portaria se indica que las centrales termoeléctricas contratadas en el Ambiente de Contratación Regulado (ACR) deberán pagar un monto económico, cuyo valor será proporcional y limitado a su ingreso fijo, *pro rata temporis* de su despacho para exportación, de acuerdo a una metodología a ser definida por ANEEL y considerada por CCEE. Dicho monto económico será destinado, como recurso, a la Cuenta Centralizadora de Recursos de *Bandeiras Tarifárias*.

Finalmente, con la redacción modificada en marzo del 2020 de la Portaria MME Nº 87/2020, se establece que la CCEE y el ONS deberán poner a disposición, hasta el 20 de mayo de 2020, en lo que corresponda a cada Institución, las normas y procedimientos de comercialización específicos para la contabilización y liquidación de la energía exportada, los procedimientos operativos específicos, así como la celebración de acuerdos operativos adherentes que permitan la exportación de energía eléctrica, conforme lo dispuesto en esta Portaria, la que entró en vigor el 20 de mayo de 2020 y sus directrices tendrán validez hasta el 31 de diciembre de 2022.

2.2.7 Mecanismos de formación de precios

Importación de Uruguay y Argentina – Portaria Nº 339, de 15 de agosto de 2018

Se realizará la declaración de las cantidades y precios de la energía para importación se realizará a través de ofertas al Operador del Sistema Eléctrico Nacional (ONS), previamente a la programación de la operación y la formación del Precio de

Liquidación por Diferencias (PLD), con entrega de energía en el centro de gravedad del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y teniendo como destino el Mercado Corto Plazo (MCP).

Las cantidades y precios de la energía ofrecida para importación no se considerarán en los procesos de planificación y programación operativa asociados al Programa Mensual de Operación (PMO) y de formación del PLD.

Exportación a Uruguay y Argentina - Portaria n º 418, de 19 de noviembre de 2019

Los agentes comercializadores presentarán directamente a las partes importadoras de Argentina o de Uruguay, ofertas de cantidad, precio y duración respectiva de la exportación de energía eléctrica, debiendo considerar la entrega de energía en el último Punto Estándar de Medida CCEE disponible (frontera brasileña o en la convertidora donde ocurre la exportación). Asimismo, deberán solicitar al ONS ser despachadas para la exportación, hasta las 10am del día hábil anterior a la oferta de exportación a las partes importadoras.

Los agentes titulares de las termoeléctricas: (i) despachadas fuera del orden de mérito por restricciones eléctricas o para la prestación de servicios auxiliares o (ii) en situación de *constrained-off*, que exportasen, tendrán derecho a recibir del sistema brasileño, la mitad de la diferencia entre su CVU y el PLD del Submercado de la referida central termoeléctrica.

La exportación no será considerada a los efectos de la formación del Precio de Liquidación de Diferencias (PLD), ni en los procesos de planeamiento y programación de la operación asociada a la optimización electroenergética mediante modelos computacionales.

Las centrales termoeléctricas contratadas en el Ambiente de Contratación Regulado (ACR) deberán pagar un monto económico, cuyo valor será proporcional y limitado a su ingreso fijo, *pro rata temporis* de su despacho para exportación, de acuerdo a una metodología a ser definida por ANEEL y considerada por CCEE. Dicho monto económico será destinado, como recurso, a la Cuenta Centralizadora de Recursos de *Bandeiras Tarifárias*.

2.2.8 Aspectos tributarios y de regulación aduanera referidos a las transacciones internacionales de energía eléctrica

En la Portaria MME Nº 596/2011 se establece el procedimiento para la presentación del requerimiento de autorización para importar o exportar de energía eléctrica y se presenta la lista de obligaciones y cargos a los que está sujeto el Agente autorizado.

Exportación de energía eléctrica/operaciones entre estados - Ni el PIS/PASEP ni el COFINS aplican para la exportación de energía eléctrica. Así se estableció en la Ley

No 10.637, de diciembre de 2002 (art. 5) y en la Ley No 10.833, de diciembre de 2003 (art. 6). Asimismo, el ICMS no aplica a exportaciones u operaciones de energía (Electricidad) destinadas a otros Estados, siempre que estén destinados a la industrialización o comercialización (Art.155 de la Constitución Federal/88; Ley complementaria N° 87, de setiembre de 1996).

Importación de energía eléctrica - Las importaciones de energía eléctrica están gravadas con el PIS/PASEP y el COFINS (Art. 1 de la Ley N ° 10.865, de abril 2004 y arts. 149, § 2, inciso II, y 195, inciso IV, de la Constitución Federal, con sujeción a lo dispuesto en su art. 195, párrafo 6). También se les cobra el ICMS (Art.155 de la Constitución Federal/88).

2.2.9 Régimen de garantías

No se solicitan garantías en la formalización de contratos de importación/exportación de energía para contratos de modalidad comercial. Se atienden las solicitudes de documentación presentadas en los países de origen/destino de la energía.

2.2.10 Régimen de solución de controversias

Los medios para resolver disputas entre países suelen estar definidos en los tratados, convenios y actos que constituyen el marco legal que hace posible los proyectos conjuntos.

2.2.11 Estándares de seguridad y calidad en la operación de los enlaces internacionales

Los **estándares de seguridad y calidad** en la operación de instalaciones de conexión internacional se definen en el Módulo 2 de los Procedimientos de Red (disponibles en <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>). No está prevista la compensación directa a los importadores/exportadores por la falta de disponibilidad del sistema de transmisión. Sin embargo, existen incentivos regulatorios para que los transportistas busquen la mayor disponibilidad posible de las instalaciones bajo su responsabilidad.

2.2.12 Infraestructuras de interconexión internacional existentes

Las conexiones internacionales cuyas instalaciones están ubicadas en territorio brasileño y que pueden enmarcarse en el art. 17, § 7, de la Ley N ° 9.074 / 1995 son:

Con la República Argentina - Estaciones Conversoras de Garabí I e II (2 x 1.100 MW) y las LT en territorio brasileiro del sistema de transmisión asociado necesario para el intercambio. Conversora Uruguayana (50 MW) y tramo en territorio brasileño de la LT a 132 kV que conecta Paso de Los Libres y Uruguayana.

Con la República Oriental del Uruguay - Estación Conversora de Rivera (70 MW). Tramo en territorio brasileiro de la LT en 230 kV que conecta Livramento y Rivera. Estación conversora de Melo (500 MW). Las LT y SE en territorio brasileiro del sistema brasileño necesarias para el intercambio de energía.

Tabla 4 Infraestructuras de interconexión internacional existentes,

Grandes Interconexiones				
Países	Localización	Tensión [kV]	Potencia [MW]	Observación
Br-Ve	Boa Vista (Br) - El Guri (Ve)	230/400	200	Operativa (60 Hz)
Br-Py	Saídas de Itaipú	750/220	14000	Operativa (60/50 Hz)
Br-Py	Foz do Iguaçu (Br) - Acaray (Py)	230/138	50	Operativa (60/50 Hz)
Ar-Br	Rincón S.M. (Ar) - Garabí (Br)	500	2000 / 2200	Operativa (50/60 Hz)
Ar-Br	P. de los Libres (Ar) - Uruguayana (Br)	132/230	50	Operativa (50/60 Hz)
Br-Uy	Livramento (Br) - Rivera (Uy)	230/150	70	Operativa (60/50 Hz)
Br-Uy	Pte. Mèdici (Br) - San Carlos (Uy)	525	500	Operativa (60/50 Hz)

Pequeñas Interconexiones			
Países	Localización	Tensión [kV]	Observación
Bo-Br	Puerto Suárez (Bo) - Corumbá (Br)	13,8	Existente
Bo-Br	San Matías (Bo) - Corixa (Br)	36	Operativa
Br-Co	Tabatinga (Br) - Leticia (Co)	13,8	Existente
Br-Py	Ponta Porã (Br) - Pedro Caballero (Py)	22	Operativa 6MW

En el caso de ITAIPU, el MME está analizando, con el apoyo de EPE y ONS, la propuesta presentada por FURNAS para la revitalización del sistema de transmisión, con foco en las subestaciones del sector 50 Hz en la subestación Foz do Iguaçu y la Subestación Ibiúna, debido al final de la vida útil reglamentaria de los equipos de estas subestaciones.

2.2.13 Tratamiento técnico-económico para la condición de país en tránsito

No existen reglas específicas respecto de la utilización del SIN como medio de tránsito para intercambios entre otros países. Pero tampoco se identificó ningún impedimento en ese sentido. Al no existir un tratamiento específico en la regulación respecto de este tipo de transacciones, se entiende que es aplicable lo establecido de manera general.

2.2.14 Antecedentes de transacciones internacionales de electricidad efectivizadas en los últimos 10 años

Apuntando a un mejor aprovechamiento de la disponibilidad de los recursos energéticos regionales, Brasil dispone de un conjunto de interconexiones entre su sistema eléctrico y los sistemas eléctricos Argentina, Uruguay y Paraguay, así como una interconexión con Venezuela desde el Sistema Boa Vista (sistema aislado). En relación a esta última cabe señalar que desde 2010, el suministro de energía desde Venezuela ha sufrido frecuentes interrupciones, lo que impuso la necesidad de una subasta específica para contratar generación térmica local, de manera de emergencia. Desde marzo de 2019 esta interconexión se encuentra fuera de operación, y no está prevista una reactivación. El contrato firmado entre Brasil y Venezuela finaliza en 2021.

Las interconexiones conectadas con el SIN se detallan a continuación:

- Estaciones conversoras Garabi 1 y Garabi 2;
- Estación conversora de frecuencia Uruguayana;
- Estación conversora de frecuencia Acaray;
- Estación conversora de frecuencia de Rivera;
- Estación conversora de frecuencia de Melo

La interconexión por Garabi, la de mayor porte, fue diseñada para permitir la importación de energía a Brasil, mediante ofertas de excedentes de Argentina, situación que se visualizó como favorable a principios de la década de 2000. En aquella época, los bloques de energía que podían ser exportados por Argentina a través de la conversora de Garabi, se representaban en los modelos brasileños de optimización energética (NEWAVE y DECOMPO) como si fueran centrales térmicas, con disponibilidad y CVUs definidos por bloques en Garabi 1 y Garabi 2. Posteriormente, con la caracterización de falta de excedentes de energía en Argentina que efectivamente pudieran ser exportados al Brasil, ANEEL determinó que dichos bloques de energía ya no fuesen considerados en los modelos de optimización (disponibilidad cero para estas posibilidades de oferta).

De este modo dichas interconexiones pasaron a ser utilizadas como las demás, posibilitando intercambios ante situaciones de emergencia y con posterior devolución de la energía recibida. Algunos años después (en 2008) se establecieron condiciones para el intercambio compensado (envío de energía con posterior devolución) en situaciones en las que existía sobrante de recursos energéticos y de generación en un país (generalmente en centrales hidroeléctricas con vertimiento turbinable) y necesidades en el otro. Para ello se establecieron reglas definidas en acuerdos internacionales, que estandarizaron los procedimientos para cada situación. A modo de ejemplo se puede mencionar la REN ANEEL nº 430/2011, que establece los criterios a ser observados en forma anual por el ONS y la CCEE, para el suministro de energía eléctrica interrumpible con devolución desde el SIN a

Argentina y Uruguay. Allí se establece que la cantidad de electricidad suministrada por el Brasil tendrá lugar en el período de mayo a agosto de cada año y deberá ser devuelta en su totalidad antes de noviembre del mismo año.

A continuación, se presenta información sobre las cantidades de energía negociadas en transacciones bilaterales con Argentina y Uruguay en los últimos diez años, bajo en un **esquema de trueque** (envío de energía con devolución), donde las cantidades son contabilizadas por los países involucrados y devueltas cuando estaba programado (en MWh). Las modalidades con devolución actualmente existentes de Importación/Exportación de energía son: Emergencia; Excepcional; Oportunidad; y Prueba.

Tabla 5 transacciones bilaterales con Argentina y Uruguay en los últimos diez años, discriminadas por tipo de modalidad con devolución (MWh)

Argentina										
Año	Emergencia		Excepción		Oportunidad		Prueba		Total	
	Importación	Exportación	Importación	Exportación	Importación	Exportación	Importación	Exportación	Importación	Exportación
2010	18596	4062	0	0	0	0	77	206	18673	4268
2011	157	706	0	1003905	0	0	112	111	269	1004722
2012	483	831	0	0	0	0	2443	2136	2926	2967
2013	88	363	0	0	0	0	307	313	395	676
2014	89	2447	0	0	0	0	403	367	492	2814
2015	56416	224146	0	0	0	0	88	115	56504	224261
2016	317959	209148	0	0	0	0	33	409	317992	209557
2017	63155	6312	0	0	0	6577	5281	5260	68436	18149
2018	0	0	0	0	0	0	205	195	205	195
2019	12609	7504	0	0	209019	205824	62	137	221690	213465
2020	3999	54486	0	0	0	1090	53	49	4052	55625
Total	473551	510005	0	1003905	209019	213491	9064	9298	691634	1736699

Uruguay										
Año	Emergencia		Excepción		Oportunidad		Prueba		Total	
	Importación	Exportación	Importación	Exportación	Importación	Exportación	Importación	Exportación	Importación	Exportación
2010	19	0	0	14312	0	27778	0	0	19	42090
2011	0	0	0	203763	0	1671	0	0	0	205434
2012	0	0	0	62609	0	0	0	0	0	62609
2013	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	0	0	0	0	0	0	6718	428	6718	428
2016	0	1723	0	0	0	0	21629	19795	21629	21518
2017	0	0	0	0	0	0	4373	2797	4373	2797
2018	0	0	0	0	0	0	5800	576	5800	576
2019	2867	238	0	0	0	0	78	0	2945	238
2020	0	0	0	0	0	44038	10	307	10	44345
Total	2886	1961	0	280684	0	73487	38608	23903	41494	380035

También se presenta a continuación, información sobre los valores en MWh de importación/exportación negociados sobre una base comercial, referidos a la **modalidad denominada contractual** (contratos establecidos para la importación y exportación de energía con formación de precios predefinida):

Tabla 6 Valores en MWh de importación/exportación, modalidad contractual

Argentina			Uruguay		
Contractual			Contractual		
Año	Importación	Exportación	Año	Importación	Exportación
2010	0	1227594	2010	0	0
2011	0	1308748	2011	0	0
2012	0	75995	2012	0	328339
2013	0	0	2013	0	0
2014	0	0	2014	0	0
2015	0	0	2015	0	0
2016	0	287792	2016	0	0
2017	0	135000	2017	961484	0
2018	265270	0	2018	865602	0
2019	36814	0	2019	586031	0
2020	83200	262858	2020	24822	0
Total	385284	3297987	Total	2437939	328339

En relación con esta modalidad, la CCEE realiza todo el proceso contable, basado en las reglas de comercialización vigentes, y emite una declaración al comercializador que representa al importador argentino y/o uruguayo con los montos efectivamente exportados por planta para que pueda darse un acuerdo bilateral entre ellos. Por lo tanto, CCEE no cuenta con la información USD / MWh acordada entre las partes. Para cada caso el MME emitió la correspondiente Portaria autorizando la respectiva exportación/importación. A modo de ejemplo cabe mencionar la PRT MME n° 378/17, en la que se autoriza a Enel Green Power Cachoeira Dourada S.A., a importar para importar electricidad, de manera excepcional y temporal, de Argentina y Uruguay, con validez hasta el 31 de diciembre de 2018.

En lo que refiere a los intercambios con Paraguay, la REA ANEEL n° 91/05 autorizaba a COPEL-G a importar y exportar energía eléctrica, mediante intercambio eléctrico entre Brasil y Paraguay, vía la estación convertidora de Acaray. Desde el septiembre de 2007, dicha convertidora quedó fuera de operación a raíz de un accidente, lo que explica que en los últimos 10 no haya habido intercambios.

2.2.15 Identificación de los principales obstáculos que limitan los intercambios de energía eléctrica con los países del SIESUR

La existencia de diferencias entre los modelos regulatorios de los países constituye uno de los principales obstáculos. Aparte de las limitaciones de infraestructura, que incluyen la armonización de las normas técnicas, las barreras de orden burocrático, incluidas las aduaneras, constituyen otro obstáculo importante.

Para impulsar el desarrollo de un mercado energético internacional, en condiciones de mercado, es necesario mejorar el marco técnico, operativo, legal, regulatorio, ambiental y tributario entre los países participantes para que exista una armonización

en el marco, juntamente con mecanismos de evaluación de riesgos y garantías. Tales medidas deben formar parte de los memorandos de entendimiento entre los países participantes, ya sea de forma bilateral o multilateral.

Dichos principios y lineamientos guiarán los estudios, normativas y la integración entre las instituciones de estos países con el fin de lograr el objetivo propuesto de un mejor aprovechamiento de las oportunidades de comercialización internacional de energía.

A continuación, se presenta algunos aspectos para que sean considerados por el Poder Concedente y las autoridades competentes en la celebración de memorandos de entendimiento, así como por los grupos de estudio regionales.

- ✓ Riesgo de tipo de cambio
- ✓ Riesgo país
- ✓ Operación regional coordinada
- ✓ Planificación regional integrada
- ✓ Armonización Regulatoria para el SIESUR y toda América (ejemplo Unión Europea)
- ✓ Análisis de las reglas de transición y armonización entre los marcos técnicos, operativos y legales y regulatorios de los países participantes
- ✓ País en tránsito: remuneración / responsabilidades: pérdidas eléctricas, mantenimiento, refuerzos y mejoras en los sistemas, nuevas instalaciones internacionales, etc.
- ✓ Necesidad / interés en la creación de un mercado regional: esquemas licitatorios, evaluación de riesgos y garantías internacionales, forma de ejecución, riesgos legales, tributación en materia mercantil, reglas de gobernanza y cumplimiento, etc.

2.3 CHILE



2.3.1 Directivas de política energética sobre el comercio internacional de energía

Las políticas energéticas se pueden identificar respecto del horizonte de análisis. En el caso chileno en particular, se reconocen políticas de corto y mediano-largo plazo.

Respecto de la **política de corto plazo**, se tiene la *Ruta Energética 2018-2022*, la cual cuenta con diez ejes. En particular en el eje N°3 “Desarrollo energético: inversión para el progreso”, se identifica el **impulsar la integración energética regional e interconexión eléctrica internacional**. En este punto se indica que la interconexión eléctrica permite a los países involucrados alcanzar un suministro

energético seguro y estable, robustecer y flexibilizar sus sistemas eléctricos, y mejorar la capacidad de respuesta ante situaciones de emergencia. Por otra parte, también es un instrumento de mitigación del cambio climático, pues facilita la incorporación y un mejor aprovechamiento de las energías renovables. Adicionalmente se identifican los estudios ya realizados de interconexión con Perú y Argentina, como también avanzar en la fase de implementación del acuerdo suscrito con Argentina en abril de 2018, destinado al libre comercio de gas y energía eléctrica entre ambos países. Finalmente, se indica que se continuarán realizando las gestiones para avanzar en un acuerdo regulatorio con Perú y Argentina, para el fortalecimiento del intercambio energético.

Por otra parte, respecto de la **política energética de mediano-largo plazo**, se cuenta con la “*Hoja de Ruta 2050*”. En particular en el apartado de seguridad y calidad de suministro se subraya el **rol clave de las integraciones energéticas internacionales**, ya que permiten dotar de mayor flexibilidad y seguridad a los sistemas energéticos. En dicho documento se manifiesta la aspiración de que al año 2035 con al menos 2 países se realice un intercambio energético significativo, sin afectar negativamente la seguridad de abastecimiento, y que al 2050 la integración energética regional sea una realidad.

Actualmente, la política energética de largo plazo (PELP 2050) se encuentra en etapa de actualización. En ella, los intercambios y las interconexiones están incluidos dentro del pilar 5, de desarrollo económico. Se incluyen ahí también elementos de competitividad e innovación. Desde esta perspectiva, la participación de Chile en las interconexiones regionales está orientada a participar de un mercado energético suramericano, que actualmente se está gestando en dos vertientes:

- a) Pacífico: interconexión regional eléctrica andina (Mercado Andino Eléctrico Regional de Corto Plazo, MAERCP), que debería entrar en fase de prueba a contar de 2021 para empezar a operar desde 2022 para los primeros tres países andinos (Colombia, Ecuador y Perú).
- b) Atlántico: interconexión hacia el este del país, en la red integrada por los países de SIESUR (Argentina, Brasil, Paraguay y Uruguay). Mayor detalle del proyecto se encuentra en la sección 2.2.1.

2.3.2 Aspectos institucionales relacionados con los intercambios energéticos transfronterizos

A continuación, se procede a describir organismos e instituciones relacionadas con los intercambios energéticos transfronterizos.

2.3.2.1 Ministerio de Energía

Institución de Gobierno responsable de elaborar y coordinar, de manera transparente y participativa, los distintos planes, políticas y normas para el desarrollo del sector energético y minero del país, y así asegurar que todos los chilenos y chilenas puedan acceder a la energía de forma segura y a precios razonables. Sus funciones orientadas a intercambios energéticos trasfronterizos son: (i) autorización, otorgada por decreto supremo, de la exportación y la importación de energía y demás servicios eléctricos desde y hacia los sistemas eléctricos ubicados en territorio nacional (Artículo 82° de la Ley), (ii) disponer que la Comisión Nacional de Energía (CNE) elabore una propuesta de expansión de interconexión internacional de servicio público conforme a los lineamientos establecidos por la política energética nacional o en acuerdos, tratados, protocolos internacionales u otros instrumentos internacionales, según corresponda (Artículo 99° bis de la Ley), (iii) toda autorización de ejecución de un proyecto de interconexión internacional de interés privado nuevo o que corresponda a la ampliación de uno ya existente (Artículo 99° bis de la Ley), y (iv) otorgar la calificación de interés público a proyectos de interconexión internacional privados (Artículo 99° bis de la Ley).

2.3.2.2 Comisión Nacional de Energía

Organismo técnico encargado de analizar precios, tarifas y normas técnicas a las que deben ceñirse las empresas de producción, generación, transporte y distribución de energía, con el objeto de disponer de un servicio suficiente, seguro y de calidad, compatible con la operación más económica. Sus funciones orientadas a intercambios energéticos trasfronterizos: (i) dicta normas técnicas (artículo 72-1° de la Ley), (ii) realiza informe de análisis de los efectos de la importación/exportación de energía en el sistema eléctrico, con motivo de la interconexión internacional, previo a la aprobación del Ministerio de Energía (Artículo 82° de la Ley, relacionada con la función (1.i) del Ministerio), (iii) elaboración de propuesta de expansión de interconexión internacional de servicio público conforme a los lineamientos establecidos por la política energética nacional o en acuerdos, tratados, protocolos internacionales u otros instrumentos internacionales, según corresponda (Artículo 99° bis de la Ley), (iv) elaboración de informe técnico previo a la función de autorización del Ministerio indicada en (1.iii) (Artículo 99° bis de la Ley).

2.3.2.3 Coordinador Eléctrico Nacional

Organismo técnico e independiente, encargado de la coordinación de la operación del conjunto de instalaciones del Sistema Eléctrico Nacional que operen interconectadas entre sí. Sus funciones orientadas a intercambios energéticos trasfronterizos son: (i) realizar la operación de las instalaciones eléctricas que operen interconectadas entre sí, deberá coordinarse con el fin de preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico y garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico (Artículo 72-1° de la Ley), (ii)

responsable de la coordinación de la operación técnica y económica de los sistemas de interconexión internacional, debiendo preservar la seguridad y calidad de servicio en el sistema eléctrico nacional, y asegurar la utilización óptima de los recursos energéticos del sistema en el territorio nacional (Artículo 72-12° de la Ley), (iii) realizar informe de análisis de los efectos de la importación/exportación de energía en el sistema eléctrico, con motivo de la interconexión internacional, previo a la aprobación del Ministerio de Energía (Artículo 82° de la Ley, relacionada con la función (1.i) del Ministerio), y (iv) desarrolla informe de impactos a la propuesta de la Comisión desarrollada en su función (2.iii).

2.3.2.4 Superintendencia de Electricidad y Combustibles

Principal agencia pública responsable de vigilar el mercado de la energía. Realizar informe de análisis de los efectos de la importación/exportación de energía en el sistema eléctrico, con motivo de la interconexión internacional, previo a la aprobación del Ministerio de Energía (Artículo 82° de la Ley, relacionada con la función (1.i) del Ministerio).

2.3.2.5 Ministerio de Relaciones Exteriores / Subsecretaría de Relaciones Económicas Internacionales

La Subsecretaría de Relaciones Económicas Internacionales (SUBREI) es una entidad pública, dependiente del Ministerio de Relaciones Exteriores, que tiene como fin ejecutar y coordinar la política de Gobierno en materia de Relaciones Económicas Internacionales; la defensa de los intereses de Chile en foros multilaterales; y la negociación e implementación de la red de tratados de libre comercio, entre otras materias. Desde julio de 2019, es la sucesora de la Dirección General de Relaciones Económicas Internacionales (DIRECON). Entre sus facultades están: promover y negociar tratados y acuerdos internacionales de carácter económico, los que deberán tener la conformidad escrita del Ministro de Hacienda.

2.3.3 El comercio internacional de energía en la planificación del sistema eléctrico

La planificación del sistema eléctrico encuentra su marco legal en el D.F.L. N° 4 de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del D.F.L. N° 1 de 1982, del Ministerio de Minería, Ley General de Servicios Eléctricos, y sus modificaciones posteriores, especialmente, las modificaciones introducidas por la Ley N° 20.9363, en adelante e indistintamente la “Ley” o “LGSE”. Respecto de la **Planificación Energética** que lleva a cabo el Ministerio de Energía, la Ley establece en su artículo 83°, que el

proceso puede incluir entre otros **escenarios y supuestos**, aquellos en los que se prevean **intercambios internacionales de energía**.

Es así que en el marco del Proceso de Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) se analizan con periodicidad las **alternativas de interconexiones eléctricas con Argentina y Perú**, considerando un *esquema de intercambio de excedentes entre los países, tal que no afecten las necesidades de expansión de generación eléctrica de cada sistema*.

En su artículo 78°, la Ley define los sistemas eléctricos para la interconexión internacional y su categorización en **instalaciones de servicio público**, las cuales están sujetas a un régimen de acceso abierto definido en su artículo 79°, o bien, **instalaciones de interés privado**. De forma más específica, en su artículo 99°bis, acerca de la expansión, desarrollo, remuneración y pago de los sistemas de interconexión internacional, se establece entre otras cosas que:

“El Ministerio de Energía podrá disponer que la Comisión elabore una **propuesta de expansión de interconexión internacional de servicio público** conforme a los lineamientos establecidos por la política energética nacional o en acuerdos, tratados, protocolos internacionales u otros instrumentos internacionales, según corresponda.

“El Ministerio de Energía, mediante decreto supremo expedido bajo la fórmula por orden del Presidente de la República, podrá disponer la ejecución de las obras de expansión de interconexión internacional de servicio público, y las demás materias señaladas en la propuesta de la Comisión que sean necesarias para su materialización”.

Por otra parte, “toda ejecución de un **proyecto de interconexión internacional de interés privado** nuevo o que corresponda a la ampliación de uno ya existente, deberá previamente ser autorizada por el Ministerio de Energía... previo informe técnico de la Comisión y del Coordinador...”

Estudios realizados

En el referido proceso de PELP se han realizado varios estudios a los efectos de la elaboración de escenarios prospectivos de largo plazo (incluyendo también a la carbono-neutralidad al 2050 y una matriz energética con 70% de renovables), en los que se incorpora la realización de intercambios internacionales de energía.

En la versión del PELP de 2017 se analizaron alternativas de interconexiones eléctricas con Argentina y Perú. Como ya se ha señalado, los análisis se realizan considerando un esquema de intercambio de excedentes entre los países, tal que no afectan las necesidades de expansión de generación eléctrica de cada sistema. El estudio consideró una modelación de demanda concentrada en una zona, y tres grupos de generación concentrados, de acuerdo a sus costos variables. Resulta relevante indicar que los análisis implicaron una modelación considerando de forma independiente las interconexiones eléctricas de Chile y Perú, respecto de Chile con Argentina. Los resultados mostraron que se generaban transferencias en ambos

sentidos entre Chile - Perú, y Chile – Argentina, causadas principalmente por la disponibilidad excedentes de energía eléctrica generados a partir de planteas solares situadas en el norte de Chile.

En el 2019 se realizó un “Estudio de beneficios despacho económico y análisis regulatorios / Alternativas Interconexión Chile- Argentina” en el que se exploraron distintas alternativas de interconexión entre ambos países. La principal conclusión de este estudio fue que la línea que representa mejores beneficios económicos (y factibilidad técnica) es la alternativa de interconexión entre las subestaciones Ancoa (Chile) y Río Diamante (Argentina), en 500 kV, con una longitud de 350 km y una capacidad de 1000 MW, de acuerdo a lo considerado en el estudio. Este proyecto a evaluar en el contexto del estudio de SIESUR.

Por su parte en el año 2020, sobre la base de los estudios indicados anteriormente, el Coordinador Eléctrico Nacional incorporó en su propuesta para el proceso formal de Planificación, estudios estáticos y dinámicos para las dos opciones más probables de interconexión, las cuales tienen prefactibilidad positiva:

- Interconexión de la subestación Parinacota 220 kV (Chile) y la subestación Los Héroes 220 kV (Perú), a través de un enlace HVDC. Donde se destaca que el proyecto posee una capacidad de transporte tanto de exportación como de importación de 200 MW.
- Interconexión de la S/E Los Cóndores 220 kV (Chile) y la S/E Río Diamante (Argentina). Donde se destaca que el proyecto presenta una capacidad de transferencias de exportación desde Chile hacia Argentina de 735 MW, y una capacidad de transferencia de importación de 290 MW.

2.3.4 Instrumentos internacionales que involucran aspectos relacionados con el comercio internacional de energía eléctrica

En términos de acuerdos entre países, Chile y Argentina en el marco de la Asociación Latinoamericana de Integración, suscribieron el año 1991 el Acuerdo de Complementación Económica N°168 (ACE N°16), que tiene por objetivo general facilitar, expandir y diversificar el intercambio comercial entre los países signatarios. Entre los protocolos adicionales relacionados con intercambios de electricidad destacan:

- 2° protocolo adicional: Régimen de solución de controversias.
- 21° protocolo adicional: Interconexión eléctrica y suministro de energía eléctrica.
- 28° protocolo adicional: Condiciones para las operaciones de intercambio de gas natural y energía eléctrica entre ambos países.

2.3.5 Esquemas establecidos para la construcción y uso de redes de interconexión internacional. Mecanismos de remuneración.

2.3.5.1 Construcción de las interconexiones internacionales

La LGSE, en su artículo 99° bis, regula la expansión y desarrollo de los sistemas de interconexión internacional.

En cuanto a las **interconexiones internacionales de servicios público**, si bien en dicho artículo se regula la expansión de éstas, lo que presupone la existencia de estos sistemas para poder expandirlos, y no se regula específicamente la forma en que éstos se originan “desde cero”, es posible desprender que el mismo mecanismo que se aplica para la expansión, es el que se aplicaría para construir nuevas instalaciones para la interconexión internacional. En consecuencia, su construcción tiene su origen en una **decisión del Ministerio de Energía, que se concreta a través del proceso de planificación regulado** en el referido artículo. En particular, el mecanismo de licitación y/o ejecución de las instalaciones y sus plazos constructivos son parte de la propuesta de la misma propuesta de expansión, por lo cual será dicho instrumento el que defina los detalles acerca de estos aspectos, sin que estén reguladas expresamente en la Ley.

Por su parte, la construcción de las **interconexiones nuevas internacionales de interés privado o la ampliación de éstas**, de acuerdo con el mismo artículo 99° bis de la Ley, debe ser **solicitada por el particular interesado y autorizada por el Ministerio de Energía, previo informe de la Comisión Nacional de Energía y del Coordinador Eléctrico Nacional**. En dicha solicitud, el interesado debe describir su proyecto, detallar sus características técnicas y económicas y sus plazos constructivos. De ello se desprende que, a diferencia de las interconexiones internacionales de servicio público, la construcción de las interconexiones internacionales, y todas las especificaciones asociadas a ésta, es **definida enteramente por el privado interesado en ejecutarla**, sin perjuicio de los informes tanto de la Comisión como del Coordinador y de la autorización del Ministerio de Energía.

La LGSE nada dice expresamente respecto del régimen de propiedad de las instalaciones de interconexión internacional. Sin embargo, de lo establecido en el inciso segundo del artículo 99° bis de la Ley, se colige que el esquema de propiedad de dichas instalaciones es el mismo que el de cualquier otra instalación del Sistema de Transmisión, es decir, son de **propiedad privada**, aplicándose distintas reglas de acceso, remuneración, dependiendo de si se trata de interconexiones de servicio público o de interés privado.

2.3.5.2 Reglas de acceso

En el artículo 78° de la Ley, al definir los sistemas de interconexión internacional, se señala expresamente en su inciso tercero, que aquellas que son de **servicio público** están sujetas al **régimen de acceso abierto**, regulado en el artículo 79° de la misma ley. Esto implica, en términos generales, que las instalaciones que corresponden a interconexiones internacionales de servicio público pueden ser utilizadas por terceros bajo condiciones técnicas y económicas no discriminatorias entre todos los usuarios.

En cuanto a las instalaciones de **interconexión internacional de interés privado**, en el inciso final del artículo 78°, se establece que las interconexiones internacionales de interés privado **se registrarán por sus respectivos contratos y por la normativa eléctrica vigente**. Dado que dicho inciso se encuentra a continuación de aquél en que se señala que el régimen de acceso abierto del artículo 79° se aplica a las interconexiones internacionales de servicio público, es posible desprender que aquél, al señalar que las interconexiones de interés privado **se rigen por sus contratos y las normas eléctricas aplicables**, se quiso comprender dentro de ello lo relativo al régimen de acceso. En tal sentido cabe señalar que en el artículo 82° de la Ley, se señala, dentro de las materias que debe regular el decreto que autoriza el intercambio internacional de servicios eléctricos, el régimen de acceso a las instalaciones. Considerando que el artículo 78° es taxativo al señalar que a las interconexiones de servicio público les es aplicable el régimen de acceso abierto regulado en el artículo 79°, debería entenderse que lo señalado en el artículo 82° se refiere únicamente a los intercambios internacionales a través de instalaciones de interés privado.

2.3.5.3 Régimen de pago y remuneración de las Interconexiones Internacionales

Del artículo 99° bis de la Ley, inciso segundo, desprenden los siguientes elementos del régimen de remuneración de las interconexiones internacionales de servicio público:

- El pago corresponde al VATT (valor anual de la transmisión, constituido por la anualidad del valor de inversión y los costos de operación, mantenimiento y administración del activo).
- El VATT se paga por 20 años a contar de la entrada en operación de la instalación. Luego de transcurrido dicho periodo, las instalaciones se valorizan en el proceso de tarificación regulado en los artículos 102° y siguientes de la Ley.
- El régimen de pago puede ser distinto a lo señalado en los puntos anterior, si es que así se determinada en un tratado o protocolo internacional.
- El pago de la remuneración es de cargo de los clientes finales a través del cargo regulado en el artículo 115° de la Ley.

- **Los suministradores responsables de la exportación deben pagar a los propietarios de las instalaciones el monto correspondiente a la proporción de uso.**

Por otra parte, la Ley no aborda específicamente el régimen de pago aplicable a las interconexiones de interés privado, por lo cual, de acuerdo con lo establecido en el inciso final del artículo 78°, se entendería que se regula en los respectivos contratos.

2.3.6 Mecanismos existentes para la comercialización de energía eléctrica en el mercado regional

El marco general para el comercio internacional de energía se establece en la **Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE) de 1982** y sus modificaciones, en cuyo artículo 82° se indica que, para cada intercambio internacional, será el **Ministerio de Energía el que, a través de un decreto supremo, establezca las condiciones en las que se realizará el intercambio**. En dicho artículo se establece expresamente que la exportación y la importación de energía y demás servicios eléctricos desde y hacia los sistemas eléctricos ubicados en territorio nacional, no se podrá efectuar sin previa autorización del Ministerio de Energía, la que deberá ser otorgada por decreto supremo, previo informe de la Superintendencia, de la Comisión y del Coordinador, según corresponda.

Por lo tanto, la Ley presenta la **flexibilidad** necesaria para permitir que se puedan configurar condiciones distintas para cada caso, dependiendo de las características particulares de cada uno y de los acuerdos que se hayan alcanzado con el país a interconectarse. En particular se establece que “el decreto supremo deberá definir los aspectos regulatorios aplicables a la energía destinada al intercambio, establecer las condiciones generales de la operación, incluyendo al menos el plazo de duración y las condiciones específicas en que se autoriza la exportación o importación, tales como el modo de proceder a la exportación o importación de energía eléctrica, las condiciones bajo las que se puede suspender o interrumpir el intercambio de energía en caso de generar alguna amenaza o perturbación a la seguridad sistémica nacional, el régimen de acceso a dichas instalaciones, y las causales de caducidad por eventuales incumplimientos de las condiciones de autorización o por un cambio relevante en las circunstancias bajo las que se otorgó el permiso”.

2.3.6.1 Mecanismo de coordinación de la operación y reglas de despacho

Con todo, las condiciones de operación establecidas en el permiso de exportación o importación deberán **asegurar la operación más económica** del conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico y **garantizar el cumplimiento de los estándares de seguridad y calidad** del servicio eléctrico. Lo anterior, presenta particular relevancia respecto de la energía gestionable con la que cuenta el sistema eléctrico

de Chile, asegurando la utilización óptima de los recursos energéticos del sistema en el territorio nacional.

De este modo, para cada solicitud de intercambio, el Ministerio de Energía emite un **decreto supremo** en el cual **define los aspectos regulatorios para el intercambio de energía**.

Por otra parte, el Decreto 125 de 2017 del Ministerio de Energía que “aprueba reglamento de la coordinación y operación del sistema eléctrico nacional” establece las disposiciones aplicables a la coordinación y operación del Sistema Eléctrico Nacional, así como las demás materias necesarias para el adecuado ejercicio de las funciones del Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, y los derechos y deberes de los entes sujetos a dicha coordinación.

2.3.6.2 Agentes participantes y mecanismos de participación.

En materia particular, en lo relacionado al ACE N°16 firmado con Argentina, se establece en su 21° protocolo adicional, que son **los agentes del mercado** los que se encuentran en libertad de suscribir acuerdos y firmar contratos de importación/exportación, previa obtención de los permisos correspondientes por parte de las autoridades competentes de cada país. Por lo tanto, dichos contratos entre privados responderán a la legislación vigente en materia de intercambios comerciales.

En lo relacionado a **situaciones de emergencia**, Chile y Argentina han convenido en el 28° protocolo del ACE N°16, que los intercambios ya sea de gas o electricidad, deberán ser **devueltos con el mismo recurso energético**, salvo se acuerde de forma puntual que se intercambie electricidad por gas o viceversa (artículo 5). El intercambio no deberá realizarse más allá de los 12 meses contados desde la fecha de autorización. Con este protocolo, se entiende que, para casos de emergencia, no hay garantías previas, y se establece eso sí un sistema de solución de controversias (artículo 10).

2.3.6.3 Mecanismo de formación de precios

Si bien es ad hoc para cada caso, los antecedentes más recientes apuntan a que la exportación no marque precio para la demanda interna.

2.3.6.4 Reglas ante situación de déficit

Si bien es *ad hoc* para cada caso, en los antecedentes de intercambios autorizados más recientes, las exportaciones se consideran siempre de oportunidad y el abastecimiento interno debe tener prioridad. Al respecto la Ley establece que el

decreto supremo, de exportación o importación, debe incorporar las condiciones específicas en que se autoriza, tales como las condiciones bajo las que se puede suspender o interrumpir el intercambio de energía en caso de generar alguna amenaza o perturbación a la seguridad sistémica nacional. Un cambio relevante en las circunstancias bajo las cuales se otorgó el permiso, como puede ser una situación de déficit en el abastecimiento interno, puede constituir una causal para su caducidad.

2.3.7 Aspectos tributarios y de regulación aduanera

En lo concerniente a **impuestos o aranceles a las transacciones internacionales**, en el ACE N°16 firmado con Argentina, se establece en su 21° protocolo adicional, artículo 3, que la actividad de **la industria eléctrica no se someterá a ninguna imposición discriminatoria**, y que por tanto todos quienes participen de este mercado, deberán observar la legislación impositiva y aduanera de cada jurisdicción. También en dicho protocolo se establece que son los agentes del mercado los que se encuentran en libertad de suscribir acuerdos y firmar contratos de importación/exportación, previa obtención de los permisos correspondientes por parte de las autoridades competentes de cada país. Por lo tanto, dichos contratos entre privados responderán a la legislación vigente en materia de intercambios comerciales.

2.3.8 Régimen de garantías

La propuesta sobre la implementación de un **sistema de garantías** en la que se está trabajando se inscribe en el marco de la Comunidad Andina de Naciones y el SINEA, puede servir como antecedente para posteriores avances en el marco del SIESUR. Es así que la propuesta de Reglamento Comercial da cuenta de un sistema de garantías para el intercambio de energía entre los países del SINEA, en base a depósitos semanales (ya sea en efectivo o mediante un documento de garantía financiera), calculados considerando una estimación de intercambios para la semana de operación en cuestión, con dos semanas de anticipación. Estas garantías tendrían un seguimiento y ajuste diario, semanal y mensual. Las transacciones internacionales de electricidad se viabilizarían si y solo si esta garantía existe previo al intercambio. Cabe señalar que este reglamento se encuentra aún en modo de borrador y se está trabajando actualmente en él, por lo tanto, pudiera modificarse.

2.3.9 Régimen de solución de controversias

En virtud de lo señalado anteriormente, Chile y Argentina en el marco de la Asociación Latinoamericana de Integración (ALADI), suscribieron en el año 1991 el

Acuerdo de Complementación Económica N°16 (ACE N°16). Sobre la base de dicho acuerdo, es posible identificar el Trigésimo Protocolo Adicional, en el que las partes establecen las normativas internas, en caso de ser necesario y adoptan las medidas que se requieran, para permitir las operaciones de comercialización, exportación, importación y transporte de energía eléctrica y gas natural entre la República Argentina y la República de Chile.

En particular, respecto de la solución de controversias, el Artículo 8 indica que las Partes incorporan mutatis mutandi a dicho Protocolo el sistema de solución de controversias del Decimoquinto Protocolo Adicional al Acuerdo de Complementación Económica N°16 entre la República Argentina y la República de Chile, para resolver las controversias que surjan entre ellas respecto a la interpretación, aplicación o incumplimiento de las disposiciones contenidas en dicho protocolo.

A su turno, el Decimoquinto Protocolo Adicional, en su Artículo 11, indica que las controversias que surjan entre las Partes sobre la interpretación, aplicación o incumplimiento de las disposiciones contenidas en dicho Protocolo, serán sometidas al siguiente procedimiento de solución de controversias:

- a) Las Partes se esforzarán en lograr la solución de las controversias mencionadas mediante negociación directa a través de la Secretaría de Energía de la República Argentina y de la Comisión Nacional de Energía de la República de Chile.
- b) La Parte que recurra a este procedimiento deberá comunicárselo por escrito a través del organismo técnico indicado en el punto anterior al organismo técnico respectivo de la otra Parte.
- c) Las Partes podrán solicitar los informes y asesorías que estimen convenientes.
- d) El procedimiento de negociación directa no podrá extenderse por un plazo mayor de quince (15) días contados a partir de la recepción de la comunicación señalada en el literal b). De común acuerdo ambas Partes podrán prorrogar por igual lapso y por una sola vez el plazo anterior.
- e) Cuando la controversia no hubiera podido solucionarse mediante el procedimiento anterior, cualquiera de las Partes podrá recurrir al procedimiento arbitral establecido en el Segundo Protocolo Adicional del Acuerdo de Complementación Económica N°16 entre la República Argentina y la República de Chile.

2.3.10 Estándares de seguridad y calidad en la operación de los enlaces internacionales

Los estándares de seguridad y calidad de servicio se encuentran definidos en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de servicio, en la cual se definen las exigencias para los sistemas interconectados y se establecen exigencias particulares que deben cumplir los concesionarios de cualquier naturaleza, propietarios, arrendatarios, usufructuarios o quien explote, a cualquier título, centrales eléctricas generadoras; líneas de transmisión a nivel nacional, zonal, para

polos de desarrollo y dedicados; líneas de interconexión entre sistemas interconectados; enlaces HVDC; entre otros.

En particular en el título 3-4 “instalaciones de transmisión” de la referida norma, es posible encontrar varios detalles respecto de las exigencias de seguridad y calidad de servicio, en el cual generalmente los análisis se realizan sin distinción del segmento de transmisión al cual pertenecen las instalaciones, sino más bien al nivel de tensión de las instalaciones. De este modo, es posible encontrar detalle respecto de los requerimientos para las líneas del sistema de transmisión, barras, transformadores de poder, reactores y condensadores serie, interruptores, configuraciones de los equipos, disposiciones para enlaces HVDC, entre otros.

2.3.11 Infraestructuras de interconexión internacional existentes

La línea 1x345 kV Andes – Cobos, de 408 km de longitud, **es la única infraestructura de interconexión, existente a la fecha, entre Chile y Argentina.** Esta línea presenta una capacidad nominal de 600 MW. No obstante, previo a la interconexión de los sistemas SIC y SING (la interconexión se materializó en noviembre de 2017), durante el 2014, el CDEC-SING estableció un límite de 200 MW de transferencias por esta línea, por criterio de seguridad. Como ejemplo de lo anterior, el Decreto N°7 del Ministerio de Energía de fecha 30 de enero de 2015, modificado a través del Decreto N°115 de fecha 24 de diciembre de 2016, autorizaba exportaciones al Sistema Argentino de Interconexión (SADI) por 150 MW, salvo que la Dirección de Operaciones del CDEC-SING determinara y autorizara transferencias mayores. **A propósito de la interconexión del SIC con el SING, el Coordinador estableció que no se recomienda la interconexión con el SADI, debido a problemas de estabilidad ante la salida de alguna unidad mayor en el sistema chileno.** Las hipótesis consideradas en los análisis por el Coordinador, bajo las que llegó a la recomendación indicada anteriormente, no se han visto modificadas a la fecha. Por lo tanto, a partir de noviembre de 2017, las transferencias desde Chile a Argentina, a través de la línea indicada, son igual a cero.

2.3.12 Tratamiento técnico-económico para la condición de país en tránsito

No fue abordado por la contraparte chilena.

2.3.13 Antecedentes de transacciones internacionales de electricidad efectivizadas en los últimos 10 años

En lo referente a los intercambios de energía eléctrica más recientes entre Chile y Argentina, los mismos se encuadraron en los mecanismos previstos. Es así que ante la solicitud de exportación de energía eléctrica a la Argentina por parte de la empresa

AES Gener S.A., el Ministerio de Energía emitió el Decreto 7 T del año 2015, en el cual se autoriza a la dicha empresa a efectivizar la exportación. En particular, en este decreto se establecen los términos y condiciones para permitir la exportación de energía eléctrica, y en su emisión se tuvieron a la vista las siguientes consideraciones:

1. La Ley establece que, para la exportación de energía eléctrica producida en instalaciones concedidas en el país, se debe contar con la autorización previa del Ministerio de Energía, con informe de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.
2. Que la empresa AES Gener, en adelante también la Solicitante, solicitó el permiso para exportar energía a la República Argentina desde el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING).
3. Que la Solicitante señala que efectuará la exportación de energía a través de la línea de transmisión eléctrica Andes – Salta 345 kV de su propiedad y que dichas instalaciones se encuentran operativas y autorizadas de acuerdo a la normativa vigente.
4. Que **la Solicitante posee medios de generación operados en sincronismo con el SING** y es integrante del Centro de Despacho Económico de Carga del SING (CDEC-SING).
5. Que la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, en el instrumento que corresponde, ha informado favorablemente la exportación de energía.
6. Que la Solicitante ha solicitado una **interconexión interrumpible, es decir, que las exportaciones se considerarán siempre de oportunidad y que el abastecimiento interno del SING debe tener prioridad.**
7. Que la Solicitante ha señalado que se encargará de: i) **adquirir desde el SING la energía para la exportación;** ii) **cobrir todos los costos asociados,** y iii) **exportar dicha energía hacia el SADI a través de un agente comercializador en Argentina.**
8. Que, para posibilitar la exportación de energía, se requiere dictar las disposiciones reglamentarias contenidas en el presente decreto, a fin de dar cabal cumplimiento a la autorización de exportación.

Adicionalmente, se releva el hecho de que **la autorización se mantendrá vigente mientras el SING no se interconecte con otro sistema eléctrico con capacidad instalada de generación mayor a 200 MW o por un periodo de hasta diez años a contar de la publicación en el Diario Oficial del presente decreto supremo. En particular el SING se interconectó con el SIC en noviembre de 2017, conformando de esta manera el Sistema Eléctrico Nacional.**

Posteriormente, en el Título I se establecen las disposiciones generales entre las que se tienen:

- ✓ Las exigencias de seguridad y calidad de servicio serán las que establezcan la reglamentación correspondiente y la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio.
- ✓ Corresponde al CDEC programar, supervisar y coordinar en todo momento la exportación de energía.

Luego, en los artículos contenidos en el Título II se establece la Determinación y valorización de la energía de exportación. Posteriormente, en los artículos contenidos en el Título III hace referencia a la Operación en tiempo real.

Es así que se establece que la **energía de exportación** será producida en las **unidades de generación que cuenten con excedentes de energía**, según lo que determine el CDEC, y que se encuentren habilitadas para la exportación. Para obtener dicha habilitación deberán cumplir copulativamente una serie de condiciones entre las que destacan: i) Todo o parte de su capacidad de generación no se encuentra considerada para el suministro instantáneo de la demanda eléctrica del sistema eléctrico. Es decir, de no existir exportación de energía, la unidad de generación no figuraría en el despacho del sistema, ya sea por suficiencia eléctrica, prestación de regulación primaria de frecuencia, condiciones especiales de operación, mínimos técnicos o control de voltaje, entre otros; o su capacidad de generación disponible como reserva en giro es adicional a la requerida por el sistema y que no participan en el cumplimiento de los requerimientos de reserva en giro para garantizar el abastecimiento de la demanda del SING . Para efectos de lo anterior, no se podrá considerar como capacidad de generación disponible para exportación aquella que se encuentre disponible en unidades que se encuentren marcando el costo marginal del sistema; ii) No encontrarse, por cualquier causa u origen, en trabajos de mantenimiento programado o de curso forzoso; iii) **La Empresa Generadora propietaria u operadora de la unidad de generación haya suscrito con la Solicitante un acuerdo comercial para que esta última comercialice su producción de energía en el extranjero**. Para estos efectos, la Solicitante deberá informar al CDEC, con copia a la Superintendencia, las unidades de generación con las cuales posee acuerdos suscritos.

Los excedentes de energía disponibles para exportación serán determinados por el CDEC considerando sólo a las unidades de generación habilitadas para exportación, verificando el cumplimiento en todo momento de las condiciones de suministro, seguridad y calidad de servicio del sistema eléctrico, según la normativa vigente; y verificando que no se activen restricciones y límites de las instalaciones de generación y transmisión del sistema eléctrico.

En base a los excedentes de energía disponibles para exportación determinados por el CDEC, la Solicitante deberá informar a la DO las cantidades máximas de energía eléctrica a exportar por cada unidad de generación habilitada para la exportación, el orden de prioridad de las unidades y el bloque máximo a exportar medido en el Punto de Frontera. Las cantidades informadas por la Solicitante serán referenciales, quedando sujetas al programa de operación de corto plazo y a la operación en tiempo real.

El programa de operación de corto plazo que elabore la DO incorporará el despacho de las centrales habilitadas para exportación según las cantidades máximas y prioridades informadas para las unidades de generación hasta completar en el Punto de Frontera el bloque de energía informado por la Solicitante.

Serán excluidas de la determinación de los Costos Marginales las centrales que efectivamente estén participando en la exportación de energía eléctrica. Para estos efectos, cuando una unidad de generación se encuentre operando simultáneamente para la operación del sistema eléctrico local y para exportación, la generación de energía de dicha unidad tanto para el abastecimiento local como para exportación, **será valorizada considerando un único costo variable, el que corresponderá al asociado al nivel de generación de dicha unidad.** Sin perjuicio de los otros costos y cargos que le correspondan conforme al presente decreto supremo, **serán de cargo de la Solicitante los costos asociados a la energía destinada para exportación producida en estas unidades de generación.**

Sin perjuicio de lo anterior y de lo que acuerde la Solicitante con los propietarios de las unidades de generación, **las centrales que se encuentren operando para la exportación de energía, deberán ser retribuidas económicamente por la Solicitante en sus costos variables de operación no cubiertos por el Costo Marginal.**

La determinación del pago de los costos no cubiertos deberá ser consistente con lo dispuesto para el pago de la prestación de servicios complementarios.

La DO no deberá considerar la interconexión de los sistemas SING y SADI para determinar los recursos técnicos disponibles requeridos en la operación del sistema eléctrico a que se refiere la letra z) del artículo 225° de la Ley. Sin embargo, **la Solicitante deberá pagar por los servicios complementarios que correspondan por los retiros de energía efectuados desde el Punto de Frontera,** así como también por las inyecciones efectuadas para efectos de la exportación por las unidades generadoras habilitadas.

La Solicitante deberá pagar la valorización de los retiros de energía efectuados desde el Punto de Frontera para su exportación, de acuerdo a los costos marginales instantáneos del sistema eléctrico, en la proporción que se determine según la normativa vigente. Asimismo, **deberá pagar por aquellos retiros todos los cargos que la normativa vigente asigne a los retiros de energía,** sin perjuicio de lo establecido en los artículos siguientes, y **cubrir todos los mayores costos de transmisión que se generen para el SING en razón de sus exportaciones de energía.**

La Solicitante deberá efectuar los **pagos por uso de los sistemas de transmisión,** en conformidad a la normativa vigente.

Los retiros de energía efectuados desde el Punto de Frontera para su exportación deberán ser considerados en el cálculo de las prorratas de:

i. Asignación de los **certificados** emitidos producto de la inyección de energía licitada y efectivamente inyectada a que se refiere el inciso tercero del artículo 150°

ter de la ley, así como también en la asignación de diferencias y pagos a que se refieren los incisos decimoctavo y decimonoveno del mismo artículo;

ii. Asignación de la diferencia entre la valorización de las inyecciones al costo variable total, incluido el **impuesto a las emisiones**, y la valorización de las inyecciones a costo marginal a que se refiere el artículo 8º de la ley N° 20.780.

Adicionalmente, en el artículo cuarto se indica que **la autorización a exportar en modo alguno libera a la Solicitante del cumplimiento de todas y cada una de las obligaciones dimanadas de las leyes y normas aplicables, especialmente en lo referido a los regímenes arancelarios e impositivos**. Luego, el artículo quinto indica que frente a toda modificación que implique una alteración sustancial al proyecto presentado deberá ser informada al ministerio, en forma previa a su materialización, y someterse a lo establecido en el artículo 82º de la LGSE. En el artículo sexto se indica que no podrá exportarse energía eléctrica hasta que no se hayan concluido todos y cada uno de los protocolos de coordinación y comunicación que requiera el CDEC que sean necesarios para asegurar y cautelar las prevenciones y obligaciones del decreto supremo.

Habiéndose cumplido todos los requisitos, en febrero de 2016 comenzó la exportación. Con todo, el Decreto N°7 descrito anteriormente, fue modificado a través del Decreto N°115 de fecha 24 de diciembre de 2016. El intercambio internacional es de excedentes, y no modifica el costo de la energía en el país, procurando que efectivamente el precio pagado internamente sea el óptimo para la demanda nacional. En ese sentido, la empresa que solicita en este caso la exportación hacia Argentina, cubre el valor de la siguiente unidad que se despacha, para cubrir las transferencias requeridas al país vecino. En el cuadro que se muestra a continuación, se observa en la columna “medida valorizada”, es el valor de la energía exportada a costo marginal, pagado por la empresa que exporta; mientras que en la columna “costo de operación no cubierto”, se calcula el costo adicional que tuvo la o las unidades que fueron despachadas cada mes, para exportación. Dado que el costo variable de estas unidades es siempre mayor al costo marginal en las horas de operación, entonces siempre habrá un costo adicional a cubrir por parte de la empresa que solicita la exportación.

En el cuadro adjunto se detallan los intercambios en términos físicos y monetarios.

Tabla 7 Generación (kWh) y valorización de los intercambios entre Argentina y Chile (\$ peso chileno), 2016 - 2017

Mes	Generación Bruta exportación [kWh]	Medida Valolarizada [\$ - peso chileno]	Costo de Operación no cubierto [\$ - peso chileno]
feb-16	33.370.764	1.170.582.643	1.220.030.812
mar-16	6.959.398	225.944.339	266.515.003
abr-16	2.806.025	60.061.425	127.902.163
may-16	26.624.117	1.050.135.614	927.970.954
jun-16	29.248.801	832.065.095	1.312.358.448
jul-16	1.623.289	38.093.875	6.324.187
ago-16			
sep-16			
oct-16			
nov-16			
dic-16			
ene-17			
feb-17	28.352.689 -		163.109.428
mar-17	12.631.311 -		96.022.536

Tabla 8 Generación (MWh) y valorización de los intercambios entre Argentina y Chile (USD/MWh), 2016 – 2017

Mes año	Gen bruta exp MWh	Medida valorizada USD/MWh	Costo operación no cubierto USD/MWh
feb-16	33370	43	45
mar-16	6959	47	56
abr-16	2806	32	68
may-16	26624	58	51
jun-16	29248	42	66
jul-16	1623	35.5	5.9
feb-17	28352	-	9
mar-17	12631	-	11

Donde:

- Medida valorizada: exportación valorizada a costo marginal.
- Costo de operación no cubierto: corresponde a la diferencia de costo variable de la central dedicada a la exportación, versus el costo marginal del sistema en las horas de exportación.

Además del valor de la energía que se detalla en el cuadro, la empresa que exporta debe realizar el pago de los peajes de transmisión desde el punto de inyección de la central que haya sido despachada para dicho fin, hasta el punto de retiro que sería el nodo de interconexión con Argentina.

2.3.14 Identificación de los principales obstáculos que limitan los intercambios de energía eléctrica con los países del SIESUR

En particular no se vislumbran obstáculos desde el punto de vista regulatorio para la implementación de intercambios internacionales de energía eléctrica, debido a que se cuenta un desarrollo regulatorio flexible que permite realizar un análisis particular para cada caso que se presente. El principal obstáculo que se vislumbra en el corto plazo, al no considerar la línea Andes – Cobos que une a los sistemas eléctricos de Chile y Argentina dadas las importantes restricciones en su capacidad de transporte, **es que no se cuenta con capacidad de infraestructura para poder llevar a cabo las transacciones internacionales de energía eléctrica.**

2.4 PARAGUAY

2.4.1 Directivas de política energética sobre el comercio internacional de energía eléctrica



La Política Energética de la República del Paraguay fue aprobada por Decreto del Poder Ejecutivo N° 6092/2016, y tiene como Visión Estratégica: “Atender las necesidades de energía de la población y de todos los sectores productivos, con criterios de calidad, responsabilidad socio-ambiental y eficiencia; constituyéndose la energía en actor de crecimiento económico, desarrollo industrial y de progreso social, **en el marco de la integración regional**”.

Esta visión será alcanzada mediante el cumplimiento de objetivos estratégicos (superiores y específicos) establecidos para el Sector Energético Nacional en su conjunto, así como a objetivos definidos para cada uno de los subsectores: Sector Eléctrico; **Entes Binacionales Hidroeléctricos e Integración Eléctrica**; Bioenergía y otras Fuentes Alternativas; e Hidrocarburos.

Los *objetivos específicos en el Subsector de Entes Binacionales Hidroeléctricos e Integración Energética*, en relación al comercio internacional de energía son: 1) Definir oportunamente las 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; 2) **Potenciar la eficiencia en la producción y comercialización de la energía en el ámbito regional.**

2.4.2 Aspectos institucionales relacionados con los intercambios energéticos transfronterizos

La Ley N° 966/1964 crea la *Administración Nacional de Electricidad (ANDE)* como ente autárquico y establece su carta orgánica. En dicha carta se dispone que la ANDE es la entidad responsable por la planificación y programas de desarrollo eléctrico, proyectos, construcción y adquisición de obras de generación, transmisión y distribución eléctrica, explorando los sistemas de suministros de electricidad de su propiedad o de terceros, suministrando iluminación pública, **comprando y vendiendo energía eléctrica dentro y fuera del territorio nacional**, regulando todo lo pertinente a la energía eléctrica, coordinando y orientando el desarrollo eléctrico del país.

Ley N° 167/1993 establece la estructura orgánica y funciones del *Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones*, constituyendo como Repartición Ministerial al Gabinete del Vice - Ministro de Minas y Energía, que a través del Art. 25° tiene a su cargo entre otras tareas la de estudiar los aspectos técnicos, económicos, financieros y legales para promover el aprovechamiento industrial de los recursos disponibles en el país. A su vez en el Art. 26° se establece que la Dirección de Recursos Energéticos dependerá directamente del Gabinete del Vice-Ministro de Minas y Energía. Entre sus funciones está la de considerar en todos sus aspectos el **desarrollo energético nacional e internacional** disponible en la materia, sean estos convencionales o no convencionales. Finalmente, el Art. 29° dice que la ANDE, en su carácter de Ente Descentralizado se relacionará con el Ministerio de Obras Públicas y Comunicación a través del Gabinete del Vice - Ministerio de Minas y Energía, sin perjuicio de sus facultades y funciones administrativa prevista en su Ley Orgánica".

El Decreto del Poder Ejecutivo N° 10.093/2012, dispone la coordinación de la acción de los *Ministerios de Relaciones Exteriores* y de Obras Públicas y Comunicaciones, respecto de las entidades binacionales creadas por los tratados de Itaipú y Yacyretá, y otras a crearse. En su Art. 2° se establece que el Ministerio de Relaciones Exteriores es el conducto con el Poder Ejecutivo para las cuestiones bilaterales y de política exterior, así como para las cuestiones energéticas y de administración, relacionadas con las Entidades Binacionales creadas por los Tratados de Itaipú y Yacyretá, y otras a crearse con el mismo propósito. En tanto que en el Art. 3° se fija que el Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones es el conducto con el Poder Ejecutivo para las cuestiones técnicas relacionadas con las Entidades Binacionales creadas por los Tratados de Itaipú y Yacyretá, y otras a crearse con el mismo propósito.

En el esquema institucional relacionado con el comercio internacional de energía cumple un rol importante la *Unidad General de Recursos Energéticos (UGRE)*, como dependencia responsable del asesoramiento al Ministerio de Relaciones Exteriores en temas de política energética, buscando **alcanzar mayores beneficios en los procesos de integración e interconexión energética a nivel nacional y con países de la región**, entre otros aspectos. Esta unidad desempeña las tareas de

coordinación en materia de las hidroeléctricas binacionales, particularmente, Itaipú y Yacyretá, incluyendo las negociaciones que corresponden a nivel de las Altas Partes.

2.4.3 El comercio internacional de energía en la planificación del sistema eléctrico

En los ejercicios prospectivos que se llevan adelante en el marco de las tareas de planificación del Sector Eléctrico, no se consideran los intercambios transfronterizos de energía eléctrica o una eventual expansión de la infraestructura eléctrica requerida para dichos efectos.

2.4.4 Instrumentos internacionales que involucran aspectos relacionados con el comercio internacional de energía eléctrica

2.4.4.1 Con Brasil

- Tratado entre la República del Paraguay y la República Federativa del Brasil para el aprovechamiento hidroeléctrico de los recursos hidráulicos del río Paraná, pertenecientes en condominio a los dos países, del 26 de abril de 1973.

En el mismo se establece que la Entidad Binacional de Itaipú se rige por el Tratado y está constituida con igual participación en el capital, por las siguientes empresas: Administración Nacional de Electricidad (ANDE); y Centrais Elétricas Brasileiras SA (ELETROBRAS).

2.4.4.2 Con Argentina

- Tratado Binacional de YACYRETÁ de 3 de diciembre de 1973

En el mismo se establece que la Entidad Binacional de Yacyretá se rige por el Tratado y está constituida con igual participación en el capital, por las siguientes empresas: Administración Nacional de Electricidad (ANDE); y Secretaria de Agua y Energía (actualmente IEASA EX EBISA).

En los dos tratados, las entidades adjudicadas son obligadas a contratar toda la energía disponible para la venta. La energía producida se divide en partes iguales entre ambos países, estableciéndose el derecho de adquisición para la **ANDE** y **ELETROBRAS**, o por intermedio de las empresas o entidades paraguayas o brasileñas por ellas indicadas, en el caso del Tratado de Itaipu, y el derecho preferencial de adquisición de la energía que no sea utilizada por el otro país para su propio consumo en el caso del Tratado de Yacyretá. Los precios están fijados en los respectivos Tratados Binacionales y Notas Reversales. Queda establecido así

que los mercados domésticos son los tomadores de precios de la oferta y que las tarifas de las Entidades Binacionales se fijan en dólares americanos, lo que impone el riesgo de cambio sobre las entidades compradoras.

En el caso de Itaipú, se ha establecido un Comité de Administración y Operación (CADOP), en cuyo seno se establecen las condiciones de los suministros, coordinando técnica, administrativa y comercialmente.

La principal diferencia en los dos Tratados se refiere a la forma como se realiza la contratación y la facturación de la energía eléctrica comercializada. Mientras que con **Itaipú** se estableció una **tarifa por potencia**, con **Yacyretá** la **tarifa es por energía**.

Actualmente el abastecimiento de la Itaipú Binacional para la ANDE es realizado por medio de un contrato de medio plazo 2020-2022, con una programación anual y con el detalle de la potencia mensual contratada. Por su parte, con la Entidad Binacional Yacyretá la ANDE toma la energía necesaria, con apenas una previsión de sus necesidades y correspondiente programación previa al día considerado para atender la demanda del mercado local.

2.4.4.3 Con Uruguay y Bolivia

El Paraguay y el Uruguay tienen suscrito un Memorándum de Entendimiento que crea una Comité Binacional de Integración Energética entre ambos países.

Si bien estrictamente está fuera del alcance del SIESUR, dado que en caso de concretarse repercutiría en los resultados del presente estudio, cabe señalar la suscripción en 2015 de un **Acuerdo Interinstitucional de Cooperación y Asistencia Recíproca entre la ANDE (Paraguay) y ENDE (Bolivia)**, y un Acuerdo Específico para la realización de Estudios Conjuntos en materia de interconexión eléctrica ENDE y la ANDE, que elaboraron conjuntamente los Términos de Referencia para la contratación de una consultoría que realizó los estudios, y que actualmente se encuentra finalizados.

2.4.5 Esquemas establecidos para la construcción y uso de redes de interconexión internacional. Mecanismos de remuneración

La función de transmisión es ejercida en su totalidad por la ANDE, salvo aquellas líneas privadas de uso exclusivo del propietario, o compartida por varios usuarios. Actualmente no existe una remuneración separada para la función de transmisión. En consecuencia, tampoco se han establecido reglas de acceso y cargos aplicables a las transacciones internacionales spot y en contratos, tanto para las instalaciones nacionales empleadas en el comercio internacional como para las de interconexión.

En 2006 se aprobó la *Ley n° 3009 "Sobre la Producción y el Transporte Independiente de Energía Eléctrica (PTIEE)"*, que entre sus objetivos se propone

ampliar la competitividad del país en el suministro de la energía eléctrica en el mercado internacional. Dicha Ley prevé la construcción de instalaciones de transmisión por parte de agentes independientes del transporte de energía eléctrica, y la remuneración por la actividad de transporte de energía eléctrica.

En la práctica, en los 16 años de vigencia de la ley, no se ha realizado ningún proyecto de generación independiente de energía eléctrica, ni de transporte independiente de energía eléctrica, debido a los problemas que implica aplicar la mencionada ley que cuenta con inconsistencias y errores en su concepción.

2.4.6 Mecanismos existentes para la comercialización de energía eléctrica en el mercado regional

El Art. 5° de la Ley N° 966/1964 Carga Orgánica de la ANDE en sus Incisos d) y e) autoriza a la ANDE a: d) “comprar y vender, dentro y fuera del territorio nacional, energía eléctrica, a otras empresas o sistemas eléctricos de servicio público o privado, e intercambiar energía con ellos”; e) “reglamentar todo lo pertinente a la energía eléctrica que genere, transforme, transmita, distribuya y/o suministre”. Por su parte en el Art. 16° de la Ley N° 2.199/03 se establece que son atribuciones del Presidente de la ANDE: “Autorizar la interconexión del sistema eléctrico de ANDE con otros sistemas y aprobar los contratos respectivos de compra, venta e intercambio de energía, dentro y fuera del territorio nacional”. Cabe dejar constancia que en Paraguay no opera un mercado mayorista de electricidad.

Para compensar la falta de un Marco Regulatorio específico, **todos los intercambios regionales realizados hasta la fecha a través del Sistema ANDE fueron reglamentados por convenios bilaterales.**

2.4.6.1 Con Argentina

En lo que refiere a los intercambios de energía eléctrica con Argentina a través del Sistema ANDE, ésta última comercializa la energía eléctrica que se exporta a EMSA a través de la interconexión internacional Carlos Antonio López – El Dorado (25 MW). ANDE también comercializa la energía eléctrica que eventualmente exporta a REFSA a través de la interconexión internacional Guarambaré – Clorinda (80 MW).

Dichos intercambios se encuadran en el *Convenio de Cooperación Recíproca e Interconexión de Electricidad entre ANDE y la Secretaría de Energía de la Argentina (CCR)*, suscrito en 1987. En posteriores *Notas Técnicas y Actas de Acuerdo (ANDE-AyE, 1986)* se fijaron las condiciones para la construcción de las interconexiones, los precios de asistencia recíproca y su correspondiente periodo de vigencia.

Con respecto a los criterios de fijación de precios, los mismos contemplan:

- Los costos de generación practicados por la ANDE;

- Riesgos;
- Los costos de oportunidad; y
- La rentabilidad conforme a lo establecido en la Carta Orgánica de la ANDE.

En la práctica los precios se ofertan y acuerdan en las reuniones trimestrales del Comité de Administración. En la tabla incluida más adelante se aprecian los niveles de intercambio, la facturación realizada, y los valores de la tarifa media practicada en las transacciones de energía de carácter interrumpible.

En cuanto a las condiciones del suministro, el convenio no tiene plazo de vencimiento, puesto que es renovable automáticamente, salvo que alguna de las partes manifieste interés contrario, y la energía eléctrica suministrada es de carácter interrumpible, con programación trimestral, pero en las cinco modalidades contempladas en dicho convenio (energía de vertimiento, energía de paso, energía de emergencia, energía de intercambio fuera de punta y en punta, y energía de intercambio continuo).

En lo referente al suministro al Sistema Nordeste Argentino (NOA) desde el punto de interconexión en la Subestación Guarambaré, si bien desde el mes de noviembre del año 2010 no ha habido intercambios, se deja constancia que conforme el SADI eventualmente ha requerido de algún soporte en el suministro de energía eléctrica, la ANDE ha realiza algunos intercambios de exportación con el NOA, mayoritariamente por razones de programación de mantenimientos o emergencias.

Esta situación es consecuencia del refuerzo del sistema de transmisión en la región del NEA con la llegada de la LT de 500 kV de Resistencia a Formosa, y que los precios ofertados por la ANDE no resultaron atractivos para IEASA (REFSA). Se entiende que esto podría cambiar dado que habría margen para acercar posiciones y poder alcanzar una mayor continuidad en el suministro.

2.4.6.2 Con Brasil

El suministro a la Compañía Eléctrica Paranaense (COPEL) desde la Subestación Acaray, se rigió por un *Contrato de Interconexión y Abastecimiento de Energía Eléctrica* suscrito en el año 1969, que luego fue sustituido por un nuevo contrato suscrito en 1980. Una vez finalizado este último contrato, fue restaurada la vigencia del Contrato de 1969 con la firma de su Adición N° 5 del 10 de agosto de 1998. Posteriormente se incorporó al Contrato de Interconexión y Abastecimiento de Energía Eléctrica, el Instrumento de Adición N°6 al Contrato de Interconexión y Abastecimiento de Energía Eléctrica, con vigencia hasta el 31 de diciembre de 2014.

Dicho suministro fue desactivado en setiembre del año 2009 debido a los **problemas técnicos que presentó la convertidora de frecuencia**. Más concretamente por obsolescencia del Convertidor Estático de Frecuencia (2006). En los Instrumentos de Adición N° 5 y N° 6 estaba prevista la ampliación de la potencia del convertidor de frecuencia de 50 MW a 70 MW, lo cual no se realizó, ni tampoco se volvió a

renovar el Contrato por algún plazo adicional. No es factible pensar en la instalación de un nuevo convertidor de frecuencia de igual o superior capacidad, sin que se tenga asegurada la venta de energía al Brasil que permita el repago de la inversión. Sin embargo, dado el interés de la COPEL y de la ANDE de restablecer la interconexión eléctrica entre sus sistemas, dichas empresas han manifestado su disposición a estudiar la viabilidad técnica, comercial y jurídica para el restablecimiento de la interconexión.

2.4.7 Aspectos tributarios y de regulación aduanera referidos a las transacciones internacionales de energía eléctrica

No se aplican impuestos ni tributos por la importación/exportación de energía eléctrica.

2.4.8 Régimen de garantías

No hubo información en este punto.

2.4.9 Régimen de solución de controversias

Las controversias que pudieran surgir se dirimen única y exclusivamente en las reuniones periódicas de los comités de administración establecidos por los convenios respectivos.

2.4.10 Estándares de seguridad y calidad en la operación de los enlaces internacionales

No se ha encontrado información respecto al establecimiento de estándares de seguridad y calidad en la operación de los enlaces internacionales, así como la existencia de una eventual compensación por no cumplimiento de las mismas.

2.4.11 Infraestructuras de interconexión internacional existentes

A continuación, se detallan las principales interconexiones físicas existentes (exceptuando las Binacionales ITAIPU y YACYRETÁ), su condición operativa y régimen de propiedad:

2.4.11.1 Con Argentina

- LT 220 kV Guarambaré – Clorinda. La propietaria hasta la última estructura del territorio paraguayo es la ANDE, de allí hasta Subestación Clorinda es de IEASA]. (Operativa).
- LT 132 kV Carlos Antonio López – El Dorado. De propiedad conjunta de ANDE y IEASA desde la Subestación Carlos Antonio López hasta la Subestación El Dorado. (Operativa).
- LT 33 kV Encarnación – Posadas.

2.4.11.2 Con Brasil

LT 138 kV Acaray – Foz de Yguazú (COPEL). ANDE es propietaria desde la salida del Pórtico de la CH de Acaray hasta la Subestación de COPEL en la ciudad de Foz de Yguazú es COPEL]. (No Operativa).

A continuación, se detallan las infraestructuras de interconexión existentes de las Centrales Hidroeléctricas Binacionales con las respectivas empresas y/o sistemas eléctricos de ambos países:

- ITAIPU 50 Hz – Sistema Interconectado Nacional Paraguayo (SINP): existen cuatro líneas en 500 kV de 2000 MVA cada una desde la Subestación de 500 kV de Itaipu Binacional a la Subestación Margen Derecha 500 kV y de ahí hasta la Subestación Foz de Iguazú de FURNAS, donde se encuentra instalado un convertidor de corriente alterna/continua (HVDC) de 6.300 MW. También se tiene la línea de transmisión de 500 kV Margen Derecha – Villa Hayes (345 km) en el Sistema Metropolitano de la ANDE. En construcción 2 LT de 500 kV desde Margen Derecha (Itaipu 50 Hz) a Yguazú 500 kV, prevista de concluir en el 2022, y que permitirá técnicamente el suministro del 50% de la capacidad de generación de Itaipu al SIN para la atención de la demanda local, así como para viabilizar intercambios de importantes bloques de energía regionales.
- ITAIPU 60 Hz – Sistema Interconectado Nacional Brasileño (SINB): existen cuatro líneas en 500 kV de 2000 MVA cada una desde la Subestación de 500 kV de Itaipu Binacional a hasta la Subestación Foz de Iguazú 500 kV de FURNAS.
- YACYRETÁ – Sistema Interconectado Nacional Paraguayo (SINP): Actualmente en servicio dos líneas de transmisión en 500 kV (LP1 Y LP2) para interconexión a la Subestación Ayolas 500 kV (16 km). Otra línea de transmisión en 500 kV desde la Subestación Ayolas hasta la Subestación Villa Hayes, de 348 km de extensión.

- YACYRETÁ – Sistema Argentino de Interconexión (SADI): tres líneas en 500 kV (LA1, LA2 y LA3) para interconexión a la Subestación Rincón Santa María 500 kV.

Un aspecto importante a resaltar es que con la puesta en servicio de la segunda línea de transmisión de 500 kV desde la Central Hidroeléctrica de Yacyretá a la Subestación Ayolas 500 kV, fueron completados los sólidos vínculos del SINP a las centrales hidroeléctricas binacionales, permitiendo así técnicamente el suministro del 50% de la capacidad de generación de cada una de ellas al SINP para la atención de la demanda local, así como para viabilizar intercambios de importantes bloques de energía regionales.

2.4.12 Tratamiento técnico-económico para la condición de país en tránsito

No existe información respecto de tratamiento del tránsito por las redes del sistema paraguayo de energía eléctrica de terceros países.

Un aspecto a resaltar es que en los últimos años se realizaron estudios y negociaciones con importantes avances en lo que respecta a la factibilidad técnica y comercial de intercambio de energía eléctrica a países que no tienen fronteras con el Paraguay, entre ellos se citan:

Entre los años 2008 y 2010 se analizó un posible swap de energía con Chile. Se proponía la entrega de hasta 200 MW provenientes de la Central Hidroeléctrica Acaray, en el nodo Yacyretá, para retiro en la Provincia de Salta, la que a su vez estaba interconectada al SING (Sistema Interconectado del Norte Grande) de Chile. La propuesta incluía el pago de los costos de transmisión asociados al tránsito de la energía través de la red eléctrica argentina (SADI).

En reuniones técnicas realizadas entre representantes del Paraguay y la Argentina, se coincidió en la factibilidad técnica de realizar la operación de exportación de electricidad del Paraguay a Chile a través de la red eléctrica argentina (SADI), mediante un SWAP. Sin embargo, la factibilidad económica de este proyecto dependía de la posibilidad de considerar efectivamente la energía implicada en la transacción como de “tránsito”, y no bajo el régimen de importación y exportación de energía eléctrica, que sería objeto de alta carga impositiva, lo que inviabilizaba la posibilidad de la ejecución del SWAP. En consecuencia, el principal problema relevado en la época, fueron las disposiciones legales de la Administración Federal de Ingresos Públicos (AFIP) de la República Argentina. Dado que dicho obstáculo no pudo ser finalmente removido, la exportación no se concretó.

En el año 2016 tuvieron lugar reuniones de la Comisión Bilateral de Intercambio de Energía Paraguay – Chile, con el propósito de analizar propuestas y estrategias

comunes que permitiesen lograr las mejores condiciones técnicas, operativas, económicas y comerciales para concretar el intercambio de energía entre dichos países. En años posteriores dicha Comisión no volvió a reunirse.

En el año 2011, ANDE y UTE (Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas) firman una carta de intención, con vistas a un suministro al Uruguay, de energía proveniente de la Central Hidroeléctrica Acaray, a través del SADI. Si bien existían dificultades técnicas y de contabilización, la factibilidad quedó condicionada a la posibilidad que la AFIP considerara la energía en carácter de “en tránsito”, y no bajo el régimen de exportación e importación de energía eléctrica. Dado que dicho obstáculo no pudo ser salvado, el intento no prosperó.

2.4.13 Antecedentes de transacciones internacionales de electricidad efectivizadas en los últimos 10 años

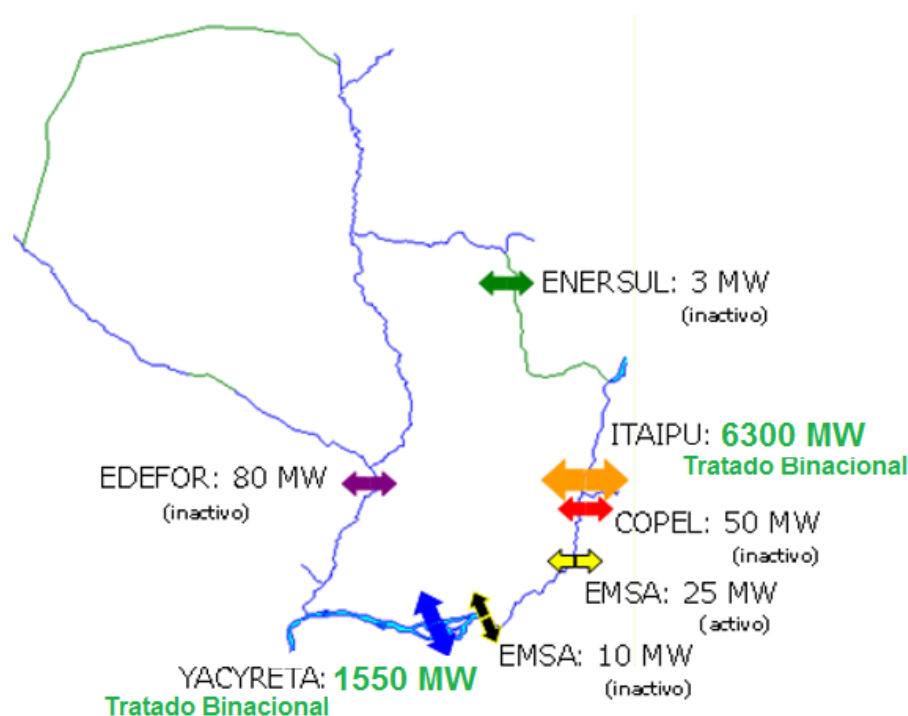


Ilustración 1. Interconexiones eléctricas del Paraguay con países vecinos. Capacidades y operatividad

Tabla 9: Exportación de energía eléctrica a través de las interconexiones internacionales del Paraguay, por fuera de los tratados de Yacyretá e Itaipú

Interconexión					Total Energía Exportada
	Carlos A. López - El Dorado	Encarnación - Posadas	Guarambaré - Clorinda	Acaray - COPEL	
Año	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
1995	112.903		47.252		160.155
1996	156.629		2.840		159.469
1997	29.230		87.021		116.251
1998			101.275		101.275
1999			102.532	382.297	484.829
2000	178		186.748	389.847	576.774
2001	122.296		157.861	332.731	612.888
2002	122.132		162.515	385.705	670.352
2003	129.698		146.765	368.785	645.247
2004	140.625		193.672	382.109	716.405
2005	144.307		127.668	144.604	416.579
2006	165.908		268.192	288.854	722.954
2007	159.272	11.919	177.646	194.335	543.172
2008	147.007	415	40.260		187.682
2009	130.609	48	317.416	189	448.261
2010	145.527		209.706		355.233
2011	135.739		113		135.852
2012	151.068				151.068
2013	133.123		2.225		135.348
2014	115.720		413		116.133
2015	112.059		1.257		113.316
2016	96.105		24.079		120.184
2017	69.465		1.108		70.573
2018	24.632		1.530		26.162
2019	126.772		288		127.059
2020	35.646				35.646
				Total	7.948.866

Tabla 10: Facturación anual por venta de energía y tarifa media de las transacciones bilaterales de electricidad del Paraguay, por fuera de los tratados binacionales

Interconexión						
	Carlos A. López - El Dorado	Encarnación - Posadas	Guarambaré - Clorinda	Acaray - COPEL	Total Energía Exportada	Tarifa Media
Año	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$/MWh
1995	2984949		2426867		5411816	34
1996	4247649		197535		4445183	28
1997	484983		2150517		2635500	23
1998			1421299		1421299	14
1999			1704781	4562194	6266975	13
2000	3578		3289061	5735242	9027881	16
2001	1458713		2069896	5008438	8537048	14
2002	594915		817027	4192861	5604803	8
2003	1051129		718063	3636159	5405351	8
2004	1383319		2763450	3580839	7727608	11
2005	1973954		2266737	2020497	6261188	15
2006	3020472		5341776	2888541	11250788	16
2007	3494292	274143	3925863	1943353	9637651	18
2008	3747478	11808	1116942		4876228	26
2009	6412541	2595	17859934	5674	24280744	54
2010	7219299		11885707		19105006	54
2011	10102797		12092		10114889	74
2012	21012745				21012745	139
2013	18770780		314784		19085564	141
2014	16302721		57767		16360488	141
2015	15797962		173129		15971091	141
2016	13549879		3402932		16952811	141
2017	9782466		156704		9939170	141
2018	2927601		224261		3151862	120
2019	15069189		28937		15098126	119
2020	4223112				4223112	118
Total					263804924	63

En cuanto al potencial de energía eléctrica que el Paraguay dispone para su comercialización con los países vecinos, por fuera de lo producido en las centrales de Itaipú y Yacyretá, en las actuales condiciones este se limita a la capacidad de generación propia de la ANDE (CH Acaray + Centrales Térmicas en último caso, 222 MW + 20 MW, respectivamente). Además, dicha energía deberá ser entregada por una línea de interconexión diferente a las de Yacyretá e Itaipú. Al respecto cabe señalar que la capacidad final de la CH Acaray será de 256 MW una vez concluida la modernización y rehabilitación de la central que se encuentra en proceso.

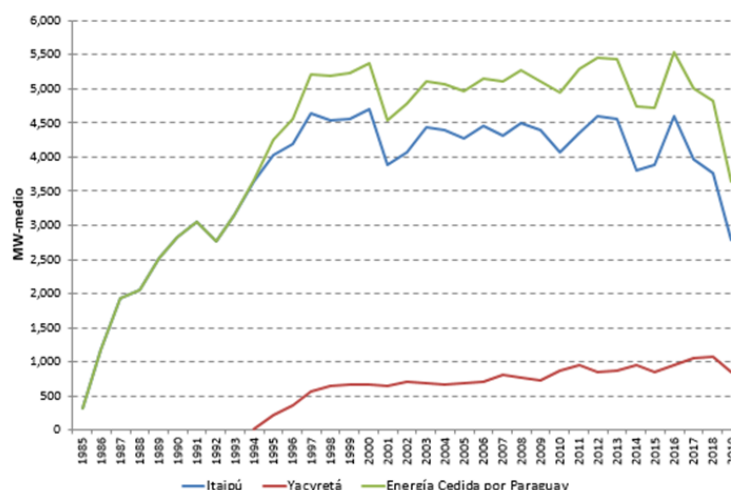


Ilustración 2. Interconexiones bajo los Tratados Internacionales de Energía Cedida a Brasil y Argentina

Respecto de la cesión de los excedentes de Itaipú y Yacyretá, estos se regulan por los precios establecidos en los tratados respectivos, más la compensación por cesión de energía eléctrica correspondiente a la parte paraguaya a los otros países partes, que recibe el Estado Paraguayo y cuyo valor está alrededor de los 10 USD/MWh.

2.4.14 Identificación de los principales obstáculos que limitan los intercambios de energía eléctrica con los países del SIESUR

Para el caso de la interconexión Carlos Antonio López – El Dorado, el principal obstáculo para un mayor intercambio reside en la capacidad de la interconexión, limitada por la potencia del transformador (Carlos Antonio López – El Dorado). Existe el interés de parte de EMSA de repotenciar la interconexión siempre y cuando los precios ofertados por la ANDE le resulten atractivos. Hasta el momento no se han realizado estudios de carácter económico-financiero a los efectos de evaluar la factibilidad de aumentar la capacidad del transformador. EMSA también ha manifestado el interés de estudiar una nueva interconexión en 220/132 kV a la altura de Puerto Yguazú – Presidente Franco/Los Cedrales.

En lo que concierne a la interconexión ANDE – COPEL, ya se hizo alusión a la obsolescencia de la convertidora de frecuencia de Acaray en 50 MW (hoy desactivada). En su momento se hicieron algunos estudios, pero al no haber avances en la implementación de un contrato de energía firme con la COPEL, no se tenían asegurados los fondos para el pago de la nueva inversión, y en consecuencia dicha inversión no se concretó. Si bien no se han hechos nuevos estudios en la última década, existe un interés conjunto de la ANDE y de COPEL de restablecer la interconexión, para lo cual se están realizando las gestiones para la realización de un estudio conjunto de la viabilidad técnica, jurídica y comercial de dicha interconexión.

Finalmente, en relación a la interconexión Guarambré – Clorinda, se constata que si bien existe el interés por parte de IEASA (Ex EBISA) de volver a importar energía por dicha interconexión, el principal obstáculo reside en que los precios ofertados por la ANDE no han sido considerados competitivos por la contraparte argentina.

2.5 URUGUAY



2.5.1 Directivas de política energética sobre el comercio internacional de energía eléctrica

En el documento de Política Energética 2005 – 2030, se establece que: “*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.*” Dentro de las líneas de acción también se prevé: “*Centralizar en el Poder Ejecutivo los vínculos energéticos internacionales y, en particular, con los gobiernos de la región, integrando la política energética a la de Cancillería, procurando compromisos internacionales sólidos y estables.*”

2.5.2 Aspectos institucionales relacionados con los intercambios energéticos transfronterizos

Entre los organismos, instituciones y empresas relacionadas con el comercio internacional de energía eléctrica destacan:

- ✓ **El Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM)** es responsable de diseñar e instrumentar las políticas del Gobierno referidas a los sectores industrial, energético, minero, de las telecomunicaciones, servicios de comunicación audiovisual y postal, de la propiedad industrial y de las micro, pequeñas y medianas empresas. También es responsable de orientar la transformación y el fortalecimiento del aparato productivo nacional, de su matriz energética y su infraestructura de comunicaciones.
Dentro del MIEM, la **Dirección Nacional de Energía (DNE)**, es la encargada de proponer, elaborar y coordinar las políticas, planes y normas necesarios para el desarrollo y funcionamiento del sector energético en el país.
- ✓ **La Unidad Reguladora de los Servicios de Energía y Agua (URSEA)** es un ente descentralizado, que, en su rol de regulador de los sectores de energía, combustible y agua, tiene entre sus cometidos los de establecer los requisitos

que deberán cumplir quienes realicen actividades vinculadas a estos sectores. Así como también asesorar al Poder Ejecutivo en los temas tarifarios, en el otorgamiento de concesiones, permisos, autorizaciones relativas a actividades del sector eléctrico, y también lo relacionado al seguimiento de los convenios que celebren los agentes del mercado.

- ✓ **La Administración del Mercado Eléctrico (ADME)** es una persona pública no estatal, cuyo cometido es el de administrar el mercado mayorista de energía eléctrica. La ADME es quien opera y administra el Despacho Nacional de Cargas, debiéndolo hacer permitiendo la ejecución de los contratos libremente pactados entre las partes y despachando la demanda requerida a partir de la optimización del Sistema Interconectado Nacional.
- ✓ **La Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas (UTE)**, es la empresa eléctrica pública que tiene el monopolio de la transmisión y distribución en Uruguay y realiza actividades de comercialización de energía eléctrica. Es un actor preponderante en la matriz de generación del país, teniendo la propiedad de todas las centrales térmicas con combustible fósil, las tres centrales hidroeléctricas que se ubican sobre el Río Negro (Rincón del Bonete, Baygorria y Palmar) y también una importante participación dentro del parque eólico y fotovoltaico instalado en el país.
- ✓ **La Comisión Técnica Mixta de Salto Grande (CTM)** es un Organismo Binacional creado por Argentina y Uruguay, cuya misión es la de producir y suministrar energía eléctrica a través del recurso del río Uruguay, administrando el Complejo Hidroeléctrico de Salto Grande.

Cabe señalar que un porcentaje significativo de los parques eólicos y solares instalados son de carácter privado, y que en relación a los intercambios internacionales destaca el hecho que desde fines de 2017 la empresa Ventus está autorizada a exportar electricidad a la Argentina como un agente privado.

Además de los cometidos y descripciones generales de las instituciones nombradas, vale resaltar de las exportaciones e importaciones de energía eléctrica deben contar con la autorización del Poder Ejecutivo. Esta autorización requiere el informe previo del MIEM y de la URSEA.

También se debe mencionar como institución relevante el Ministerio de Relaciones Exteriores, por ser el órgano político-administrativo del Estado uruguayo encargado de todos los aspectos en lo relativo a la política exterior del país.

2.5.3 El comercio internacional de energía en la planificación del sistema eléctrico

La planificación de la generación del sistema eléctrico en el largo plazo se realiza con el objetivo de abastecer la demanda interna con determinada seguridad asociada (probabilidad de falla muy baja asociada a condiciones hidrológicas extremas) y tomando únicamente en cuenta generación instalada en territorio nacional (a frontera cerrada).

La capacidad de interconexión en conjunto que posee Uruguay con sus países limítrofes alcanza los 2572 MW (2000 MW con Argentina y 572 MW con Brasil), lo que supera ampliamente el pico anual de demanda de energía eléctrica, cuyo máximo histórico asciende a 2212 MW (enero de 2019). No se está analizando la posibilidad de futuras ampliaciones de las interconexiones existentes o la instalación de nuevas interconexiones nuevas.

Tanto UTE como ADME realizan en forma periódica ejercicios prospectivos que incluyen la simulación de escenarios de exp./imp. de energía eléctrica. Asimismo, desde el MIEM/DNE se han estudiado las características de los excedentes de energía, pero sin que estén específicamente asociados a escenarios de exportación/importación.

2.5.4 Instrumentos internacionales que involucran aspectos relacionados con el comercio internacional de energía eléctrica

2.5.4.1 Con Argentina

- En 1974 los dos países suscribieron un “*Acuerdo de Interconexión Energética*”, aprobado en Uruguay mediante Decreto Ley 14.221, y por el Congreso de Argentina, lo que le dio jerarquía jurídica de ley en ambos países. Los dos países previeron en el artículo 3, la celebración de un Convenio detallado de Ejecución del Acuerdo y en el Artículo 6, la creación de una Comisión de Interconexión que tendría por cometido dar cumplimiento a lo establecido en el Acuerdo. Con este Acuerdo, entre otros objetivos se buscaba: a) Intercambio mutuo de energía de apoyo y sustitución entre los sistemas interconectados, b) Asistencia entre los sistemas en caso de emergencia, y c) Suministro de potencia desde el sistema argentino hacia la República Oriental del Uruguay destinado a integrar la base térmica uruguaya en los períodos de escasez de agua en el embalse del Río Negro.

El Acuerdo previó la creación de una Comisión de Interconexión, que tendría el cometido de dar cumplimiento a lo establecido en el Acuerdo.

- En 1983 los dos países suscribieron el “*Convenio de Ejecución del Acuerdo de Interconexión Energética*”, que tomó también jerarquía jurídica de ley en ambos países. Sus propósitos son: a) Intensificar la cooperación, entre ambos países, en el

campo energético, b) Propender la integración física de ambos países, mediante la interconexión amplia de sus sistemas eléctricos, c) Posibilitar con carácter permanente y estable la operación interconectada de ambos sistemas eléctricos, tendiendo a un enfoque de conjunto, y d) Propender al uso más racional de los recursos, a través de la colaboración recíproca y la interconexión física.

En el citado Convenio de Ejecución se establecen en forma más precisa los cometidos y el régimen de organización y funcionamiento de la “*Comisión de Interconexión*” que fue prevista en el Acuerdo, y entre cuyos cometidos se consigna: **a)** Evaluar permanentemente la ejecución del Convenio y proponer las modificaciones que considerara necesarias, **b)** Proponer la realización de estudios y efectuar recomendaciones sobre los problemas relacionados con la interconexión eléctrica entre los dos países, **c)** Aprobar su propio Reglamento, y el Reglamento de Operación que regiría los Despachos Nacionales de Carga, **d)** En los casos no previstos, proponer a los respectivos Gobiernos las modalidades y los precios de los intercambios y servicios recíprocos, **e)** Coordinar los ajustes de las tasas de interés y de los precios en general que aprueben los respectivos Gobiernos para las transacciones y servicios recíprocos estipulados en el Convenio, **f)** Fijar precios de peaje por transporte de energía, y los criterios para computar pérdidas por transmisión, **g)** Fijar precios de arranque y parada, **h)** Establecer las reglas generales para determinar a nivel operativo la reserva de potencia rotante para los sistemas eléctricos interconectados, **i)** Acordar, en casos que se considere conveniente, nuevos puntos de entrega y recepción, y fijar las tolerancias que se admitirán para los valores nominales de tensión y frecuencia, de acuerdo a los lineamientos previstos en el Convenio, **j)** Mantener la coordinación con la Comisión Técnica Mixta de Salto Grande (CTM).

La Comisión se integra por Delegaciones Nacionales designadas por las Autoridades de los países, las que están encargadas de informar a sus respectivos Gobiernos sobre el desarrollo de las actividades de la Comisión. También se establecía que la misma debía mantener sesiones ordinarias, al menos dos veces al año, alternadamente en el territorio de cada Parte.

En junio de 1993, se aprobó el “*Convenio Complementario de Interconexión Energética*” a fin de reflejar los cambios operados en los mercados eléctricos de ambos países. Entre las innovaciones que se plantearon en este Convenio se destacan: **a)** Permitir y propiciar el libre intercambio entre las empresas de los dos países, tanto en las operaciones “spot” como a través de contratos a término, **b)** Asegurar a las empresas de cada país el libre tránsito de la energía que desde uno de los sistemas eléctricos interconectados esté destinada a consumidores del otro, sin discriminación respecto de las reglas vigentes para las empresas locales, **c)** Desarrollar sistemas de precios basados en criterios similares de racionalidad económica, y **d)** Establecer, en el ámbito de cada mercado nacional, reglamentaciones para operaciones de importación y exportación de la energía eléctrica que resguarden los principios de transparencia, equidad y reciprocidad.

También se modificó la conformación de la Comisión de Interconexión, estableciéndose que los tres miembros titulares de la Delegación Uruguay, sean un

representante del Poder Ejecutivo, otro de la Empresa Eléctrica Estatal UTE y el tercero de las empresas privadas involucradas en los intercambios energéticos (si no las hubiera este lugar estaría ocupado por un representante de UTE).

Asimismo, establece que las empresas generadoras, distribuidoras o grandes usuarios de ambos países podrán pactar libremente contratos de suministro de energía y potencia entre sí, en la medida en que se encuadren en las normativas vigentes en cada país y cuenten con las autorizaciones pertinentes de sus respectivos gobiernos.

Todas las normas reseñadas precedentemente, más las actas de la Comisión de Interconexión, resumen las características de los acuerdos vigentes con Argentina.

2.5.4.2 Con Brasil

En setiembre de 1994, Brasil y Uruguay suscribieron el “Protocolo al Tratado de Amistad, Cooperación y Comercio”, dirigido específicamente a la integración de sus sistemas eléctricos. En el marco de este Protocolo, se estudió la viabilidad y se llevó a cabo la interconexión de Rivera – Livramento, que vincula los sistemas eléctricos de Brasil y Uruguay a través de una convertidora de frecuencia de 72 MW.

En marzo de 2006 se firmó el “*Acuerdo Marco de Interconexión Energética entre Uruguay y Brasil*”, ratificado por ley N°18.160 en Uruguay, que recoge los criterios previstos en el “*Acuerdo Marco sobre Complementación Energética Regional entre los Estados Parte del MERCOSUR y Estados Asociados*”, suscrito en diciembre de 2005.

En julio de 2006 se firmó un “*Memorándum de Entendimiento para la construcción de un proyecto de interconexión de gran porte*”, bajo cuyo marco se desarrolló la segunda interconexión con Brasil, a través de la convertidora de frecuencia de Melo de 500 MW. En el memorando también se establecían pautas para la importación de energía interrumpible por parte de Uruguay. Posteriormente, en marzo de 2009, se firmó una adenda a dicho memorando, en la que se encomienda a un Grupo de Trabajo Binacional creado a tales efectos, la elaboración de propuestas de metodologías y procedimientos para la definición de la adquisición de energía interrumpible y sus respectivos precios. Pero si bien el citado Memorando permitió la concreción de la interconexión, y tenía una vigencia de 25 años, nunca llegaron a realizarse transacciones bajo las condiciones comerciales previstas en el mismo.

A principios del 2008 se firmó el “*Acuerdo de Entendimiento sobre Intercambio de energía con Devolución*”, que contemplaba la posibilidad que Brasil suministrase a Uruguay energía eléctrica de origen hidráulico durante el periodo mayo-agosto, para su posterior devolución en el siguiente periodo setiembre–noviembre.

Cabe destacar que en la actualidad, para la realización de intercambios de energía eléctrica entre Uruguay y Brasil, no existe un acuerdo de interconexión que abarque la totalidad de los aspectos involucrados. Las modalidades de intercambios y sus

características, así como las reglas no han permanecido fijas, sino que han cambiado según la situación y perspectivas de ambos sistemas o por la existencia de oportunidades puntuales. Es así que hasta el año 2014 se suscribieron “*Memorandos de entendimiento de intercambio de energía eléctrica interrumpible*” entre ambos países, donde se establecían y acordaban, para períodos de uno a dos años, las modalidades de intercambio que se utilizarían y sus principales características.

2.5.4.3 MERCOSUR

A nivel del MERCOSUR se han firmado documentos que apuntan a generar, también en el ámbito de la energía eléctrica, un mercado común entre los países del bloque y que constituyen una base importante para trabajar en la concreción de los principios que se han establecido.

En Tratado de Asunción, firmado en 1991 y ratificado por ley en todos los países firmantes, se considera que la ampliación de las actuales dimensiones de los mercados nacionales, a través de la integración, constituye una condición fundamental para acelerar sus procesos de desarrollo económico con justicia social y entiende que ese objetivo debe ser alcanzado mediante el más eficaz aprovechamiento de los recursos disponibles, la preservación del medio ambiente y el mejoramiento de las interconexiones físicas, entre otros.

En ese sentido, y recogiendo el espíritu del Tratado de Asunción, en el año 1998, se firmó un “Memorándum de Entendimiento relativo a los intercambios e integración eléctricos en el MERCOSUR”, donde se acordaron principios de simetría mínima para avanzar en el desarrollo de la integración eléctrica del MERCOSUR.

Si bien el memorándum no abarcaba cuestiones de implementación, establecía los criterios que debían prevalecer para la creación de un único mercado eléctrico regional: trato igualitario en la contratación del abastecimiento, independientemente de la localización de la generación, libertad para contratar, y el compromiso para que la regulación no plantee restricciones al cumplimiento físico de los contratos o la posibilidad de ofrecer garantía de suministro. Asimismo, se apuntaba a que el abastecimiento de la demanda en cada Estado Parte resultara de un despacho económico, incluyendo ofertas de excedentes de energía en las interconexiones internacionales y a dar acceso abierto a la capacidad remanente de transporte y a que los precios reflejaran costos económicos eficientes libres de subsidios.

Por último, en diciembre de 2005 se firmó el “Acuerdo de Complementación Energética”. En Uruguay fue aprobado por la ley 18.012. Este Acuerdo tiene como objeto contribuir a avanzar en la integración energética regional en materia de los sistemas de producción, transporte, distribución y comercialización de energéticos entre los Estados Parte, asegurando una valorización justa y razonable de dichos recursos, respetando los compromisos internacionales vigentes, así como los marcos regulatorios vigentes en cada Estado Parte.

Dentro de sus intenciones se expresa que las Partes procurarían instrumentar la coordinación institucional, regulatoria y técnica de las actividades nacionales en materia de proyectos y obras de infraestructura que permitan el intercambio de energéticos con el fin de alcanzar una efectiva integración energética, maximizando los beneficios económicos y sociales en la región.

El acuerdo preveía que se pudieran celebrar acuerdos regionales, subregionales o bilaterales en diversas áreas, que, en lo concerniente al sector eléctrico, podrían ser:

- Interconexión de las redes de transmisión eléctrica.
- Fuentes de energía renovables y energías alternativas.

Las Partes impulsarían la realización de actividades de intercambio y actualización técnica, destinadas a fortalecer las capacidades institucionales para promover el uso racional y eficiente de la energía convencional, la eficiencia energética, las energías renovables, la preservación del medio ambiente y la armonización de los niveles de seguridad y calidad entre las Partes.

En la práctica, la firma del citado acuerdo no redundó en avances concretos en materia de integración energética regional.

2.5.5 Esquemas establecidos para la construcción y uso de redes de interconexión internacional. Mecanismos de remuneración.

La interconexión con Argentina se da a través del cuadrilátero de Salto Grande que es propiedad de la CTM (Comisión Técnico Mixta) de Salto Grande, que es un organismo binacional.

Las interconexiones con Brasil se dan a través de dos convertidoras de frecuencia e instalaciones asociadas. La convertidora de Rivera tiene una potencia de 72 MW. UTE y Eletrobras tienen un acuerdo de canon por uso de la convertidora. En Uruguay, UTE tiene los derechos firmes de transmisión de esta convertidora. La convertidora de frecuencia de Melo tiene una potencia de 500 MW. La inversión de la convertidora fue completamente asumida por Uruguay y es propiedad de la empresa ISUR que tiene un 98% de participación de UTE. La línea de transmisión que conecta la convertidora con la red de transmisión de Brasil fue construida por Eletrobras en acuerdo con UTE y tiene derecho de uso exclusivo para Uruguay.

Cabe destacar que las interconexiones existentes han surgido de acuerdos particulares entre los países.

Los cargos de peajes por uso de las instalaciones se calculan en forma regular cada cuatro años y se actualizan anualmente por paramétricas. Actualmente el Decreto 26/020 establece los peajes por uso de las instalaciones de interconexión con Brasil asociados a intercambios spot y el Decreto 082/2020 establece los peajes por uso de las instalaciones de transmisión en territorio nacional asociados a exportaciones ocasionales.

Las instalaciones del cuadrilátero de Salto Grande no tienen peajes específicos establecidos.

En lo que respecta a las instalaciones de interconexión con Brasil, en el Decreto 26/020 se establecen los peajes por el uso de las mismas, asociados a intercambios spot. Asimismo, el Decreto 082/2020 establece los peajes por uso de las instalaciones de transmisión asociados a exportaciones ocasionales.

El ingreso y tránsito de energía paga los peajes y cargos que correspondan, así como los costos de las interconexiones según los decretos vigentes.

2.5.6 Aspectos regulatorios y mecanismos existentes para la comercialización de energía eléctrica en el mercado regional

Aspectos regulatorios

En lo que respecta al marco regulatorio se destaca la ley N°14.694 del año 1977 (Ley nacional de electricidad), donde se establece que las interconexiones eléctricas internacionales, así como los respectivos contratos de compra-venta e intercambio de energía eléctrica, deberán ser aprobados por el Poder Ejecutivo.

En la ley N°18.632 del año 1997, que estableció un nuevo marco regulatorio legal para el sistema eléctrico nacional, se establece que a condición de reciprocidad, el Poder Ejecutivo podrá dictar la regulación aplicable a los contratos internacionales entre empresas de derecho público o privado, incluyendo el derecho a la utilización de las instalaciones existentes de transmisión y distribución de energía eléctrica, en los términos que establezca la reglamentación y con las tarifas máximas fijadas que correspondan.

A nivel de Decretos reglamentarios, se destaca el Decreto N°360/002, de junio del 2002, que aprueba el Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica. Este Decreto que detalla las condiciones aplicables al funcionamiento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica y del Administrador del Mercado de Energía Eléctrica (ADME) aborda aspectos del tratamiento de las **autorizaciones de exportación e importación**, en cuanto a los procedimientos a seguir y establece el tratamiento que se debe otorgar a la energía proveniente de este tipo de transacciones. Las solicitudes de autorización de exportación e importación deben ser presentadas ante el Ministerio de Industria, Energía y Minería.

En particular, se establece que la **importación** se considera como generación conectada en la interconexión internacional (art. 65) y se la considera como generación sujeta al despacho (art. 72). También, según lo establecido en los artículos 217 a 221, los contratos de importación contraídos por el distribuidor o un gran consumidor, que tengan potencia comprometida asociada, son considerados como aportes a la Potencia Firme de Largo Plazo para la Garantía de Suministro.

En lo que respecta a las **exportaciones**, aquellas que estén asociadas a un contrato de exportación, son consideradas como un Participante Consumidor donde el exportador está representando a los consumidores del otro país.

En situaciones de racionamiento, según lo establecido en el artículo 183, se suspenden las exportaciones spot y se informa a los exportadores por contratos del déficit y los precios spot previstos, y se les solicita si pueden reducir excepcionalmente la entrega por exportación. Esa reducción es voluntaria.

Tanto con Brasil como con Argentina, en los intercambios asociados a contratos, un importador puede ser un distribuidor, un comercializador, un generador o un gran consumidor; y un exportador puede ser un generador o un comercializador.

El Decreto 278 del año 2002, aprobó el Reglamento de Transmisión. En este reglamento también se incluyen disposiciones relativas al tratamiento de las importaciones y exportaciones. En particular, se establece que tanto las importaciones como exportaciones spot estarán sujetas a que exista Capacidad Remanente en la Red de Interconexión, o sea que no produzcan congestión.

En lo que respecta a los **contratos de importación y exportación**, éstos podrán ser autorizados si cuentan con **Capacidad firme**, entendida como la disponibilidad de capacidad en las interconexiones internacionales que serán necesarias para el intercambio para el requerimiento esperado de energía asociado al contrato y a lo largo de todo el período de vigencia de este último.

Las interconexiones internacionales se administrarán bajo el principio de libre acceso, pero con prioridad de uso para aquellos que disponen de Derechos de Transmisión Firme. El libre acceso a Interconexiones Internacionales se dará de acuerdo a los siguientes criterios:

- a) Para los intercambios internacionales realizados a través de la conexión entre el sistema binacional de Salto Grande y el Sistema de Trasmisión se autorizará la Trasmisión firme asociada a la Capacidad Remanente que será la que resta luego de asegurar la trasmisión requerida por la central hidroeléctrica de Salto Grande y por los requerimientos de los agentes Productores y los Agentes Consumidores no asociados a exportación e importación.
- b) Para el resto de las Interconexiones Internacionales, los actuales propietarios serán los poseedores de los Derechos de Trasmisión Firme.

Cada contrato de importación o exportación deberá contar con Derechos de Trasmisión Firme en la Interconexión Internacional correspondiente.

Los poseedores de los **Derechos de Trasmisión Firme** asumen el compromiso de pagar al Trasmisor de Interconexión Internacional una proporción del canon mensual que corresponda a la proporción de los derechos que posee. Una vez asignados estos derechos a un Participante, éste no puede renunciar a los mismos, pero puede transferirlos a un tercero.

Mecanismos existentes para la comercialización de energía eléctrica en el mercado regional

Uruguay tiene una rica historia de intercambios de energía eléctrica con Argentina, y más recientemente con el Brasil. A lo largo del tiempo las modalidades de transacción se han ido adaptando a las circunstancias.

Como ya se ha señalado precedentemente, a nivel de Decretos reglamentarios, el Decreto N°360/002, entre otros, aborda aspectos relacionados con la exportación e importación de energía eléctrica. Más recientemente, el Decreto 217 del año 2015, introdujo modificaciones a la liquidación de las exportaciones spot y **designa como exportador spot a UTE**. El decreto apunta a establecer la metodología para la determinación de la energía excedentaria del sistema y que puede ser ofrecida a los sistemas vecinos en modalidad spot. Determina asimismo la operativa mediante la cual el administrador del mercado (ADME) determina los **precios mínimos para la exportación**, por sobre los cuales el exportador spot está autorizado a ofrecer a los países vecinos. Los beneficios que se obtienen de esta exportación, por tratarse de un beneficio del sistema en su conjunto, se reparten entre todos los generadores que estaban inyectando energía (tanto para el mercado local como para la exportación).

Luego de su designación como exportador spot, UTE suscribió Acuerdos de Provisión con comercializadores en Brasil, donde se establecieron las condiciones y mecanismos que permiten el suministro a Brasil de energía eléctrica generada en Uruguay.

✓ Con Argentina

A través de la Comisión de Interconexión, se han propuesto, en diferentes oportunidades, nuevas modalidades de intercambio y diferentes servicios recíprocos. Las modalidades de comercio previstas inicialmente en el Convenio de Interconexión eran las de sustitución²⁰, potencia y emergencia²¹. En el 2005, en el marco de una reunión de la Comisión de Interconexión se habilitó una nueva modalidad, denominada contingente²².

En tal sentido cabe resaltar que dicha Comisión ha desarrollado a lo largo de todo el período desde su establecimiento, una actividad importantísima destinada a adaptar

²⁰ Bajo esta modalidad el precio unitario de la energía comerciada resulta de la semisuma del costo incremental medio del vendedor y el costo evitado medio del comprador, incluyendo los costos de arranque y parada de las centrales involucradas (si es el caso).

²¹ En ambas modalidades un sistema pone a disposición del otro una central o un conjunto de centrales, mediando el pago de un cargo fijo (función de la potencia y el tiempo que esté al servicio de la parte compradora), un cargo por energía, y costos de arranque y parada. En la modalidad de potencia la potencia puesta a disposición se pagará aun cuando la parte solicitante no la utilice y por todo el tiempo convenido. En tanto que en la de emergencia, el suministro se efectuará durante el lapso en que se configure la situación de emergencia.

²² Esta nueva modalidad habilitaba el intercambio en periodos cortos pero en situaciones que no configuran una emergencia, con un esquema de remuneración similar al de la modalidad de emergencia.

las modalidades de comercio previstas en el Convenio a las nuevas realidades energéticas e institucionales de los dos países.

Desde hace ya algún tiempo, en la práctica, las importaciones de energía eléctrica desde Argentina se han regido por una modalidad *ad-hoc*, en la que Cammesa oferta al DNC bloques de energía a cierto precio, los que pueden tomarse o ser rechazados.

Por su parte en lo que refiere a la exportación de energía hacia Argentina, esta se ha venido ejecutando bajo dos modalidades:

- Modalidad contingente térmica: El precio se conforma por el costo variable de la central térmica que genera para la exportación, más un fijo.
- Excedentes de vertimiento: En teoría se aplica la modalidad de sustitución del convenio de interconexión. Pero la referencia del costo marginal del sistema es teórica (precio administrado) y además Argentina topea el precio a pagar por dicha energía. Dicho valor se fijó actualmente en 28 USD/MWh.

Resulta relevante resaltar que las ofertas de exportación a Argentina pueden ser hasta con periodicidad diaria y pueden considerarse interrumpibles.

Cabe dejar constancia que el Poder Ejecutivo uruguayo ha autorizado la exportación a Argentina de energía eléctrica generada por agentes privados eólicos que se encontraban comercializando su energía en el mercado spot uruguayo. Dicha autorización queda sujeta a la existencia de capacidad remanente en la interconexión con Argentina desde Salto Grande, y se interrumpirá si así lo requiere el abastecimiento de la demanda interna.

✓ Con Brasil

Actualmente no hay ningún acuerdo de intercambio de energía vigente entre Brasil y Uruguay. En los últimos años, el Ministerio de Minas y Energía de Brasil ha emitido unilateralmente reglamentación a través de Portarías donde se establecen las condiciones en las que Brasil importará o exportará energía con sus países vecinos.

En las Portarías N°82 y N°556, del 25 de marzo de 2015 y 28 de diciembre de 2015 respectivamente, el Ministerio de Minas y Energía de Brasil reconoció la necesidad de importación de energía eléctrica desde Uruguay, en forma excepcional y temporaria, designando a ELETROBRAS como comercializador en Brasil para efectuar dichos intercambios. Posteriormente, la Portaria N°372, del 19 de setiembre de 2017, habilitó la posibilidad de autorizar a otros comercializadores. Desde ese entonces, el Ministerio de Minas y Energía de Brasil ha emitido Portarías autorizando a varios comercializadores.

Actualmente se encuentra vigente la Portaria N°339/2018, emitida el 15 de agosto de 2018, con vigencia desde el 1° de enero de 2019 y hasta el 31 de diciembre de 2022. Esta portaría establece las condiciones en las que Brasil aceptará ofertas de importación de sus países vecinos. Entre otros, se establece que las ofertas de

Uruguay o Argentina no serán consideradas en la programación de la operación de ONS y no formarán PLD (Precio de liquidación de diferencias). Estas ofertas serán despachadas siempre que sustituyan parcelas flexibles de usinas termoeléctricas de los subsistemas Sudeste/Centro-Oeste y Sur, despachadas por orden de mérito.

En noviembre de 2019, se emitió la Portaria N°418, que establece las condiciones en que Brasil podrá exportar energía interrumpible a Uruguay y Argentina, que podría abrir la posibilidad a aceptar ofertas de estas características provenientes de Brasil.

Exportaciones

Las exportaciones de energía eléctrica al Brasil se realizan bajo las condiciones previstas en la PORTARIA No 339, del 15 de agosto de 2018. En dicha Ordenanza se establecen las directrices para la importación de energía eléctrica de carácter interrumpible, proveniente de la República Argentina y de la República Oriental de Uruguay. Las declaraciones de las cantidades y precios de la energía ofertada se realizarán ante el Operador Nacional del Sistema Eléctrico (ONS), con antelación a la programación de la operación y a la formación del precio de liquidación de diferencias (PLD). Se podrá autorizar a uno o más Agentes Comerciales como responsables de la importación de energía eléctrica ante la Cámara Comercializadora de Electricidad - CCEE, siempre que cumplan con los términos de la Portaria N° 596 del MME, de 19 de octubre de 2011.

Los bloques de energía a importar deben reemplazar el despacho de parcelas flexibles de plantas termoeléctricas en los subsistemas Sudeste / Medio Oeste y Sur, las cuales se despachan por orden de mérito de costo, en orden decreciente de sus Costos Unitarios Variables (CVU).

Asimismo, se establece si la cantidad de energía realmente importada es menor que la cantidad definida por ONS en los términos establecidos, los Agentes Comerciales responsables de la importación deberán asumir el costo de esta energía faltante, que se valorará según los siguientes criterios establecidos en art. 1º - II - § 9º²³.

También se indica que los Agentes Comerciales Autorizados no serán responsables de las repercusiones económicas que resulten de cualquier incumplimiento en el Mercado de Corto Plazo (MCP), resultante del Proceso de Contabilidad de Electricidad importado en los términos de esta Ordenanza, en el ámbito de la CCEE.

Como situación excepcional, en la ordenanza se establece que el Comité de Seguimiento del Sector Eléctrico (CMSE) podrá considerar la importación como un recurso adicional al SIN, sin sustituir la generación de plantas termoeléctricas, debiendo justificar dicha medida.

²³ I - si el CVU de la planta termoeléctrica reemplazada es menor que el límite máximo del PLD, la valoración estará dada por la diferencia entre el PLD promedio semanal vigente en el submercado de la planta termoeléctrica reemplazada y el CVU de esa planta termoeléctrica, si es positivo;
II - si el CVU de la central térmica reemplazada es superior al límite máximo del PLD, el valor será del 5% (cinco por ciento) del límite máximo del PLD.

La autorización de importación establecida en la Portaria N° 339 tiene validez hasta el 31 de diciembre de 2022, habiendo entrado en vigor el 1 de enero de 2019.

Un dato importante a destacar es que las ofertas de exportación a Brasil se deben hacer con periodicidad semanal, conforme a los tiempos de programación del sistema brasileiro. Una vez aceptadas las ofertas, serán de cumplimiento firme.

Importaciones

En lo que refiere a las importaciones de energía eléctrica procedente del Brasil, la PORTARIA No 418, del 19 de noviembre de 2019, establece las directrices para la Exportación de Electricidad Interrumpible Sin Devolución, con destino a la República Argentina y la República Oriental del Uruguay, de Plantas Termoeléctricas en Operación Comercial Despachadas Centralmente por el Operador del Sistema Eléctrico Nacional (ONS), disponibles para atender el Sistema Interconectado Nacional (SIN) y no despachadas por orden de mérito ni por garantía de suministro de energía. Como situación excepcional podrán participar de la exportación aquellas plantas termoeléctricas que habiendo sido despachadas por orden de mérito no generan por razones de *constrained-off*, que imposibilitan la asignación de carga.

Los agentes comercializadores deberán presentar directamente a los importadores de la República Argentina o de la República Oriental del Uruguay, ofertas de cantidad, precio y duración respectiva de la exportación de energía eléctrica, debiendo considerar la entrega de energía en el último Punto Estándar de Medición de la CCEE disponible, o sea, en la frontera brasileña o en la Conversora que se utiliza para la exportación.

Los titulares de las termoeléctricas interesadas en exportar deberán solicitar el despacho para exportación al ONS, hasta las 10 am del día hábil anterior a la oferta de exportación a los importadores.

Esta Ordenanza entró en vigor el 20 de mayo de 2020 y tiene validez hasta el 31 de diciembre de 2020. Hasta el presente no hay registradas transacciones energéticas entre Brasil y Uruguay al amparo de esta modalidad.

2.5.7 Aspectos tributarios y de regulación aduanera referidos a las transacciones internacionales de energía eléctrica

En lo que respecta a pagos aduaneros para operaciones de importación, exportación y en tránsito, se paga el Documento Único Aduanero, que es un monto en pesos que está en el entorno de los 8 a 10 dólares.

Tasas:

1. Tasa URSEA: 2 % sobre el monto en pesos de la factura.
2. Tasa DNC: monto en \$/MWh fijado por decreto en forma anual, actualmente es de 5,431 \$/MWh.

Es requisito necesario la denuncia ante la Aduana de la cantidad estimada a exportar en el mes próximo, razón por la cual a fin de mes se declara cantidad estimada y precio del MWh estimado. Cuando se liquidan las transacciones por parte de ADME en el DTE (Documento de Transacciones Económicas) se declara en Aduana la cantidad efectivamente exportada y eso da lugar al cierre de la exportación de ese mes.

La Exportación está exonerada de impuestos.

En lo que respecta a los intercambios con Argentina se destaca que según el artículo 40 del Convenio de Interconexión con Argentina, las transacciones comerciales e intercambios de potencia y energía eléctrica están exentos de cualquier tributación nacional, provincial, departamental o municipal, inclusive el impuesto al valor agregado. La exención comprende: derechos aduaneros o consulares, tasas, regalías y todo otro gravamen de cualquier naturaleza, vigente o a crearse en el futuro.

2.5.8 Régimen de garantías

En lo que respecta a los intercambios interrumpibles con Argentina, tanto al tratarse de importaciones como de exportaciones, por su carácter de interrumpibilidad y por tratarse de ofertas de corto plazo, no se pactan penalidades. En el caso de Brasil, los intercambios se programan en base a ofertas semanales que posteriormente se van confirmando con un día de antelación y que los respectivos despachos hacen los mejores esfuerzos por cumplirlos.

Para los intercambios por contrato con capacidad firme reconocida, en el caso de Uruguay, si el contrato es de exportación tiene el mismo tratamiento que la Demanda Nacional. Si se trata de una importación, la Capacidad Firme asociada es reconocida como la de los generadores locales y en caso de incumplimiento, el comercializador del contrato debe pagar en el mercado de corto plazo de potencia el faltante. Desde hace ya más de 10 años, no ha habido intercambios por contrato que involucren capacidad firme.

2.5.9 Régimen de solución de controversias

Los acuerdos refieren a acuerdo entre las partes o a los medios diplomáticos ordinarios de solución de controversias.

2.5.10 Estándares de seguridad y calidad en la operación de los enlaces internacionales

El Decreto-ley N° 15.509, Convenio de Ejecución del Acuerdo de Interconexión Energética con Argentina, en su artículo 27, se refiere específicamente a

las perturbaciones y ayudas de emergencia, destacando como relevante que las perturbaciones originadas en las mismas no deberían afectar el servicio eléctrico del otro sistema y que la Parte a la que se ha solicitado ayuda de emergencia debe hacerlo "...hasta donde sea necesario y en la medida de sus posibilidades, sin afectar su propio servicio, a todas las fuentes de potencia activa y reactiva disponibles para brindar la ayuda que se requiera, con prioridad sobre todo otro intercambio previsto entre las Partes." Asimismo, en el artículo 47 se establece que La CTM debe comunicar a ambos Despachos Nacionales de Carga de forma diaria la disponibilidad de las instalaciones a su cargo y planes de mantenimiento correctivo.

Por su parte, en el artículo 1º del Reglamento de transmisión de energía eléctrica (Decreto 278/002), se establece que su objeto es establecer las disposiciones comunes a la ADME, a cada empresa que presta el servicio de Trasmisión y a cada usuario de la red, en lo referente a derechos y obligaciones de las partes, Criterios de Desempeño Mínimo, calidad de Servicio de Trasmisión, etc. En tanto que en el Anexo IV de dicho Reglamento, en su Título III, se informan los criterios de desempeño mínimo de la trasmisión los cuales abarcan: criterios de seguridad estática, de seguridad dinámica, regulación de frecuencia, requisitos para las plantas generadoras, criterios para la asignación de la reserva operativa, medidas de salvaguarda y plan de defensa y la recomposición del sistema regional a partir de un apagón. En relación a esto último, en el artículo 15 de dicho Anexo IV, se definen los puntos que debe contemplar el procedimiento técnico de recomposición del sistema regional a partir de un apagón.

A nivel de instrucciones de trabajo, en el Despacho Nacional de Cargas (DNC) de UTE existe un conjunto de procedimientos que abarcan, entre otras cosas:

- los planes de contingencia para las distintas situaciones del sistema, entre las cuales se encuentran las provocadas por salidas intempestivas de equipos de la interconexión.
- las medidas preventivas a tomarse en el caso de trabajos programados para mantenimiento que indisponen equipos de la interconexión.
-

También debe destacarse que hasta hace unos años se realizaban simulacros de contingencias del sistema de forma coordinada entre CAMMESA y DNC, como una de las formas de mantener entrenados y capacitar a los operadores.

2.5.11 Infraestructuras de interconexión internacional existentes

Las interconexiones existentes han surgido de acuerdos particulares entre los países.

2.5.11.1 *Con Argentina*

La interconexión con Argentina se da a través del llamado cuadrilátero de Salto Grande, una red de transmisión con una tensión de 500 kV que está compuesta por cuatro Subestaciones y 1.300 kilómetros de líneas aéreas en total, divididas en líneas comunes (pertenecientes a Salto Grande) y líneas instaladas por cuenta y orden de Argentina y Uruguay. La capacidad de la interconexión es del orden de los 2000 MW. Dichos activos son propiedad de la CTM (Comisión Técnico Mixta) de Salto Grande, que es un Organismo Binacional creado por la República Argentina y la República Oriental del Uruguay con el fin de producir y suministrar energía eléctrica a través del aprovechamiento del río Uruguay.

2.5.11.2 *Con Brasil*

Las interconexiones con Brasil se realizan a través de dos conversoras de frecuencia e instalaciones asociadas:

- ✓ La conversora de frecuencia de Rivera tiene una potencia de 72 MW. UTE y Eletrosul son sus propietarios y tienen un acuerdo de pago de canon por su uso. En Uruguay, UTE tiene los derechos firmes de transmisión de esta conversora, en tanto que Eletrosul los tiene en Brasil. Este proyecto tuvo como marco institucional un Protocolo suscrito en 1994, al Tratado de Amistad, Cooperación y Comercio, firmado en 1995 entre ambos países; y dirigido específicamente a la integración de los sistemas eléctricos.
- ✓ La conversora de frecuencia de Melo tiene una potencia de 500 MW. La inversión de la conversora fue completamente asumida por Uruguay y es propiedad de la empresa ISUR que tiene un 98% de participación de UTE. Una línea en 500kV conecta Melo (Uy) con la S.E. P. Médici (Br). La línea en territorio uruguayo es propiedad de ISUR en tanto que la línea en territorio brasileiro fue construida bajo responsabilidad de Electrobras y UTE tiene derecho de uso exclusivo para Uruguay por 20 años. Este proyecto tuvo como marco institucional el Acuerdo Marco de la Complementación Energética Regional entre los estados miembros del MERCOSUR (diciembre 2005), y el Acuerdo Marco de Interconexión Energética entre Uruguay y Brasil (marzo 2006).

2.5.12 Tratamiento técnico-económico para la condición de país en tránsito

El ingreso y tránsito de energía paga los peajes y cargos que correspondan, así como los costos de las interconexiones según los decretos vigentes.

2.5.13 Antecedentes de transacciones internacionales de electricidad efectivizadas en los últimos 10 años

2.5.13.1 Intercambios con Argentina

En los intercambios con Argentina, la existencia de un Acuerdo de Interconexión que establece los principales aspectos técnicos y comerciales para promover la integración y los intercambios entre los países resulta un elemento positivo. Este Acuerdo, previó, a través de la conformación de la Comisión de Interconexión, la existencia de una entidad que pudiera generar un trabajo conjunto y sostenido entre las partes para mantener la adecuación de los mecanismos asociados a los intercambios a los cambios y a la evolución de los sistemas eléctricos involucrados. Desde que fue constituida y hasta el año 2008, la Comisión de Interconexión se reunía con una periodicidad anual y si las circunstancias así lo requerían, de forma semestral. En dichas instancias se abordaban los distintos temas planteados por las delegaciones de Argentina y Uruguay. Es así que en dicho periodo se trataron tanto aspectos técnicos que fueron surgiendo (por ejemplo, vinculados al control de frecuencia), como nuevas modalidades de intercambio entre los países.

Desde el año 2009 y hasta la actualidad, la Comisión de Interconexión prácticamente ha dejado de funcionar. Hacia fines de 2016, con la intención de retomar el funcionamiento de la Comisión de Interconexión, representantes de las partes apuntaron a una propuesta con lineamientos que resultaran convenientes para ambos sistemas eléctricos. Algunos aspectos relevantes de dicha elaboración fueron:

- Con el objetivo de potenciar los intercambios en el corto plazo, priorizar la definición de lineamientos asociados a los excedentes spot o de oportunidad. Los intercambios en el marco de Contratos requerirían adaptabilidad a la normativa interna de cada país y las autorizaciones correspondientes.
- Reafirmar que la modalidad sustitución prevista en el Acuerdo de Interconexión es la modalidad que mejor se adapta a los intercambios eléctricos provenientes de fuentes renovables, siempre y cuando los costos informados por ambos países como “evitados” o “incurridos” reflejen los costos reales en cada sistema.
- Si bien se identificó que para la exportación de recursos térmicos se podría usar la modalidad sustitución, también se definieron lineamientos para la formación de precios de exportación de estos recursos en la modalidad Contingente antes referida.
- Definir la conveniencia de establecer valores máximos y mínimos para precios ofertados por energía de vertimiento, considerando diferenciar el tipo de fuente de la energía que se oferta.

- Respecto a la exportación de hidráulico embalsado, considerar que el precio podría ser libre y por bandas, de acuerdo a los bloques involucrados en la oferta.

Más allá de que en el proceso de elaboración de estos lineamientos se buscó mantener condiciones de reciprocidad y optimización de recursos para ambos sistemas eléctricos, los nuevos criterios identificados no llegaron a aplicarse. Tampoco se logró que la Comisión de Interconexión retomara su funcionamiento.

Si bien las condiciones de reciprocidad han sido ratificadas en todas las instancias de Acuerdos con Argentina, desde principios de 2017 CAMMESA comenzó a aplicar un tope al precio ofertado por UTE para intercambios de exportación. Este tope surgió como consecuencia de la Resolución 19E/2017 del 27 de enero de 2017 del Ministerio de Energía y Minería de Argentina, posteriormente modificada por la Resolución 01/2019 del 28 de febrero de 2019, de la Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico, donde se establecieron precios a abonar a los generadores argentinos que declaren disponibilidad y/o inyecten energía al mercado y que no estén comprometidos en Contratos de Suministro. El valor del tope actualmente aplicado por CAMMESA es de 28 USD/MWh.

En un principio, Uruguay continuó enviando ofertas de excedentes, especificando que las mismas correspondían a la variante de la modalidad sustitución pura, sin tope, entendiendo que el tope generaba una situación de asimetría que degradaba la generación de valor para ambos sistemas eléctricos, apartándose de la filosofía de la modalidad sustitución y de los principios rectores del Acuerdo de Interconexión y de la historia de colaboración recíproca e interconexión lograda entre ambos sistemas. Como consecuencia de ello no se concretaron exportaciones.

En este marco, se realizó una evaluación del perjuicio que tuvo la interrupción de estos intercambios. La evaluación correspondió a las primeras 44 semanas del año 2017. La energía ofertada alcanzó los 1,923 GWh, lo que hubiera implicado un beneficio para cada uno de los dos países de 65 millones de USD.

Luego de varios meses sin exportaciones, y a efectos de no continuar con la pérdida de valor de los intercambios, Uruguay decidió retomar los mismos. En aquellas situaciones en las que la semisuma de los costos marginales previstos en Argentina y en Uruguay superan los 28 USD/MWh, las exportaciones se llevan a cabo sólo si Uruguay está dispuesto a resignar ingresos y por tanto ceder dicho beneficio al mercado argentino. Es claro que aquí hay un apartamiento de la filosofía de la modalidad sustitución, donde los beneficios asociados a estos intercambios se reparten en forma igualitaria entre ambos sistemas.

2.5.13.2 Intercambios con Brasil

Según se mencionó anteriormente, hasta el año 2014, las condiciones de los intercambios con Brasil fueron acordadas a través de Memorándums de Entendimiento firmados por los respectivos Ministerios de cada país.

A partir del año 2015, las condiciones han sido establecidas unilateralmente por Brasil a través de diversas Portarías.

Desde 2015 a la fecha, los intercambios que se han realizado con Brasil fueron mayoritariamente desde Uruguay hacia Brasil. En Uruguay, las gestiones comerciales las realiza UTE, mientras que en Brasil hay varios comercializadores autorizados. Actualmente se tienen acuerdos con ELETROBRAS y ENEL para estos intercambios.

En lo que respecta a las ofertas de Uruguay a Brasil, hasta el 31 de diciembre de 2018, las mismas fueron consideradas en la programación semanal del ONS como un recurso con firmeza similar a un recurso de generación térmico disponible en el nodo de frontera, siendo despachada la oferta de acuerdo a las reglas del despacho económico. Si bien esta exigencia de firmeza a las ofertas de UTE no se alineaba con las características de los excedentes de Uruguay, se logró intercambiar grandes volúmenes de energía.

A partir de la aprobación de la Portaria N°339/2018 en enero de 2019, las ofertas de UTE son despachadas siempre que sustituyan parcelas flexibles de usinas termoeléctricas de los subsistemas Sudeste/Centro-Oeste y Sur, despachadas por orden de mérito, lo que ha reducido significativamente los volúmenes exportados. Asimismo, a partir de entonces, las posibles pérdidas de tipo de cambio que se generen en la operación, debido al tiempo que insume en Brasil el pago de las facturas de exportación por parte de la CCEE (Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica de Brasil), no son cubiertas por el mercado brasileño, por lo que las asume el mercado eléctrico uruguayo.

En relación a lo descrito anteriormente, cabe dejar constancia que últimamente han mejorado sustancialmente las condiciones para las exportaciones, vía la apelación al punto 13 de la 339, en el que se plantea que excepcionalmente, el Comité de Seguimiento del Sector Eléctrico - CMSE podrá decidir considerar la importación como un recurso adicional al SIN, sin la condición de que esta reemplace la generación de plantas termoeléctricas, debiendo presentar justificación de la medida. De esta forma el mecanismo ahora es más flexible. Si bien la oferta de energía sigue siendo semanal, Brasil toma a partir de volúmenes y precios que se ajustan todos los días en función de la disponibilidad que tenga Uruguay.

Tablas de intercambios de energía eléctrica y precios asociados

En las tablas que siguen a continuación se detallan los intercambios mensuales de energía y la facturación correspondiente, con Brasil y Argentina.

Los precios asociados a la exportación spot surgen de las ofertas realizadas en cada oportunidad y dependen del costo marginal del sistema vecino, con la única condición que el precio mínimo para la exportación es el determinado por ADME, según lo establecido en el Decreto 217/015.

En las tablas también se identifica bajo qué modalidad se realizó la correspondiente exp/imp. A continuación, se detallan las diferentes modalidades utilizadas para concretar los intercambios.

EXPORTACIONES

Argentina

Modalidad 1 - Exportación de UTE de excedentes con tope impuesto por Argentina.

Modalidad 2 - Exportación de UTE de excedentes. Se incluyen distintas modalidades que aplicaron en diferentes períodos.

Modalidad 3 - Exportación de UTE en modalidad Contingente

Modalidad 4 - Exportación de UTE en modalidad de Emergencia

Modalidad 5 - Exportación de UTE en modalidad con Devolución

Modalidad 6 - Exportación del Comercializador VECODESA a CAMMESA

Modalidad 7 - Exportación del Comercializador CEOSA a CAMMESA

Nota: Las modalidades 1 y 2 no responden a ninguna de las modalidades acordadas en el Acuerdo de Interconexión o las posteriores Actas de la Comisión de Interconexión.

Brasil

Modalidad A - Exportación spot de UTE

Modalidad B - Exportación de UTE por ensayos o pruebas (en régimen de cuenta corriente)

Modalidad C - Exportación de UTE por Emergencia (en régimen de cuenta corriente)

Tabla 11 Exportaciones de electricidad hacia Argentina y Brasil. Cantidades físicas, facturación y precio medio

Año/Mes	Energía Exportada en GWh			Facturación en MUSD			Exp. A Argentina	Exp. A Brasil
	Argentina	Brasil	Total	Argentina	Brasil	Total	Precio medio (USD/MWh)	Precio medio (USD/MWh)
nov-20	12,4	191,2	203,6	0,2	30	30,2	12,1	157
oct-20	40,1	143	183,1	0,6	14	14,6	13,8	98
sep-20	32,6	9,2	41,8	0,6	0,2	0,8	17	21,5
ago-20	58,8		58,8	1,4		1,4	23,3	
jul-20	172,6		172,6	13,4		13,4	77,6	
jun-20	101,3		101,3	1,9		1,9	18,9	
may-20	73,4		73,4	1,2		1,2	16,4	
abr-20	80,8		80,8	0,8		0,8	9,9	
mar-20	14,8	1,2	16	0,3	0,1	0,4	23,1	118,3
feb-20	26,2		26,2	0,5		0,5	20,6	
ene-20	14	24,3	38,3	0,2	1,1	1,3	12,4	44,6
dic-19	81,1	98	179,1	1,7	2,2	3,9	21,3	22,5
nov-19	354,6	156,9	511,5	6,2	3,4	9,6	17,5	21,7
oct-19	247,2	33,9	281,1	6,4	0,7	7,1	26	20,7
sep-19	59,3		59,3	1,7		1,7	28	
ago-19	340,5		340,5	9,5		9,5	28	
jul-19	98,1	6,5	104,6	2,7	0,2	2,9	28	24,6
jun-19	15,4	11,5	26,9	0,3	0,3	0,6	22,6	23
may-19	323,6	36	359,6	6,5	0,8	7,3	20	21,4
abr-19	141,5	43,6	185,1	3,2	1	4,2	22,6	23,8
mar-19	235,8	51	286,8	4,5	1,9	6,4	19,3	37,5
feb-19	107,3	105,7	213	2,2	7,4	9,6	20,9	70,1
ene-19	386,3	60,7	447	7,2	1,5	8,7	18,7	25,4

Año/Mes	Energía Exportada en GWh			Facturación en MUSD			Exp. A Argentina	Exp. A Brasil
	Argentina	Brasil	Total	Argentina	Brasil	Total	Precio medio (USD/MWh)	Precio medio (USD/MWh)
dic-18	161	28,6	189,6	3,3	0,2	3,5	20,2	7
nov-18		199,5	199,5		3,8	3,8		19
oct-18		184,8	184,8		11,3	11,3		60,9
sep-18		209,3	209,3		16,8	16,8		80,4
ago-18		86,8	86,8		9,4	9,4		108,3
jul-18		82,5	82,5		9,4	9,4		113,4
jun-18		41,2	41,2		3,3	3,3		79,8
may-18		40,4	40,4		2,2	2,2		54,4
abr-18								
mar-18								
feb-18		3,1	3,1		0,1	0,1		32,6
ene-18								
dic-17		39,8	39,8		1,8	1,8		46,4
nov-17		208,9	208,9		22,9	22,9		109,5
oct-17		253	253		40,8	40,8		161,4
sep-17		231,6	231,6		25,5	25,5		110
ago-17								
jul-17		37,5	37,5		2,1	2,1		57,1
jun-17								
may-17	182,4	24,1	206,5	5,9	2,2	8,1	32,1	92,9
abr-17	113,1		113,1	3,9		3,9	34,3	
mar-17	127,1		127,1	4,9		4,9	38,3	
feb-17	12,4		12,4	2		2	163,7	
ene-17	4		4	0,1		0,1	32,9	
Año/Mes	Energía Exportada en GWh			Facturación en MUSD			Exp. A Argentina	Exp. A Brasil
	Argentina	Brasil	Total	Argentina	Brasil	Total	Precio medio (USD/MWh)	Precio medio (USD/MWh)
dic-16								
nov-16								
oct-16	1,7		1,7	0,1		0,1	34,2	
sep-16								
ago-16								
jul-16	60,3		60,3	4,7		4,7	78,3	
jun-16	185,1		185,1	36,4		36,4	196,8	
may-16	119,5		119,5	0,6		0,6	5	
abr-16	175,5		175,5	0,9		0,9	5,3	
mar-16	3,6		3,6	0,5		0,5	139,8	
feb-16	51,9		51,9	15		15	289,5	
ene-16	151,5		151,5	5		5	33	
dic-15	121,7		121,7	0,6		0,6	4,8	
nov-15	417,2		417,2	2,3		2,3	5,5	
oct-15	421,8		421,8	3,3		3,3	7,8	
sep-15	47,9		47,9	0,4		0,4	8,3	
ago-15	108,4		108,4	0,9		0,9	7,9	

Fuentes: DTE y facturación de UTE

Tabla 12 Exportaciones de energía eléctrica hacia Argentina y Brasil, en cantidades físicas discriminadas por modalidad

Mes	Argentina								Brasil			
	Energía (GWh)								Energía (GWh)			
	Modalidad 1	Modalidad 2	Modalidad 3	Modalidad 4	Modalidad 5	Modalidad 6	Modalidad 7	Total	Modalidad A	Modalidad B	Modalidad C	Total
nov-20	12,4							12,4	191,2			191,2
oct-20	40,2							40,2	143		0,1	143,1
sep-20	32,6			0,1				32,7	9,2	0,2		9,4
ago-20	58,8							58,8				
jul-20	172,6		52,6					225,2				
jun-20	101,3							101,3				
may-20	73,4							73,4				
abr-20	80,8							80,8				
mar-20	14,8							14,8	1,2			1,2
feb-20	26,2							26,2				
ene-20	14							14	24,3			24,3
dic-19	81,1					0,7		81,8	98			98
nov-19	354,6					0,6		355,2	156,9			156,9
oct-19	247,2					0,9		248,1	33,9			33,9
sep-19	59,3					0,8		60,1		0,1		0,1
ago-19	340,5					0,8		341,3				
jul-19	98,1					0,5		98,6	6,5			6,5
jun-19	15,4					0,5		15,9	11,5			11,5
may-19	323,6					0,5		324,1	36			36
abr-19	141,5					0,4		141,9	43,6			43,6
mar-19	235,8					0,6		236,4	51			51
feb-19	107,3					3		110,3	105,4			105,4
ene-19	385,6					7,6		393,2	57,9			57,9

Mes	Argentina								Brasil			
	Energía (GWh)								Energía (GWh)			
	Modalidad 1	Modalidad 2	Modalidad 3	Modalidad 4	Modalidad 5	Modalidad 6	Modalidad 7	Total	Modalidad A	Modalidad B	Modalidad C	Total
nov-18					23,2			23,2	199,5	0,4		199,9
oct-18					17,9			17,9	184,8	0,3		185,1
sep-18					21			21	209,3	0,5		209,8
ago-18					11,4			11,4	86,8			86,8
jul-18					12			12	82,5			82,5
jun-18					10,6			10,6	41,2			41,2
may-18					17,7			17,7	40,4			40,4
abr-18					5,6			5,6		0,4		0,4
mar-18					6,2			6,2		0,3		0,3
feb-18					5,7			5,7	3,1			3,1
ene-18					5,2			5,2		3,4		3,4
dic-17					8,7			8,7	39,8			39,8
nov-17					18,2			18,2	208,3			208,3
oct-17					8,1			8,1	253,5			253,5
sep-17									231,6			231,6
ago-17									188,4			188,4
jul-17									37,5	0,1		37,6
jun-17												
may-17		182,4						182,4	24,1	0,2		24,3
abr-17		113,1						113,1		0,1		0,1
mar-17		123,5	3,6					127,1		0,6		0,6
feb-17		1,4	11,1					12,5		0,2		0,2
ene-17		4						4				

Mes	Argentina								Brasil			
	Energía (GWh)								Energía (GWh)			
	Modalidad 1	Modalidad 2	Modalidad 3	Modalidad 4	Modalidad 5	Modalidad 6	Modalidad 7	Total	Modalidad A	Modalidad B	Modalidad C	Total
nov-16												
oct-16		1,7						1,7				
sep-16												
ago-16												
jul-16		60,3						60,3				
jun-16		34,2	150,9					185,1		0,5		0,5
may-16		119,5						119,5				
abr-16		175,2		0,3				175,5		2,3		2,3
mar-16		1,7	1,9		2,1			5,7		5,6		5,6
feb-16			51,9		2,2			54,1				
ene-16		136,5	8,2	6,8	0,7			152,2		14		14
dic-15		121,7			0,4			122,1		2,8		2,8
nov-15		417,2						417,2		3,8		3,8
oct-15		421,8						421,8				
sep-15		47,9						47,9				
ago-15		123,4						123,4				
jul-15		26,8						26,8				
jun-15												
may-15				0,2				0,2				

Las diferencias que se presentan en los valores totales mensuales de las 2 planillas, se deben a que, en la primera planilla, en el caso de Argentina, no se incluye energía que no se factura (está excluida de la exportación de energía correspondiente a la modalidad con devolución), y tampoco se incluye la energía que fue exportada por VECODESA y CEOSA, que son comercializadores privados que tenían contrato con

CAMMESA. En el caso de la energía exportada a Brasil, en la primera planilla no está incluida la facturación de la energía asociada a los ensayos o pruebas.

IMPORTACIONES

Desde Argentina

Modalidad 1 -	Importación de UTE Contingente
Modalidad 2 -	Importación de UTE por Devolución

Desde Brasil

Modalidad A - cuenta corriente)	Importación de UTE por ensayos o pruebas (en régimen de
Modalidad B -	Importación de UTE por Devolución
Modalidad C - corriente)	Importación de UTE en Emergencia (en régimen de cuenta

Tabla 13 Importaciones de electricidad desde Argentina y Brasil, en cantidades físicas y facturación por modalidad, y precio medio

Mes	Argentina						Brasil				Argentina	Brasil
	Energía (GWh)			Facturación (MUSD)			Energía (GWh)				Precio Medio (USD/MWh)	
	Modalidad 1	Modalidad 2	Total	Modalidad 1	Modalidad 2	Total	Modalidad A	Modalidad B	Modalidad C	Total		
nov-20	29,4		29,4	2,1		2,1					71	
oct-20	3,2		3,2	0,2		0,2					50	
sep-20												
ago-20							0,3			0,3		
jul-20												
jun-20	2		2	0,2		0,2					99,5	
may-20	99,2		99,2	7,7		7,7		27		27	77,5	
abr-20	166,6		166,6	10,1		10,1		16,5		16,5	60,5	
mar-20	99,5		99,5	6,9		6,9					69,8	
feb-20	29,9		29,9	2,5		2,5					84,5	
ene-20	12,5		12,5	0,7		0,7					56,7	
dic-19												
nov-19												
oct-19												
sep-19												
ago-19												
jul-19												
jun-19												
may-19												
abr-19												
mar-19												
feb-19												
ene-19												
Mes	Argentina						Brasil				Argentina	Brasil
	Energía (GWh)			Facturación (MUSD)			Energía (GWh)				Precio Medio (USD/MWh)	
	Modalidad 1	Modalidad 2	Total	Modalidad 1	Modalidad 2	Total	Modalidad A	Modalidad B	Modalidad C	Total		
nov-18												
oct-18												
sep-18												
ago-18												
jul-18												
jun-18												
may-18												
abr-18	10,3		10,3	1,2		1,2	0,3			0,3	120	
mar-18	2,8		2,8	0,3		0,3	0,3			0,3	120	
feb-18												
ene-18												
dic-17							0,3			0,3		
nov-17												
oct-17												
sep-17									1,2	1,2		
ago-17												
jul-17							0,1			0,1		
jun-17												
may-17												
abr-17							0,3			0,3		
mar-17							0,5			0,5		
feb-17							1,7			1,7		
ene-17												
Mes	Argentina						Brasil				Argentina	Brasil
	Energía (GWh)			Facturación (MUSD)			Energía (GWh)				Precio Medio (USD/MWh)	
	Modalidad 1	Modalidad 2	Total	Modalidad 1	Modalidad 2	Total	Modalidad A	Modalidad B	Modalidad C	Total		
nov-16												
oct-16							0,1			0,1		
sep-16							0,5			0,5		
ago-16							0,3			0,3		
jul-16												
jun-16							0,5			0,5		
may-16												
abr-16		1,1	1,1				18,5			18,5		
mar-16												
feb-16		0,7	0,7									
ene-16		1,6	1,6									
dic-15		1,9	1,9									
nov-15												
oct-15												
sep-15												
ago-15												
jul-15												
jun-15												
may-15												

2.5.14 Identificación de los principales obstáculos que limitan los intercambios de energía eléctrica con los países del SIESUR

El caso de Uruguay y su vínculo en cuanto a intercambios energéticos con Brasil y Argentina muestra que la sola existencia de infraestructura de interconexión de porte y disponibilidad de energía no es suficiente para la generación de los intercambios. Es necesario un involucramiento sostenido de los gobiernos de los países en el establecimiento, mantenimiento y adecuación de las condiciones de intercambio para que éstos se puedan dar en forma sostenida, en condiciones de reciprocidad y maximizando el beneficio para ambas partes.

En el caso de los intercambios con Argentina, es claro que, aun existiendo una base muy importante de acuerdos firmados, el no mantener como organismo vivo a la Comisión de Interconexión genera que se violenten unilateralmente los principios de reciprocidad previstos en los Acuerdos vigentes, generando pérdida de beneficios para una de las partes y limitación de los volúmenes intercambiados, con evidentes pérdidas para ambas partes.

La inexistencia de marcos acordados con Brasil ha llevado a que se fijen unilateralmente condiciones de exportación o importación sin considerar las características específicas del sistema uruguayo, que limitan la posibilidad de aprovechar las complementariedades que podrían tener los sistemas en su conjunto²⁴. Por ejemplo, la diferencia de los tiempos de programación de la operación de ambos sistemas (exigencia de compromisos firmes con ventanas semanales).

En el caso de Argentina si bien la consecuencia es la misma, se debe la falta de apego a las condiciones establecidas y del involucramiento a nivel de los gobiernos en la validación de los mecanismos de intercambio.

Estas consideraciones aplican tanto a los intercambios spot como a los que se podrían derivar de la celebración de contratos, aunque en este último caso se suman también la falta de madurez y confianza de los mercados energéticos de los países, así como en las diferencias entre los marcos regulatorios.

²⁴ Al respecto importa dejar constancia que Uruguay está atento al proceso de reglamentación de la Portaria 523/2021, que estaría apuntando a ofertas de plazos de hasta seis meses, pero tal vez con exigencias de firmeza menores, por ejemplo, un mes.

3. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Un primer aspecto a destacar, es que con mayor o menor énfasis todos los países del Cono Sur coinciden en lo beneficioso de avanzar hacia la integración energética regional. Resulta auspicioso constatar que los 5 países cuentan con **directivas de política energética** en las que se plasma la voluntad de **profundizar los vínculos con los sistemas eléctricos de los países vecinos**, como un jalón en el camino hacia la **integración energética regional**.

Resalta también el hecho que todos los países manifiestan realizar, en el marco de la **planificación energética** que llevan adelante, algún tipo de **ejercicio prospectivo** que incluye **intercambios de energía eléctrica con los países vecinos**. No obstante, en su elaboración se constata muy poco intercambio de información con los organismos especializados en materia energética de los países limítrofes. Sería conveniente que todos los países pudiesen **formalizar las instancias de realización de escenarios prospectivos** que incorporen el comercio internacional de electricidad, intercambiar información entre ellos y compartir sus resultados con los demás integrantes del SIESUR.

Los **antecedentes en cuanto a los instrumentos internacionales (acuerdos, tratados, memorandos, convenios, contratos de interconexión, etc.) establecidos entre países del SIESUR**, que involucran aspectos relacionados con el comercio internacional de energía eléctrica, muestran la existencia de un importante número de instrumentos implementados con el fin de darle un marco institucional, legal, comercial y técnico, a los intercambios. Asimismo, se constata que las líneas de interconexión que no están asociadas a una central de generación binacional, se han desarrollado al amparo de instrumentos internacionales tales como convenios, contratos de interconexión y abastecimiento, acuerdos de interconexión y memorándums de entendimiento. En la medida de lo posible, sería siempre deseable su **ratificación mediante tratados**.

Un dato a destacar es que en aquellos casos en que se han creado **instancias permanentes** para dar seguimiento a lo establecido en los instrumentos internacionales referidos, estas han contribuido al afianzamiento de los vínculos de confianza entre los países, cuestión de fundamental importancia para avanzar en el camino de la integración regional. En tal sentido se sugiere **plantear a los países la posibilidad de avanzar en la conformación de instancias permanentes de carácter bilateral y multilateral**, que aborden los aspectos relacionados con los intercambios eléctricos entre los países y con el proceso de integración energética en general.

Si bien son parte del problema, **no son mayormente de naturaleza regulatoria las principales causas que limitan los intercambios bilaterales de oportunidad entre los países del SIESUR, a partir del uso de las instalaciones existentes**. Los mecanismos establecidos, si bien tienen margen de mejora, han dado marco a la concreción de intercambios, tal como se ilustra en las tablas que detallan las

transacciones de energía entre los países²⁵. No obstante, la materialización de dichos intercambios no ha estado exenta de dificultades, y se constata cierta **disconformidad con el funcionamiento actual de algunos mecanismos regulatorios establecidos**. Pero por sobre todas las cosas, existe la firme convicción que **los montos de energía intercambiados están muy por debajo del potencial factible**. Todo lo cual conlleva una pérdida global de beneficios que bien podrían contribuir a reducir los costos de abastecimiento del país importador y, a la vez, generar ingresos a los agentes que participan de la exportación.

Si bien todos los países cuentan con normativa regulatoria específica a las transacciones internacionales de energía eléctrica, en algunos casos dichas normas no son aplicadas. Sería deseable que todos los países puedan contar con **marcos normativos específicos claramente establecidos y operativos**, que posibiliten un mejor aprovechamiento de las interconexiones. Sería también conveniente que dichos marcos contemplen la **flexibilidad** como atributo, de forma que se puedan adaptar a las distintas configuraciones resultantes de las características particulares de cada sistema y de los acuerdos que hayan alcanzado los países.

En la práctica, se observa cierta desconfianza y opacidad en el **manejo de la información** por parte de los países. Para superar dicha situación, se deberán dar los pasos necesarios para que toda la información, tanto de los marcos normativos de los países como de los aspectos técnico-económicos de los sistemas, pueda ser de fácil acceso al público interesado. Un paso importante en ese sentido sería el **establecimiento de una interacción fluida entre los organismos encargados del despacho**. Entre algunos países este relacionamiento se da con una periodicidad casi diaria, mientras que en otros casos los contactos son muy esporádicos (o casi inexistentes).

En un contexto donde el énfasis está puesto en la búsqueda de la autosuficiencia energética, y en el que la incorporación a gran escala de energías renovables no convencionales (ERNC) en generación y los avances en la tecnología del GNL, han contribuido a una cierta convergencia entre los costos marginales de largo plazo de los sistemas de la región, el interés de los países por el comercio internacional de energía eléctrica se vio en parte menguado. No obstante, **la clara tendencia a una mayor incidencia de fuentes con limitada capacidad de gestión, pone de relieve el tema de los excedentes de vertimiento (hidráulico + eólico + solar + biomasa no gestionable) y la posibilidad de su valorización vía la exportación**. Al mismo tiempo que constituyen una buena oportunidad para que el país importador pueda reducir los costos del abastecimiento de energía eléctrica, y contribuir de forma significativa a la reducción de las emisiones de GEI de la región y al cumplimiento de las metas propuestas por los países en el Acuerdo de París.

Para que los países del SIESUR (y en particular los de mayor tamaño relativo) comiencen a prestar más atención al intercambio energético con los países vecinos, los excedentes disponibles para el comercio transfronterizo deberán alcanzar una magnitud tal que justifique destinar recursos y afrontar eventuales complicaciones

²⁵ Tablas 1,2,5,6,7,8,9,10,11,12 y 13.

asociadas a la realización de cambios o a la introducción de nuevas normas, en las que se puedan verse afectados algunos actores. En tal sentido **resultan muy auspiciosas las iniciativas implementadas por el Brasil en los últimos años por medio de las Portarias 339 y 418, y así como las que están actualmente en evaluación en materia de exp/imp de energía eléctrica**. Si Brasil logra concretar las iniciativas para posibilitar la exportación de energía eléctrica de vertimientos turbinables, y de electricidad proveniente de excedentes renovables no hidroeléctricos, se estaría dando un paso muy importante para alcanzar dicha **masa crítica**, visto que los escenarios prospectivos del sistema brasileiro muestran valores crecientes de ambos excedentes. De materializarse tal escenario, y ajustarse en un marco de común acuerdo entre los países los mecanismos que posibiliten una intensificación de los intercambios, se estarían sentando las bases para que en una **próxima etapa** los países puedan plantearse avanzar hacia la conformación de un **mercado energético regional**, cuyo diseño deberá dar cuenta de las especificidades que presenta la región (como la importante asimetría en el tamaño de los países y la dotación de recursos, entre otros).

En tal sentido se sugiere complementar las citadas iniciativas unilaterales con la suscripción de **acuerdos bilaterales** (o multilaterales) que proporcionen un **marco estable y consensuado por las partes**, de los términos y condiciones en los que se desenvuelven los intercambios. La búsqueda de mecanismos que impliquen la adopción de **criterios de reparto de beneficios** que sean satisfactorios para todas las partes, y el **apego a las normas establecidas**, son algunas de las medidas a implementar y conductas a seguir, con el fin de crear un entorno favorable a un mayor desarrollo al comercio internacional de energía eléctrica y propiciar su sostenibilidad en el tiempo.

El camino hacia la **multilateralidad** pasa necesariamente porque el régimen de **tránsito de energía eléctrica por terceros países** pueda ponerse en práctica. Pero los antecedentes son elocuentes respecto de las dificultades experimentadas en la región a la hora de plantearse la implementación de dicho régimen. Es con el fin de contribuir a su superación, que se propone como ejercicio práctico, analizar la **factibilidad técnico-económica de la venta de energía eléctrica del Paraguay a Chile, utilizando a la Argentina como país de tránsito**. La realización de este ejercicio proporcionaría insumos para obtener una primera evaluación de los beneficios regionales a ser repartidos, y la asignación a cada participante según distintos criterios de reparto²⁶. A partir de los resultados de este ejercicio se tendrá una primera noción acerca de si vale la pena o no seguir explorando dicha posibilidad, y avanzar en las definiciones a nivel normativo que se requieran.

Pero ninguno de los esfuerzos en pro de una intensificación de los intercambios dará frutos, si a ello no se le suma la existencia de una **voluntad política real** (que vaya más allá de lo declarativo) por parte de los países de avanzar en esta dirección.

²⁶ Con especial énfasis en la consideración de los requisitos que postula la Argentina, que en este ejercicio oficiaría de país en tránsito.