



Gestión del Riesgo Cambiario para la Integración Eléctrica en SIESUR

Estudios Especializados para la
Identificación de Oportunidades para
Intensificar los Intercambios de
Energía entre los Países del Cono Sur,
Proyecto SIESUR

Antonio **BARBALHO**
Juan **MARTINEZ** Alvarez
Adrián Ernesto **ORTEGA** Andrade
Sebastian **VARGAS** Macedo





Alfonso Blanco Bonilla
Secretario Ejecutivo

Guillermo A. Koutoudjian
Director Interino de Integración, Acceso y Seguridad Energética

Autores: Antonio BARBALHO, Juan MARTINEZ Alvarez, Adrián Ernesto ORTEGA Andrade y Sebastian VARGAS Macedo

El presente documento fue realizado por Autores, bajo la supervisión de Juan Martinez Alvarez (Banco Interamericano de Desarrollo) y 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 de los autores y pueden no coincidir con las de las organizaciones mencionadas en este documento.

Citar este documento como: Barbalho, A., Martinez, J., Ortega, A y Vargas, S. 2022. Herramientas y mecanismos de cobertura de riesgo cambiario y su rol en la integración energética SIESUR. Banco Interamericano de Desarrollo, Organización Latinoamericana de la Energía.

Publicación de la Organización Latinoamericana de Energía
Copyright © OLADE, Organización Latinoamericana de Energía. Todos los derechos reservados
Marzo de 2022

Contenido

Lista de gráficos	5
Lista de tablas	8
Resumen Ejecutivo	11
Introducción	18
1. Riesgos Cambiarios en SIESUR	20
1.1. Flujos Físicos de Electricidad en SIESUR	21
1.1.1. Situación Actual	21
1.1.2. Escenarios de Intercambio de Electricidad	22
1.2. Entorno Contractual	25
1.2.1. Principios Generales y Estructura del Contrato	25
1.2.2. Cambios en el Mercado de Electricidad y Características de los Contratos Denominados en Moneda Extranjera	27
1.3. Riesgos de los Contratos Transfronterizos de Electricidad	31
1.3.1. Principales Fuentes de Riesgo en los Contratos de Electricidad	31
1.3.2. Riesgo Cambiario	32
1.4. Estimación de los Riesgos Cambiarios en SIESUR	34
1.4.1. Metodología de Estimación de la Exposición del Riesgo Cambiario	34
1.4.2. Valor de las Transacciones en el SIESUR y Volatilidad del Tipo de Cambio	36
1.4.3. Estimación de la Exposición Cambiaria	38
1.4.4. Análisis de sensibilidad	40
1.4.5. Conclusiones del Ejercicio de Sensibilidad	41

2. Marco para Evaluar la Mitigación del Riesgo Cambiario en el Comercio de Electricidad	42
2.1. El Marco Multidimensional	43
2.2. Mecanismos de Mitigación de Riesgos	45
2.2.1. Mecanismos a Nivel de Empresa	45
2.2.2. Mecanismos a Nivel País	46
2.2.3. Mecanismos a Nivel Supranacional	47
3. Experiencias Internacionales en la Mitigación del Riesgo Cambiario del Mercado Eléctrico	50
3.1. Introducción a los Casos de Estudio	51
3.2. Intercambio de Energía en el Sudeste Asiático	52
3.2.1. Descripción del Mercado	52
3.2.2. Mecanismos Aplicados de Mitigación del Riesgo Cambiario	54
3.3. Mercado de Energía de África Occidental	57
3.3.1. Descripción del Mercado	57
3.3.2. Mecanismos Aplicados de Mitigación del Riesgo Cambiario	58
3.4. Comercio de Electricidad en los Países Andinos	61
3.4.1. Descripción del Mercado	61
3.4.2. Mecanismos Aplicados de Mitigación del Riesgo Cambiario	62
3.5. Comercio de Electricidad en Centroamérica	64

3.5.1. Descripción del Mercado	64
3.5.2. Mecanismos Aplicados de Mitigación del Riesgo Cambiario	65
3.6. Mercado Europeo de Electricidad	69
3.6.1. Descripción del Mercado	69
3.6.2. Mecanismos Aplicados de Mitigación del Riesgo Cambiario	70
3.7 Revisión de Casos de Experiencia Internacional	72
3.8. Lecciones Aprendidas y Aplicabilidad a SIESUR	76
4. Estrategias de Mitigación del Riesgo Cambiario para SIESUR	79
4.1. Políticas de Apoyo para Aumentar el Intercambio de Electricidad de Forma Eficiente	80
4.2. Acuerdos y Contratos - Soluciones Basadas en el Entorno Normativo y de Contratación	84
4.3. Soluciones Financieras para Reducir la Exposición al Riesgo de Divisas	88
4.3.1 Soluciones del Sector Financiero	88
4.3.2 Intervenciones de Política Pública	89
4.4. Papel del Mercosur y de los Bancos Multilaterales de Desarrollo	91
4.4.1. El Papel Potencial de Mercosur	91
4.4.2. El Papel de los Bancos Multilaterales de Desarrollo.	92
5. Conclusiones	95

Anexo

Anexo I - Acrónimos	102
Anexo II - Metodología y Estimaciones de la Exposición al Riesgo de Tipo de Cambio	107
II.1. Estimación de la exposición cambiaria a través de simulaciones de Monte Carlo	107
II.2. Distribuciones Estimadas de las Importaciones de los Países del SIESUR – Escenario con Temporalidad de Pago a 30 días	117
II.3. Distribuciones Estimadas de las Importaciones de los Países del SIESUR – Escenario con Temporalidad de Pago a 15 días.	123
Anexo III - Estudios de Caso: Capacidad de Interconexión e Intercambio de Electricidad	129
III.1. Bolsa de Electricidad SIESUR	129
III.1.1. Experiencia Brasileña en el Tratamiento del Riesgo Cambiario	130
III. 2. Red Eléctrica de la ASEAN - APG	131
III. 2.1. Ejemplo en ASEAN de la Estructura de Financiación del Proyecto Nam Theun 2 y Mecanismo de Mitigación del Riesgo Cambiario	133
III. 3. Mercado Eléctrico de África Occidental - WAPP	136
III. 4. Región Andina.	136
III. 5. Sistema Eléctrico Interconectado de América Central - SIEPAC	137
III. 6. Interconexiones Eléctricas Europeas	138

Lista de gráficos

Figura 1 – Capacidad de interconexión de SIESUR en 2020	21
Figura 2 – Pilares del entorno de contratación de SIESUR	25
Figura 3 – Etapas de desarrollo de la exposición cambiaria de las transacciones	33
Figura 4 – Riesgos cambiarios en las transacciones de energía	37
Figura 5 – Volatilidad del tipo de cambio 2000-2021	38
Figura 6 – Mitigación de los riesgos de tipo de cambio mediante una cascada progresiva de herramientas	44
Figura 7 – Red eléctrica de la ASEAN	53
Figura 8 – Centros de Interconexiones en el WAPP	58
Figura 9 – Red eléctrica de Ecuador y países miembros de la CAN	62
Figura 10 – Nodos de interconexión eléctrica del SIEPAC	65
Figura 11 – Interconexiones eléctricas del Reino Unido y el Nord Pool	70
Figura 12 – Iniciativas de política pública a nivel nacional	83
Figura 13 – Tipo de cambio diario 2000-2021 expresado en divisa local por USD	108
Figura 14 – Volatilidad a 30 días del tipo de cambio 2000-2021	109
Figura 15 – Construcción de distribuciones de probabilidad empíricas empleando simulaciones de Monte Carlo	110
Figura 16 – Distribución histórica de variaciones del tipo de cambio	111
Figura 17 – Distribución empírica simulada de exposiciones cambiarias	112

Figura 18 – Volatilidad cambiaria a 30 días (arriba-izquierda) versus 15 días (arriba-derecha) y 45 días (abajo-izquierda)	114
Figura 19 – Distribución de exposición de las importaciones. Caso: ars	117
Figura 20- Importaciones desde Brasil	118
Figura 21 - Importaciones desde Uruguay. Distribución de exposición total de las importaciones caso ars_uyu	118
Figura 22 - Importaciones desde Paraguay. Distribución de exposición total de las importaciones caso ars_pyg	119
Figura 23 - Distribución de exposición de las importaciones. Caso: brl	119
Figura 24 - Importaciones desde Argentina. Distribución de exposición total de las importaciones caso brl_ars	120
Figura 25 - Importaciones desde Paraguay. Distribución de exposición total de las importaciones caso brl_pyg	120
Figura 26 - Importaciones desde Uruguay. Distribución de exposición total de las importaciones caso brl_uyu	121
Figura 27 - Distribución de exposición de las importaciones. Caso: uyu	121
Figura 28 - Distribución de exposición total (a 15 días) de las importaciones. Caso: ars	123
Figura 29 - Importaciones desde Brasil	124
Figura 30 - Importaciones desde Uruguay	124
Figura 31 - Importaciones desde Paraguay	125
Figura 32 - Distribución de exposición total (a 15 días) de las importaciones. Caso: brl	125

Figura 33 - Importaciones desde Argentina.	126
Figura 34 - Importaciones desde Paraguay.	126
Figura 35 - Importaciones desde Uruguay.	127
Figura 36 - Distribución de exposición total (a 15 días) de las importaciones. Caso: uyu.	127
Figura 37 - Regiones de la red eléctrica de la ASEAN.	132
Figura 38 - Interconexiones del Mercado Eléctrico de África Occidental.	135
Figura 39 - Interconexiones transfronterizas paneuropeas.	138
Figura 40 - Interconexiones eléctricas de Europa Central y del Sudeste.	140

Lista de tablas

Tabla 1 - Intercambio de electricidad de SIESUR en 2018 / 2019 (MW_Promedio)	22
Tabla 2 - Escenarios de Intercambio de Energía en SIESUR en 2025 (Flujos medios de energía en MW_Promedio)	23
Tabla 3 - Escenarios de Intercambio de Energía en SIESUR a 2025 (Intercambio de energía como porcentaje de la demanda)	24
Tabla 4 - Resumen de los contratos de intercambio de electricidad en SIESUR	28
Tabla 5 - Principales fuentes de riesgo en los contratos de electricidad	31
Tabla 6 – Resumen de variables clave para el análisis de riesgo cambiario	35
Tabla 7 – Importaciones y exportaciones promedio mensuales en 2020 de países del SIESUR (Millones de USD)	36
Tabla 8 – Estimación de la exposición de las importaciones de energía de los países de SIESUR. Valores en millones de divisa local.	39
Tabla 9 – Valor Máximo Esperado de Sobre costo de Transacciones de Energía en SIESUR debido al riesgo cambiario (como porcentaje sobre valor monetario inicial del intercambio)	39
Tabla 10 – Comparación de resultados entre escenarios base y con reducción de tiempos (Valores en millones de divisa local)	40
Tabla 11 - Matriz de mecanismos de mitigación de riesgo cambiario por tipo y nivel de los participantes	43
Tabla 12 – Resumen de mecanismos de mitigación de riesgos según nivel de los participantes	49

Tabla 13 - Resumen de los mecanismos de mitigación de riesgo cambiario aplicados por los mercados regionales	73
Tabla 14 - Lecciones aprendidas de la gestión del riesgo cambiario a partir de la experiencia internacional	76
Tabla 15 – Presencia de soluciones de política pública para la gestión del riesgo cambiario.	82
Tabla 16 - Elementos para la normalización del contrato de intercambio SIESUR	84
Tabla 17 - Soluciones financieras - Instrumentos de mercado	89
Tabla 18 - Soluciones financieras públicas - Iniciativa de activación del mercado	90
Tabla 19 - Posibles iniciativas de apoyo al SIESUR	91
Tabla 20 - Posibles instrumentos de los BMD para apoyar la mitigación de los riesgos cambiarios del SIESUR	93
Tabla 21 – Estimación de la exposición de las importaciones de energía de los países de SIESUR. Valores en millones de divisa local	113
Tabla 22 – Comparación de resultados entre escenario base y escenario 1. Valores en millones de divisa local	115
Tabla 23 – Resultados de simulaciones para escenario 2	116
Tabla 24 - Bolsa de Electricidad SIESUR 2018-2020 (GWh)	129
Tabla 25 - Capacidad de las interconexiones de la ASEAN para el intercambio de electricidad - MW	131

Tabla 26 - Bolsa de electricidad de Tailandia - Flujo y valor promedio	132
Tabla 27 - Intercambio transfronterizo de electricidad WAPP (MW_Promedio) 2018-2020	134
Tabla 28 - Intercambio de electricidad Colombia-Ecuador-Perú (GWh)	136
Tabla 29 - Intercambio transfronterizo de electricidad SIEPAC (MW_Promedio) 2018-2021	137
Tabla 30 - Intercambio transfronterizo de electricidad en el Reino Unido (MW) 2019	138
Tabla 31 - Intercambio transfronterizo de electricidad del Nord Pool (MW) 2019	139
Tabla 32 - Intercambio transfronterizo de electricidad en Europa Central (MW) 2019	141
Tabla 33 - Intercambio transfronterizo de electricidad en el sureste de Europa (MW) 2019	142

Resumen Ejecutivo

La integración energética regional genera beneficios económicos, sociales y ambientales a los países involucrados. El aumento en las capacidades de interconexión de los sistemas eléctricos brinda la oportunidad para que los países incrementen la disponibilidad continua e ininterrumpida de energía y logren importantes ahorros de costos. La creación de sistemas eléctricos regionales puede contribuir a aprovechar de forma eficiente los recursos energéticos, a mejorar la seguridad energética de los países, y a abrir oportunidades para el desarrollo de los recursos de generación de energías limpias.

El intercambio de electricidad en SIESUR tiene un considerable potencial de crecimiento en la próxima década. En el estudio de Evaluación de las oportunidades de intensificar en el corto y mediano plazo los intercambios de electricidad, binacionales y entre países de SIESUR” [1] , se estimó que el beneficio económico a medio plazo que aporta la mejora del intercambio de energía en reducción de costes operativos oscila entre 1.300 y 2.400 millones de dólares, dependiendo del grado de integración. Sin embargo, el aumento de la integración también conlleva nuevos costes y riesgos. El riesgo cambiario asociado a las transacciones internacionales de energía es uno de los principales costes financieros asociados al aumento de los intercambios de electricidad en SIESUR.



Entre los riesgos identificados para avanzar en la integración energética de SIESUR se encuentra el riesgo cambiario. El riesgo cambiario en las transacciones de energía entre países se genera debido a que los contratos están denominados en dólares americanos (USD) y a que existe un desfase temporal entre la fecha de facturación y la fecha de pago efectivo de la energía contratada. Los contratos de intercambio de electricidad en SIESUR contemplan períodos de 30 a 70 días entre la fecha de facturación y el pago. La implicación práctica de esta estructura contractual es que la liquidación de las transacciones de electricidad expone a las contrapartes a la volatilidad mensual o bimensual de su moneda nacional frente al USD.

El análisis del riesgo cambiario se realizó desde la perspectiva del importador dado que la tendencia de largo plazo de las divisas de la región frente al dólar es hacia la depreciación. Esto implica que, en una transacción de energía entre países de SIESUR, los importadores son los que tienen mayor exposición al tipo de cambio, ya que, desde el momento de la facturación hasta el pago efectivo de energía comprada, su moneda nacional tiende habitualmente a depreciarse frente al dólar americano (Anexo II). Asimismo, el importador es el que tiene menor poder de negociación para fijar términos de precio y plazos de pago (Figura 4).

El riesgo cambiario surge de la incertidumbre sobre el valor que tomará el tipo de cambio al momento de hacer la conversión de moneda. Los resultados de las estimaciones de las exposiciones cambiarias para los países que reportan importar energía en SIESUR (Argentina, Brasil, y Uruguay) muestra una exposición significativa. En primer lugar, se observa que, 30 días después de realizada la transacción energética, el valor monetario esperado de las importaciones transadas se incrementó respecto al valor que estas hubieran representado si se hubieran pagado el mismo día que se facturó el intercambio de energía. Si llegasen a ocurrir depreciaciones consistentes con la volatilidad histórica del tipo de cambio, el valor en moneda nacional de las importaciones en USD de Argentina, Brasil y Uruguay podría llegar a incrementarse hasta en 13%, 11% y 6,6%, respectivamente. Estos son resultados relevantes ya que muestran que la exposición al tipo de cambio de las importaciones mensuales de los países de SIESUR pueden ser significativas en una ventana de tiempo relativamente corta.

Este ejercicio de estimación de la exposición cambiaria ha mostrado que los efectos de la volatilidad cambiaria sobre transacciones energéticas en SIESUR generan una exposición monetaria significativa. El valor esperado de los sobrecostos de las transacciones de energía en SIESUR asociadas al riesgo cambiario puede alcanzar el 13% del valor inicial de la transacción. Esta exposición cambiaria puede ser un factor que inhiba el crecimiento de los intercambios y la integración regional de SIESUR. Se condujo un ejercicio de sensibilidad bajo un escenario de mitigación del riesgo cambiario a través de acortar la ventana de tiempo entre la facturación y liquidación. Este ejercicio muestra que el riesgo podría reducirse significativamente. Pasando de 30 a 15 días entre facturación y liquidación, el sobrecosto máximo esperado se reduciría más de un 40%. Asimismo, se simuló otro escenario en el que la ventana de tiempo entre facturación y liquidación se expande, pasando de 30 días a 45. En este escenario se observa que la exposición cambiaria se incrementa significativamente, pudiendo llegar hasta un 117% respecto al escenario de 30 días.

Los participantes de las transacciones internacionales de energía de distintos niveles (empresas, países y entidades supranacionales) disponen de una serie de mecanismos distintos para mitigar los riesgos cambiarios. Los mecanismos (acuerdos y contratos, soluciones financieras y políticas públicas) abordan los riesgos cambiarios a través de una cascada progresiva de herramientas a disposición de los distintos participantes (Fig. 6).

El espectro de mecanismos a considerar viene determinado por el grado de la exposición al riesgo cambiario y por el grado de necesidad de apoyo público, e incluye desde swaps físicos de energía entre empresas hasta políticas gubernamentales y apoyo financiero de las entidades supranacionales. La experiencia internacional indica que no existe una solución única, sino la elaboración de instrumentos a la medida que se adapten mejor las condiciones locales y regionales para permitir el intercambio de electricidad.

Las empresas eléctricas pueden gestionar el riesgo cambiario mediante el uso de soluciones internas, dentro de la empresa, y soluciones externas en mercados financieros. Las empresas buscan reducir su exposición cambiaria mediante *swaps* físicos de energía y *swaps* internos de exposición cambiaria, y/o el uso de soluciones financieras externas que permitan a la empresa fijar el precio de la moneda extranjera para tener previsibilidad de los flujos de caja futuros. **Los países tienen diferentes tipos de opciones disponibles para gestionar el riesgo cambiario que surge de la exportación e importación de energía con otros países.** Las soluciones pueden categorizarse en tres grupos: 1) soluciones contractuales; 2) soluciones financieras; y 3) soluciones de política pública. **Hay varias soluciones disponibles a nivel supranacional que se pueden clasificar en soluciones de carácter regional, e instrumentos de organismos multilaterales.** Las soluciones regionales requieren acuerdos entre un bloque de países que quieren comercializar electricidad; y los instrumentos financieros ofrecidos por los Bancos Multilaterales de Desarrollo (BMD) buscan facilitar el comercio de energía entre países y apoyar la gestión adecuada del riesgo cambiario en las exportaciones e importaciones de electricidad.

La estrategia de gestión de la exposición al riesgo cambiario depende de varias condiciones contractuales entrelazadas. Entre las condiciones contractuales clave se encuentran: la fase de desarrollo del mercado eléctrico de los países; la cantidad de electricidad que se espera intercambiar; la profundidad y liquidez de las divisas nacionales; y la capacidad de los mercados financieros locales para proveer instrumentos para hacer frente a la exposición de las contrapartes al riesgo cambiario. Estas condiciones crean una interdependencia entre la configuración inicial del proyecto, el entorno de contratación y el diseño (previsto) del mercado eléctrico, que determinan la solución óptima para la gestión del riesgo cambiario.

Los estudios de caso, seleccionados para ilustrar la variedad de enfoques de cómo se aborda la gestión del riesgo cambiario en los mercados regionales de electricidad con altos niveles de integración, muestran una gama diversa de soluciones para gestionar el riesgo cambiario. Las experiencias de diferentes mercados eléctricos regionales que incluyen el sudeste asiático, África occidental, los países andinos, América Central, y Norte de Europa ofrecen cinco perspectivas que coinciden con los retos que afronta SIESUR para la gestión del riesgo cambiario. Cada región muestra los patrones de evolución de los intercambios de electricidad a lo largo del tiempo y los mecanismos de riesgo cambiario adoptados para mitigarlos con el fin de fomentar el comercio y la integración.

Los casos de estudio han identificado cinco elementos importantes al implementar las estrategias de mitigación del riesgo cambiario: 1) la naturaleza del intercambio de electricidad (proyecto de exportación frente a comercio incremental); 2) la estandarización de los contratos (firmes, interrumpibles y *spot*); 3) las garantías de pago (liquidadas y contingentes); 4) la duración de los contratos (cortos frente a largos); y 5) la madurez del mercado (disponibilidad de instrumentos financieros de cobertura de riesgos). Cada componente ha resultado en el uso de diferentes mecanismos para abordar los riesgos de mitigación de las divisas (Tabla 13). En la sección 6 se analizarán otros elementos que permitan mitigar los riesgos con éxito.

Las lecciones aprendidas de los casos de estudio aplicables al diseño de mecanismos de gestión del riesgo cambiario en SIESUR indican que se deben considerar los siguientes elementos:

- a. **Acuerdos y contratos:** se destacan dos grandes actividades. Por un lado, la convergencia de los principios generales de contratación de electricidad aplicables a los mercados del Mercosur, con un plan y una hoja de ruta para su implementación durante un período aceptable. Por otro lado, la reducción del periodo entre la facturación y liquidación contribuiría a limitar la exposición al riesgo de cambio de los importadores.
- b. **Instrumentos financieros:** desplegar técnicas financieras modernas derivadas de las mejores prácticas internacionales de *Project Finance*, incluyendo el apoyo crediticio y los instrumentos de cobertura de riesgos, para lograr flujos comerciales estables y predecibles. El desarrollo de instrumentos financieros beneficiaría al SIESUR al permitirles a los operadores cubrir la exposición a los riesgos cambiarios en función de los costes de oportunidad y las condiciones del mercado.
- c. **Políticas y normativas:** fomentar la alineación de políticas y normativas para impulsar la profundidad y la liquidez de los mercados de derivados y mejorar la disponibilidad de instrumentos financieros para los mercados eléctricos.

La experiencia internacional ha demostrado que el intercambio de electricidad se produce con éxito cuando existen entornos regulatorios estables. SIESUR es una iniciativa pública regional para mejorar la seguridad del suministro y aportar beneficios económicos regionales a los países del cono sur. El aumento de los intercambios energéticos debe ser secuencial, partiendo de pilares regulatorios y de políticas públicas sólidas para lograr resultados creíbles, tangibles y sostenibles a medio plazo. **Un nuevo entorno de contratación podría sustentarse en el modelo de intercambio de electricidad cinco-más-uno.** Mantiene los mercados nacionales de electricidad de los miembros de SIESUR (los cinco), y establece un mercado de intercambio de electricidad transfronterizo (el mercado +1). El nuevo entorno tendría tres piezas legales entrelazadas: una nueva estructura de contratos; un acuerdo de reglas de acoplamiento; y soluciones de base financiera.

La estandarización de los contratos de exportación-importación de electricidad en el SIESUR podría crear liquidez, y profundidad en las transacciones, para permitir el desarrollo y despliegue de instrumentos de mitigación del riesgo cambiario. Los contratos podrían beneficiarse de las mejores prácticas de la experiencia internacional (Tabla 16), lo que a su vez permitiría desplegar nuevas soluciones financieras de forma eficaz. **Las soluciones financieras complementarían el nuevo entorno de contratación para producir resultados eficientes de mitigación del riesgo cambiario.** Los mercados de cobertura y de seguros de los países de SIESUR están poco desarrollados y no ofrecen soluciones eficientes para la cobertura cambiaria de la electricidad. Las posibles carencias están relacionadas con la falta de profundidad de los mercados financieros y de seguros en algunos países de SIESUR.

Las políticas públicas pueden desempeñar un papel de apoyo a la integración eléctrica mientras los mercados financieros desarrollan nuevos instrumentos de cobertura de riesgos. Las políticas públicas tienen dos conjuntos de iniciativas: 1) facilitar las condiciones necesarias para el desarrollo de los mercados financieros a largo plazo; y 2) abordar los fallos del mercado mediante soluciones financieras públicas a corto plazo hasta que el mercado privado alcance un nivel óptimo de desarrollo. La primera iniciativa se centra en crear condiciones regulatorias óptimas para desarrollar instrumentos de cobertura de divisas para los contratos de electricidad en el mercado financiero y de seguros. La iniciativa incentiva por un lado a los mercados financieros para que construyan instrumentos, y, por otro, al regulador financiero para que habilite un entorno para desplegarlos. La segunda iniciativa aborda la actual falta de soluciones basadas en el sector financiero mediante la participación directa a través de los bancos centrales, los bancos nacionales y la disponibilidad de fondos públicos especializados.

La participación pública aborda la falta de escala (liquidez y profundidad) de los mercados de divisas y derivados disponibles para los contratos de electricidad.

Los bancos centrales y los reguladores del mercado tienen un papel fundamental en la alineación de la política monetaria con la política fiscal y las regulaciones para desplegar una ampliación prudente del mercado. El aumento de la disponibilidad de divisas y los derivados de divisas influyen en la liquidez, la profundidad y la competitividad de los precios. La percepción de la alineación de las políticas monetarias respetando los distintos entornos macroeconómicos puede enviarle las señales adecuadas al mercado para reducir los costes de transacción y comisiones innecesarias (Tabla 18).

El apoyo de las BMD ha demostrado tener un impacto positivo en las iniciativas de intercambio de electricidad. En este sentido, los organismos multilaterales de la región podrían ejercer su poder de convocatoria para apoyar la agenda de SIESUR. La agenda podría abordar las siguientes prioridades:

- i. **Política y normativa de divisas:** el acoplamiento de los entornos de regulación y contratación se apoya en políticas para producir resultados sostenibles. Se fomenta el diseño y la aplicación de instrumentos innovadores mediante la puesta en marcha de un Arenero Regulatorio para el intercambio de electricidad y el apoyo al diseño de los mecanismos/instrumentos financieros.
- ii. **Instrumentos de gestión de divisas:** estandarizar el entorno de contratación de los productos eléctricos basándose en las mejores prácticas. El diseño y desarrollo de productos financieros debería seguir un camino similar para garantizar la portabilidad y la aceptación entre las contrapartes. También debería considerarse la posibilidad de celebrar acuerdos marco, tanto para las empresas como para las entidades financieras.
- iii. **Soluciones financieras:** por un lado, la financiación de los estudios preparatorios constituye un apoyo para crear una hoja de ruta con base técnica. Por otro, los instrumentos financieros pueden servir para mitigar los riesgos cambiarios, como PBL con opción de desembolso diferido, garantías y líneas de liquidez, pueden servir para compensar posibles devaluaciones del tipo de cambio de forma que ayuden a facilitar el intercambio de electricidad de SIESUR. La Tabla 20 resume los principales tipos de apoyo que podrían los organismos multilaterales a SIESUR a corto, medio y largo plazo.

Introducción

La integración energética regional genera beneficios económicos, sociales y ambientales a los países involucrados. El aumento en las capacidades de interconexión de los sistemas eléctricos brinda la oportunidad para que los países incrementen la disponibilidad continua e ininterrumpida de energía y logren importantes ahorros de costos. La creación de sistemas eléctricos regionales puede contribuir a aprovechar de forma eficiente los recursos energéticos, a mejorar la seguridad energética de los países, y a abrir oportunidades para el desarrollo de los recursos de generación de energías limpias.

Los países del Cono Sur de América Latina (Argentina, Brasil, Chile, Paraguay y Uruguay), han avanzado en el dialogo para desarrollar el Sistema de Integración Energética del Sur (SIESUR). Con el objetivo de fomentar el intercambio eléctrico, el 14 de diciembre de 2018 se llevó a cabo en Uruguay, la 1ª Mesa de Diálogo “Interconexiones Eléctricas del Cono Sur – SIESUR”. A junio de 2022, se han desarrollado seis mesas de diálogo, las cuales se han centrado en identificar y resolver las principales barreras que están limitando un mayor uso de la infraestructura existente, aprovechar la complementariedad de los recursos energéticos de los países y capturar los múltiples beneficios y oportunidades que ofrece la integración energética.



Entre los riesgos identificados para avanzar en la integración energética de SIESUR se encuentra el riesgo cambiario. El riesgo cambiario en las transacciones de energía entre países se genera debido a que los contratos están denominados en dólares americanos (USD) y a que existe un desfase temporal entre la fecha de facturación y la fecha de pago efectivo. Los contratos de intercambio de electricidad en SIESUR contemplan periodos de 30 a 70 días entre la fecha de facturación en USD y el pago. La implicación práctica de esta estructura contractual es que la liquidación de las transacciones de electricidad expone a las contrapartes a la volatilidad mensual o bimensual de su moneda nacional frente al USD.

El objetivo del estudio es estimar la exposición cambiaria en las transacciones de energía de SIESUR y brindar posibles soluciones para su mitigación. El estudio se compone de cuatro secciones principales: En la primera sección se revisan los riesgos cambiarios en SIESUR, utilizando los flujos de intercambio y entornos contractuales actuales, así como las volatilidades cambiarias entre los países de SIESUR.

En la segunda sección se propone un marco para evaluar el riesgo cambiario y su mitigación desde una perspectiva de política pública. La tercera sección presenta experiencias internacionales de mercados energéticos regionales altamente integrados y analiza cómo han abordado la mitigación del riesgo cambiario. Y la cuarta sección discute posibles estrategias de mitigación de riesgo cambiario para SIESUR.

Capítulo 1

Riesgos Cambiarios en SIESUR

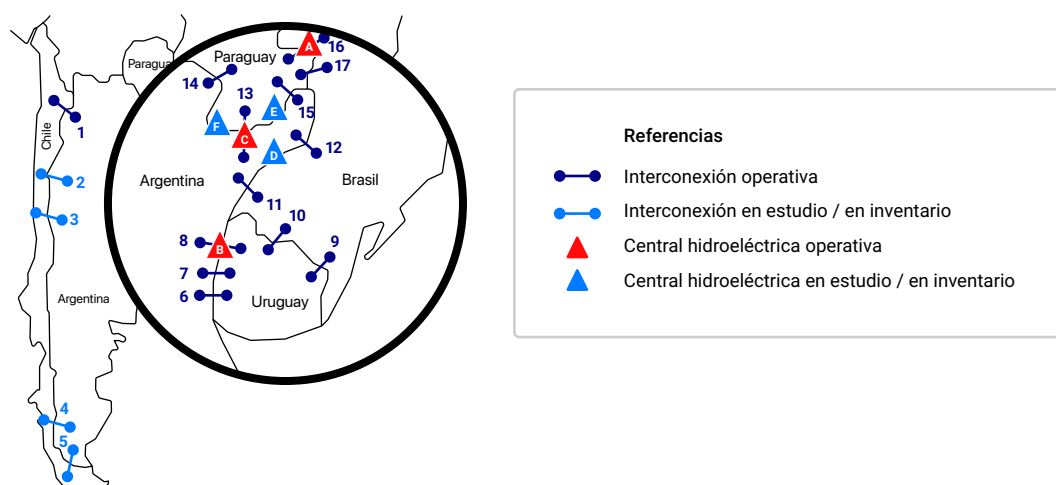


1.1. Flujos Físicos de Electricidad en SIESUR

1.1.1. Situación Actual

Las interconexiones de intercambio de electricidad del SIESUR partieron de la explotación conjunta de ríos binacionales en los que participan Argentina, Brasil, Paraguay y Uruguay. El intercambio se llevó a cabo mediante interconexiones transfronterizas construidas entre Argentina y Paraguay (proyecto Yacyretá) y entre Paraguay y Brasil (proyecto Itaipú). En los últimos cincuenta años las interconexiones han seguido evolucionando, gracias al desarrollo de proyectos que conectan a Argentina con Uruguay, Chile y Brasil (Fig. 1).

Figura 1 - Capacidad de interconexión de SIESUR en 2020.



Fuente: [2].

Paraguay es el mayor exportador de SIESUR, y Brasil y Argentina, los mayores importadores de electricidad. Paraguay exportó a Brasil y Argentina en promedio alrededor de 30.000 GWh en los años 2019 y 2020. La electricidad se exporta a Brasil tras la conversión física de su frecuencia de 50hz a 60Hz a través de grandes convertidores y enlaces de corriente continua (2do circuito Itaipú), lo que es una barrera física crítica para el flujo de electricidad en SIESUR. Brasil es el mayor mercado importador, alcanzando los 34.000 GWh, con electricidad procedente de Paraguay, Argentina y Uruguay. Argentina es el segundo mayor importador con 9.906 GWh de países de SIESUR (el único país con el que no intercambió fue Chile).

Los intercambios de electricidad dependen del crecimiento de la demanda, la disponibilidad de capacidad de generación y las condiciones meteorológicas que afectan a la hidrología y el viento en la región. Las condiciones climáticas extremas en la región (2019), como la falta de lluvias en el sur y la pandemia de COVID (2020 y 2021), han afectado los patrones de intercambio de electricidad. El intercambio disminuyó en 2019 debido a la producción de electricidad por debajo del promedio de la energía hidroeléctrica. Los flujos se presentan en la Tabla 1 en MW_Promedio¹.

Tabla 1 - Intercambio de electricidad de SIESUR en 2018 / 2019 (MW_Promedio).

Flujo	Importaciones						
Exportaciones	Países	ARG	BRZ	CHL	PRY	URY	Total
	ARG	-	30 / 29	-	-	7 / 7	37 / 36
	BRS	- / 23	-	-	-	-	- / 23
	CHL	-	-	-	-	-	-
	PRY	1.059 / 863	3.755 / 2.763	-	-	-	4.815 / 3.626
	URY	72 / 293	98 / 67	-	-	-	169 / 361
	Total	1.131 / 1.180	3.883 / 2.859	-	-	7 / 7	5.021 / 4.046

Fuente: [2]. Anexo III.

1.1.2. Escenarios de Intercambio de Electricidad

El intercambio de electricidad en SIESUR tiene un considerable potencial de crecimiento en la próxima década. El un estudio reciente [1] se definió tres escenarios potenciales de despacho para un futuro próximo en SIESUR, que son: (i) escenario actual; (ii) escenario de integración total del mercado; y (iii) escenario realista, una situación intermedia entre los escenarios actual y de integración total del mercado. Las simulaciones tuvieron en cuenta el impacto de las condiciones meteorológicas en los embalses, el crecimiento de la demanda de los países y la ausencia de inversiones adicionales en infraestructuras. Los escenarios indicaron un cambio potencial en la dinámica comercial hasta 2025 (Tabla 2).

¹ MW_Promedio – la cantidad de electricidad producida/consumida anualmente dividida por 8,760 horas (número de horas en un año). Proporciona una referencia equivalente para ser comparada con la capacidad de generación y transmisión de energía.

Tabla 2 - Escenarios de Intercambio de Energía en SIESUR en 2025 (Flujos medios de energía en MW_Promedio).

País	Transacción	Escenario Actual	Escenario Realista	Escenario de Integración Total	Variación Realista/ Actual	Variación Integración Total /Actual
Paraguay	Exportar	690	1.800	2.900	261%	420%
	Importaciones	5	28	91	560%	1820%
	Comercio neto	685	1.772	2.810	259%	410%
Brasil	Exportar	204	1.034	1.968	507%	965%
	Importaciones	461	857	1.845	186%	400%
	Comercio neto	-256	177	123	-69%	-48%
Argentina	Exportar	93	212	622	228%	669%
	Importaciones	508	2.438	3.798	480%	748%
	Comercio neto	-415	-2.226	-3.176	536%	765%
Uruguay	Exportar	69	253	436	367%	632%
	Importaciones	99	87	251	88%	254%
	Comercio neto	-30	166	185	-553%	-617%
Chile	Exportar	49	244	498	498%	1016%
	Importaciones	0	27	247	0%	0%
	Comercio neto	49	218	251	445%	512%
Total	Exportar	1.105	3.543	6.424	1,860%	3.702%
	Importaciones	1.073	3.437	6.232	1,314%	3.221%
	Comercio neto	33	107	193	617%	1.023%

Fuente: [1].

Si la integración de la electricidad avanza, la dinámica de los flujos de energía en SIESUR cambia. La variación de los flujos totales de energía promedio a través de las interconexiones se aleja significativamente de la situación actual si el intercambio de electricidad crece. Los volúmenes netos intercambiados resultantes confirman que Paraguay seguiría siendo el primer exportador de la región en los tres escenarios. En el caso de la integración total del mercado, Paraguay exportaría un volumen de energía superior a su demanda, convirtiendo al país en un potencial "comerciante" de energía (Tabla 3). Argentina es el país que más se beneficiaría de la nueva configuración de los intercambios, convirtiéndose en un importante importador de electricidad, al tiempo que mejoraría el comercio con Chile, Uruguay y Paraguay.

Tabla 3 - Escenarios de Intercambio de Energía en SIESUR a 2025 (Intercambio de energía como porcentaje de la demanda).

País	Transacción	Capacidad comercial neta intercambiada como porcentaje de la demanda		
		Actual	Realista	Integración total del mercado
Paraguay	Exportación neta	26%	67%	107%
Brasil	Importación neta	0%	0%	0%
Argentina	Importación neta	3%	13%	20%
Uruguay	Exportación neta	-2%	12%	13%
Chile	Importación neta	0%	2%	2%

Fuente: [1].

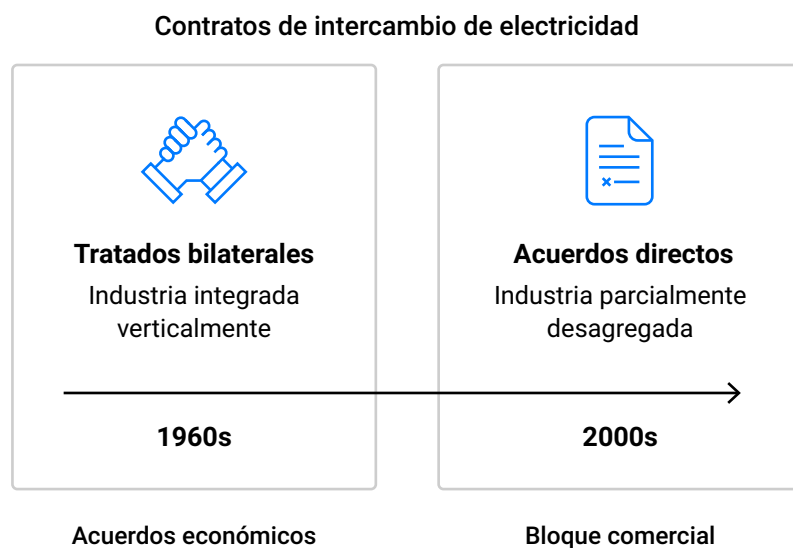
Si el intercambio de electricidad aumenta, el entorno de contratación tiene que adaptarse para lograr captar los beneficios de la integración. Las reglas de intercambio y los contratos entre los países del SIESUR deben captar los beneficios de una mayor integración. El beneficio económico que aporta la mejora del intercambio en reducción de costes operativos en las tres simulaciones se estima que alcanza más de 1.300, 1.900 y 2.400 millones de dólares, respectivamente. Sin embargo, el aumento de la integración también conlleva nuevos costes y riesgos. El riesgo cambiario asociado a las transacciones internacionales de energía es uno de los principales costes financieros asociados al aumento de los intercambios de electricidad en SIESUR. El entorno de contratación debe evolucionar y adaptarse a una nueva situación que mitigue adecuadamente este riesgo.

1.2. Entorno Contractual

1.2.1. Principios Generales y Estructura del Contrato

El ambiente de contratación en SIESUR se ha desarrollado en base a dos modelos: uno antiguo de tratados bilaterales para desarrollar plantas generadoras binacionales; y uno moderno de acuerdos directos para exportar e importar en los mercados eléctricos. Los Tratados Bilaterales, como Yacyretá e Itaipú, establecen las condiciones generales para la generación de electricidad y la venta de excedentes de un socio a otro. Los acuerdos directos, que funcionan en el marco de un acuerdo económico², se celebran entre dos entidades nacionales que actúan como partes privadas dispuestas a comprar y vender electricidad entre sí (Fig. 2).

Figura 2 - Pilares del entorno de contratación de SIESUR.



Fuente: [3].

² Un acuerdo económico es un acto formal de concertación de acuerdos que facilitan y eliminan las barreras a la libre circulación de bienes, servicios e inversiones entre países.

Los recursos naturales binacionales compartidos han permitido adoptar tratados bilaterales como base contractual para invertir en proyectos de exportación.

Adoptado en la década de 1960, los tratados bilaterales requerían la ratificación de cada congreso nacional para respaldar el importe de las inversiones que debían compartir los países. La electricidad de los ríos binacionales es producida por una empresa mixta como Itaipú Binacional, la Entidad Binacional de Yacyretá (EBY), y la Comisión Técnica Mixta de Salto Grande (CTMSG)³. Los planes de producción y generación de energía hidroeléctrica se revisan anualmente en función de las condiciones hidrológicas previstas por los operadores de transmisión y de las directrices técnicas.

Los tratados bilaterales conceden derechos exclusivos a los países productores para intercambiar electricidad entre ellos e impiden la reventa a terceros.

La energía interrumpible es el régimen de venta permitido, con contratos contingentes que abordan el exceso de energía y las sequías. Los precios de la electricidad se fijan para cumplir los acuerdos de inversión. El contrato de exportación está denominado en dólares y la electricidad importada tiene prioridad de despacho (*must-take*). Los puntos de entrega están situados en cada frontera y se facturan mensualmente. La estructura de los contratos de las entidades binacionales tiene un enfoque general, sin cumplir los principios de evaluación de riesgos que se utilizan en los acuerdos directos.

Los acuerdos directos adoptados después de 1995 reflejan la evolución de los mercados nacionales de electricidad adhiriéndose a los principios de evaluación de riesgos.

La capacidad de exportar electricidad en forma conjunta o por separado se acuerda entre las dos partes. La cantidad de importación se califica como energía interrumpible destinada al mercado a corto plazo. Las ventas al contado están permitidas si la energía y la capacidad de transmisión están disponibles en los puntos de entrega/importación. Según las normativas nacionales, la electricidad se ofrece semanalmente y se liquida al precio en dólares del importador al final de cada mes. Las importaciones no tienen prioridad en el despacho.

³ Entidades binacionales de propiedad conjunta de Brasil y Paraguay (Itaipú), Argentina y Paraguay (Yaciretá), y Argentina y Uruguay (Salto Grande).

La electricidad todavía se considera un servicio, no un commodity⁴, lo que hace que el país exportador no tenga derechos especiales de acceso al mercado del país importador. De acuerdo con las normas de la Organización Mundial del Comercio (OMC) y del Mercosur, los exportadores de electricidad no tienen un estatus preferente en SIESUR, y siguen estando sujetos a las normas nacionales del mercado energético. Además, debido a que algunos países de SIESUR crearon mercados eléctricos competitivos, los contratos de importación ya no pueden contar con el respaldo de las garantías soberanas sin infringir las leyes de competencia. Estos acuerdos han hecho explícitos los riesgos en los que incurren las contrapartes cuando celebran acuerdos de intercambio transfronterizo, especialmente cuando están denominados en divisa extranjera.

1.2.2 Cambios en el Mercado de Electricidad y Características de los Contratos Denominados en Moneda Extranjera

En los últimos cincuenta años, el entorno de contratación ha cambiado considerablemente en el intercambio de electricidad de SIESUR, con implicaciones críticas para los contratos de importación. La estructura del mercado evolucionó de empresas de servicios públicos integradas verticalmente y respaldadas por el Estado a una industria competitiva y parcialmente desagregada con empresas operadoras que cotizan en bolsa, reguladas nacional e internacionalmente. En este sentido, el despacho centralizado de electricidad pasó de ser implícito a ser explícito basado en los costes y precios del mercado. Las empresas que operan en Argentina y Brasil, a la medida de lo posible, han podido utilizar derivados financieros para cubrir su riesgo de tipo de cambio, aprovechando que el mercado de futuros ha tenido suficiente profundidad en términos de liquidez y plazos para absorber el riesgo de devaluación.

Los contratos comerciales de intercambio de electricidad han compartido históricamente un conjunto estándar de características que indican una aversión al riesgo. Se ha evitado fijar compromisos a largo plazo (más de 20 años) que favorezcan la entrega de energía interrumpible. La importación de electricidad se ha llevado a cabo a través de tratados bilaterales y acuerdos directos (como una forma de acuerdo de compra de energía a largo plazo), pero sin establecer por adelantado el compromiso anual de cantidades de electricidad y la asignación de capacidad. Por otro lado, los pagos denominados en dólares para los contratos de importación son una característica estándar.

⁴ Commodity se considera a bienes y materiales básicos.

El periodo entre la facturación y la liquidación oscila entre treinta y setenta días, lo que expone a las contrapartes al riesgo cambiario causado por la volatilidad de las divisas nacionales frente al dólar. La Tabla 4 resume las características de los contratos existentes en moneda extranjera en SIESUR.

Tabla 4 - Resumen de los contratos de intercambio de electricidad en SIESUR.

Características	Paraguay Argentina	Paraguay Brasil	Argentina Uruguay	Argentina Brasil	Uruguay Brasil	Argentina Chile
Acuerdo						
Tipo de acuerdo	Tratado bilateral entre Paraguay (ANDE) y Argentina (Secretaría de Energía).	Tratado bilateral entre Paraguay (ANDE) y Brasil (ENBPar*)	Acuerdo de interconexión energética entre Argentina y Uruguay. Comisión Técnica de Salto Grande	Acuerdo directo entre la EBISA y Eletrobras.	Tratado de Amistad, Cooperación y Comercio; Memorando de Entendimiento entre Uruguay y Brasil, seguido de un Acuerdo Directo entre UTE y Eletrobras /ENEL.	Acuerdo de Complementación Económica (ACE_AU) n° 16. Acuerdo directo.
Energía firme	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Interrumpible / Spot	Según la disponibilidad de energía y capacidad.	Según el Programa Operativo y la Asignación de Capacidad del Tratado.	Según la disponibilidad de energía y capacidad.	Según el Programa Operativo.	Según el Programa Operativo.	Según la disponibilidad de energía y capacidad.
Precio	Establecido en el Tratado Revisado anualmente	Establecido en el Tratado Revisado anualmente	Establecido en el Acuerdo. Revisado anualmente	Establecido en el Acuerdo. Revisado anualmente	Establecido en el Acuerdo Directo Revisado anualmente	Establecido en ACE_AU
Dirección del flujo						
Vendedor	ANDE (Paraguay)	ANDE (Paraguay)	IEASA (ARG) /UTE (URY)	IEASA (Argentina)	UTE (Uruguay)	IEASA (ARG)/SIN (CHI)
Comprador	IEASA (Argentina)	Grupo Eletrobras (Brasil)	UTE (URY) /IESA (ARG)	Grupo Eletrobras (Brasil)	Grupo Eletrobras (Brasil)	SIN (CHI) /IEASA (ARG)

Tabla 4 - Resumen de los contratos de intercambio de electricidad en SIESUR (continuación).

Características	Paraguay Argentina	Paraguay Brasil	Argentina Uruguay	Argentina Brasil	Uruguay Brasil	Argentina Chile
	Dirección del flujo					
Punto de entrega	Yaciretá y otros	Itaipú	Salto Grande y otros	Garabi 1 y 2 y otros	Rivera y Melo	Cobos
	Flujos contratados y duración					
Energía (MWh)	La energía disponible de la ANDE y las necesidades del programa operativo mensual/trimestral de IEASA.	La energía disponible de la ANDE y el programa operativo de Eletrobras mes/trimestre/año, sujeto al Tratado.	IEASA/UTE energía disponible necesidades mensuales/trimestrales del programa de funcionamiento.	La energía disponible de IEASA y el programa operativo mensual/trimestral/anual de Eletrobras.	La energía disponible de UTE y el programa operativo mensual/trimestral/anual de Eletrobras.	Inactivo desde 2017
Capacidad (MW)	Límites de funcionamiento de las interconexiones (3.320 MW).	Límites de funcionamiento de las interconexiones (6.300 MW).	Límites de funcionamiento de las interconexiones (3.990 MW).	Límites de funcionamiento de las interconexiones (2.250 MW).	Límites de funcionamiento de las interconexiones (570 MW).	Límites de funcionamiento de las interconexiones (633 MW).
Día de inicio	1973 (BACALAO 1994), 2017	1973 (BACALAO 1984)	1974 (BACALAO 1979)	BACALAO 1995/2000/2002	COD 2001/2016	1999
Día de finalización	N/A	2023	N/A	N/A	N/A	Inactivo desde 2017
	Detalles de la facturación					
Fecha de facturación	Dentro de los 15 -20 días del mes siguiente a la entrega	Hasta 15 días después del mes de entrega.	Dentro de los 15 -20 días del mes siguiente a la entrega	Hasta 15 días después del mes de entrega.	Hasta 15 días después del mes de entrega.	-
Período de referencia	Mes	Mes	Mes	Mes	Mes	-
Moneda	USD	USD	USD	USD	USD	USD

Tabla 4 - Resumen de los contratos de intercambio de electricidad en SIESUR (continuación).

Características	Paraguay Argentina	Paraguay Brasil	Argentina Uruguay	Argentina Brasil	Uruguay Brasil	Argentina Chile
Importe	Cantidad entregada x Precio (Tratado)	Cantidad entregada x Precio (Tratado)	Cantidad entregada x Precio (Acuerdo)	Cantidad entregada x Precio (Acuerdo)	Cantidad entregada x Precio (Acuerdo)	-
Fecha de liquidación	La fecha de vencimiento es de 45 días después de recibir la factura en las oficinas de IEASA	Los DisCos pagan a ENBpar los días 10, 20 y 30 de cada mes en dólares americanos. ENBpar paga a ANDE hasta 15 días después.	La fecha de vencimiento es de 45 días después de recibir la factura en las oficinas de IEASA	DisCos paga a CCEE cada 8 del mes siguiente a la entrega en BRL. Eletrobras paga a IEASA hasta 15 días después.	DisCos pagan a CCEE cada 8 del mes siguiente a la entrega en BRL. Eletrobras y ENEL Green Power pagan la UTE hasta 15 días después.	-
Fecha de pago efectiva	Aproximadamente 70 días.	Hasta 60 días después de la facturación	Aproximadamente 70 días.	Hasta 60 días después de la facturación	Hasta 60 días después de la facturación	-

Fuente: [3] A partir de las solicitudes de la OLADE a los países miembros.

Nota: *Sucesor de Eletrobras. Los acuerdos de Itaipú se subrogan en ENBpar (Empresa Nacional Brasileira de participações) [4], [5].

1.3. Riesgos de los Contratos Transfronterizos de Electricidad

1.3.1 Principales Fuentes de Riesgo en los Contratos de Electricidad

El intercambio transfronterizo de electricidad se lleva a cabo mediante un acuerdo contractual (transacción o comercio) que incluye seis elementos. Comprende: 1) las contrapartes implicadas; 2) la cantidad de energía nomencl (en MWh, MW, otros); 3) la fecha de entrega; 4) la moneda elegida para el intercambio; 5) el precio de la energía; y 6) la fecha de liquidación del pago. Estos acuerdos indican cómo se ejecuta una transacción entre dos países teniendo en cuenta las perspectivas técnicas, comerciales, políticas y financieras.

El contrato de compra de electricidad tiene riesgos inherentes a la capacidad de las contrapartes para cumplir sus obligaciones contractuales. Destaca dos preocupaciones comunes de las contrapartes: 1) la capacidad del exportador para entregar el volumen de energía pactado (riesgo operativo); y 2) la capacidad del importador de realizar el pago de la electricidad comprada (riesgo de crédito). Estas preocupaciones se derivan de la incertidumbre sobre la liquidación de las obligaciones (es decir, las facturas) emitidas por el exportador y la capacidad del importador para cumplirlas el día de la liquidación. La Tabla 5 destaca las principales fuentes de riesgos que afectan a un contrato de intercambio de electricidad. Este estudio se centra en el análisis del riesgo cambiario asociado a los intercambios transfronterizos de electricidad.

Tabla 5 - Principales fuentes de riesgo en los contratos de electricidad.

Nivel	Componente	Descripción
Contractual	Operativo	<ul style="list-style-type: none"> Capacidad de los productores para enviar la electricidad contratada al punto de entrega. Capacidad del comprador para tomar la electricidad y enviarla a los puntos de mercado.
	Mercado	<ul style="list-style-type: none"> Capacidad del comprador de tomar la electricidad en el punto de entrega y colocarla en el mercado.
	Precio	<ul style="list-style-type: none"> Capacidad de obtener el valor esperado de la electricidad en el punto de entrega y la colocación en el mercado.

Tabla 5 – Principales fuentes de riesgo en los contratos de electricidad (continuación).

Nivel	Componente	Descripción
Financiero	Moneda	<ul style="list-style-type: none"> Riesgo de un posible incremento de los costes de un intercambio de electricidad denominado en moneda extranjera debido a una devaluación de la moneda nacional.
	Solvencia	<ul style="list-style-type: none"> Capacidad de los importadores de recuperar el coste de la electricidad vendida a sus consumidores nacionales y pagarla en moneda extranjera.
	Crédito	<ul style="list-style-type: none"> Riesgo de que el comprador no pueda pagar sus obligaciones (el comprador no tiene la suficiente liquidez para pagar al vendedor o no tiene suficientes activos para liquidar y realizar un pago).
	Colateral	<ul style="list-style-type: none"> Riesgo de que el colateral ofrecido como forma de protección para los vendedores/prestamistas en caso de incumplimiento de un comprador/prestataria no cubra satisfactoriamente las pérdidas debido a la devaluación del colateral o a la falta de liquidez.
	Fuerza mayor	<ul style="list-style-type: none"> Acontecimientos ajenos a la voluntad de las contrapartes y casos fortuitos que impidan la realización de la transacción.
Político y Normativo	Normativa	<ul style="list-style-type: none"> Cambio de las reglas del mercado que perjudican la actividad de las contrapartes en la compra y venta de electricidad y divisas.
	Política	<ul style="list-style-type: none"> Acciones adversas del gobierno que impidan que las contrapartes ejerzan plenamente los derechos y cumplan las obligaciones conferidas en los contratos de compra.

Fuente: [3].

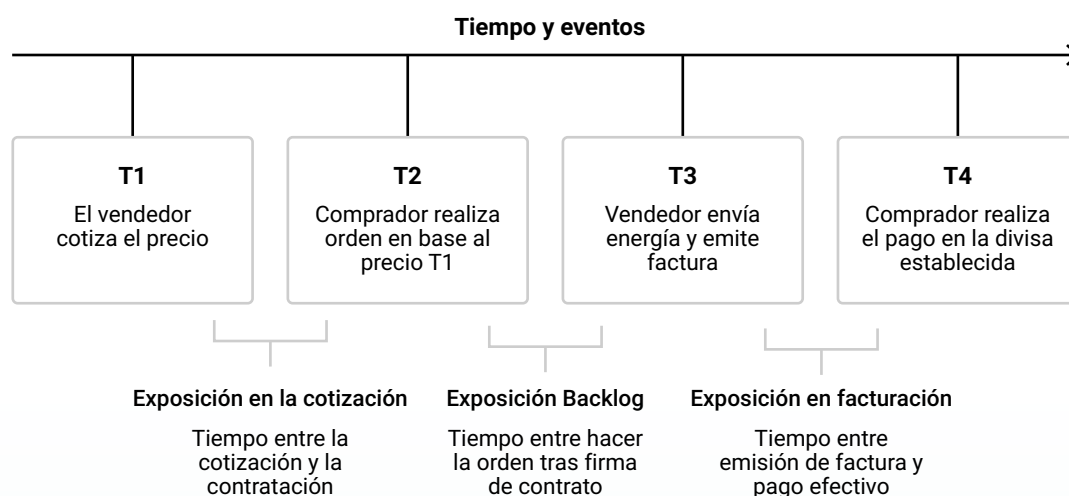
1.3.2 Riesgo Cambiario

El riesgo cambiario desde el punto de vista del importador surge por la variación negativa del precio de la moneda local con relación a la moneda extranjera, el cual puede estar relacionado con tres tipos de eventos: devaluación, inconvertibilidad e intransferibilidad. La devaluación es una depreciación significativa de la moneda en un período de tiempo específico (puede ser del 10%, 20% o incluso más). Dicha depreciación depende del período de exposición, volatilidad histórica y presente. La inconvertibilidad se presenta cuando el agente económico local (cuyas operaciones están denominadas en moneda nacional) no puede acceder a monedas internacionales al tipo de cambio oficial en su mercado cambiario interno, debiendo optar por tipos de cambio alternativos, que conllevan un costo y riesgo adicional a la operación.

Y, por último, la intransferibilidad, que se produce cuando las empresas involucradas en los flujos internacionales de divisas se ven temporalmente impedidas regulatoriamente a realizar pagos u otras operaciones que impliquen una reducción de la balanza de pagos. Los compradores de energía tienen disponibles diferentes estrategias de gestión para minimizar el impacto de la exposición al riesgo cambiario, que van desde limitar el tiempo de exposición, transferir el riesgo a las partes adecuadas, utilizar instrumentos financieros o, por último, no desarrollar la actividad.

En SIESUR, el riesgo cambiario en las importaciones denominadas en dólares se genera debido a potenciales eventos de devaluación. Los contratos de intercambio de electricidad en SIESUR suelen estar denominados en dólares americanos y el tiempo que transcurre entre la facturación del precio en USD y el pago efectivo oscila en la mayoría de casos entre 30 y 70 días. El desfase temporal entre la fecha de cotización y el día de pago efectivo genera la exposición cambiaria. La implicación práctica de esta estructura contractual es que la liquidación de las transacciones de electricidad expone a las partes contrapartes a la volatilidad mensual o bimensual de su moneda nacional frente al USD (Fig. 3).

Figura 3 - Etapas de desarrollo de la exposición cambiaria de las transacciones.



Fuente: [6]

1.4. Estimación de los Riesgos Cambiarios en SIESUR

1.4.1. Metodología de Estimación de la Exposición del Riesgo Cambiario

La estimación de la exposición de los riesgos cambiarios en el SIESUR es un elemento clave del presente estudio ya que permite dimensionar las implicancias de la volatilidad cambiaria sobre la estabilidad del mercado común. Para esto, se estimó la exposición cambiaria a través de un modelo de simulaciones de Monte Carlo⁵, que es la técnica estadística más común utilizada en finanzas corporativas para estimar la exposición que tienen las compras y ventas realizadas por empresas multinacionales denominadas en moneda extranjera. En este caso, las simulaciones de Monte Carlo utilizan la información histórica de las variaciones de los tipos de cambio de los países de SIESUR para predecir la volatilidad esperada del tipo de cambio de las monedas nacionales frente al dólar. El resultado de las simulaciones permitió estimar el grado de exposición de los flujos monetarios ante variaciones en el tipo de cambio, así como explorar escenarios bajo los cuales esta exposición podría reducirse.

Para poder calcular la exposición a riesgos de tipo de cambio se necesita conocer los montos y monedas de las transiciones y la volatilidad cambiaria. La información clave necesaria para el cálculo de la exposición cambiaria en SIESUR mediante simulaciones de Monte Carlo consistió en: (i) datos históricos de los valores monetarios de transacción promedio mensuales entre países del SIESUR; (ii) la definición de la moneda de intercambio entre los países; (iii) una estimación de la volatilidad cambiaria para cada divisa; y (iv) información de la temporalidad de los pagos de los intercambios. La Tabla 6 resume la información clave utilizada para la estimación de los riesgos cambiarios en SIESUR.

⁵ Una simulación de Monte Carlo es una técnica matemática, que se utiliza para estimar posibles resultados de un evento incierto. Una simulación Montecarlo crea un modelo de resultados posibles aprovechando una distribución de probabilidad creada en base a datos históricos. A continuación, se vuelven a calcular los resultados repetidamente, utilizando cada vez un conjunto diferente de números aleatorios entre los valores mínimo y máximo de la distribución.

En primer lugar, se utilizó información de transacciones del año 2020, al ser este el año más reciente con información de transacciones mensuales disponibles. Esta información se tomó como referencia de los valores iniciales de las transacciones entre los países. Por otro lado, la gran mayoría de transacciones energéticas están denominadas en dólares americanos, por lo que se utilizó esta moneda para el ejercicio. Para la volatilidad cambiaria se utilizó la serie histórica de tipo de cambio de los países SIESUR frente al dólar americano de los últimos 20 años. Finalmente, como se describió en secciones anteriores, existe una ventana de tiempo variable entre la fijación de precio de los intercambios y el pago de las transacciones. En base a los plazos presentes en SIESUR se utilizó un tiempo promedio estimado de 30 días.

Tabla 6 – Resumen de variables clave para el análisis de riesgo cambiario.

Variable	Datos SIESUR
1. Valor de transacción*	Se utilizaron los valores de las transacciones energéticas ejecutadas entre los países de SIESUR en 2020.
2. Moneda de intercambio*	Las transacciones entre los países SIESUR están mayoritariamente denominadas en USD.
3. Volatilidad Cambiaria**	Se utilizó la serie histórica de tipo de cambio de los países SIESUR frente al USD de 2000 a 2021.
4. Tiempo compra-pago*	El tiempo promedio entre la fijación del precio y el pago de las transacciones es de 30 días.

Fuente: [3].

Nota: * Datos provistos por OLADE en coordinación con los Ministerios de Energía de los países SIESUR.

** Datos obtenidos del Banco Central de Chile y del FMI.

Para analizar esta incertidumbre y cuantificarla en términos de exposición en USD se empleó el método de simulaciones de Monte Carlo. Este método simula el tipo de cambio de la moneda nacional frente al dólar a 30 días (momento del pago) y lo aplica al valor de la transacción (momento inicial de facturación). Esto permite entender si el valor esperado de la transacción dentro de 30 días permanece estable, aumenta o disminuye debido a la influencia de la volatilidad del tipo de cambio. Monte Carlo genera un número amplio de simulaciones lo que crea una distribución de resultados probables, de la que se extrae el valor promedio y máximo esperado de la transacción dentro de 30 días. Así, este método brinda estimaciones de exposiciones en términos de promedios y rangos esperados.

De esta forma se llega a conocer la exposición promedio y exposición máxima probable que se puede esperar de una transacción dentro del plazo analizado. El Anexo II describe con mayor detalle esta metodología, así como los pasos seguidos para la estimación de los resultados.

1.4.2. Valor de las Transacciones en el SIESUR y Volatilidad del Tipo de Cambio

El análisis utiliza promedios mensuales del valor de las importaciones y exportaciones entre los países del SIESUR. La información del valor de las transacciones en el SIESUR fue provista por OLADE en coordinación con los Ministerios de Energía de los países del SIESUR. Con base en la información provista, se calcularon, para cada país, las importaciones y exportaciones promedio mensuales para el año 2020. La Tabla 7 resume los cálculos estimados para cada país, en dólares americanos.

Tabla 7 – Importaciones y exportaciones promedio mensuales en 2020 de países del SIESUR (Millones de USD)⁶

		Importaciones	Exportaciones
Argentina	Totales	5,70	34,24
	Uruguay	1,82	2,75
	Paraguay	1,45	0
	Brasil	2,43	31,48
	Chile	0	0
Brasil	Totales	314,77	2,43
	Argentina	31,48	2,43
	Uruguay	4,83	0
	Paraguay	278,46	0,00
Uruguay	Totales	2,75	6,63
	Argentina	2,75	1,81
	Brasil	0	4,83

⁶ Valores nominales en millones de USD.

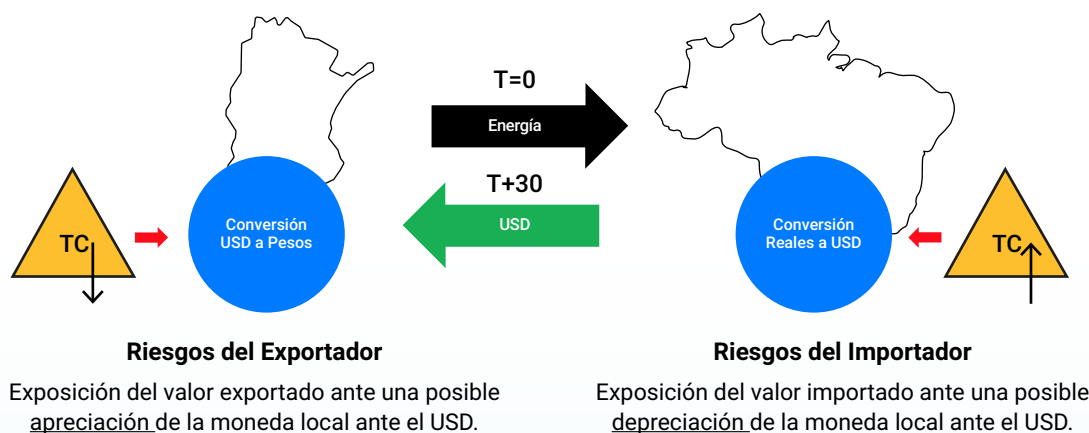
Tabla 7 – Importaciones y exportaciones promedio mensuales en 2020 de países del SIESUR (Millones de USD) (continuación).

		Importaciones	Exportaciones
Paraguay	Totales	0,00	279,91
	Argentina	0	1,45
	Brasil	0,00	278,46
Chile	Totales	0	0
	Argentina	0	0

Fuente: [3].

El análisis del riesgo cambiario se realizó desde la perspectiva del importador dado que la tendencia de largo plazo de las divisas de la región frente al dólar es hacia la depreciación. Esto implica que, en una transacción de energía entre países de SIESUR, los importadores son los que tienen mayor exposición al tipo de cambio, ya que, desde el momento de la facturación hasta el pago efectivo de energía comprada, su moneda nacional tiende habitualmente a depreciarse frente al dólar americano (Anexo II). Asimismo, el importador es el que tiene menor poder de negociación para fijar términos de precio y plazos de pago⁷. La Figura 4 ilustra los flujos de energía y dólares, así como los riesgos asociados a cada una de las partes.

Figura 4 - Riesgos cambiarios en las transacciones de energía.

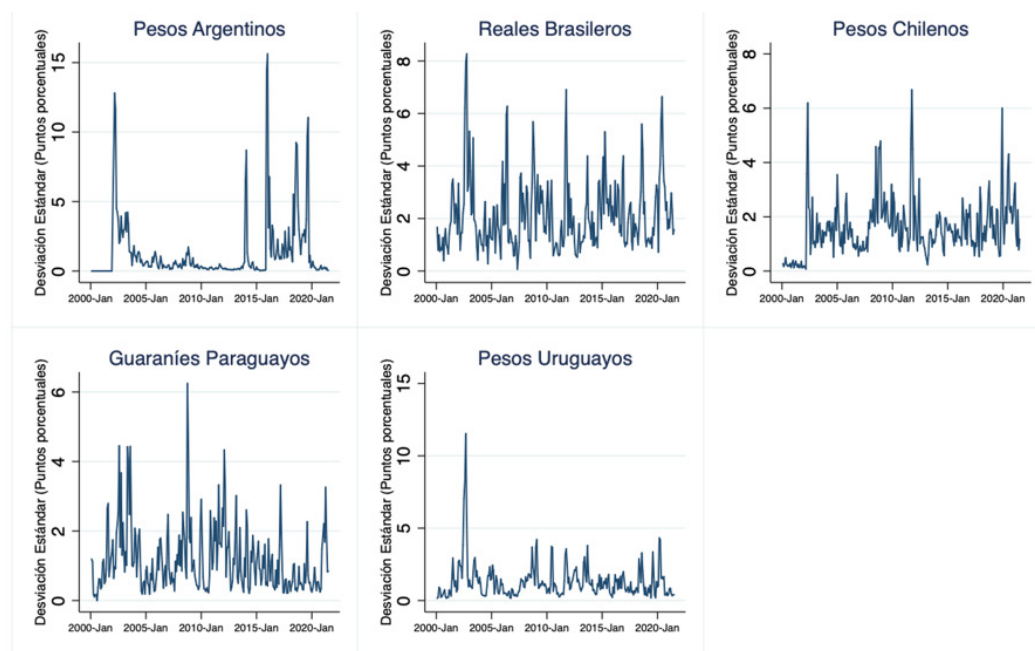


Fuente: [3].

⁷ Por otro lado, no se modelará el riesgo para un país intermediario, asumiendo que el riesgo de tipo de cambio se traslada al comprador final.

Para la estimación de la volatilidad de las divisas se empleó información histórica de los tipos de cambio de los países del SIESUR desde enero del 2000 hasta el 31 de julio 2021. La información fue recogida del Fondo Monetario Internacional (FMI) y del Banco Central de Chile. A partir de estos datos se estimó la volatilidad mensual del tipo de cambio, medido como la desviación estándar de la variación porcentual a 30 días, que es el periodo promedio considerado entre la facturación y el pago de la energía en los países de SIESUR. La Figura 5 grafica los resultados de esta estimación. Se observan altos niveles de volatilidad, con variaciones mensuales de hasta un 15% (para más detalles ver Anexo II).

Figura 5 - Volatilidad del tipo de cambio 2000-2021.



Fuente: [3].

1.4.3 Estimación de la Exposición Cambiaria

El riesgo cambiario surge de la incertidumbre sobre el valor que tomará el tipo de cambio al momento de hacer la conversión de moneda. La Tabla 8 resume los resultados de las estimaciones de las exposiciones cambiarias para los países que reportan importar energía en SIESUR (Argentina, Brasil, y Uruguay).

En primer lugar, se observa que, 30 días después de realizada la transacción energética ("Exposición Esperada"), el valor monetario esperado de las importaciones transadas se incrementó respecto al valor que estas hubieran representado si se hubieran pagado el mismo día que se facturó el intercambio de energía (valor inicial de transacción). Más aún, si llegasen a ocurrir depreciaciones consistentes con los picos históricos reportados a 30 días, el valor en moneda nacional de las importaciones en USD de Argentina, Brasil y Uruguay podría llegar a incrementarse hasta en 13%, 12% y 6,6%, respectivamente. Estos son resultados relevantes ya que muestran que la exposición al tipo de cambio de las importaciones mensuales de los países de SIESUR pueden ser significativas en una ventana de tiempo relativamente corta.

Tabla 8 – Estimación de la exposición de las importaciones de energía de los países de SIESUR. Valores en millones de divisa local.

	Valor transacción	Exposición esperada	Exposición máxima (EM)	EM (como % del valor de transacción)
Argentina	599	607	675	13%
Brasil	1.665	1.678	1.841	11%
Uruguay	121	121	129	6,6%

Fuente: [3].

Tabla 9 – Valor Máximo Esperado de Sobrecosto de Transacciones de Energía en SIESUR debido al riesgo cambiario (como porcentaje sobre valor monetario inicial del intercambio).

	País Exportador				
País Importador	Argentina	Brasil	Chile	Paraguay	Uruguay
Argentina		13%	-	13%	13%
Brasil	10%		-	11%	8%
Chile	-	-		-	-
Paraguay	-	-	-		-
Uruguay	6,6%	-	-	-	

Fuente: [3].

1.4.4. Análisis de sensibilidad

Existe la posibilidad de reducir las exposiciones esperadas a través de alguna modificación a las condiciones actuales bajo las cuales se rigen los intercambios.

Es importante evaluar las implicancias sobre los niveles de exposición cambiaria ante el previsible aumento del volumen de transacciones, algo factible en el futuro próximo al considerar los esfuerzos que se están llevando a cabo para incrementar la integración del mercado. Para explorar esta posibilidad, se analiza el modelo bajo un escenario alternativo: un escenario en el cual se reduce el tiempo de transacción, pasando de 30 días a 15 días.

El análisis consiste en reducir la ventana de tiempo entre el intercambio de energía y el momento del pago de la transacción de 30 días a 15 días. Para esto se estimó la volatilidad histórica del tipo de cambio a 15 días y posteriormente se realizaron simulaciones de Montecarlo empleando estos nuevos estimados, siguiendo los pasos antes descritos para el ejercicio original (Tabla 10).

De manera adicional, se estimó un escenario en el cual la ventana de tiempo se expande a 45 días. Para esto se estimó la volatilidad histórica del tipo de cambio a 45 días y posteriormente se realizaron simulaciones de Montecarlo empleando estos nuevos estimados, siguiendo los pasos antes descritos para el ejercicio original. Se encontró que un incremento en el tamaño de la ventana de tiempo incrementa los valores de exposición máxima para cada país. Los resultados de estos ejercicios son reportados en la Tabla 10.

Tabla 10 – Comparación de resultados entre escenarios base y con reducción de tiempos (Valores en millones de divisa local).

	Valor de la Transacción	Exposición máxima (A 30 días)	Exposición máxima (A 15 días)	Exposición máxima (A 45 días)	Reducción de exposición (escenario de 30 a 15 días)	Incremento de exposición (escenario de 30 a 45 días)
Argentina	599	675 (13%)*	647 (8%)*	764 (27,5%)*	37%	117%
Brasil	1.665	1.841 (11%)*	1.772 (6,4%)*	1.874 (12,5%)*	42%	19%
Uruguay	121	129 (6,6%)*	126 (4%)*	130 (7,4%)*	38%	13%

Fuente: [3].

Nota *: Los valores en paréntesis corresponden al incremento en la exposición máxima para cada escenario como porcentaje del valor inicial de la transacción.

1.4.5. Conclusiones del Ejercicio de Sensibilidad

El ejercicio de estimación de la exposición cambiaria ha mostrado que los efectos de la volatilidad cambiaria sobre transacciones energéticas en SIESUR generan una exposición monetaria significativa. El valor esperado de los sobrecostos de las transacciones de energía en SIESUR asociadas al riesgo cambiario puede alcanzar el 13% del valor de la transacción. Esta exposición cambiaria puede ser un factor que inhiba el crecimiento de los intercambios y la integración regional de SIESUR. El ejercicio de sensibilidad bajo un escenario de mitigación del riesgo cambiario a través de acortar la ventana de tiempo entre la facturación y liquidación muestra que el riesgo podría reducirse significativamente. Pasando de 30 a 15 días entre facturación y liquidación, el sobrecosto máximo esperado se reduciría más de un 40%. Por el contrario, si se pasa de 30 a 45 días, las exposiciones máximas se incrementan, pudiendo llegar hasta 117% del escenario de inicial.

Capítulo 2

Marco para Evaluar la Mitigación del Riesgo Cambiario en el Comercio de Electricidad



2.1. El Marco Multidimensional

El marco propuesto se basa en las experiencias internacionales de Project Finance⁸ para la mitigación de riesgo cambiario. El marco articula dos dimensiones que abarcan el tipo de mecanismo de mitigación del riesgo cambiario y las capacidades de los participantes para aplicarlos eficazmente (Tabla 11). La elección del mecanismo de mitigación del riesgo cambiario depende de la identificación y evaluación del contexto en el que se produce y de las posibles soluciones disponibles. El entorno de contratación debe incorporar estos elementos por adelantado para poder aplicar eficazmente los mecanismos de mitigación.

Tabla 11 - Matriz de mecanismos de mitigación de riesgo cambiario por tipo y nivel de los participantes.

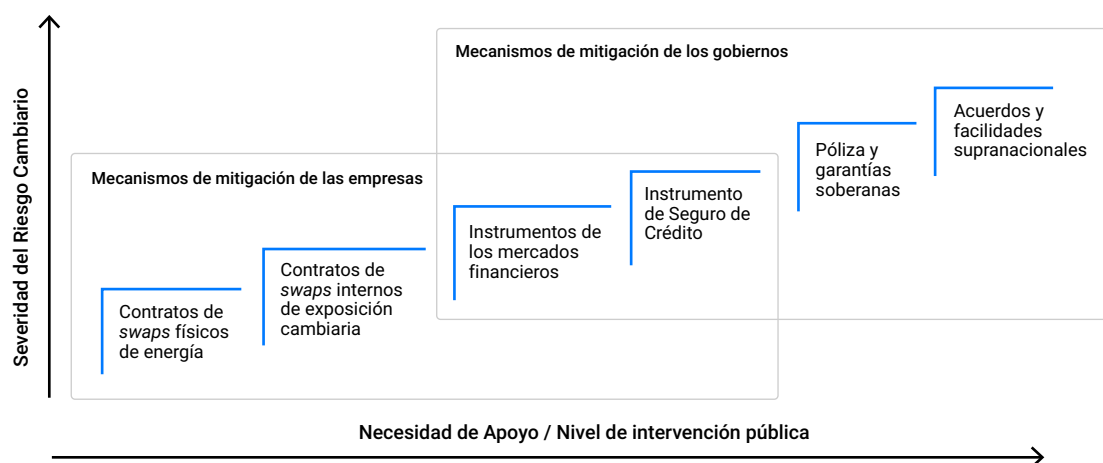
Tipo de mitigación		Nivel de los participantes		
		Empresa	País	Supranacional
Tipo de mecanismo	Acuerdos y contratos	Tratados, acuerdos y contratos entre particulares y gobiernos.		
	Soluciones financieras	Instrumentos financieros que permiten mitigar el riesgo de tipo de cambio.		
	Políticas	Políticas públicas que facilitan y disuaden las dificultades de las contrapartes.		

Fuente: [3].

⁸ Project Finance es el método de financiamiento de infraestructura económica y social a largo plazo basado en una estructura financiera sin derechos de reclamo o derechos limitados, donde la deuda y el capital del proyecto utilizados para financiar el proyecto se pagan con los flujos de efectivo generados por el proyecto.

Los participantes de distintos niveles (empresas, países y entidades supranacionales) disponen de una serie de mecanismos distintos para mitigar los riesgos cambiarios. Los mecanismos (acuerdos y contratos, soluciones financieras y políticas públicas) abordan los riesgos cambiarios a través de una cascada progresiva de herramientas a disposición de los distintos participantes (Fig. 6). El espectro de mecanismos a considerar viene determinado por el grado de la exposición al riesgo cambiario y por el grado de necesidad de apoyo público, e incluye desde swaps⁹ físicos de energía entre empresas hasta políticas gubernamentales y apoyo financiero de las entidades supranacionales. La experiencia internacional indica que no existe una solución única, sino la elaboración de instrumentos a la medida que se adapten mejor las condiciones locales y regionales para permitir el intercambio de electricidad.

Figura 6 - Mitigación de los riesgos de tipo de cambio mediante una cascada progresiva de herramientas.



Fuente: [3].

⁹ La palabra 'swap' se usa en este reporte para describir un derivado financiero en el que dos partes acuerdan intercambiar los beneficios futuros de dos productos.

2.2. Mecanismos de Mitigación de Riesgos

2.2.1. Mecanismos a Nivel de Empresa

Las empresas eléctricas pueden gestionar el riesgo cambiario mediante el uso de soluciones internas, dentro de la empresa, y soluciones externas en mercados financieros. Las empresas buscan reducir su exposición cambiaria mediante swaps físicos de energía y swaps internos de exposición cambiaria, y/o el uso de soluciones financieras externas que permitan a la empresa fijar el precio de la moneda extranjera para tener previsibilidad de los flujos de caja futuros.

Soluciones Internas

- **Swaps físicos de energía:** intercambio de electricidad entre empresas, o unidades de negocios dentro de una misma compañía, que operan en países similares compensando posiciones de compra y venta a través de Contratos Marco Corporativos.
- **Swaps internos de exposición cambiaria:** swaps internos a través de Tesorería de la exposición a riesgo cambiario valorado a ingresos-en-riesgo (*revenue-at-risk*). Estos intercambios son comunes en las empresas multinacionales de electricidad donde los Acuerdos Marco Corporativos se pueden utilizar para compensar e intercambiar posiciones de exposición.

Soluciones Financieras Externas

- **Swap de divisas:** un instrumento financiero que puede ayudar a las empresas a protegerse contra el riesgo cambiario, intercambiando flujos de efectivo en moneda extranjera con moneda nacional a una tasa predeterminada.
- **Seguro de impago y seguro de transferencia y convertibilidad:** compra de coberturas para protegerse ante acontecimientos catastróficos (por ejemplo, una gran devaluación o volatilidad de la moneda).

2.2.2. Mecanismos a Nivel País

Los países tienen diferentes tipos de opciones disponibles para gestionar el riesgo cambiario que surge de la exportación e importación de energía con otros países. Las soluciones pueden categorizarse en tres grupos: 1) soluciones contractuales; 2) soluciones financieras; y 3) soluciones de política pública.

Soluciones Contractuales

- **Acuerdos bilaterales:** acuerdos que establecen los principios rectores de los acuerdos de compra de energía (PPAs¹⁰, por sus siglas en inglés), en los que se fijan cantidades, calendarios de entrega, precios, moneda de preferencia, definición de los eventos de fuerza mayor, y los mecanismos de resolución de conflictos. También son contratos que regulan los calendarios y mecanismos de facturación y pago de la energía intercambiada.

Soluciones Financieras

- **Líneas de liquidez:** son líneas de crédito respaldadas por el soberano para cumplir con las obligaciones indicadas en los acuerdos comerciales. Se aplican para crear una primera línea de defensa para hacer frente a los posibles impagos por riesgos cambiarios. El objetivo es el de cubrir las devaluaciones repentinas y a corto plazo de la moneda local, mientras se gestionan soluciones para abordar los atrasos. Las líneas de liquidez son gestionadas por el agente de préstamo (institución financiera pública o privada) y suele contar con un mecanismo revolving que permite que esta siga vigente mientras los usuarios la vayan reponiendo tras su uso.
- **Garantías:** se utilizan como mecanismo de mitigación para hacer frente a devaluaciones profundas y repentinas de las monedas nacionales. Estas devaluaciones generan bloqueos en los intercambios de energía y lleva a las contrapartes a dejar de negociar hasta que no se establezcan soluciones eficaces y sostenibles para asegurar el pago. El agente garantizador (en este caso el Soberano) aporta certidumbre con garantías de pago con obligaciones acordadas según el derecho internacional y los tratados de inversión.

¹⁰ PPA – Power Purchase Agreement o Acuerdo de Compra de Energía.

Soluciones de política pública

- **Regulaciones del sector eléctrico y regulaciones monetarias:** a nivel nacional, existen políticas y regulaciones que pueden aprobarse para ayudar a cubrir los riesgos cambiarios en el comercio de electricidad, como leyes de recuperación de tarifas y traspaso de costos, cuentas especiales, y regulaciones monetarias por parte de los bancos centrales.

2.2.3. Mecanismos a Nivel Supranacional

Hay varias soluciones disponibles a nivel supranacional que se pueden clasificar en soluciones de carácter regional, e instrumentos de organismos multilaterales.

Las soluciones regionales requieren acuerdos entre un bloque de países que quieren comercializar electricidad; y los instrumentos financieros ofrecidos por los Bancos Multilaterales de Desarrollo (BMD) buscan facilitar el comercio de energía entre países y apoyar la gestión adecuada del riesgo cambiario en las exportaciones e importaciones de electricidad.

Soluciones Regionales

- **Acuerdos regionales:** acuerdos de intercambio de energía entre un bloque de países donde se establecen normas sobre cómo se puede intercambiar la electricidad como servicio o *commodity* dando un acceso justo al mercado y regulando la gestión de divisas para reducir la exposición al riesgo cambiario.
-
- **Líneas regionales de liquidez:** líneas de crédito establecidas entre un bloque de países para apoyar el cambio de divisas y para fomentar el comercio entre los países miembros. En este caso, los bancos centrales pueden designar a instituciones financieras para que gestionen estas líneas de crédito, supervisen los movimientos de los tipos de cambio, y se anticipen a posibles situaciones de estrés monetario.
-
- **Seguros de impago y seguros de transferencia y de convertibilidad:** cada país dentro de un bloque comercial debe establecer un mismo nivel de reservas para hacer frente a eventos catastróficos de movimiento del tipo de cambio de sus monedas. La recuperación de los importes retirados puede implementarse a lo largo del tiempo a través de acuerdos amistosos.

Instrumentos Multilaterales

- **Facilidades de liquidez:** líneas que ofrecen los BMD, donde una carta de crédito está garantizada por un banco multilateral con una contragarantía del Soberano.
-
- **Financiación comercial:** la ventanilla del sector privado de los BMD garantiza una línea de liquidez a corto plazo (hasta dos años) que cubre una cartera de divisas de contrapartes privadas.
-
- **Swaps de divisas:** a través de los BMD que cuentan con una calificación AAA, las empresas eléctricas compran y venden *swaps* de divisas a mejores precios de mercado. En esta operación, el Soberano no aporta ninguna garantía.
-
- **Swaps de incumplimiento crediticio, seguros de transferencia y convertibilidad:** las instituciones financieras internacionales encargadas de proporcionar seguros pueden proporcionar *swaps* de incumplimiento crediticio y seguros de transferencia y convertibilidad contra movimientos cambiarios adversos mediante la movilización de cantidades significativas de aseguradoras comerciales. El seguro movilizado no requiere garantía Soberana explícita, pero debe seguir convenios y tratados de los que el país sea signatario.

Tabla 12 – Resumen de mecanismos de mitigación de riesgos según nivel de los participantes.

Nivel	Tipo de mitigación	Mecanismo
Empresa	Soluciones Internas	Swaps físicos de energía
		Swaps internos de exposición cambiaria
	Soluciones Financieras Externas	Swaps de divisas
		Seguro de impago y seguro de transferencia y convertibilidad
País	Soluciones Contractuales	Acuerdos bilaterales
	Soluciones Financieras	Líneas de liquidez
		Garantías
	Soluciones Políticas	Regulaciones del sector eléctrico y regulaciones monetarias
Supranacional	Soluciones Regionales	Acuerdos regionales
		Facilidades regionales de liquidez
		Seguros de impago y seguros de transferencia y de convertibilidad
	Instrumentos Multilaterales	Facilidades de liquides
		Financiación comercial
		Swaps de divisas
		Swaps de incumplimiento crediticio, seguros de transferencia y convertibilidad

Fuente: [7].

Capítulo 3

Experiencias Internacionales en la Mitigación del Riesgo Cambiario del Mercado Eléctrico



3.1. Introducción a los Casos de Estudio

Se seleccionaron cinco casos para ilustrar la variedad de enfoques de cómo se aborda la gestión del riesgo cambiario en los mercados regionales de electricidad con altos niveles de integración. Las experiencias de diferentes mercados eléctricos regionales que incluyen el sudeste asiático, África occidental, los países andinos, América Central, y Norte de Europa ofrecen cinco perspectivas que coinciden con los retos que afronta SIESUR para la gestión del riesgo cambiario. Cada región muestra los patrones de evolución de los intercambios de electricidad a lo largo del tiempo y los mecanismos de riesgo cambiario adoptados para mitigarlos con el fin de fomentar el comercio y la integración.

Los estudios de caso muestran una gama de acuerdos comerciales para la importación de electricidad en diferentes etapas de desarrollo. La selección abarca proyectos de exportación conjunta desde acuerdos bilaterales de importación en el caso de la Asociación de Naciones del Sudeste Asiático (ASEAN, por sus siglas en inglés), hasta un entorno de libre intercambio de electricidad como es el caso en la Unión Europea (UE). Modelos intermedios como el Mercado de Energía de África Occidental (WAPP, por sus siglas en inglés) y el Sistema Eléctrico Interconectado de América Central (SIEPAC) ilustran que los mercados en transición también pueden beneficiarse del intercambio de electricidad. El Sistema Interconectado Eléctrico Andino (SINEA) es un caso de un modelo de integración eléctrica que aún está en fase embrionaria.

La gestión de la exposición al riesgo cambiario depende de varias condiciones contractuales entrelazadas. Entre las condiciones contractuales clave se encuentran: la fase de desarrollo del mercado eléctrico de los países; la cantidad de electricidad que se espera intercambiar; la profundidad y liquidez de las divisas nacionales; y la capacidad de los mercados financieros locales para proveer instrumentos para hacer frente a la exposición de las contrapartes al riesgo cambiario. Estas condiciones crean una interdependencia entre la configuración inicial del proyecto, el entorno de contratación y el diseño (previsto) del mercado eléctrico, que determinan la solución óptima para la gestión del riesgo cambiario.

3.2. Intercambio de Energía en el Sudeste Asiático

3.2.1. Descripción del Mercado

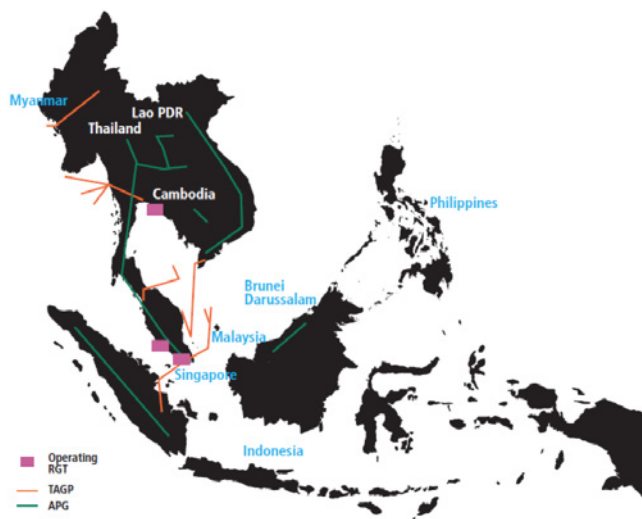
El intercambio de electricidad está basado en la Red Eléctrica de la ASEAN (APG, por sus siglas en inglés¹¹), formada mediante acuerdos comerciales bilaterales entre Tailandia y la República Democrática Popular Lao (Laos). Partiendo de una interconexión transfronteriza específica entre esos países, el mercado ha evolucionado hasta incluir tres regiones: el norte (Myanmar, Laos, Tailandia, Camboya y Vietnam); el sur (Malasia, Singapur e Indonesia-Java); y las regiones del este (Brunéi Darussalam, Malasia-Sarawak, Indonesia-Kalimantan e Indonesia-Sulawesi) (Fig. 7).

Los acuerdos de inversión bilaterales internacionales han apoyado la puesta en marcha de los acuerdos de compra de energía entre los países exportadores e importadores de la región del norte. La APG se centró inicialmente en la construcción de infraestructuras de generación y transmisión para la exportación de electricidad a través de empresas creadas como Vehículos de Propósito Especial (SPV¹², por sus siglas en inglés). Los inversores internacionales son propietarios (por ejemplo, EdF, Sinohydro, etc.) del SPV en asociación con empresas nacionales de servicios públicos (Autoridad de Generación de Electricidad de Tailandia - EGAT, Electricidad de la RDP Lao - EDL, y grupos privados regionales). De la misma manera, se ha seguido un enfoque similar en otros países como Vietnam (EVN-*Electricity of Vietnam*) y Camboya (EDC-*Electricity of Cambodia*).

¹¹ APG – ASEAN Power Grid o Red Eléctrica de la ASEAN.

¹² SPV – *Special Purpose Vehicle* o Vehículo de Propósito Especial es una estrategia de financiación de proyectos en la que una empresa matriz crea una filial fuera de la hoja de balance (*off-balance sheet*) con la intención de separar el riesgo financiero de emprender un proyecto arriesgado.

Figura 7 - Red eléctrica de la ASEAN.



Fuente: [7].

El intercambio de electricidad de la ASEAN alcanzó más de 6.000 MW en 2020. Los planes actuales de intercambio proyectan un potencial para alcanzar unos 20.000 MW en 2030¹³. Tailandia, Laos y Myanmar siguen siendo el núcleo de la APG. Por un lado, Tailandia desempeña un papel fundamental al ser el país donde se produce el 75% de la electricidad intercambiada en ASEAN. Por otro lado, Laos (a corto plazo) y Myanmar (a largo plazo) son los principales exportadores regionales de electricidad (Anexo III).

Los proyectos de exportación se benefician de que la ASEAN sea una zona de libre comercio. Esto permite la circulación de capitales, bienes y servicios (como la electricidad) sin que se apliquen impuestos a la exportación. En la ASEAN no hay ninguna disposición de apoyo a la inversión más allá de las normas de la OMC, que indica que los proyectos de exportación no tienen derechos preferentes de acceso al mercado de la electricidad del país importador.

¹³ El estudio del Plan Maestro de Interconexión de la ASEAN se centra en el horizonte de 2030.

Los países miembros de la ASEAN conservan sus derechos para regular los mercados nacionales, ya que no existe un mercado regional. El importador de electricidad firma un acuerdo de compra de energía (PPA) por los proyectos de propiedad conjunta y los coloca en su mercado nacional de acuerdo con las normas establecidas por reguladores y operadores técnicos. El proyecto de generación de propiedad conjunta concede al importador derechos exclusivos para vender la electricidad producida y no consumida en el país de acogida.

3.2.2. Mecanismos Aplicados de Mitigación del Riesgo Cambiario

Según los acuerdos de inversión de la APG, el intercambio de electricidad adopta el marco internacional de *Project Finance* para la mitigación de riesgos. Este marco permite mitigar los riesgos de crédito y de tipo de cambio a través de un proceso de pasos secuenciales en cascada y soluciones financieras para abordar problemas de solvencia del exportador, y reembolsos de préstamos en moneda extranjera y acuerdos de garantías del importador. La mitigación del riesgo cambiario se produce en dos contextos:

- a. **Contexto del importador:** Los importadores gestionan el riesgo cambiario como parte del manejo del riesgo corporativo para reducir los costes de las transacciones. Los instrumentos de mercados financieros que se utilizan dependen de las obligaciones globales mensuales y anuales, e incluyen contratos de futuros y de opciones. En caso de una fluctuación monetaria adversa significativa, los pagos se negocian mediante cláusulas específicas. Tailandia, Malasia y Singapur cuentan con una gran liquidez de este tipo de instrumentos en sus mercados financieros.
- b. **Contexto del exportador:**
 - i. **En la fase de diseño de la financiación de proyectos de exportación:** la tarifa de la estructura de financiación del PPA cubre dos flujos de ingresos: (1) energía primaria denominada en dólares estadounidenses (USD); y (2) energía secundaria y excedente en la Moneda Nacional del Comprador (MNC) de electricidad. Esto permite al SPV recibir los ingresos en las mismas monedas utilizadas para financiar el proyecto, evitando así riesgos cambiarios innecesarios. El SPV mantiene la exposición primaria de la deuda en USD y MNC.

- ii. **Durante la operación del proyecto:** la parte de la tarifa de los PPA denominada en USD se cubre mediante instrumentos de los mercados financieros para el reembolso de los préstamos denominados en USD. Los dólares se compran en el banco central del país del inversor, y los reembolsos de los préstamos se compensan en el Sistema de Pagos Interbancarios de Compensación de Nueva York¹⁴. Los compradores de electricidad exportada que no son accionistas del proyecto pagan las facturas de electricidad en USD o en una moneda regional totalmente convertible, como el dólar de Singapur.

En los últimos proyectos se ha introducido la facturación y los pagos semanales con un periodo de compensación de quince días. Su objetivo es acortar el tiempo entre la facturación y la liquidación para reducir la exposición a la volatilidad del tipo de cambio. Se mantienen las liquidaciones de balances mensuales y anuales para conciliar las cantidades de electricidad medidas, cumplir los volúmenes contratados y efectuar los pagos correspondientes.

La mitigación de riesgo cambiario ha sido una parte fundamental del paquete de seguros y garantías incluido en las transacciones con el objetivo de aumentar el intercambio de electricidad. Los acuerdos de mitigación de riesgo cambiario se establecen para abordar estos dos contextos:

- i. **Importador:** gestiona los riesgos cambiarios comprando contratos de divisas a plazo (*forwards*) en el mercado financiero local para protegerse de las fluctuaciones del tipo de cambio. Estos contratos permiten al importador tener la opción de comprar cantidades específicas de USD a un tipo de cambio pre acordado en una fecha determinada. El valor razonable de los contratos de divisas a plazo se reconoce en los estados financieros de los importadores, reflejando las ganancias o pérdidas resultantes del proceso de gestión de divisas.

¹⁴ Sistema de Pagos Interbancarios de Compensación de Nueva York o *New York Clearing Interbank Payment System*.

- ii. **Exportador:** Los SPV aprovechan instrumentos ofrecidos por BMD que están respaldados por el soberano para mitigar directa e indirectamente la exposición al riesgo cambiario. Los tramos de préstamos de las ventanillas públicas de los BMD están cubiertos obligatoriamente por el soberano (contragarantía). También, los préstamos comerciales denominados en USD como en MNC suelen estar respaldados por líneas de liquidez proporcionadas por las ventanillas privadas de los BMD que cubren los reembolsos de los préstamos durante un período corto de tiempo (de 3 a 12 meses).

3.3. Mercado de Energía de África Occidental

3.3.1. Descripción del Mercado

El concepto del Mercado de Energía en África Occidental (WAPP¹⁵, por sus siglas en inglés) se lanzó en 1999 como respuesta a la aceleración del acceso a la electricidad en la Comunidad Económica de Estados de África Occidental (ECOWAS, por sus siglas en inglés¹⁶). El Programa WAPP se estableció para promover y desarrollar instalaciones de generación y transmisión de energía, el mercado regional de electricidad y la coordinación del comercio de energía entre los estados miembros. El desarrollo de los recursos energéticos fue llevado a cabo por las empresas de servicios públicos nacionales e integrados por proyectos financiados por el Banco Mundial y el Banco Africano de Desarrollo a lo largo de un programa de inversiones de veinte años.

El WAPP fue formado para integrar empresas de servicios públicos de diez países¹⁷ y luego se amplió para incorporar a Guinea, Sierra Leona y Liberia al mercado regional de electricidad. Los protocolos y las decisiones de la ECOWAS han fomentado la convergencia y modernización de los mercados eléctricos y los principios de intercambio de energía. Las decisiones y enmiendas, aplicadas después del 2005 con el apoyo de la UE y los BMD, se consolidaron en el establecimiento de la Autoridad Reguladora Regional de Electricidad de la ECOWAS (ERERA¹⁸, por sus siglas en inglés) y el Centro de Control Interconectado (ICC¹⁹, por sus siglas en inglés). Los Estados miembros de ECOWAS conservaron sus derechos para regular los mercados nacionales de electricidad, con el apoyo de una mejor coordinación.

Los planes maestros de ECOWAS aprobados por el WAPP (2012 y 2019) sustentan los pasos futuros para una mayor integración regional. El reto fundamental consiste en seguir apoyando el crecimiento económico mediante la ampliación del sistema eléctrico e integrando energía renovable de bajo costo. La Figura 8 muestra la integración adoptada para integrar los recursos hidroeléctricos no explotados (Guinea, Costa de Marfil, Nigeria, Sierra Leona y Liberia), con recursos de energía solar (Malí, Burkina Faso y Níger), y los recursos de gas (Nigeria, Costa de Marfil, Ghana y Senegal).

¹⁵ WAPP – *West African Power Pool* o Mercado de Energía en África Occidental.

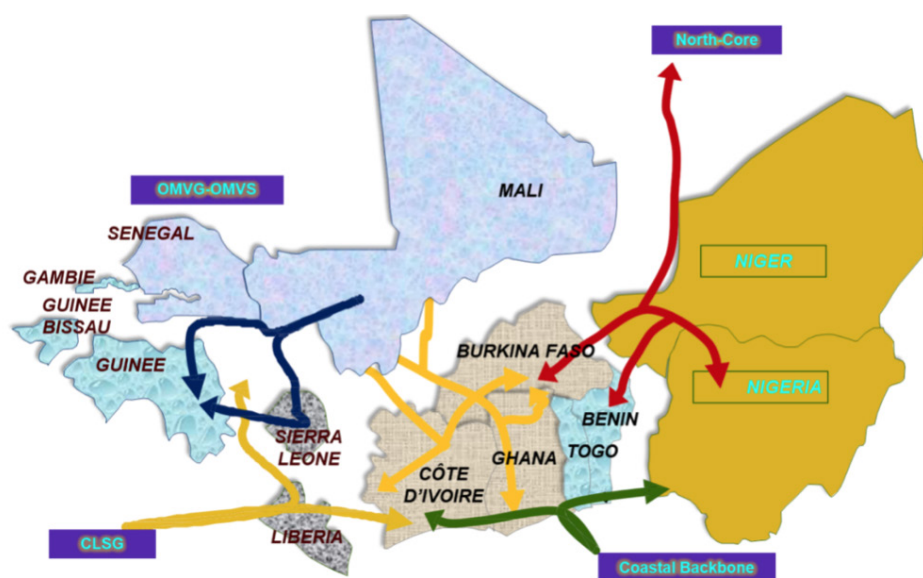
¹⁶ ECOWAS – *Economic Community of West African States* o Comunidad Económica de Estados de África Occidental.

¹⁷ Nigeria, Costa de Marfil, Ghana, Senegal, Burkina Faso, Níger, Malí, Benín, Togo y Mauritania.

¹⁸ ERERA – *ECOWAS Regional Electricity Regulatory Authority* o Autoridad Reguladora Regional de Electricidad de la ECOWAS.

¹⁹ ICC – *Interconnected Control Center* o Centro de Control Interconectado

Figura 8 – Centros de Interconexiones en el WAPP.



Fuente: [8].

El comercio de electricidad alcanzó los 668 MW_Promedio en 2020, lo que representa más del ocho por ciento de la generación total de la región. Se prevé que el mercado regional crezca con tasas superiores al nueve por ciento anual para mejorar el acceso a la electricidad y cerrar la brecha energética de los estados miembros. Nigeria, Costa de Marfil y Ghana son los mayores exportadores de electricidad, mientras que Benín, Togo, Malí, Níger y Burkina Faso son los principales importadores. El WAPP también se está preparando para ofrecer a los participantes en el mercado de electricidad instrumentos de cobertura de precios. Los datos de intercambio de electricidad se muestran en el Anexo III con un mapa de interconexiones más detallado.

3.3.2. Mecanismos Aplicados de Mitigación del Riesgo Cambiario

El entorno de contratación establecido por autoridad reguladora ERERA y aprobado por la ECOWAS, sigue las mejores prácticas y principios internacionales para el comercio de energía transfronteriza. Los estados miembros y el participante en el mercado deben respetar la prudencia financiera, la gestión de riesgos, los contratos bilaterales estandarizados, las garantías de intercambio, los procesos de pago, y la supervisión y respaldo de los ministerios de finanzas y energía.

El intercambio de electricidad se basa en contratos a corto y largo plazo inspirados en el modelo de inversión *Project Finance*. La electricidad se negocia en cantidades denominadas en USD, lo que crea riesgos de exposición al cambio de divisas para los miembros del WAPP. En estas operaciones intervienen seis monedas diferentes: las monedas nacionales de Nigeria, Ghana, Guinea, Liberia, Sierra Leona, y ocho países francófonos que adoptaron el Franco de la Unión Monetaria del África Occidental (CFA).

Los procedimientos de facturación y liquidación se establecen claramente en los contratos. Se adopta un periodo de facturación mensual en el que todos los pagos son debidos y pagaderos treinta días después de la recepción de la factura. El importador de energía debe pagar las facturas independientemente de que existan disputas abiertas. Los intereses se acumulan por las facturas impagas. La contraparte debe pagar las porciones de la factura en disputa una vez que se aplique el mecanismo de resolución. Los pagos se realizarán libres y en su totalidad, salvo las retenciones en origen. Las reglas del mercado sustentan toda interpretación de los contratos.

Las garantías de pago disponibles cubren problemas de pago debido a devaluaciones de moneda. Los instrumentos pueden ser garantías en efectivo, cartas de crédito, y líneas de liquidez, entre otros. Si la garantía de pago no se ejecuta, esta pasa con su balance completo al mes siguiente. Además, la garantía tiene un carácter rotatorio; por lo que, si se retira, el comprador debe volver a constituir las. A la expiración del contrato de intercambio, el vendedor debe devolver al comprador todos los importes/activos en su poder.

El WAPP se ha enfrentado a importantes retrasos en los pagos y ha llevado a la ECOWAS a aprobar una directiva sobre la titulación²⁰ de obligaciones de pago en transacciones de energía transfronteriza. Los retrasos en los pagos que comenzaron en el 2018 provocaron la intervención de los estados miembros en varias ocasiones, poniendo en peligro la naturaleza intrínseca del mercado de integración regional. La directiva entró en vigor en enero del 2020 y estableció la titulación transfronteriza de los intercambios de energía garantizando los suministros y los pagos. Los ministerios de finanzas y economía acordaron buscar la sostenibilidad financiera y la solvencia del sector eléctrico.

²⁰ La titulación propuesta permite convertir las obligaciones (es decir, los pagos de facturas atrasadas) en un activo líquido (línea de crédito) que puede ser utilizado por las contrapartes y los mercados. Crea una cuasi-liquidez proporcionada por los donantes y los BMD para hacer frente a los atrasos de los compradores de electricidad.

El Banco Mundial aprobó en junio de 2020 una operación de préstamo basado en reformas de política (PBL, por sus siglas en inglés)²¹ para apoyar la directiva de la ECOWAS sobre la titulización de contratos. El mecanismo se construyó en consulta con los estados miembros afectados e incluyó subvenciones y préstamos. Costa de Marfil, Guinea, Malí, Burkina Faso, Sierra Leona y Liberia son los prestatarios concesionales participantes. El PBL crea una facilidad de liquidez *de facto* que proporciona acceso a financiamiento en múltiples divisas, ayudando a los ministerios de finanzas a respaldar las obligaciones de pago.

²¹ PBL – *Policy Based Loan* o Préstamo Basado en Reformas de Política.

3.4. Comercio de Electricidad en los Países Andinos

3.4.1. Descripción del Mercado

El intercambio de electricidad entre Ecuador y Colombia se inició en 1999 de manera directa y posteriormente en el marco de la Comunidad Andina (CAN). La CAN (conformada por Bolivia, Perú, Ecuador y Colombia), a través de la Decisión No. 536 [9] estableció un marco general para el intercambio de electricidad en las interconexiones transfronterizas andinas. La aplicación del marco quedó suspendida en su mayor parte, salvo los intercambios entre Colombia-Ecuador-Perú que mantuvieron un régimen transitorio. Posteriormente, en 2011, se lanzó la iniciativa SINEA (Sistema de Interconexión Eléctrica Andina) como parte de la reingeniería del SAI (Sistema de Integración Andina)²² y se estableció un mercado de integración e intercambio de electricidad en la Región Andina.

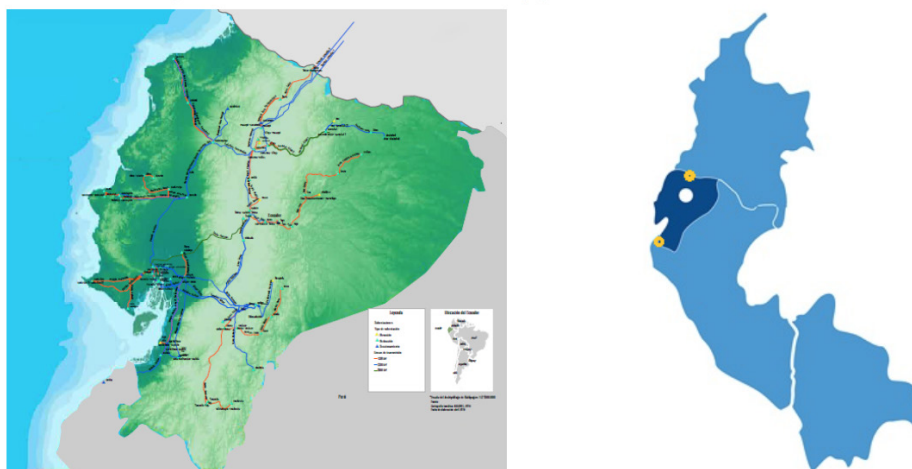
En el 2017, la Decisión 816 de la CAN [10] creó el Mercado Eléctrico Regional Andino de Corto Plazo (MAERCP), iniciando una nueva etapa en la integración eléctrica regional. La Decisión 816 mantiene la vigencia de los acuerdos transitorios entre las bolsas de electricidad de Colombia, Ecuador y Perú hasta que se apruebe una nueva normativa. Bolivia optó por no participar en la primera etapa del MAERCP dejando la opción de incorporarse al mercado en una etapa posterior.

El MAERCP surgió a partir de los estudios realizados por el Comité Andino de Organismos Reguladores y de Regulación de Servicios Eléctricos (CANREL). El Regulador Andino está formado por representantes de los Organismos Reguladores de Electricidad de los países miembros, que tienen como objetivo desarrollar propuestas de armonización normativa para el MAERCP.

La capacidad de conexión transfronteriza limita el intercambio actual entre Colombia, Ecuador y Perú. La capacidad de interconexión es de 450 MW y 100 MW para Ecuador-Colombia y Ecuador-Perú, respectivamente (Fig. 9 y Anexo III), muy por debajo del potencial de la región. En los últimos años, la posición comercial neta de los tres países se ha reducido significativamente, con una tendencia de Ecuador a convertirse en exportador neto.

²² La reunión estableció la adaptación de la CAN en el contexto de la integración latinoamericana (Decisiones 791 y 792). La Decisión 792 ratificó la existencia del Comité Andino de Agencias Reguladoras y Entes Reguladores de Servicios Eléctricos (CANREL).

Figura 9 - Red eléctrica de Ecuador y países miembros de la CAN.



Fuente: [13].

3.4.2. Mecanismos Aplicados de Mitigación del Riesgo Cambiario

El entorno actual de contratación se basa en acuerdos directos entre los operadores nacionales del mercado. La decisión de 2002 estableció una base con respecto al acceso no discriminatorio a los mercados que está sujeta a las políticas nacionales (incluidas las leyes de competencia), los reglamentos y procedimientos de funcionamiento de los sistemas eléctricos. Los precios de importación de electricidad a corto plazo se fijan mediante precios de nodo²³ en la frontera y según despachos coordinados de menor coste.

Se ha adoptado un régimen de contratos a corto plazo sin preferencia de despacho y con requisitos preestablecidos de garantía de pago. Los contratos están denominados en dólares y los operadores del mercado nacionales realizan las importaciones y exportaciones. Las transacciones no están condicionadas a la disponibilidad de excedentes y sólo están limitadas por la capacidad de los enlaces internacionales. Las garantías de pago las establecen los reguladores nacionales en función de la cantidad de electricidad comercializada. El libre acceso al sistema está sujeto a límites técnicos y los precios de la electricidad deben considerar todas las cargas existentes en cada sistema.

²³ El precio de nodo se determina calculando el coste incremental de servir un MW adicional de carga en un lugar específico de la red y está sujeto a las restricciones del sistema. Refleja la congestión de la red de transporte al despachar la electricidad.

No se han implementado mecanismos específicos para la gestión del riesgo cambiario. El acceso a los instrumentos del mercado de divisas es menos preocupante para los participantes en el mercado. La exposición actual entre las divisas de Ecuador, Colombia y Perú se ha mantenido baja en los últimos años debido a los menores niveles de intercambio de electricidad y a la dolarización de la economía ecuatoriana que implica el acceso a los mercados de derivados a través de los sistemas financieros estadounidenses. Por otro lado, los tipos de cambio flotantes de Colombia y Perú también se benefician de los estrechos vínculos con la Reserva Federal de EE. UU. que garantizan una adecuada liquidez de las reservas de divisas reduciendo la exposición de estos países a grandes devaluaciones de sus monedas frente al dólar americano.

3.5. Comercio de Electricidad en Centroamérica

3.5.1. Descripción del Mercado

Centroamérica inició su iniciativa de integración regional en los años 50 y se consolidó en 1993. Se creó el Sistema de Integración Centro Americana (SICA) como organización económica y política regional. El Tratado Marco estableció el Mercado Regional de Electricidad (MER), la creación del Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC) que comenzó a funcionar en el 2013 y las organizaciones que forman parte del MER. Los objetivos del mercado regional incluyen la mejora de la eficiencia operativa, la reducción de la dependencia de los combustibles fósiles, la mejora de la competencia (nacional e internacional), la reducción de los precios de la electricidad y la atracción de la inversión privada.

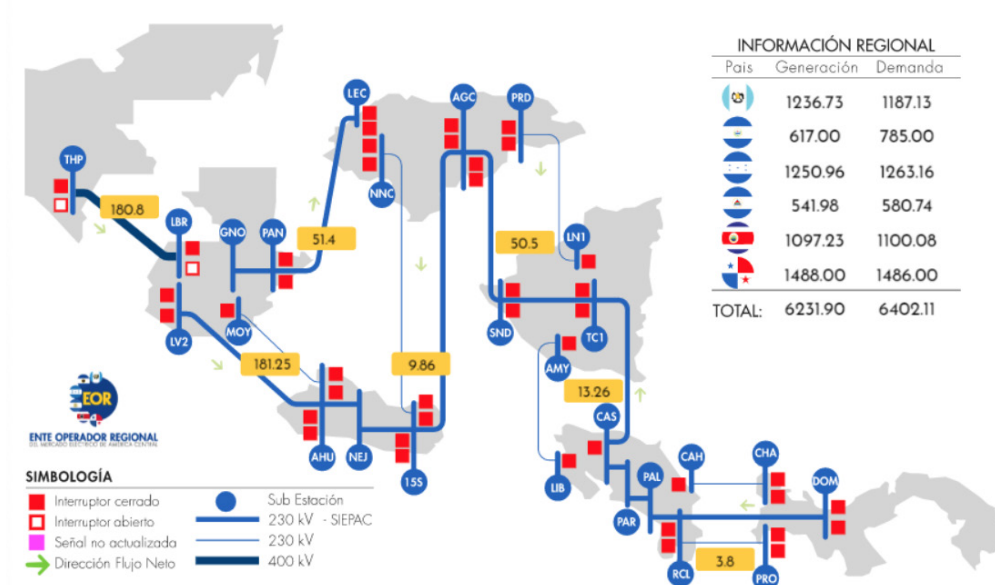
El SIEPAC está formado por Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua y Panamá. El Tratado Marco estableció cinco²⁴ instituciones regionales para desarrollar el MER. El Ente Operador Regional (EOR)²⁵ es el operador del mercado. La Comisión Regional de Interconexiones Eléctricas (CRIE) es el organismo regulador regional independiente que incluye las relaciones contractuales y la fijación de tarifas.

El SIEPAC intercambió 322 MW Promedio en 2020, con seis países participando activamente en el mercado eléctrico. La capacidad instalada alcanzó los 19 GW en 2020. La energía renovable representa el 81,9%, siendo la energía hidroeléctrica el principal recurso que representa el 30% de la capacidad instalada y casi el 50% de la generación de electricidad. Desde el 2015, la Energía Renovable Variable (ERV) ha representado un papel esencial en el entorno energético de los países de la región. El mercado alcanzó 343 MW_Promedio en 2021. Los flujos de intercambio de electricidad y los datos anuales recientes se muestran en la Figura 10 y en el Anexo III.

²⁴ Consejo de Ministros de Energía del SICA, para desarrollar las directrices de la política energética regional. La Entidad Propietaria de la Red Regional (EPR) es una empresa público-privada para diseñar, construir y mantener el sistema de interconexión del SIEPAC. El Consejo de Administración del Mercado Regional de la Electricidad (CDMER), desarrolla el MER, facilita la aplicación de los compromisos del Tratado Marco y coordina las relaciones entre las organizaciones regionales.

²⁵ El EOR garantiza el uso adecuado de la red y los criterios de funcionamiento, el despacho regional, la gestión contractual de las transacciones y el desarrollo de planes de expansión de la generación e interconexión.

Figura 10 - Nodos de interconexión eléctrica del SIEPAC.



Fuente: [12].

El MER adopta un modelo Seis-más-Uno más Uno²⁶. La estructura emula un mercado regional casi único que trata de abordar desafíos como: el diseño y la implementación del marco regulatorio regional; la consolidación de las instituciones regionales; y el desarrollo de la infraestructura regional. El SIEPAC aún enfrenta retos asociados con el crecimiento de la implementación de la ERV en la región y la mejora de la coordinación entre los planes de generación nacionales y regionales.

3.5.2. Mecanismos Aplicados de Mitigación del Riesgo Cambiario

El entorno de contratación de SIEPAC consiste en el comercio de energía de exportación y de importación en dos mercados. Estos mercados son:

²⁶ El modelo 6+1+1 se define como seis mercados nacionales más un mercado regional superpuesto que funciona de la misma manera que un mercado regional [3].

- a. **Mercado a través de contratos:** El MER establece tres tipos de contratos de suministro de electricidad, que combinan diferentes características:
- i. **Contratos firmes con derechos de transmisión:** Establece la prioridad de suministro para el importador sobre otros contratos y sólo pueden interrumpirse por limitaciones de la red. El cumplimiento de los criterios regionales de calidad, seguridad y explotación debe estar respaldado por los derechos de congestión de la transmisión que deben cumplirse frente a las obligaciones nacionales. Los contratos firmes de carácter financiero pueden convertirse en físicos en caso de escasez de suministro regional.
 - ii. **Contratos financieros, no firmes, e interrumpibles:** No afecta a la orden de despacho y se cotiza a través del mercado *spot*²⁷. Funciona como parte de la gestión del riesgo de las contrapartes (instrumento de cobertura).
 - iii. **Contratos flexibles, físicos, no firmes, e interrumpibles:** Las partes no gozan de prioridad de despacho en la evaluación regional previa al despacho. Los titulares de los contratos pueden hacer ofertas de compra en el mercado *spot*, indicando la voluntad de cerrar las cantidades contratadas. Los contratos también pueden incluir condiciones de despacho contingente y una oferta de compra de la cantidad máxima a pagar por los servicios de transmisión.
-
- b. **Mercado a través de solicitudes *spot*:** este mercado a corto plazo atiende contratos interrumpibles de energía física y perfiles de carga solicitados por los operadores nacionales y colocados por los agentes del mercado. El operador regional (EOR) gestiona las condiciones de congestión de la red debidas a los contratos a través del mercado *spot*.

²⁷ El mercado *spot* es un mercado donde la oferta y la demanda de energía se negocian instantáneamente.

El precio y las condiciones del contrato de mercado firme se acuerdan libremente entre las partes siguiendo las normas del MER. Todos los contratos especifican los nodos de la red de transporte regional en los que deben producirse las transacciones según las normas de funcionamiento y despacho.

Las normas del MER²⁸ establecen los procedimientos de facturación y liquidación en los que se basa la interpretación de todos los contratos. Se adopta un periodo de facturación mensual en el que el vendedor presenta la factura al comprador tras la verificación de las cantidades y la emisión del Documento de Transacciones Económicas Regionales (DTER) que sirve de base para la elaboración de las facturas. El exportador tiene hasta siete días hábiles para finalizar el DTER y emitir la factura. El importador, una vez que las recibe, tiene hasta diez días hábiles para pagar. El MER tiene hasta dos días hábiles para liquidar todas las transacciones a través de una institución financiera acreditada. Las facturas impagadas devengan intereses de demora. Los ajustes del DTER se aplicarán en las facturas posteriores y no conllevan ningún interés. Las facturas impugnadas deberán liquidarse (salvo excepciones) después del dictamen del mecanismo de resolución. Los pagos están denominados en dólares americanos y se efectúan libres de cargas.

La gestión cambiaria adoptada por las contrapartes del SIEPAC se basa en instrumentos y acuerdos de mercado. Panamá y El Salvador adoptaron el USD como moneda, lo que reduce la exposición de estos países al riesgo cambiario. Los demás miembros tienen tipos de cambio flotantes y existe disponibilidad y convertibilidad del dólar en la región. El contrato SIEPAC tiene una característica de intercambio por electricidad física (EFP²⁹, por sus siglas en inglés). Los Acuerdos de Compensación (*Netting Agreements*³⁰) también están disponibles para los participantes.

²⁸ Reglamento del Mercado Eléctrico Regional - RMER, 2019.

²⁹ EFP – *Exchange for Physical Electricity* o Intercambio por Electricidad Física.

³⁰ *Netting Agreements* o Acuerdos de Compensación permiten a las contrapartes intercambiar exposiciones en electricidad física y financiera con importes equivalentes en diferentes países para mitigar la volatilidad de las divisas.

Las normas del MER requieren que las contrapartes depositen en una institución financiera acordada como agente custodio garantías de pago con grado de inversión (BBB). El valor de las garantías de pago se acuerda entre las contrapartes y contempla el riesgo de impago por devaluaciones del tipo de cambio. La garantía no puede ser inferior a las desviaciones de la cantidad acordada del precio negociado en tiempo real, los gravámenes sobre el operador del sistema y el MER y los costes de transmisión. Las garantías de pago se calculan como el promedio mensual del trimestre anterior. La garantía permanece como garantía continua durante el periodo de vigencia del contrato en la institución de custodia, que mantiene la garantía en efectivo y las cartas de crédito. Si se retira la garantía, el comprador está obligado a restablecerlas. La institución de custodia debe devolver al importador todos los importes/activos retenidos al finalizar el contrato de intercambio.

3.6. Mercado Europeo de Electricidad

3.6.1. Descripción del Mercado

El sistema eléctrico europeo está interconectado desde hace más de setenta años. Desarrollado inicialmente para interconectar las regiones del norte y el oeste de Europa, se amplió posteriormente hacia Europa Central, la Península Ibérica y los países de los Balcanes. Al principio, los países conectados adoptaban el comercio neutral (balance neto cero), evolucionando hacia mercados liberalizados con un intercambio de energía libre en ambas direcciones.

Las directivas de la UE basadas en el Tratado de Maastricht³¹ fomentaron la convergencia de los principios de liberalización e intercambio de los mercados eléctricos. Aplicadas después de 1992, las directivas apoyadas por el programa de la Red de Transporte y Energía (RTE) de la UE fueron diseñadas para mejorar y aumentar los sistemas de transmisión y las interconexiones transfronterizas, además de homogenizar los estándares de acceso a la electricidad en toda la Unión. El comercio de electricidad alcanzó los 46.000 MW en 2019, con importantes flujos en el Nord Pool³², Europa Central y los mercados eléctricos del Reino Unido.

La dinámica del comercio europeo de electricidad se produce en seis grandes áreas de operación. El mercado eléctrico del Reino Unido (5.508 MW), el Nord Pool (13.332 MW), el mercado eléctrico del centro de Europa (11.099 MW), el mercado eléctrico del sudeste de Europa (4.858 MW), la Península Ibérica (2.760 MW) y el Corredor Suizo (12.633 MW). Anteriormente coordinada por la Unión para la Coordinación del Transporte de Electricidad (UCTE), ahora ENTSO-e³³, la configuración de la red se estableció para garantizar la estabilidad y el comercio neutral. Más recientemente, se introdujo la seguridad del suministro, la competencia en el mercado, y la integración de ERV. La energía suele fluir de norte a sur, de este a oeste y de forma radial desde el centro (Alemania, Suiza y Austria). La UE intercambió alrededor de 46.780 MW en 2019. El Anexo III presenta el mapa de la red paneuropea y el promedio de intercambio de capacidad eléctrica en las regiones seleccionadas.

³¹ Tratado que constituye la Unión Europea.

³² Nord Pool - el operador de la red eléctrica escandinava.

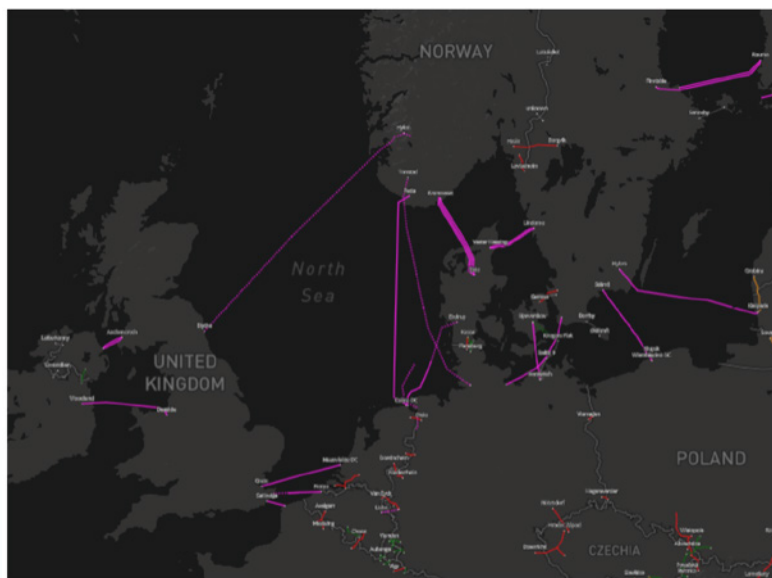
³³ ENTSO-e - Operadores de la red europea de transporte de electricidad.

La directiva de la UE sobre mercados energéticos y competencia impide que los contratos duren más de diez años. Su objetivo es fomentar la competencia y la entrada de nuevos participantes en el mercado. El programa Redes Transeuropea (TEN³⁴, por sus siglas en inglés) sigue la directiva mediante una arquitectura financiera limitada a diez años. El mercado paneuropeo de energía comprende más de cuarenta países, entre ellos 27 de la UE, el Reino Unido, los Balcanes, Turquía, Armenia, Azerbaiyán, Moldavia y Ucrania.

3.6.2. Mecanismos Aplicados de Mitigación del Riesgo Cambiario

El comercio europeo de electricidad se produce entre países con diferentes monedas. Los ejes incluyen el Reino Unido-Francia-Benelux-Irlanda-Zona Euro-Noruega, Alemania-Suiza-Austria, Escandinavia, Europa Central y los Balcanes. El mercado eléctrico del Reino Unido y el Nord Pool (Noruega y Suecia) son dos de los bloques más importantes que operan con diferentes divisas (Fig. 11). El Nord Pool y el Reino Unido comercian electricidad con cuatro monedas diferentes: la libra esterlina (GBP), el euro (EUR) de la UE, la corona sueca (SEK) y la corona noruega (NOK). Los contratos se liquidan mensualmente con liquidaciones parciales semanales.

Figura 11 - Interconexiones eléctricas del Reino Unido y el Nord Pool.



Fuente: [13].

³¹ TEN – Trans-European Networks o Redes Transeuropea.

La mitigación del riesgo cambiario evolucionó desde el comercio neutral (balance neto cero de electricidad) hasta los flujos de energía liberalizados. Estos incluyen tres entornos de mitigación:

- a. Mercados de energía:** las contrapartes intercambian contratos de energía a través de contratos extrabursátiles (OTC³⁵, por sus siglas en inglés) y de bolsas de electricidad establecidas, como son el EPEX y Nord Pool. Estas bolsas ofrecen contratos de futuros y a plazo de intercambio de electricidad a las contrapartes británicas, europeas y nórdicas. Tal y como exige la regulación de estas bolsas, existen márgenes (garantías en efectivo y líneas de crédito) para proporcionar liquidez en las transacciones. Este mecanismo permite hacer frente a la volatilidad de las divisas. Los contratos de electricidad se liquidan mensualmente mediante acuerdos marco. Las operaciones a través de las bolsas que incluyen cobertura física (tipo de contrato que permite a las contrapartes liquidar las exposiciones cambiarias utilizando electricidad física en lugar de dinero efectivo) se pagan diariamente.
- b. Mercados de derivados de divisas:** las contrapartes compran instrumentos de mitigación del riesgo de tipo de cambio, como los derivados de divisas ofrecidos por las bolsas financieras reguladas (ej. LSE/Deutsche Börse, etc.) y los contratos financieros OTC ofrecidos por los bancos de inversión. Estos derivados financieros ofrecen la posibilidad de predecir los flujos de caja futuros al permitirles a las contrapartes comprar o vender divisas en el futuro a un tipo de cambio acordado a través del pago de una comisión o prima.
- c. Operaciones estructuradas de divisas:** estructuras financieras desarrolladas por bancos internacionales para satisfacer las necesidades de divisas específicas por las contrapartes. Por ejemplo, un consumidor de energía con una planta de cogeneración en el Reino Unido que importa de Benelux (EUR) y exporta a Alemania (EUR) podría establecer una financiación comercial estructurada que permita que los ingresos procedentes en EUR compensen los riesgos monetarios de las importaciones de Benelux. Debido al tamaño de las operaciones, los bancos europeos ofrecen esta facilidad para minimizar el pasivo de la empresa británica y maximizar su posición de rentabilidad.

³⁵ OTC – *Over-The-Counter Contracts* o Contratos Extrabursátiles.

3.7 Revisión de Casos de Experiencia Internacional

La aplicación del marco de evaluación del riesgo cambiario a los estudios de caso identifica varios mecanismos para la mitigación de este riesgo. Se han identificado cinco elementos importantes al implementar las estrategias de mitigación del riesgo cambiario: 1) la naturaleza del intercambio de electricidad (proyecto de exportación frente a comercio incremental); 2) la estandarización de los contratos (firmes, interrumpibles y *spot*); 3) las garantías de pago (líquidas y contingentes); 4) la duración de los contratos (cortos frente a largos); y 5) la madurez del mercado (disponibilidad de instrumentos financieros de cobertura de riesgos). Cada componente ha resultado en el uso de diferentes mecanismos para abordar los riesgos de mitigación de las divisas (Tabla 13). En la sección 6 se analizarán otros elementos que permitan mitigar los riesgos con éxito.

Tabla 13 - Resumen de los mecanismos de mitigación de riesgo cambiario aplicados por los mercados regionales.

Nivel	Empresa	País	Supranacional
APG	<p>Adopción de un marco de mitigación de riesgos para la financiación de proyectos.</p> <p>Las inversiones se realizan en dos monedas: la local y la estadounidense.</p> <p>Los contratos se han estandarizado recientemente en conjuntos de 25MW.</p> <p>Los procedimientos de facturación y liquidación se recogen en los contratos (semanales y mensuales).</p> <p>Se requieren garantías de pago para los proyectos de exportación (márgenes y garantías).</p> <p>La volatilidad de las divisas se gestiona a nivel corporativo y a través de derivados de los mercados financieros.</p>	<p>Los tratados y acuerdos de inversión impulsan los proyectos de exportación.</p> <p>Los Bancos Centrales gestionan los tipos de cambio flotantes.</p> <p>Instrumentos financieros disponibles para la cobertura de la moneda local-USD.</p>	<p>Iniciativa de la ASEAN para desarrollar infraestructuras de interconexión, seguida de la integración de los mercados de electricidad y gas.</p> <p>Apoyo financiero de organismos multilaterales (ADB, Banco Mundial, ONU).</p>
WAPP	<p>Marco de mitigación de riesgos de la financiación de proyectos adoptado después del 2018.</p> <p>Contratos estándar (a corto y largo plazo) con entregas físicas de energía.</p> <p>La facturación, el cobro y la liquidación están definidas en los contratos.</p> <p>Las garantías de pago son obligatorias en los contratos.</p> <p>Recurrencia continua al Soberano debido a la falta de generación de ingresos suficientes.</p>	<p>Las inversiones y el comercio de electricidad se realizan en base a las directivas de ECOWAS.</p> <p>El BCEAO (con la moneda CFA) y los Bancos Centrales independientes (países no CFA) gestionan los tipos de cambio flotantes.</p> <p>La vinculación del CFA al EURO garantiza la disponibilidad y liquidez de los productos de cobertura de los mercados financieros, impulsados principalmente por los bancos de la UE.</p> <p>Se fomenta la compensación entre países para evitar el agotamiento de las reservas de divisas.</p>	<p>Directiva de ECOWAS sobre el mercado de intercambio regional para la creación del WAPP.</p> <p>Entorno de contratación establecido por el regulador regional (ERERA).</p> <p>Apoyo de los donantes y de los organismos multilaterales (AFDB, Banco Mundial) a través de los Préstamos Basados en Políticas y una facilidad de liquidez de hecho para los soberanos.</p>

Tabla 13 - Resumen de los mecanismos de mitigación de riesgo cambiario aplicados por los mercados regionales (continuación).

Nivel	Empresa	País	Supranacional
		Gobiernos soberanos gestionan los atrasos en las importaciones de electricidad a través del apoyo de los organismos multilaterales.	
Andina (SINEA)	<p>El marco de mitigación de riesgos es todavía embrionario y lo decide cada operador del mercado.</p> <p>Los proveedores de cobertura financiera actúan ad hoc debido al menor tamaño de la transacción neta.</p> <p>El Reglamento de los operadores del mercado nacional sigue vigente:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Realizan la medición, facturación y liquidación. - Actúan como custodios de los márgenes y las garantías de pago. - Requieren contrapartes con grado de inversión para poder negociar. <p>Los acuerdos de compensación para el comercio físico de energía han reducido la exposición a la volatilidad.</p>	<p>La inversión en interconexiones para el comercio de electricidad se lleva a cabo bajo las decisiones de la CAN.</p> <p>Acceso significativo de los miembros al mercado líquido basado en USD.</p> <p>Los Bancos Centrales de los países que no tienen un vínculo con el dólar manejan tipos de cambio flotantes.</p>	<p>Las decisiones de la CAN apuntalan el desarrollo de SINEA.</p> <p>El entorno de la contratación es todavía embrionario, con directrices emergentes de las decisiones de la CAN.</p> <p>El Comité de Reguladores Nacionales (CANREL) supervisa los estudios para la creación de un Operador del Mercado (MAERCP).</p> <p>La puesta en marcha del Mercado de Intercambio Regional cuenta con el apoyo del BID.</p>
SIEPAC	<p>El marco de mitigación del riesgo de los mercados de materias primas se adoptó desde el principio.</p> <p>Los proveedores de cobertura financiera comprenden los contratos estándar (firmes, spot, financieros y físicos).</p>	<p>Las inversiones en interconexiones y comercio de electricidad se realizan en el marco del acuerdo SICA.</p> <p>Acceso sin restricciones al mercado de dólares para un número significativo de miembros.</p>	<p>Acuerdo del SICA para implementar el SIEPAC.</p> <p>El entorno de contratación lo establecen el Operador del Mercado (MER) y el Regulador Regional (CRIE).</p>

Tabla 13 - Resumen de los mecanismos de mitigación de riesgo cambiario aplicados por los mercados regionales (continuación).

Nivel	Empresa	País	Supranacional
	<p>La medición, la facturación, y la liquidación están claramente establecidas en los contratos.</p> <p>Un custodio gestiona los márgenes y las garantías de pago.</p> <p>Exigencia de contrapartes con grado de inversión para poder negociar.</p> <p>Acuerdos de compensación, tanto físicos como financieros, para reducir la exposición a la volatilidad.</p>	<p>Los Bancos Centrales de los países que no tienen un vínculo con el dólar manejan tipos de cambio flotantes.</p>	<p>La puesta en marcha del Mercado de Intercambio Regional cuenta con el apoyo del BID.</p>
UE	<p>Los contratos estandarizados (electricidad física y financiera) son la norma y son entendidos por las instituciones financieras.</p> <p>Mercados financieros muy líquidos y avanzados con una gran disponibilidad de productos financieros desarrollados en el Reino Unido y replicados en otros mercados europeos.</p> <p>Las garantías de pago y los márgenes son obligatorios en los contratos de intercambio de electricidad y en las bolsas.</p> <p>Operaciones estructuradas entre los participantes del mercado mejoran los acuerdos de compensación y ayudan a hacer frente a la fluctuación frente al EURO.</p>	<p>Las inversiones en interconexiones y comercio de electricidad se realizan en el marco del programa RTE, las directivas de la UE y las políticas nacionales.</p> <p>Existencia de un regulador nacional que establezca el entorno de contratación. Los miembros de la UE deben seguir las directivas de la UE.</p> <p>Aplicación de las directrices de acoplamiento entre los miembros de la UE y los que no lo son.</p> <p>Mercado de tipos de cambio flotantes gestionado por los bancos centrales de la UE y de fuera de la UE.</p>	<p>Directivas de la UE para los mercados de la electricidad.</p> <p>El apoyo del Banco Europeo de Inversiones (EIB) al Programa RTE.</p> <p>Consejo de Reguladores de Electricidad de la UE para la alineación de los mercados.</p>

Fuente: [3].

3.8. Lecciones Aprendidas y Aplicabilidad a SIESUR

Los cinco estudios de casos internacionales sacan a la luz las diferencias de los marcos en la gestión de los riesgos cambiarios en los intercambios transfronterizos de electricidad. Las lecciones derivadas se centran en tres pilares de acción: contratos y acuerdos; instrumentos financieros; políticas, normativas y estructura del mercado de la electricidad (Tabla 14).

Tabla 14 - Lecciones aprendidas de la gestión del riesgo cambiario a partir de la experiencia internacional.

Pilar	Lecciones
Contratos y Acuerdos	<ul style="list-style-type: none"> i. En las primeras fases del desarrollo del mercado de electricidad se ha confiado en que las compañías de servicios públicos nacionales desempeñen un papel importante como importadores. Los mercados desarrollados distribuyen los riesgos a través de contratos más pequeños adquiridos por compradores calificados (ASEAN, WAPP). ii. Los proyectos respaldados por el Estado se han eliminado gradualmente y el riesgo se ha transferido a los mercados corporativos y financieros. La liquidez de los mercados de divisas y la innovación de los instrumentos ayudan a las contrapartes a mitigar los riesgos (UE, ASEAN). iii. La compatibilidad de las jurisdicciones de los países firmantes de contratos PPA sigue siendo un punto de debate. Crea un riesgo de base que suele abordarse mediante pólizas y seguros de crédito (ASEAN, WAPP). iv. El acortamiento del periodo de entre facturación y liquidación ha contribuido a limitar la exposición de los exportadores a la volatilidad del tipo de cambio (ASEAN).
Instrumentos financieros	<ul style="list-style-type: none"> v. La disponibilidad de instrumentos del mercado financiero ayuda al marco de mitigación de riesgos cambiario. El acceso a mercados más desarrollados y líquidos permite mitigar el riesgo de forma efectiva y mejorar las técnicas de financiación de proyectos (ASEAN, WAPP, UE). vi. Los contratos denominados en dólares estadounidenses y en otras divisas adoptan un enfoque de financiación Project Finance. Las garantías y las reservas deben depositarse en instituciones financieras designadas como garantías de pago ante situaciones de falta de liquidez e insolvencia, incluida las derivadas de devaluaciones monetarias (SIEPAC, ASEAN, WAPP). vii. Los contratos de importación con financiación internacional determinan la necesidad y el proceso de cobertura de divisas. El SPV (proyectos de exportación) mantiene la deuda y el flujo de ingresos la calificación crediticia de los compradores. Otros instrumentos son la Cuenta de Reserva del Servicio de la Deuda (DSRA), las líneas de liquidez, los swaps de divisas y los seguros de crédito (ASEAN, WAPP).

Tabla 14 - Lecciones aprendidas de la gestión del riesgo cambiario a partir de la experiencia internacional (continuación).

Pilar	Lecciones
	<p>viii. El uso del apoyo crediticio y los acuerdos marco se despliegan en los diseños comerciales más avanzados para compensar las posiciones de exposición en moneda extranjera. Las compañías de servicios públicos grandes adoptan esta práctica desde la perspectiva del riesgo empresarial (ASEAN, WAPP, SIEPAC).</p> <p>ix. Las soluciones de mitigación para los atrasos por eventos catastróficos son los seguros y otras garantías de pago. Los mercados energéticos liberalizados recurren a instrumentos de cobertura de riesgos disponibles en los mercados financieros (WAPP, SIEPAC).</p>
Políticas, normativas y estructura del mercado de la electricidad	<p>x. La etapa de diseño del mercado es importante en la forma de contratar la electricidad. Los proyectos orientados a la exportación adoptan políticas y acuerdos que son estrictos en materia de gestión de riesgos a cargo del país importador y, más recientemente, de las empresas. Las líneas de crédito se adoptan en gran medida y se respaldan con garantías en los mercados liberalizados (IEPAC, WAPP) para cubrir la volatilidad cambiaria</p> <p>xi. El apoyo de los bloques comerciales impulsa el ritmo de desarrollo de las interconexiones y la integración del mercado eléctrico. Según la OMC, la electricidad es un servicio. Las directivas de la UE tratan la electricidad como un <i>commodity</i> en el mercado único y como un servicio en los países ascendentes (UE).</p> <p>xii. La estructura de los mercados nacionales de electricidad puede mantenerse mientras la interconexión regional evoluciona hacia un mercado único. Los mercados de América Central, África y Asia han demostrado que el mercado X+1+1 es viable (SIEPAC, ASEAN).</p> <p>xiii. El apoyo de los BMD ha sido fundamental para el comercio internacional de electricidad. La titulización del intercambio de electricidad se considera crucial para apoyar el mercado (ASEAN, WAPP).</p> <p>xiv. El apoyo de los bloques económicos y comerciales es fundamental para el éxito a largo plazo del intercambio de electricidad. La adopción de directivas y normativas sólidas permite que las partes interesadas se alineen y se esfuercen por mantener el éxito del intercambio de electricidad (ASEAN, WAPP, SIEPAC, UE).</p>

Fuente: [3].

Las lecciones aplicables al diseño de mecanismos de gestión del riesgo cambiario en SIESUR deben considerar los siguientes elementos:

- a. **Acuerdos y contratos:** se destacan dos grandes actividades. Por un lado, la convergencia de los principios generales de contratación de electricidad aplicables a los mercados del Mercosur, con un plan y una hoja de ruta para su implementación durante un período aceptable. Por otro lado, la reducción del periodo entre la facturación y liquidación contribuiría a limitar la exposición al riesgo de cambio de los importadores.
- b. **Instrumentos financieros:** desplegar técnicas financieras modernas derivadas de las mejores prácticas internacionales de *Project Finance*, incluyendo el apoyo crediticio y los instrumentos de cobertura de riesgos, para lograr flujos comerciales estables y predecibles. El desarrollo de instrumentos financieros beneficiaría al SIESUR al permitirles a los operadores cubrir la exposición a los riesgos cambiarios en función de los costes de oportunidad y las condiciones del mercado.
- c. **Políticas y normativas:** fomentar la alineación de políticas y normativas para impulsar la profundidad y la liquidez de los mercados de derivados y mejorar la disponibilidad de instrumentos financieros para los mercados eléctricos.

Capítulo 4

Estrategias de Mitigación del Riesgo Cambiario para SIESUR



Las políticas públicas siguen teniendo un papel importante en la realización de proyectos binacionales de importación y exportación de electricidad. La volatilidad de las divisas puede obstaculizar el desarrollo efectivo de los acuerdos de importación y exportación. Los contratos históricos de importación se han beneficiado de cuentas reguladoras especiales que permiten recuperar las fluctuaciones monetarias a través de los precios. Esta práctica dejará de existir en el futuro, así que los entornos de los mercados eléctricos modernos exigen la adaptación a las mejores prácticas en la gestión del riesgo cambiario.

Los responsables políticos y los reguladores deberían evitar aplicar soluciones *ad hoc* para proyectos de exportación e importación específicos y pensar en soluciones sostenibles de largo plazo. SIESUR podría establecer nuevos acuerdos que permitan continuar con las exportaciones binacionales y las importaciones directas cuando expiren las cláusulas de los tratados vigentes (es decir, los derechos de precio y exclusividad). Estos nuevos acuerdos tendrían que incluir diferentes enfoques para hacer frente a la volatilidad de las divisas y apoyar un aumento de los intercambios de electricidad. Esta sección presenta las principales estrategias para gestionar el riesgo cambiario en los países del SIESUR.

4.1. Políticas de Apoyo para Aumentar el Intercambio de Electricidad de Forma Eficiente

La experiencia internacional ha demostrado que el intercambio de electricidad se produce con éxito cuando existen entornos regulatorios estables. SIESUR es una iniciativa pública regional para mejorar la seguridad del suministro y aportar beneficios económicos regionales a los países del cono sur. El aumento de los intercambios energéticos debe ser secuencial, partiendo de pilares regulatorios y de políticas públicas sólidas para lograr resultados creíbles, tangibles y sostenibles a medio plazo.

Con un tamaño similar al del comercio de electricidad del Reino Unido, estando detrás solamente del Nord Pool, SIESUR carece de las características de mercado de *commodities* que se encuentran en los mercados de energía europeos. En base al estudio “Evaluación de las oportunidades de intensificar en el corto y mediano plazo los intercambios de electricidad, binacionales y entre países de SIESUR” [1], se sugiere que el potencial de crecimiento de SIESUR podría competir con el Nord Pool, si la región se abre a un mayor intercambio de electricidad en la próxima década. Sin embargo, una característica esencial ausente en los niveles de comercialización de SIESUR es la posibilidad de intercambiar energía como un *commodity*. Esta característica permite el acceso a vastas soluciones financieras basadas en el mercado, incluyendo los instrumentos financieros para mitigar los riesgos de tipo cambiario.

SIESUR es todavía una iniciativa de integración en fase inicial de desarrollo y requiere de mecanismos de gestión cambiaria observadas en otras regiones de comercio de energía. Con la excepción de mercados como Argentina y Brasil que han logrado utilizar los mercados de futuros para cubrir algunos de sus riesgos financieros, el comercio transfronterizo de electricidad en SIESUR sigue echando de menos las ventajas de un entorno de contratación desarrollado, las soluciones de cobertura de los mercados financieros y el apoyo de los bloques comerciales y los organismos multilaterales. Estas características están ampliamente presentes en todos los casos analizados y podrían beneficiar a la integración de los mercados en SIESUR. Se desarrollarán estas soluciones en el ámbito de las políticas públicas de cada país (Tabla 15).

Tabla 15 – Presencia de soluciones de política pública para la gestión del riesgo cambiario.

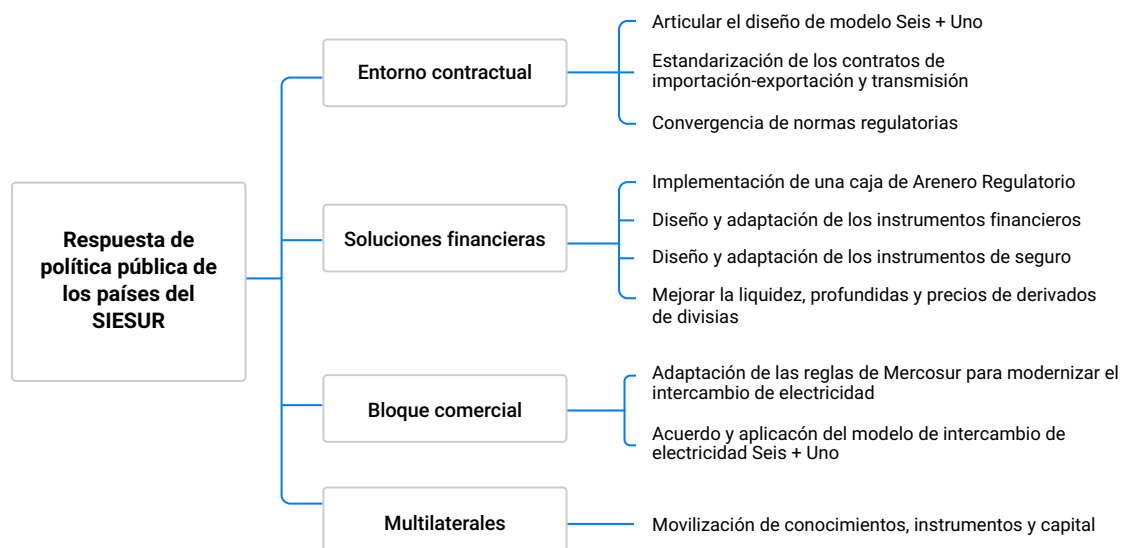
Nivel	Tipo de mitigación	Instrumentos	Descripción	Estatus en SIESUR
País	Acuerdos y contratos	Acuerdos bilaterales	Intercambio de electricidad a través de Tratados y Acuerdos.	Presente.
			Acuerdos de cambio de moneda entre los firmantes.	No presente.
	Soluciones financieras	Línea de liquidez a corto plazo.	Líneas de liquidez en el mercado eléctrico para los Agentes.	No presente.
			Líneas de crédito revolvente y cartas de crédito.	No presente.
		Garantías soberanas.	Garantías soberanas.	Parcialmente presente.
			Obligaciones respaldadas por seguros públicos y privados	No presente.
		Garantías de pago	Garantías soberanas.	No presente.
	Política pública	Sector eléctrico y normativa monetaria	Recuperación de tarifas y costes de transferencia (política macroeconómica).	Presente.
			Cuentas especiales de regulación.	Presente.
			Regulación monetaria por parte de los bancos centrales.	Presente.

Fuente: [3].

SIESUR podría beneficiarse del modelo de intercambio de electricidad cinco-más- uno³⁶. Este modelo abarcaría las políticas y regulaciones nacionales de los seis países (Argentina, Brasil, Chile, Paraguay y Uruguay); además de fomentar la coordinación a través de un mercado de intercambio basado en las normas del Mercosur. Las opciones de política pública pueden abordar varias iniciativas, como se indica en la Figura 12, que se analizan con más detalle en el resto de la sección.

³⁶ El modelo 5+1 es un marco multi-mercado con precios de intercambio regionales y características de coordinación técnica determinadas por los mercados nacionales y los operadores de transmisión. Se diferencia del SIEPAC por la ausencia de un precio regional determinado por una única bolsa. Este marco sería un segundo paso hacia un mercado eléctrico más integrado en el Mercosur.

Figura 12- Iniciativas de política pública a nivel nacional



Fuente: [3].

4.2. Acuerdos y Contratos - Soluciones Basadas en el Entorno Normativo y de Contratación

Un nuevo entorno de contratación sustenta el modelo de intercambio de electricidad cinco-más-uno. Mantiene los mercados nacionales de electricidad de los miembros de SIESUR (los cinco), y establece un mercado de intercambio de electricidad transfronterizo (el mercado +1). El nuevo entorno tendría tres piezas legales entrelazadas: una nueva estructura de contratos; un acuerdo de reglas de acoplamiento; y soluciones de base financiera.

La estandarización de los contratos de exportación-importación de electricidad en el SIESUR podría crear liquidez, y profundidad en las transacciones, para permitir el desarrollo y despliegue de instrumentos de mitigación del riesgo cambiario. Los contratos podrían beneficiarse de las mejores prácticas de la experiencia internacional (Tabla 16), lo que a su vez permitiría desplegar nuevas soluciones financieras de forma eficaz.

Tabla 16 - Elementos para la normalización del contrato de intercambio SIESUR.

Elemento	Descripción	Estatus
1. Participantes en el mercado	Estimular la participación de nuevos participantes en el mercado. Los participantes en el mercado nacional están autorizados como Agentes calificados para ser admitidos en el mercado cambiario del SIESUR, ajustándose a sus normas y acuerdos, cumpliendo requisitos y obligaciones.	Parcialmente presente.
2. Electricidad física	Definir los contratos con base en la tipología de electricidad física. Los contratos combinan dos tipos de energía (firme e interrumpible) y cuatro plazos de duración (al contado, semana, mes y año siguiente). Cada opción ofrece un perfil de riesgo y requisitos de mitigación del riesgo cambiario diferentes.	Parcialmente presente.
3. Gestión de la capacidad de transmisión	Mejorar la capacidad de transmisión. Inspirado en los contratos físicos de electricidad y adaptado a los códigos operativos de transmisión nacionales armonizados.	Parcialmente presente.
4. Electricidad financiera	Introducir la electricidad financiera en los contratos. Los contratos deben reflejar la electricidad física indicada en el segundo elemento esencial (electricidad física) y estar disponible para las contrapartes a fines de cobertura. También se permite la función de intercambio por electricidad física (EFP).	No presente.

Tabla 16 - Elementos para la normalización del contrato de intercambio SIESUR (continuación).

Elemento	Descripción	Estatus
5. Tamaño del contrato	Introducción de segmentación de contratos por tamaño. Se debe establecer tramos pequeños (25-50 MW), medianos (50-250 MW), grandes (250-500 MW) y muy grandes (más de 500 MW) para distribuir los riesgos entre muchos compradores calificados, incluyendo instituciones financieras, creando una cartera diversificada de transacciones.	No presente
6. Moneda y precio	Homogeneizar la moneda y crear un mecanismo de formación de precios y resolución de disputas. Los contratos están denominados en dólares. Las contrapartes determinan el precio en los contratos OTC. Las bolsas del mercado eléctrico nacional calculan los precios al contado. Se produce el arbitraje de precios, formando parte de los procedimientos de mitigación.	Presente.
7. Facturación y liquidación	Introducción de facturas semanales con conciliación mensual y anual a través de modos de medición y acuerdos contractuales. Los pagos deben adoptar un ciclo de hasta cuarenta y cinco días tras la emisión de la factura con ajustes mensuales, trimestrales y anuales.	Parcialmente presente, Requiere normalización.
8. Custodios	Fomentar la presencia de instituciones designadas para retener activos, registros de derechos, obligaciones y pasivos de los participantes del mercado en cuentas separadas. Normalmente, los operadores del mercado nacional y las instituciones financieras realizan estas actividades en los países del SIESUR.	No presente.
9. Acuerdos de apoyo	Integrar elementos clave de apoyo en todos los acuerdos. Acuerdos, garantías, mecanismos de resolución de conflictos y la aplicabilidad de la jurisdicción nacional deben incluirse en los contratos dentro de las normas del Mercosur.	No presente

Fuente: [3].

Los acuerdos de apoyo deberían ser parte integrante del nuevo entorno de contratación. El tipo de acuerdos que deberían ser incluidos son:

- i. **Acuerdos marco:** incluye procedimientos de compensación (física y financiera) e intercambio de exposiciones (facturas y líneas de crédito) que ayudan a las contrapartes a mitigar los créditos y las posiciones en divisas. La aceptación de pagos en monedas nacionales (una parte de los contratos) y el intercambio de exposiciones pueden formar parte del marco de mitigación. Estos contratos pueden tener que cumplir (o no estar regulados) la normativa de los bancos centrales y/o comisiones de valores de cada país.
- ii. **Acuerdos de apoyo crediticio y garantías de pago colateral:** las contrapartes de la transacción ponen activos líquidos como condición previa para que comience el intercambio de electricidad (garantía en efectivo, carta de crédito y otros activos líquidos). Esto les asegura a los exportadores la disponibilidad de fondos para liquidar las facturas en sus fechas de vencimiento y cubrir cualquier ajuste asociado a la volatilidad cambiaria.
- iii. **Acuerdos de estandarización de monitoreo y de especificaciones críticos:** estas condiciones tienen como objetivo la sostenibilidad de las posiciones financieras de las contrapartes involucradas. La cotización del tipo de cambio obtenida señala a las autoridades los riesgos potenciales de las contrapartes. El índice podría basarse en la canasta de tipos de cambio nacionales y en los compromisos de los importadores.
- iv. **Acuerdos de fuerza mayor, resolución de conflictos y rescisión:** incorporación de cláusulas contractuales siguiendo las mejores prácticas internacionales en materia de *Project Finance* y mercados de *commodities*.
- v. **Un acuerdo de acoplamiento de normas reguladoras sería la columna vertebral de SIESUR para una gestión eficaz del riesgo cambiario.** El acuerdo de acoplamiento contendría directrices y normas operativas para apoyar un nuevo régimen de comercio de electricidad en la región (incluida la asignación y gestión de la capacidad), ampliando la disponibilidad de las herramientas de gestión del riesgo cambiario.

Los contratos estándar de SIESUR podrían convertirse en acuerdos "negociables" para ser utilizados por las contrapartes. El contrato estándar se puede convertir en un instrumento negociable esencial para el desarrollo de soluciones financieras para cubrir la exposición al riesgo cambiario. Por ejemplo, la estandarización de los contratos de importación-exportación permite la elaboración de contratos *swaps* financieros y físicos por parte de contrapartes calificadas para intercambiar exposiciones en diferentes monedas que les facilitan efectuar pagos en diferentes mercados (Acuerdos de Compensación o *Netting Agreements*).

4.3. Soluciones Financieras para Reducir la Exposición al Riesgo de Divisas

Las soluciones financieras complementarían el nuevo entorno de contratación para producir resultados eficientes de mitigación del riesgo cambiario. Los mercados de cobertura y de seguros de la mayoría de los países de SIESUR están poco desarrollados y no ofrecen soluciones eficientes para la cobertura cambiaria de la electricidad. Las posibles carencias están relacionadas con la falta de profundidad de los mercados financieros y de seguros en algunos países de SIESUR.

Las políticas públicas pueden desempeñar un papel de apoyo a la integración eléctrica mientras los mercados financieros desarrollan nuevos instrumentos de cobertura de riesgos. Las políticas públicas tienen dos conjuntos de iniciativas: 1) facilitar las condiciones necesarias para el desarrollo de los mercados financieros a largo plazo; y 2) abordar los fallos del mercado mediante soluciones financieras públicas a corto plazo hasta que el mercado privado alcance un nivel óptimo de desarrollo. La primera iniciativa se centra en crear condiciones regulatorias óptimas para desarrollar instrumentos de cobertura de divisas para los contratos de electricidad en el mercado financiero y de seguros. La iniciativa incentiva por un lado a los mercados financieros para que construyan instrumentos, y, por otro, al regulador financiero para que habilite un entorno para desplegarlos. La segunda iniciativa aborda la actual falta de soluciones basadas en el sector financiero mediante la participación directa a través de los bancos centrales, los bancos nacionales y la disponibilidad de fondos públicos especializados.

4.3.1 Soluciones del Sector Financiero

Los sectores financieros más desarrollados son capaces de aportar soluciones eficientes para cubrir exposiciones al riesgo cambiario. La UE, en particular el mercado de la electricidad del Reino Unido se benefició en gran medida de la disponibilidad de mercados de derivados existentes en Londres para abordar los riesgos cambiarios y gestionar las exposiciones de forma eficaz. La banca de inversión y el mercado de seguros también pueden crear productos para hacer frente a las exposiciones al riesgo cambiario de la importación y exportación eléctrica (Tabla 17).

Tabla 17 - Soluciones financieras - Instrumentos de mercado.

Instituciones	Instrumento	Descripción
Finanzas	Líneas de liquidez	Línea de crédito revolvente de OTC y Carta de Crédito (LOC).
	Financiamiento comercial	Línea de financiación comercial OTC revolvente con un plazo de dos años.
	Swaps de divisas	Swaps de divisas extranjeras negociados en bolsa y OTC.
Seguros	Seguro de crédito	Protección de las decisiones gubernamentales adversas que impidan que una contraparte reciba pagos causados por la alta volatilidad de la moneda.
	Seguro de transferencia y convertibilidad	Protección contra la falta de acceso, transferencia y convertibilidad de las monedas.

Fuente: [16].

4.3.2 Intervenciones de Política Pública

Abordar la innovación a través de un Sandbox Regulatorio³⁷ incentivaría a las partes interesadas a buscar nuevas soluciones para abordar los riesgos cambiarios. Los reguladores financieros y sectoriales podrían colaborar para probar soluciones de mercado innovadoras para la cobertura de riesgo cambiario.

La participación pública abordaría la falta de escala (liquidez y profundidad) de los mercados de divisas y derivados disponibles para los contratos de electricidad. Los bancos centrales y los reguladores del mercado tienen un papel fundamental en la alineación de la política monetaria con la política fiscal y las regulaciones para desplegar una ampliación prudente del mercado. El aumento de la disponibilidad de divisas y los derivados de divisas influyen en la liquidez, la profundidad y la competitividad de los precios. La percepción de la alineación de las políticas monetarias respetando los distintos entornos macroeconómicos puede enviarle las señales adecuadas al mercado para reducir los costes de transacción y comisiones innecesarias (Tabla 18).

³⁷ El Sandbox Regulatorio o *Regulatory Sandbox* es un marco establecido por los reguladores financieros como espacio de pruebas para nuevos modelos de negocio y para pilotar nuevas iniciativas que no están amparadas por la regulación actual ni supervisadas por las instituciones reguladoras.

Tabla 18 - Soluciones financieras públicas - Iniciativa de activación del mercado.

Marco temporal	Instrumento	Descripción
Corto plazo – Soluciones para aumentar el intercambio de electricidad	Cuenta de reserva de divisas.	Cuentas de reserva creadas a través de Bancos Centrales y Bancos Nacionales para aumentar la liquidez y la profundidad del mercado, fomentar el comercio y mejorar la integración y el desarrollo del mercado de la electricidad en la región.
	Garantías de pago.	Instrumentos financieros utilizados para abordar los eventos de volatilidad extrema debido a pagos adversos de divisas extremadamente altos.
	Garantías y seguros.	Líneas de crédito creadas con fines específicos y respaldadas por fondos soberanos.
Largo plazo – desarrollo de mercados financieros	Sandbox Regulatorio para productos financieros.	Sandbox Regulatorio desarrollado para probar nuevos mecanismos /instrumentos financieros para brindar cobertura cambiaria para el intercambio eléctrico.

Fuente: [3].

4.4. Papel del Mercosur y de los Bancos Multilaterales de Desarrollo

4.4.1. El Papel Potencial de Mercosur

El apoyo del Mercosur podría llegar a ser relevante para el éxito de la implementación del intercambio transfronterizo. La experiencia internacional en Europa, Asia, África y América Central indica que la convergencia del entorno de contratación, la coordinación de los operadores de electricidad, la alineación de los reguladores para aumentar la profundidad del mercado y la liquidez de los productos financieros y de seguros es fundamental en la implementación de una bolsa de electricidad moderna.

El objetivo general sería apoyar el desarrollo de un entorno propicio para la aplicación del marco de intercambio de electricidad "cinco-más-uno". El enfoque abarca las políticas y normativas nacionales de cinco países (Argentina, Brasil, Chile, Paraguay y Uruguay) y fomenta la coordinación dentro de las normas del Mercosur. La armonización de los procedimientos y el cumplimiento de un marco acordado son condiciones previas para enviarles las señales adecuadas al mercado (Tabla 19).

Tabla 19 - Posibles iniciativas de apoyo al SIESUR.

Iniciativa	Contexto	Descripción
Acuerdo comercial del bloque de países	Intercambio de electricidad	Acordar la dirección y la hoja de ruta para la aplicación de los principios de intercambios de bienes y servicios de Mercosur en SIESUR.
		Acordar el alcance de los instrumentos de política pública a nivel nacional y regional que cubren los mercados nacionales de electricidad que podrían aplicarse a corto plazo.
	Mercados financieros	Acordar el alcance de los instrumentos de política pública a nivel nacional y regional que cubren los mercados financieros y de seguros que podrían aplicarse a corto plazo.
		Articular el marco que pueda coordinar y monitorear los tipos de cambio en SIESUR para facilitar el comercio.
		Invitar a los organismos multilaterales a apoyar y acelerar la movilización de las partes interesadas.

Fuente: [3].

4.4.2. El Papel de los Bancos Multilaterales de Desarrollo.

El apoyo de las BMD ha demostrado tener un impacto positivo en las iniciativas de intercambio de electricidad. En este sentido, los organismos multilaterales de la región podrían ejercer su poder de convocatoria para apoyar la agenda de SIESUR. La agenda podría abordar las siguientes prioridades:

- i. **Política y normativa de divisas:** el acoplamiento de los entornos de regulación y contratación se apoya en políticas para producir resultados sostenibles. Se fomenta el diseño y la aplicación de instrumentos innovadores mediante la puesta en marcha de un Arenero Regulatorio para el intercambio de electricidad y el apoyo al diseño de los mecanismos/instrumentos financieros.
- ii. **Instrumentos de gestión de divisas:** estandarizar el entorno de contratación de los productos eléctricos basándose en las mejores prácticas. El diseño y desarrollo de productos financieros debería seguir un camino similar para garantizar la portabilidad³⁸ y la aceptación entre las contrapartes. También debería considerarse la posibilidad de celebrar acuerdos marco, tanto para las empresas como para las entidades financieras.
- iii. **Soluciones financieras:** por un lado, la financiación de los estudios preparatorios constituye un apoyo para crear una hoja de ruta con base técnica. Por otro, los instrumentos financieros pueden servir para mitigar los riesgos cambiarios, como PBL con opción de desembolso diferido, garantías y líneas de liquidez, pueden servir para compensar posibles devaluaciones del tipo de cambio de forma que ayuden a facilitar el intercambio de electricidad de SIESUR. La Tabla 20 resume los principales tipos de apoyo que podrían los organismos multilaterales a SIESUR a corto, medio y largo plazo.

³⁸ La portabilidad es un atributo para que un instrumento financiero de un país sea aceptado en otro. La normativa de habilitación debe ser aprobada por los países implicados y los swaps de divisas se beneficiarían enormemente de este acuerdo.

Tabla 20 - Posibles instrumentos de los BMD para apoyar la mitigación de los riesgos cambiarios del SIESUR.

Marco temporal	Instrumento	Descripción
Apoyo a corto plazo	Marco de contratación de la bolsa de electricidad	Desarrollar un conjunto estandarizado y adecuado de contratos y acuerdos marco que puedan adoptarse en el mercado de intercambio de electricidad.
	Directrices y mecanismo de acoplamiento de la regulación de la electricidad	<p>Desarrollar un estudio para abordar los riesgos del intercambio de electricidad con tres resultados:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Comparar, contrastar y sugerir mejoras en la legislación y la normativa para facilitar los intercambios transfronterizos y la gestión del riesgo de las divisas teniendo en cuenta las diferentes etapas de desarrollo de los mercados e instrumentos. • Sugerir aportaciones a las normas del Mercosur para tratar la electricidad como un <i>commodity</i>. • Diseñar directrices y/o un mecanismo de acoplamiento regulatorio para facilitar los intercambios de electricidad desde la facturación hasta la liquidación. <p>En el estudio participarían equipos sectoriales técnicos, junto con tesorería y representantes de los países anfitriones.</p>
	Sandbox Regulatorio para el intercambio de electricidad	<p>Invitar a empresas tecnológicas a participar en el Sandbox. Eso incluiría experimentar o probar conceptos innovadores que faciliten la mitigación de riesgos, incluida la divisa para el intercambio de electricidad.</p> <p>Los proponentes pueden beneficiarse del apoyo del BID Lab en conexión con otras agencias de financiamiento disponibles a nivel regional.</p>
	Garantías de pago	<p>Desarrollar un estudio para evaluar la compatibilidad de los productos de garantías disponibles en el mercado regional para abordar la volatilidad y las exposiciones de riesgo de divisas.</p> <p>Sugerir, elaborar, adaptar y apoyar el lanzamiento de un producto a la medida que aborde eficazmente el riesgo cambiario de las contrapartes siguiendo las normas de Mercosur para las instituciones financieras.</p>

Tabla 20 - Posibles instrumentos de los BMD para apoyar la mitigación de los riesgos cambiarios del SIESUR (continuación).

Marco temporal	Instrumento	Descripción
Apoyo a medio plazo	Préstamos Basados en Reformas de Políticas (PBLs)	Preparación de un préstamo PBL para apoyar el mecanismo de mitigación del riesgo cambiario en los países del SIESUR.
	Ventanilla de financiación comercial	Diseñar y poner en marcha una plataforma en el BID/BID Invest a disposición de las empresas privadas para la puesta en común de divisas a través de un mecanismo sintético de financiación del comercio.
	Agencia de intercambio de divisas	Identificar, evaluar y sugerir el establecimiento de una agencia de intercambio de divisas (Tesorería del BMD) para ofrecer <i>swaps</i> de divisas a los países de SIESUR para gestionar su exposición cambiaria.
Apoyo a largo plazo	Línea de liquidez	Diseñar e implementar una línea contingente de liquidez en la cual a través de un Acuerdo Marco sintético se pone en común divisas disponibles para contrapartes calificadas y grandes bloques de energía.
	Instrumentos de garantía de pago	Diseñar y poner en marcha una plataforma entre el BID y aseguradoras públicas y privadas para poner recursos en común para desarrollar un fondo de garantía para hacer frente a eventos de volatilidad extrema como último recurso.

Fuente: [3].

Capítulo 5

Conclusiones



El estudio ha destacado la exposición cambiaria que existe en las transacciones de energía entre los países del SIESUR, el costo financiero que esto implica, y los posibles mecanismos de gestión para promover el crecimiento del intercambio de energía eléctrica en la región. El riesgo cambiario es identificado como una de las principales barreras para el desarrollo de la integración eléctrica de SIESUR, ya que los valores estimados asociados al riesgo cambiario en las transacciones internacionales de energía es uno de los principales costos financieros. Este estudio explora, a través de una revisión de experiencias internacionales, posibles soluciones que pueden implementarse para mitigar el riesgo cambiario existente y fomentar el crecimiento en el intercambio de electricidad en SIESUR.

El valor esperado de los sobrecostos de las transacciones de energía en SIESUR asociado al riesgo cambiario puede llegar a alcanzar un 13% del valor de la transacción. La exposición cambiaria se calculó a través de un modelo de simulación Monte Carlo que utilizó información histórica de las variaciones de los tipos de cambio de los países de SIESUR para predecir la volatilidad esperada. Los niveles históricos de volatilidad de las monedas locales de los países miembros en relación con el dólar son altos, con variaciones mensuales de hasta 15%, lo que hace que la exposición cambiaria en SIESUR sea significativa. El estudio tomó como referente de análisis a los países importadores, ya que son los que tienen mayor exposición al tipo de cambio, menor poder de negociación para fijar términos de precio y plazos de pago, y su moneda nacional tiende a depreciarse frente al dólar americano.

El análisis de experiencias internacionales de cinco mercados energéticos regionales en diferentes etapas de desarrollo arroja luz sobre las diferentes soluciones disponibles para mitigar el riesgo cambiario. El estudio se enfocó en examinar cinco experiencias en mercados eléctricos diferentes: (i) mercados desarrollados (UE); (ii) mercados intermedios (WAPP y SIEPAC); (iii) mercados en fase embrionaria (SINEA); y (iv) Mercados poco desarrollados (ASEAN). Los mecanismos de mitigación observados se centran en soluciones bajo tres pilares de acción: (i) contratos y acuerdos; (ii) instrumentos financieros; y (iii) políticas, normativas y estructura del mercado de la electricidad.

Los principales mecanismos de mitigación identificados para SIESUR están divididos en:



1. **Soluciones de entorno contractual:** El entorno de contratación debe evolucionar y adaptarse a una nueva situación que mitigue adecuadamente este riesgo. Entre las soluciones expuestas en este estudio se incluye:
 - La adopción de un marco internacional de Project Finance que puede permitir mitigar riesgos de tipo cambiario a través de mecanismos internos y soluciones financieras para abordar problemas de solvencia del exportador, reembolsos de préstamos en moneda extranjera, y acuerdos de garantías del importador.
 - Estandarización de los contratos de exportación-importación de electricidad con el fin de estimular la participación de nuevos participantes en el mercado, e incluir elementos clave en los contratos como la homogeneización y reducción del tiempo entre facturación y liquidación (según el análisis de exposición cambiaria realizado, pasando de 30 días a 15 días la reducción de la exposición podría alcanzar hasta un 54%).



2. **Soluciones financieras:** Desarrollar iniciativas que creen condiciones regulatorias óptimas para el desarrollo de cobertura de divisas para los contratos de electricidad en el mercado financiero y de seguros. Las soluciones propuestas se dividen en:
 - Soluciones del sector financiero – desarrollar el sector financiero de la región para que sea capaz de ofrecer instrumentos financieros como: facilidades de liquidez, financiación comercial, y swaps de divisas; e instrumentos de seguros como: seguros de crédito, y seguros de transferencia y convertibilidad.

- **Soluciones a través de intervenciones de política pública** – desarrollar soluciones basadas en el sector financiero mediante la participación de los bancos centrales, bancos nacionales, y la disponibilidad de fondos públicos especializados. A corto plazo se puede aumentar el intercambio de electricidad a través del uso de: cuentas de reserva de divisas, garantías de pago, y líneas de crédito creadas con fines específicos y respaldadas por fondos soberanos; y a largo plazo a través de: un Sandbox Regulatorio para buscar nuevas soluciones financieras para abordar los riesgos cambiarios.



3. Soluciones de políticas, normativas, y estructura del mercado:

Estas soluciones de apoyo supranacional se desarrollan dentro de dos contextos:

- **El papel potencial de Mercosur** – el Mercosur podría apoyar la implementación de un nuevo modelo de integración regional cinco-más-uno para el intercambio de electricidad. Este modelo abarcaría las políticas y regulaciones nacionales de los cinco países miembros del SIESUR, más un mercado regional adicional para de fomentar la coordinación.
- **El papel de los Bancos Multilaterales de Desarrollo** – los organismos multilaterales de la región podrían ejercer su poder de convocatoria para apoyar la agenda de SIESUR. A corto plazo, podrían apoyar estudios que apoyen directrices y mecanismo de acoplamiento de la regulación de la electricidad. A mediano plazo, podrían preparar Préstamos Basados en Reformas de Políticas (PBLs) para apoyar el desarrollo de mecanismos de mitigación del riesgo cambiario, y diseñar alternativas como una ventanilla financiación comercial y una agencia de intercambio de divisas a nivel de Tesorería de los BMD. Por último, a largo plazo los BMD puede ofrecer líneas de liquidez e instrumentos de garantía de pago para desarrollar un fondo de garantía.

Referencias

- [1] E. Cornalino, «Evaluación de las oportunidades de intensificar en el corto y mediano plazo los intercambios de electricidad, binacionales y entre países de SIESUR,» OLADE Organización Latinoamericana de Energía, Quito, 2021.
- [2] CIER, «Evaluación de Las Interconexiones Eléctricas Internacionales de los Países que Integran SIESUR,» OLADE, 2020.
- [3] Barbalho, A., Martinez A., J., Ortega A., A.E., Vargas M., S., «Gestión del Riesgo Cambiario para la Integración Eléctrica en SIESUR,» Olade, Quito, 2022.
- [4] Brazil, «Decreto No 4550 de 27 de dezembro 2002,» Brazil, Brasília, 2002.
- [5] Brazil, «Decreto No 11027 de 31 de março de 2022,» Brazil, Brasília, 2022.
- [6] D. S. A. M. Eitman, Multinational Business Finance, Pearson/Addison-Wesley, 2007.
- [7] ACE, «The ASEAN Power Grid (APG),» ACE, Jakarta, 2021.
- [8] IEA, «Southeast Asia Energy Outlook 2019,» IEA, Paris, 2019.
- [9] Comision de la Comunidad Andina, «Decision 536 Marco General Para la Interconexion Subregional de Sistemas Electricos e Intercambio Intracomunitario de Electricidad,» CAN, 2002.
- [10] Comision de la Comunidad Andina, «Decision 816,» CAN, 2017.
- [11] MERNNR, «ANEXO-ACUERDO-MERNNR-VEER-2021-0008-AM,» Ministerio de Energía y Recursos Naturales no Renovables, 2021.
- [12] EOR, «<https://www.enteoperador.org/>,» EOR, 2021.
- [13] ENTSO-e, «<https://www.entsoe.eu/data/power-stats/>,» ENTSO-e, 2019.
- [14] Energy Policy and Planning Office, «Thailand Power Development Plan,» EPPO, Bangkok, 2015.
- [15] ACE, «The 6th ASEAN Energy Outlook 2017-2040,» ACE, Jakarta, 2020.
- [16] World Bank, «Nam Theun 2 Hydroelectric Project(P076445),» World Bank, Washington, 2005.
- [17] WAPP, «Annual Report 2020 West African Power Pool,» WAPP, 2021.

- [18] TRACTEBEL Engie, «ECOWAS Master Plan for the Generation and Transmission Infrastructure 2033,» ECOWAS, 2018.
- [19] MERNNR, «Plan Maestro de Electricidad,» Ministerio de Energía y Recursos Naturales no Renovables, 2018.
- [20] World Bank, «West Africa Regional Energy Trade Development Policy Financing Program (P171225),» The World Bank, Washington, 2020.
- [21] TRACTEBEL Engineering, «Update of the ECOWAS Revised Master Plan for the Generation and Transmission of Electrical Energy,» WAPP, 2011.
- [22] The National Bureau of Asian Research, «Powering Southeast Asia,» NBR, Washington, 2020.
- [23] Prada J., Bowman D., Petrov K., Claderón E., Ríos R., Corredor P., «The Regional Electricity Market of Central América,» CIGRÉ, Paris, 2004.
- [24] PPI, «Xayaburi Hydroelectric Power. Power Purchase Agreement,» PPI, Washington, 2010.
- [25] Y. Li, «Developing Sustainable Connectivity in Energy. Lessons from Trade of Electricity in ASEAN,» Asia–Europe Meeting (ASEM), 2015.
- [26] Karaki, Karim, «Understanding ECOWAS Energy Policy,» ECDPM, 2017.
- [27] ICC, «West African Power Pool,» WAPP, Colombo, 2014.
- [28] Hermawanto. B., «Regional Power Market and Cross-Border Power Interconnection,» ASEAN Power Grid Consultative Committee, Seoul, 2017.
- [29] ERERA, «Model Short Term Bilateral Agreement Version No 1,» ERERA, 2018.
- [30] ERERA, «Resolution No 010/ERERA/17 - Approval of the Regional Markets Procedures the West African Power Pool,» ERERA, ACCRA, 2017.
- [31] ERERA, «Resolution No 009/ERERA/17 - Adoption of model bilateral contracts for the supply of power within the framework of the Regional Market of the West African Power Pool,» ERERA, Accra, 2017.
- [32] ERERA, «Resolution No 007/ERERA/15 Adoption of the Operation Manual of the West African Power Pool,» ERERA, Accra, 2015.
- [33] ERERA, «Resolution No 005/ERERA/15 - Approval of the Regional Markets Rules for the West African Power Pool,» ERERA, Accra, 2015.

[34] EPEX, «Trading at EPEX Spot,» EPEX, 2021.

[35] EOR, «Procedimiento de Liquidación del MER Versión 7.0,» EOR.

[36] EOR, «Tratado del Mercado Eléctrico Regional de América Central y sus protocolos,» EOR.

[37] CRIE, «Reglamento de Mercado Eléctrico Regional-RMER,» CRIE, 2019.

[38] Barrera, F., «Central American Electrical Interconnection System (SIEPAC),» IRENA, Abu Dhabi, 2018.

[39] ACE, «Report on ASEAN Renewable Energy Grid Integration Review,» ASEAN Centre for Energy, Jakarta, 2019.

Anexo

Anexo I - Acrónimos

ACE	Centro de Energía de la ASEAN
ACE_AU	Acuerdo de Complementación Económica entre Argentina y Uruguay
ADB	<i>Asian Development Bank</i> o Banco de Desarrollo de Asia
AfDB	<i>African Development Bank</i> o Banco de Desarrollo de África
ANDE	Administración Nacional de Electricidad (Paraguay)
APG	ASEAN Power Grid o Red eléctrica de la ASEAN
ASEAN	<i>Association of Southeast Asian Nations</i> o Asociación de Naciones del Sudeste Asiático
BCEAO	Banco Central de los Estados de África Occidental
Benelux	Bélgica, Países Bajos y Luxemburgo
BMD	Bancos Multilaterales de Desarrollo
BRL	Reales brasileños
CACM	<i>Capacity Allocation & Capacity Mechanism Guideline</i> o Asignación de capacidad y Guía del Mecanismo de Capacidad
CAN	Comunidad Andina
CCEE	Companhia Comercializadora de Energia Elétrica
CDMER	Consejo de Directores de MER
CFA	Moneda de Communauté Financière Africaine (África Occidental)
CCI	Operador del Sistema Regional de África Occidental
COFACE	Compañía francesa seguro de comercio exterior
CRIE	Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
CTMSG	Comisión Técnica Mixta de Salto Grande
DisCos	Empresas de distribución
DSRA	Cuenta de Reserva del Servicio de la Deuda (Debt Service Coverage Ratio)
DTER	Documento de Transacciones Económicas Regionales

EBISA	Emprendimientos Energéticos Binacionales S.A. de Argentina
EBY	Entidad Binacional de Yaciretá (Argentina y Paraguay)
ECOWAS	Comunidad Económica de Estados de África Occidental
EDC	Electricidad de Camboya
EDL	Electricidad de la RDP Lao
EFP	<i>Exchange for Physical Electricity</i> o Intercambio por Electricidad Física
EGAT	<i>Electricity Generating Authority of Thailand</i> o Autoridad Generadora de Electricidad de Tailandia
EIB	<i>European Investment Bank</i> o Banco Europeo de Inversiones
EKN	Agencia Sueca de Crédito a la Exportación
Eletrobras	Centrais Elétricas Brasileiras
ELEXON	<i>Balancing and Settlement Code Company</i> (Reino Unido)
ENBpar	Empresa Brasileira de Participações
ENEL	Ente Nazionale per l'Energia Elettrica
ENTSO-e	<i>European Network Transmission System Operators for Electricity</i> o Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad
EOR	Ente Operador Regional (SIEPAC)
EPEX	<i>European Power Exchange</i> (Bolsa Europea de la Energía)
EPR	Empresa Propietaria de la Red
ERERA	Autoridad Regional de Regulación de la Electricidad de ECOWAS
ERIA	Instituto de Investigación Económica para la ASEAN y Asia Oriental
ERV	Energía Renovable Variable
ESI	Industria de suministro de electricidad
EUR	Moneda de la UE
EVN	Electricidad de Vietnam
FMI	Fondo Monetario Internacional
FCA	Autoridad de Conducta Financiera (Reino Unido)

GBP	Libra esterlina
GEIK	Agencia Noruega de Garantía de Créditos a la Exportación
GW	Gigawatt (1.000 MW)
HAPUA	Jefe de Servicios/Autoridades de Energía de la ASEAN
ICC	Centro de Control Interconectado (WAPP)
IDA	International Development Association o Asociación Internacional de Desarrollo
BID	Banco Interamericano de Desarrollo
AIE	Agencia Internacional de la Energía
IEASA	Integración Energética Argentina
IFI	Instituciones Financieras Internacionales
IPP	Productores Independientes de Energía
ISDA	<i>International Swaps and Derivatives Association</i> o Asociación Internacional de Swaps y Derivados
LSE	<i>London Stock Exchange</i> o Bolsa de Valores de Londres
LTMS	Laos, Tailandia, Malasia y Singapur
MAERCP	Mercado Andino Eléctrico Regional de Corto Plazo
MER	Mercado de Electricidad Regional
Mercosur	Mercado Común del Cono Sur
MIGA	Agencia de Garantías Multilaterales (Grupo del Banco Mundial)
MNC	Moneda Nacional del Comprador
MOU	Memorando de Entendimiento
MW	Megavatio
MW_Promedio	Cantidad equivalente de electricidad producida/consumida anualmente dividida por 8760 horas
MWh	Megavatio-hora
NOK	Corona noruega

Nord Pool	Operador del mercado eléctrico de Dinamarca, Finlandia, Lituania, Noruega y Suecia
NREL	Laboratorio Nacional de Energías Renovables
OLADE	Organización Latinoamericana de Energía
OMC	Organización Mundial del Comercio
OTC	<i>Over the Counter</i> o Contratos Extrabursátiles
PBL	<i>Policy Based Loans</i> o Presamos Basados en Reformas de Políticas
PLD	Precio para la liquidación de las diferencias
PPA	<i>Power Purchase Agreement</i> o Acuerdo de compra de energía
RETA	Reforma de los Acuerdos de Comercio de Electricidad
RMER	Reglamento Del Mercado Eléctrico Regional
SEK	Corona sueca
SICA	Sistema de la Integración Centroamericana
SIEPAC	Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central
SIESUR	Sistema Interconectado de Electricidad del Sur
SIN	Sistema Interconectado del Norte (Chile)
SINEA	Sistema de Interconexión Eléctrica Andina
SPV	<i>Special Purpose Vehicle</i> o Vehículo de propósito especial
TAGP	Gasoducto Trans-ASEAN
TEN	<i>Trans-European Network</i> o Red Transeuropea de Energía y Transporte
THB	Bhat de Tailandia
TNB	Tenaga Nasional Berhad (Malasia)
TSOs	<i>Transmission System Operators</i> o Operadores de Sistemas de Transmisión
UCTE	Unión para la Coordinación del Transporte de Electricidad
UE	Unión Europea
UK	Reino Unido

UN	Naciones Unidas
USD	Dólar estadounidense
UTE	Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (Uruguay)
WACEC	Corredor de Energía Limpia de África Occidental (West Africa Clean Energy Corridor)
WAMU	Unión Monetaria de África Occidental
WAPP	Mercado Eléctrico de África Occidental (West Africa Power Pool)

Anexo II - Metodología y Estimaciones de la Exposición al Riesgo de Tipo de Cambio

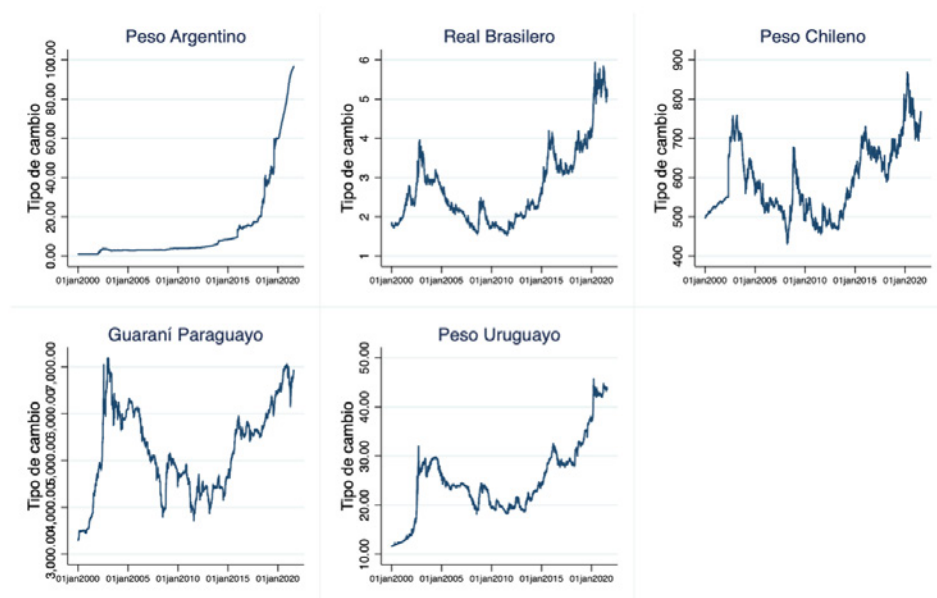
II.1. Estimación de la exposición cambiaria a través de simulaciones de Monte Carlo

Este Anexo describirá con mayor detalle la metodología de simulación de Montecarlo empleada para la estimación de la exposición cambiaria de los países del SIESUR. Asimismo, describirá más detalladamente los pasos y resultados de dicha estimación. El contexto general y motivación del presente análisis está descrito en la sección 1 del documento principal.

Evolución histórica del tipo de cambio

Como primer paso del estudio se analizó la evolución histórica del tipo de cambio respecto al dólar americano (USD) del peso argentino (ARS), real brasileño (BRL), peso chileno (CPL), guaraní paraguayo (PYG) y el peso uruguayo (UYU). Para esto, se obtuvo las series de tipo de cambio diario desde el 1 de enero de 2000 hasta el 31 de julio de 2021, publicadas en los portales del Banco Central de Chile y en el portal de datos del Fondo Monetario Internacional (FMI). La Figura 13 muestra una representación gráfica de la evolución de estos tipos de cambio. Como puede observarse, la mayoría presenta una tendencia clara de largo plazo hacia la depreciación, así como fluctuaciones importantes en el corto plazo.

Figura 13 – Tipo de cambio diario 2000-2021 expresado en divisa local por USD

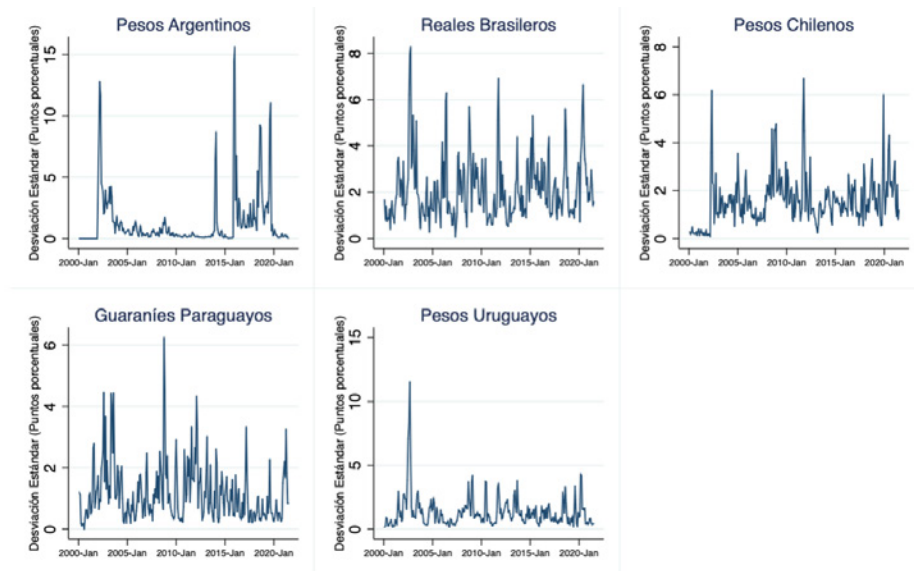


Fuente: [3]

Volatilidad cambiaria

Como paso siguiente, se estimó la volatilidad cambiaria de las divisas. La medida de volatilidad que se utilizó fue la desviación estándar, dentro de cada mes calendario, de las variaciones porcentuales a 30 días, medidas para cada día, de cada uno de los tipos de cambio. La Figura 14 presenta la representación gráfica de estos estimados. Como puede observarse, la mayoría de las divisas presentan altos niveles de volatilidad a lo largo de las dos décadas analizadas, llegando en algunos casos a desviaciones estándar mensuales de hasta un 15%.

Figura 14 – Volatilidad a 30 días del tipo de cambio 2000-2021



Fuente: [3]

Depreciación media histórica y desviación estándar de las divisas de países de SIESUR

	Media	Desviación estándar
Peso Argentino	1,5%	5,3%
Real Brasileiro	0,6%	4,5%
Peso Chileno	0,2%	3,1%
Guaraní Paraguayo	0,2%	2,8%
Peso Uruguayo	0,5%	3,3%

Fuente: [3].

Pregunta clave para el análisis

El ejercicio de estimación de la exposición cambiaria buscó responder a la siguiente pregunta para cada país importador: ¿Cuál sería el monto en moneda local necesario dentro de 30 días para liquidar la compra de energía en USD realizada hoy? La respuesta puede ser representada por la siguiente ecuación:

$$\text{Exposición} = \frac{\text{Valor de la transacción en USD} \times [\text{valor estimado a 30 días del tipo de cambio}]}{1}$$

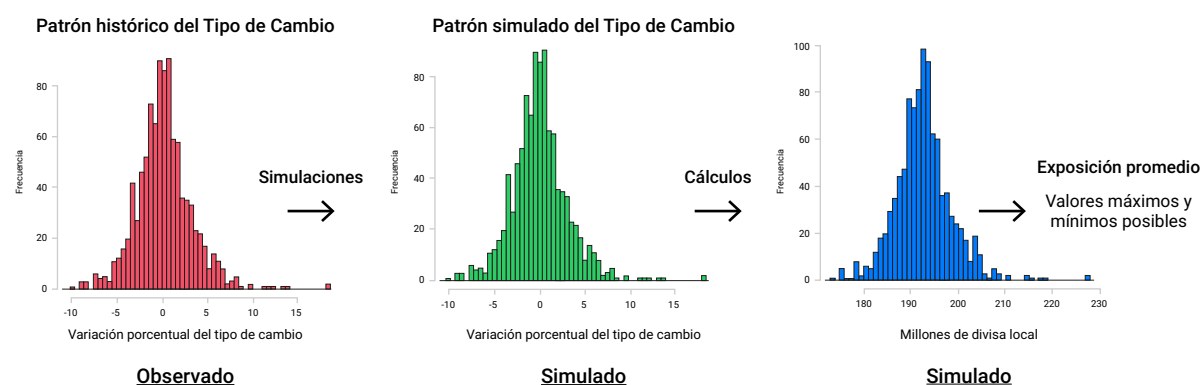
De esta manera, el riesgo cambiario surge de la incertidumbre sobre el valor que tomará el tipo de cambio al momento de hacer la conversión de moneda necesaria.

Dado que el tipo de cambio no es completamente predecible, no es posible estimar un valor futuro puntual. Sin embargo, se puede intentar replicar el comportamiento histórico para simular un posible patrón de comportamiento futuro. Para esto, se optó por analizar esta incertidumbre y cuantificarla empleando simulaciones de Montecarlo.

El método de simulación de Montecarlo

Este método de Montecarlo consiste en el uso de números aleatorios simulados para estimar algunas funciones de una distribución de probabilidad. Estas funciones pueden consistir en el valor esperado a partir de la muestra de una distribución de una variable aleatoria³⁹. Para el caso concreto que nos interesa en este estudio, esta metodología emplea el patrón de comportamiento histórico del tipo de cambio para simular distintos niveles posibles de exposición futura, consistentes con dicho patrón.

Figura 15 – Construcción de distribuciones de probabilidad empíricas empleando simulaciones de Monte Carlo.



Fuente: [3]

En particular, para nuestro caso, queremos estimar la siguiente ecuación:

$$\text{Exposición (moneda local)} = \frac{\text{Valor de la transacción (USD)} \times [\text{valor estimado a 30 días del tipo de cambio}]}{1}$$

³⁹ J.E. Gentle, in International Encyclopedia of Education (Third Edition), 2010

El valor de la transacción está denominado en USD ya que, como se describe en la sección 1 del documento principal, los contratos de intercambio entre los países analizados emplean primordialmente dicha divisa. Asimismo, se evalúan las exposiciones desde la perspectiva del importador ya que se considera que estos son los que se encuentran mayormente expuestos ante el patrón histórico de depreciaciones en la región. Dado que no se puede predecir con seguridad un único valor del tipo de cambio, este método ayudará a construir una distribución empírica de las variaciones del tipo de cambio tal que replique el patrón de comportamiento pasado de estas. Los resultados del análisis estarán en términos de promedios y rangos esperados.

Implementación

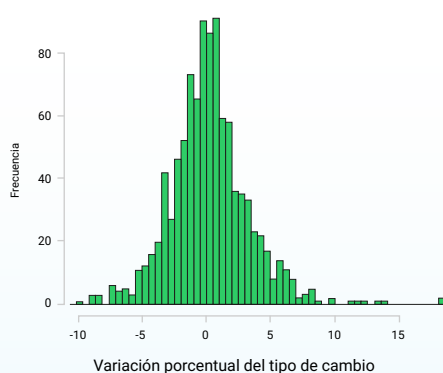
La ecuación de interés también puede ser expresada de la siguiente manera. Los valores de transacciones en USD y el tipo de cambio actual son datos con los que se cuenta desde un inicio, obtenidos a través de OLADE, el Banco Central de Chile y el FMI. El elemento para estimar por esta metodología será la apreciación/depreciación esperada a 30 días del tipo de cambio.

$$\text{Exposición (moneda local)} = \text{Valor de la transacción (USD)} \times \text{tipo de cambio actual} \times [\text{apreciación/depreciación esperada a 30 días del tipo de cambio}]$$

Los pasos a seguir los cálculos son los siguientes:

1. Se obtiene una muestra aleatoria de mil observaciones históricas de apreciaciones o depreciaciones cambiarias a 30 días. De esta manera se obtiene una distribución empírica de posibles futuras variaciones del tipo de cambio:

Figura 16 – Distribución histórica de variaciones del tipo de cambio.



Fuente: [3]

2. A continuación, se procede a estimar la exposición asociada a cada una de las mil observaciones obtenidas del muestreo:

$$\text{Exposición (1)} = \frac{\text{Transacción (USD)} \times \text{tipo de cambio actual}}{\text{apreciación/depreciación (1)}}$$

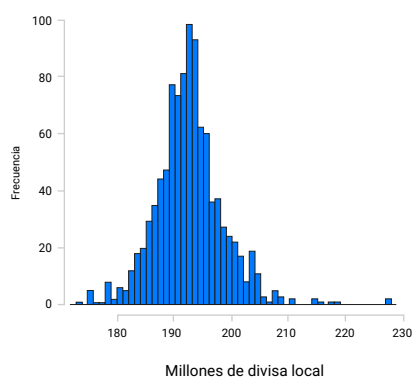
$$\text{Exposición (2)} = \frac{\text{Transacción (USD)} \times \text{tipo de cambio actual}}{\text{apreciación/depreciación (2)}}$$

$$\vdots$$

$$\text{Exposición (1000)} = \frac{\text{Transacción (USD)} \times \text{tipo de cambio actual}}{\text{apreciación/depreciación (1000)}}$$

3. A partir de las mil estimaciones de exposiciones se puede construir una distribución empírica de esta que representa su comportamiento probabilístico:

Figura 17 – Distribución empírica simulada de exposiciones cambiarias



Fuente: [3]

4. A partir de esta distribución se puede calcular la exposición promedio esperada, así como los valores máximos y mínimos esperados dentro un rango determinado.

Resultados

La Tabla 21 resume los resultados de las estimaciones de las exposiciones cambiarias para los países que reportan importar energía en SIESUR (Argentina, Brasil y Uruguay)⁴⁰. El Anexo II presenta gráficamente los resultados para cada país tanto a nivel de importaciones totales por país, como a nivel de importaciones bilaterales. En primer lugar, se observa que, 30 días después de realizada la transacción energética, el valor monetario esperado de las importaciones transadas (T+30) se incrementó respecto al valor que estas hubieran representado si se hubieran pagado el mismo día del intercambio de energía (T_0). Más aún, si llegasen a ocurrir depreciaciones consistentes con los picos históricos reportados, el valor de las importaciones comprometidas de Argentina, Brasil y Uruguay se podrían llegar a incrementar hasta en el 15%, el 12% y el 8,2%, respectivamente en un plazo de 30 días. Así, se concluye que la exposición al tipo de cambio de las importaciones mensuales de los países de SIESUR pueden ser significativas.

Tabla 21 – Estimación de la exposición de las importaciones de energía de los países de SIESUR. Valores en millones de divisa local.

	Valor inicial (T_0)	Promedi esperado (T+30)	Límite inferior (T+30)	Límite superior (T+30)	Diferencia entre límite superior y valor inicial
Argentina	599	609	575	694	15%
Brasil	1.665	1.678	1.536	1.841	11%
Uruguay	121	121	115	129	6,6%

Fuente: [3]

Nota 1: La exposición al tipo de cambio de las importaciones mensuales de los países de SIESUR pueden ser significa.

Nota 2: Tanto Chile como Paraguay no reportan importaciones de energía en los períodos analizados.

Nota 3: Los valores simulados para Argentina y Uruguay se obtuvieron a partir de los años 2002 y 2003 respectivamente dado que a partir de entonces dichos países contaron con tipos de cambio flotantes.

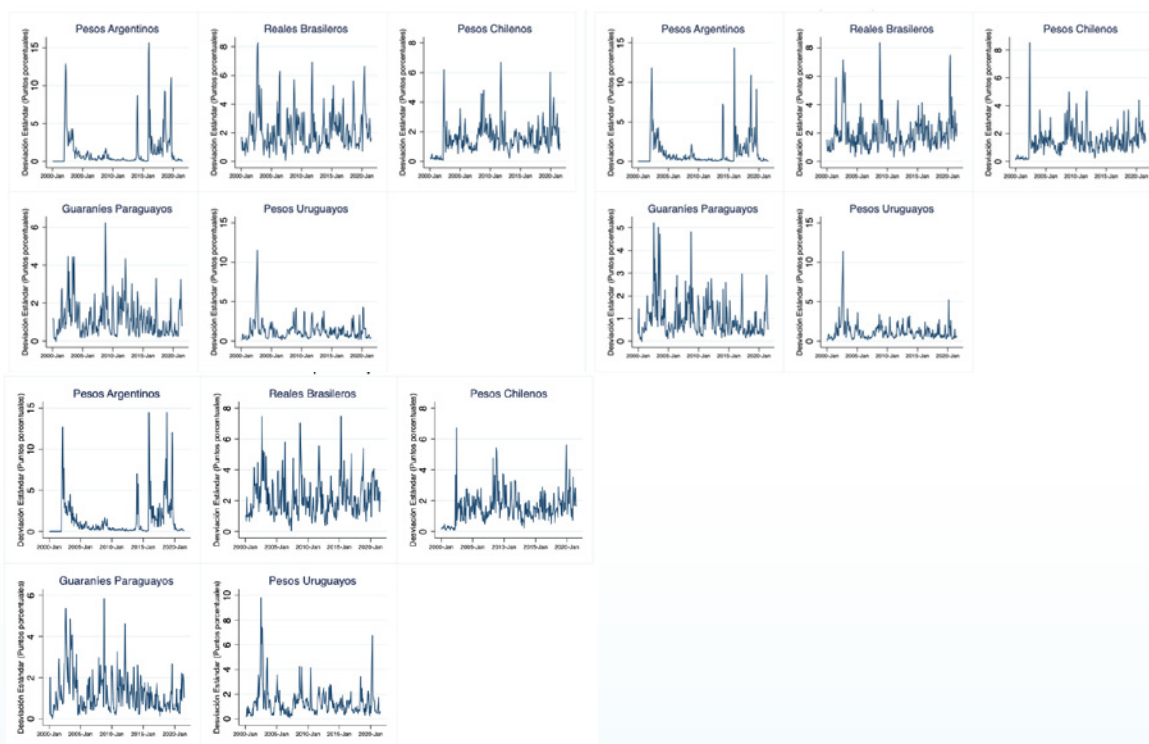
⁴⁰ Se eligieron periodos de muestra distintos para Argentina y Uruguay. En el caso de Argentina se obtuvo las muestras aleatorias a partir de 2002 ya que es a partir de entonces que el país paso de un sistema de tipo de cambio fijo a uno flotante. De igual manera, para Uruguay se tomó las muestras aleatorias a partir del 2003 dado que a hasta mediados de 2002 el tipo de cambio se mantenía fijo.

Análisis de escenarios alternativos

Como ejercicio adicional se estimó las exposiciones cambiarias en dos escenarios alternativos: 1) Un escenario en el cual se reduce el tiempo de transacción, pasando de 30 días a 15; 2) un escenario en el cual se incrementa el tiempo de transacción, pasando de 30 a 45 días; y 3) un escenario en el cual se estima la exposición en un escenario en el que el punto de partida de los volúmenes de importaciones es mayor.

- Escenario 1:** Este escenario consiste en uno en el cual la ventana de tiempo entre el intercambio de energía y el momento del pago de la transacción pasa de 30 días a 15 días. Para esto se estimó la volatilidad histórica del tipo de cambio a 15 días. La Figura 18 presenta los estimados de la volatilidad cambiaria a 15 días y los compara con los estimados previos hechos para un horizonte de 30 días. Si bien se observa en algunos casos una disminución en la escala de la volatilidad, el impacto de este escenario alternativo se apreciará claramente cuando se sustituya esta nueva serie en la simulación de las exposiciones cambiarias.

Figura 18 – Volatilidad cambiaria a 30 días (arriba-izquierda) versus 15 días (arriba-derecha) y 45 días (abajo-izquierda)



Fuente: [3]

Así, como paso siguiente, se realizaron simulaciones de Monte Carlo empleando estos nuevos estimados, siguiendo los pasos antes descritos para el ejercicio original. La Tabla 22 resume los resultados de este ejercicio. Asimismo, el Anexo II muestra las representaciones gráficas de las distribuciones simuladas para cada flujo bilateral, así como las correspondientes a las importaciones totales por país. Para este último caso, se observa que, para cada país, la exposición máxima se reduce significativamente. Por ejemplo, para Argentina, un escenario de 15 días de plazo de pago reduce la exposición máxima en un 37%, mientras que para Brasil esta se reduce en un 39% y para Uruguay en un 38%.

Tabla 22 – Comparación de resultados entre escenario base y escenario 1. Valores en millones de divisa local.

	Valor inicial (T_0)	Exposición máxima (Escenario 30 días)	Exposición máxima (Escenario 15 días)	Exposición máxima (Escenario 45 días)	Reducción (15 días vs 30 días)	Reducción (45 días vs 30 días)
Argentina	599	675	647	764	37%	117%
Brasil	1.665	1.841	1.772	1.874	39%	19%
Uruguay	121	129	126	130	38%	13%

Fuente: [3].

- **Escenario 2:** En este caso, se simuló el efecto de expandir la ventana de tiempo de 30 días a 45. Al igual que en el escenario 1, se estimó la volatilidad del tipo de cambio a 45 días y luego se procedió a simular los valores de las importaciones bajo esta nueva ventana de tiempo. Como se observa en la tabla 22, la exposición máxima se incrementa respecto al valor inicial. Por ejemplo, para el caso de Argentina esta se incrementó hasta en un 117%, mientras que para Brasil se incrementó en 19% y para Uruguay 13%.
- **Escenario 3:** Este escenario simula las exposiciones máximas tomando como punto de partida (T_0) valores superiores a los empleados en el escenario base de este análisis. Este escenario tiene relevancia ya que, en el contexto de los planes actuales para el incremento de la integración en SIESUR, los potenciales mayores volúmenes comerciados de energía pueden implicar mayores niveles de exposición en términos de monto. Así, tomando como ejemplo los valores máximos de importaciones totales reportados entre enero de 2019 y agosto de 2021, se simula cuáles serían los valores máximos de exposición potencial en los escenarios de pagos a 30 y 15 días.

La Tabla 23 refleja los resultados de este ejercicio. Como se observa, al aumentar los valores importados, la exposición total aumenta y los montos en términos absolutos son más significativos. Cuanto más grande el intercambio, más grande el valor absoluto de posible sobre costo. Se concluye que, en meses de alto volumen importador, la opción de una ventana temporal menor genera ahorros importantes para algunos países. Cuanto más grande el volumen, mayor el ahorro de reducir la ventana.

Tabla 23 – Resultados de simulaciones para escenario 2

	Valor de importación base (USD)	Valor de importación base (moneda local)	Valor de importación máximo (Escenario 30 días)	Valor de importación máximo (Escenario 15 días)	Diferencia entre ambos escenarios (moneda local)
Argentina	36	3.816	4.280 (+464)	4.100	180
Brasil	278	1.473	1.616 (+143)	1.562	54
Uruguay	10	442	471 (+29)	460	15

Fuente: [3]

Nota: Valores en millones de unidades de divisa local. Los valores base para Argentina y Uruguay corresponden a julio y abril de 2020, respectivamente. Los valores de Brasil corresponden al valor promedio de importaciones desde Paraguay en 2020.

Conclusiones del ejercicio de estimación

El ejercicio de estimación de la exposición cambiaria ha mostrado que los efectos de la volatilidad cambiaria sobre transacciones energéticas en SIESUR generan una exposición monetaria significativa. Esta exposición cambiaria puede ser un factor que inhiba el crecimiento de los intercambios y la integración regional de SIESUR. Los ejercicios de simulación revelan que un mecanismo sencillo de mitigación del riesgo cambiario sería acordar una reducción de la ventana de tiempo entre la compra y el pago efectivo⁴¹. Por otro lado, escenarios en los que los volúmenes de comercio se incrementan revelan el incremento de la magnitud de los montos expuestos al tipo de cambio y la escala del impacto de reducir la ventana de tiempo para los pagos.

⁴¹ Otros mecanismos de mitigación basados en soluciones de mercado (seguros y derivados) y soluciones de política pública se discutirán en la segunda sección del estudio.

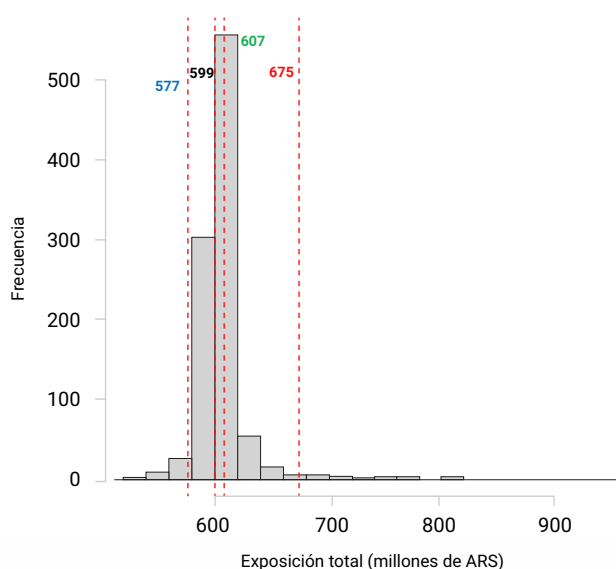
II.2. Distribuciones Estimadas de las Importaciones de los Países del SIESUR – Escenario con Temporalidad de Pago a 30 días

Este Anexo presentará, de manera primordial a través de figuras, los resultados de las estimaciones de las distribuciones simuladas de las importaciones de los países del SIESUR bajo un escenario de obligación de pago a 30 días. Dado que Paraguay y Chile no reportan importar energía, el análisis desde la perspectiva del importador solo incluirá Argentina, Brasil y Uruguay.

Argentina

	Valor inicial (T_0)	Promedio esperado ($T+30$)	Límite Inferior ($T+30$)	Límite Superior ($T+30$)
Exposición de importaciones mensuales totales (millones de pesos)	599	505	577	675

Figura 19 – Distribución de exposición de las importaciones. Caso: ars.



Fuente: [3]

- Se espera, en un mes promedio, una exposición de las importaciones totales de 505 millones de pesos
- Dado el historial de volatilidad, esta puede ser de hasta 675 millones de pesos.
- **La exposición máxima posible es de 76 millones de pesos más que el valor inicial (el 13% del valor).**

Figura 20- Importaciones desde Brasil

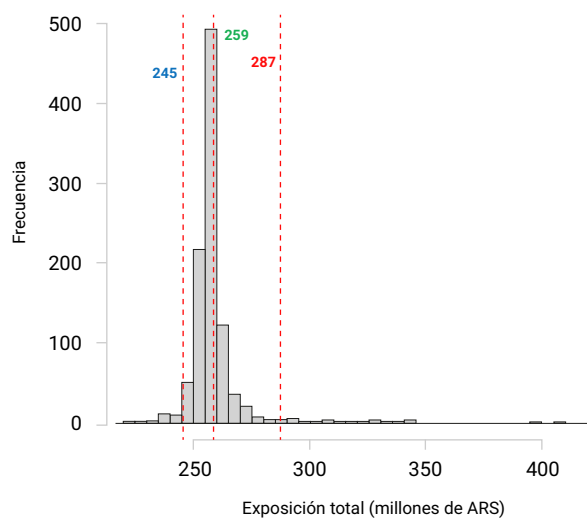


Figura 21 - Importaciones desde Uruguay. Distribución de exposición total de las importaciones caso ars_uyu.

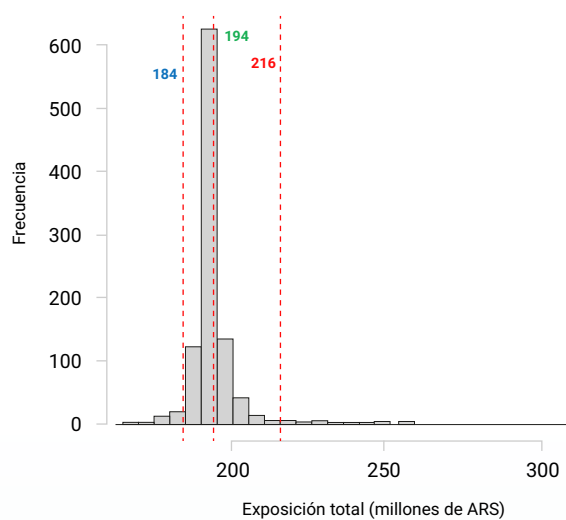
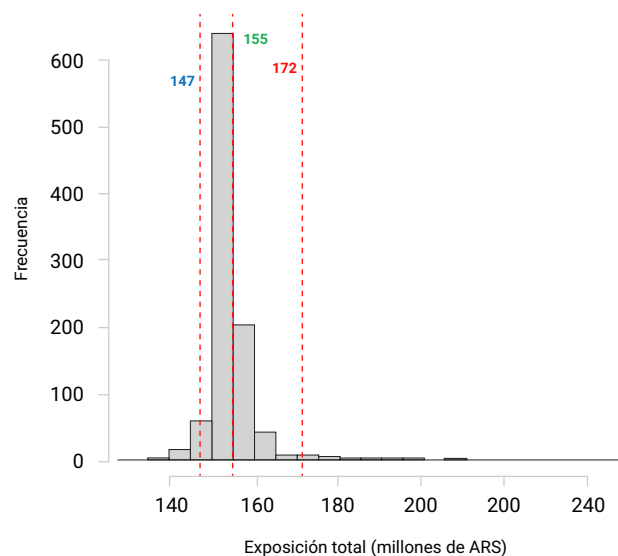


Figura 22 - Importaciones desde Paraguay. Distribución de exposición total de las importaciones caso ars_pyg.

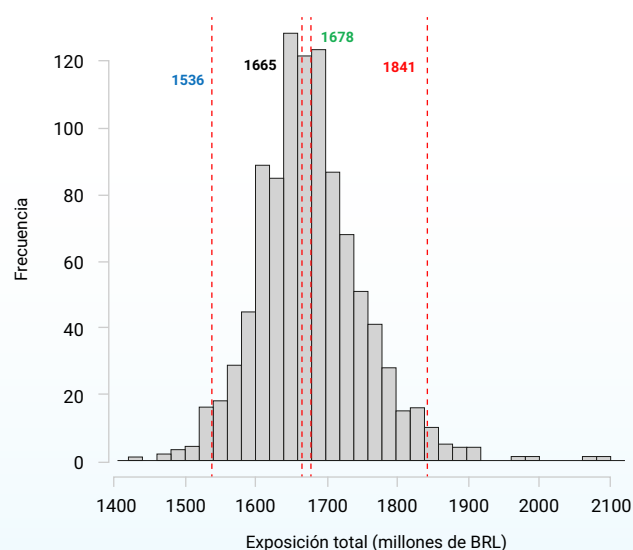


Fuente: [3]

Brasil

	Valor inicial (T_0)	Promedio esperado ($T+30$)	Límite Inferior ($T+30$)	Límite Superior ($T+30$)
Exposición de importaciones mensuales totales (millones de pesos)	1.665	1.678	1.536	1.841

Figura 23 - Distribución de exposición de las importaciones. Caso: brl.



- Se espera, en un mes promedio, una exposición de las importaciones totales de 1.678 millones de reales
- Dado el historial de volatilidad, esta puede ser de hasta 1.841 millones de reales.
- **Exposición máxima posible es 176 millones de reales más que el valor inicial (11% del valor).**

Figura 24 - Importaciones desde Argentina. Distribución de exposición total de las importaciones caso brl_ars

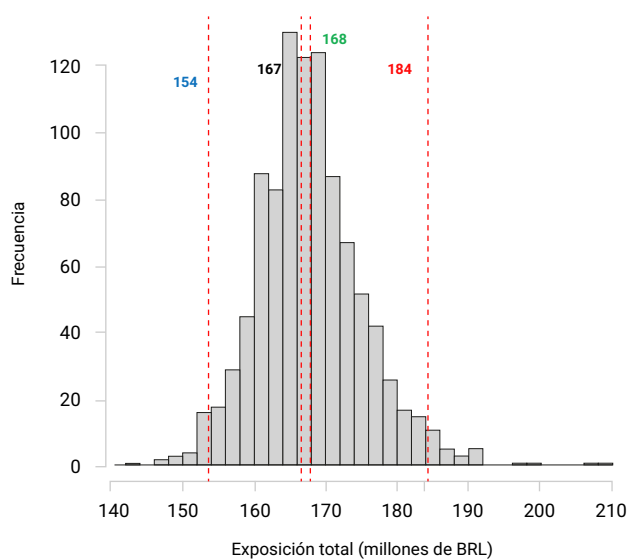


Figura 25 - Importaciones desde Paraguay. Distribución de exposición total de las importaciones caso brl_pyg.

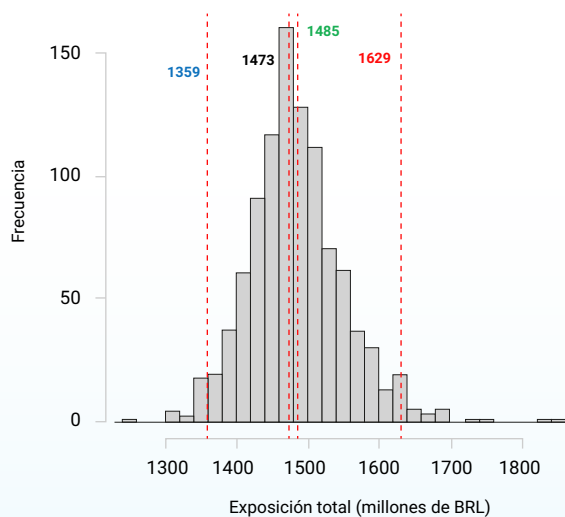
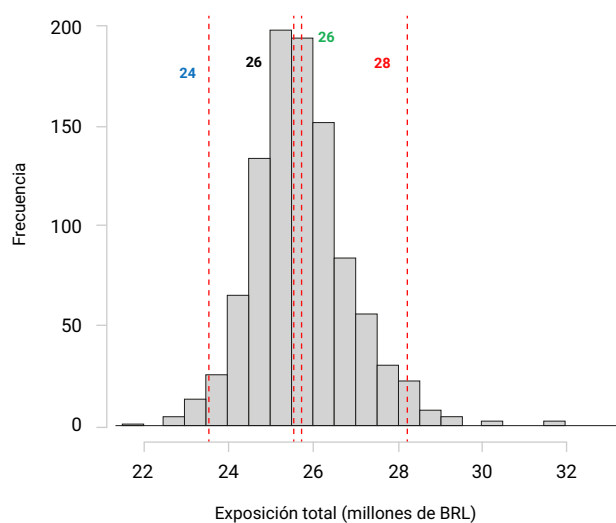


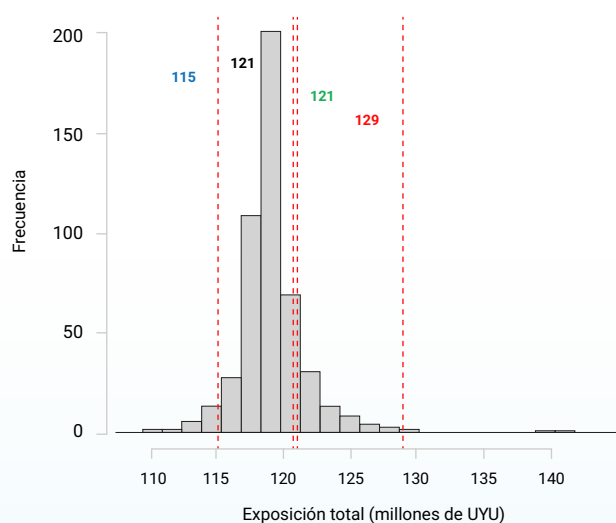
Figura 26 - Importaciones desde Uruguay. Distribución de exposición total de las importaciones caso brl_uyu.



Uruguay

	Valor inicial (T_0)	Promedio esperado ($T+30$)	Límite Inferior ($T+30$)	Límite Superior ($T+30$)
Exposición de importaciones mensuales totales (millones de pesos)	121	121	115	129

Figura 27 - Distribución de exposición de las importaciones. Caso: uyu



Nota: Uruguay solo reporta importaciones desde Argentina.

- Se espera, en un mes promedio, una exposición de las importaciones totales de 121 millones de pesos.
- Dado el historial de volatilidad, esta puede ser de hasta 131 millones de pesos.
- **Exposición máxima posible es 6 millones de pesos más que el valor inicial (8,3% del valor).**

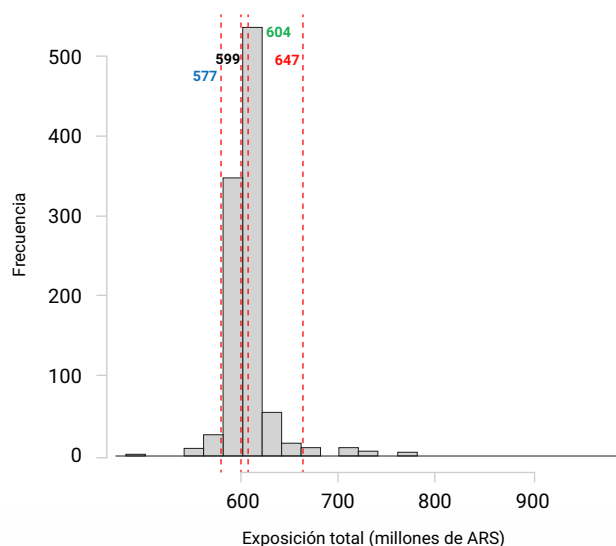
II.3. Distribuciones Estimadas de las Importaciones de los Países del SIESUR – Escenario con Temporalidad de Pago a 15 días.

Este Anexo presentará, de manera primordial a través de figuras, los resultados de las estimaciones de las distribuciones simuladas de las importaciones de los países del SIESUR bajo un escenario de obligación de pago a 15 días, que sirven de base para estimar las exposiciones esperadas en el Escenario alternativo 1, descrito en el documento principal. Dado que Paraguay y Chile no reportan importar energía, el análisis desde la perspectiva del importador solo incluirá Argentina, Brasil y Uruguay.

Argentina

	Valor inicial (T_0)	Promedio esperado ($T+30$)	Límite Inferior ($T+30$)	Límite Superior ($T+30$)
Exposición de importaciones mensuales totales (millones de pesos)	599	604	577	647

Figura 28 - Distribución de exposición total (a 15 días) de las importaciones. Caso: ars.



Fuente: [3]

- Se espera, en un mes promedio, una exposición de las importaciones totales de 505 millones de pesos
- Dado el historial de volatilidad, esta puede ser de hasta 647 millones de pesos.
- **La exposición máxima posible es de 48 millones de pesos más que el valor inicial (8% del valor)**

Figura 29 - Importaciones desde Brasil.

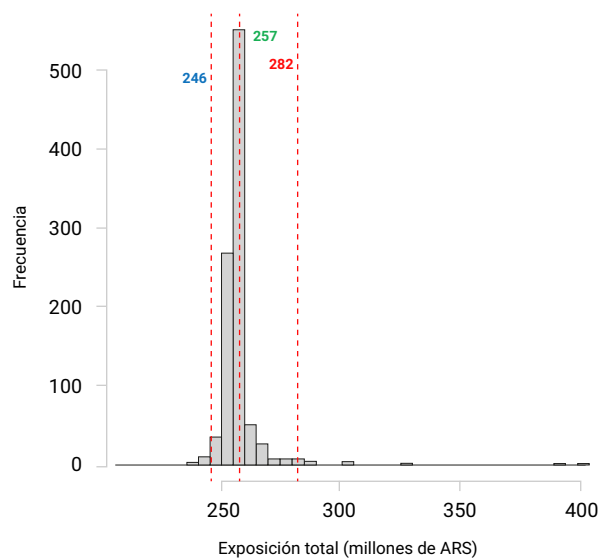


Figura 30 - Importaciones desde Uruguay

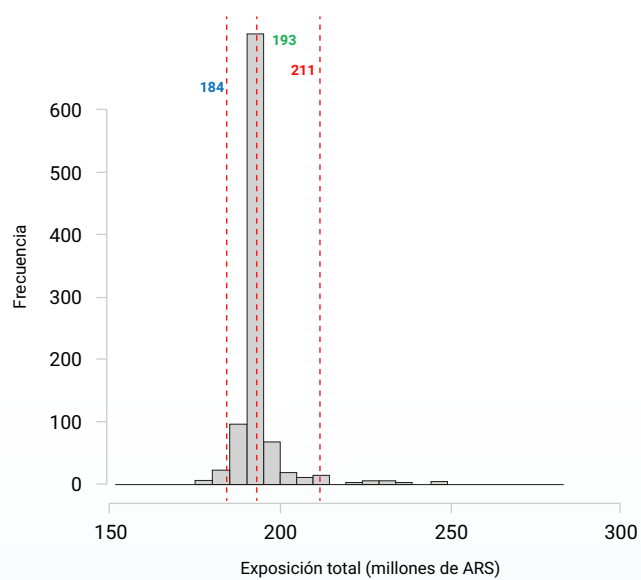
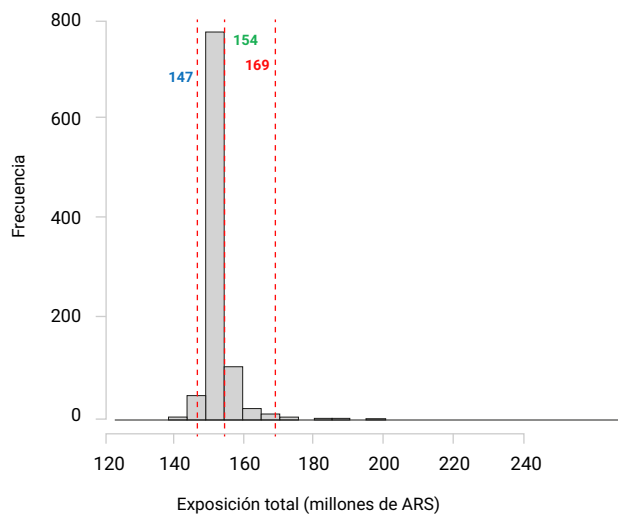
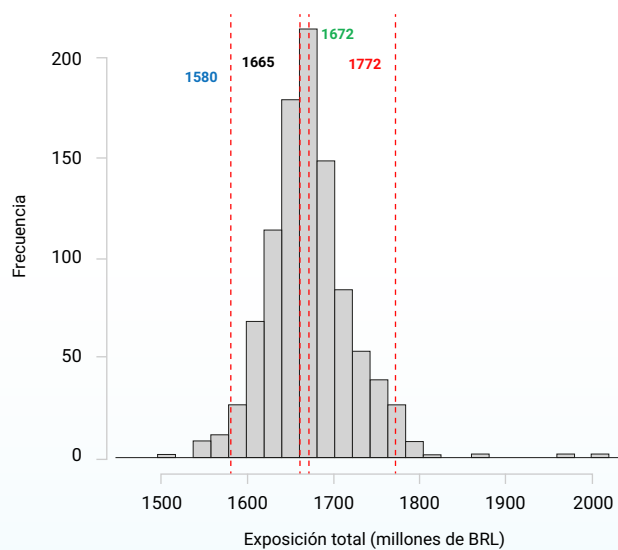


Figura 31 - Importaciones desde Paraguay

**Brasil**

	Valor inicial (T_0)	Promedio esperado ($T+30$)	Límite Inferior ($T+30$)	Límite Superior ($T+30$)
Exposición de importaciones mensuales totales (millones de pesos)	1.665	1.672	1.580	1.772

Figura 32 - Distribución de exposición total (a 15 días) de las importaciones. Caso: brl.



- Se espera, en un mes promedio, una exposición de las importaciones totales de 1.672 millones de reales.
- Dado el historial de volatilidad, esta puede ser de hasta 1.772 millones de reales.
- **La exposición máxima posible es de 107 millones de reales más que el valor inicial (6,4% del valor).**

Figura 33 - Importaciones desde Argentina

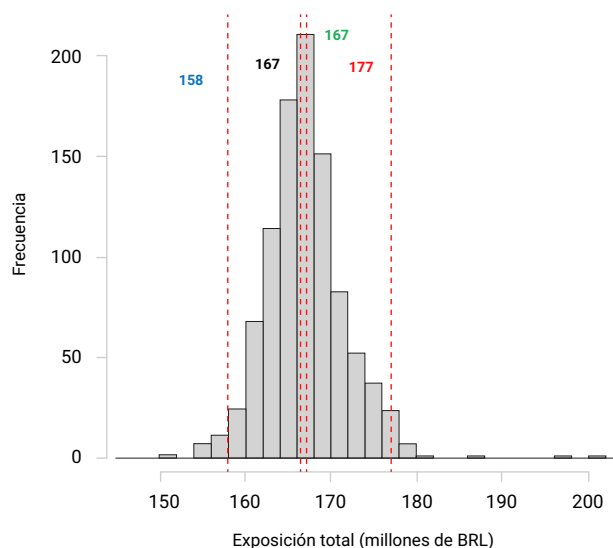


Figura 34 - Importaciones desde Paraguay

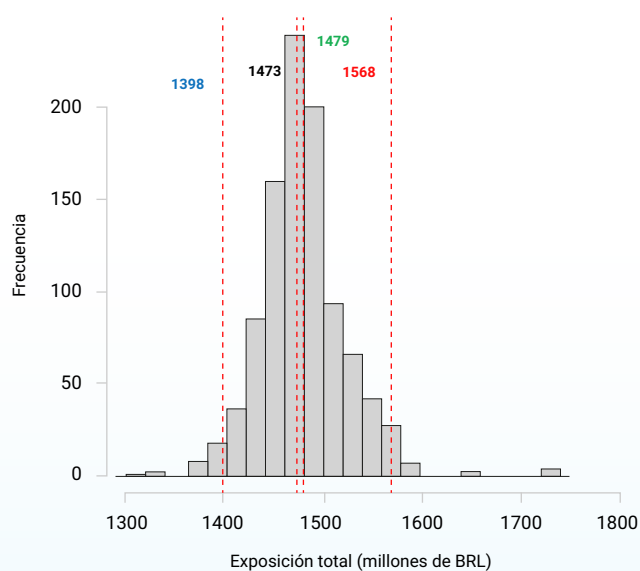
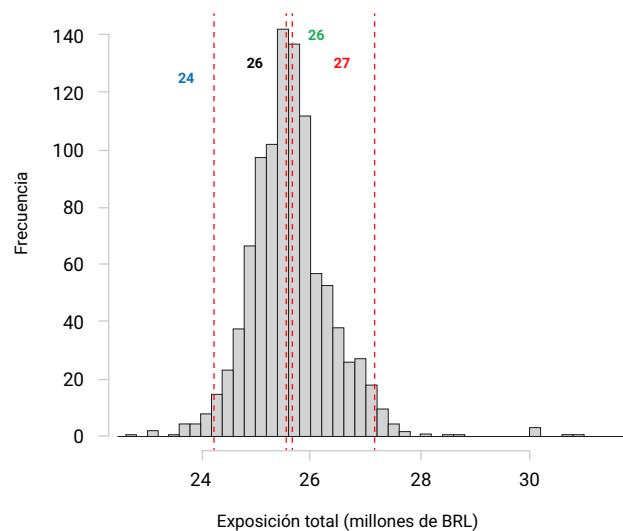


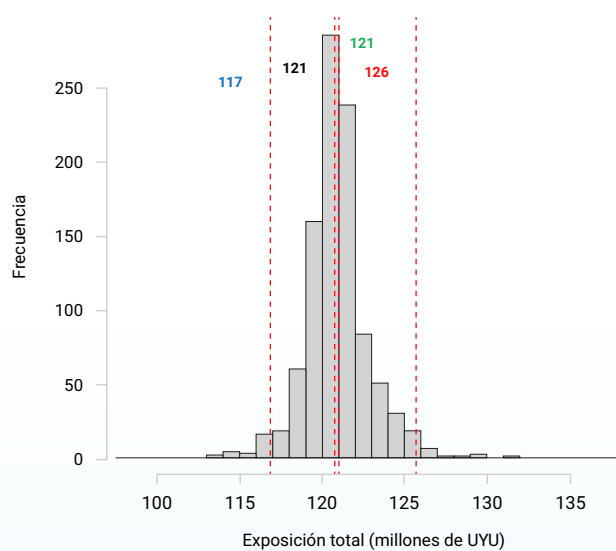
Figura 35 - Importaciones desde Uruguay



Uruguay

	Valor inicial (T_0)	Promedio esperado ($T+30$)	Límite Inferior ($T+30$)	Límite Superior ($T+30$)
Exposición de importaciones mensuales totales (millones de pesos)	121	121	117	126

Figura 36 - Distribución de exposición total (a 15 días) de las importaciones. Caso: uyu.



Nota: Uruguay solo reporta importaciones desde Argentina.

- Se espera, en un mes promedio, una exposición de las importaciones totales de 121 millones de pesos.
- Dado el historial de volatilidad, esta puede ser de hasta 126 millones de pesos.
- **La exposición máxima posible es de 5 millones de pesos más que el valor inicial (4% del valor).**

Anexo III - Estudios de Caso: Capacidad de Interconexión e Intercambio de Electricidad

III.1. Bolsa de Electricidad SIESUR

Tabla 24 - Bolsa de Electricidad SIESUR 2018-2020 (GWh).

Flujo	Importaciones						
Exportaciones	Países	ARG	BRS	CHL	PRY	URY	Total
	2018						
	ARG		262			62	324
	BRS	0					0
	CHL						0
	PRY	9,278	32,898				42,176
	URY	628	855				1,483
	Total	9,906	34,015	0	0	62	43,983
	2019						
	ARG		254			65	319
	BRS	205					205
	CHL						0
	PRY	7,563	24,200				31,763
	URY	2,570	590				3,160
	Total	10,338	25,044	0	0	65	35,447
	2020						
	ARG	0	2,580	1	0	530	3,111
	BRS	350	0	0	0	44	394
	CHL	0	0	0	0	0	0
	PRY	5,905	22,095	0	0	0	28,000
	URY	809	430	0	0	0	1,239
	Total	7,064	25,105	1	0	574	32,744

Fuente: [1].

III.1.1. Experiencia Brasileña en el Tratamiento del Riesgo Cambiario

Brasil ofrece dos ejemplos de pago de contratos de importación de electricidad en dólares en un mercado eléctrico parcialmente competitivo. Los contratos de importación de Itaipú Legacy adoptan tres plazos de pago en dólares de diez días (10, 20 y 30 de cada mes), con pagos efectuados en dólares adquiridos en el Banco Central el día anterior a la liquidación. El precio de la electricidad se fija para el año, y cualquier exposición residual en divisas de Eletrobras se acumula en una cuenta regulada (Conta de Comercialização da Energia Elétrica de ITAIPU) para ser compensada totalmente en el futuro [3].

Una vez que el Tratado bilateral de Itaipú caduque, los acuerdos futuros de intercambio de electricidad se enfrentaran a mayores riesgos de tipo de cambio. El mercado de la electricidad debe producir ingresos suficientes para pagar la electricidad importada y los importadores deben manejar la volatilidad del tipo de cambio sin recurrir al gobierno central brasileño. ENBpar, el agente importador subrogado de Eletrobras, ha dejado de tener preferencia en el despacho y es responsable de los atrasos en la liquidación y de los riesgos de tipo de cambio.

Los acuerdos directos firmados recientemente exponen al vendedor de electricidad a la competencia del mercado y a la volatilidad del Real brasileño (BRL). Las importaciones de Uruguay y Argentina se liquidan según el PLD (Precio de Liquidación de Diferencias) calculado y pagado por el Operador del Mercado Mayorista (CCEE). Este último hace explícito que el agente importador asume la exposición al riesgo cambiario. La electricidad importada no goza de ningún estatus de despacho preferente.

Fuente: [3], [4], [5].

III. 2. Red Eléctrica de la ASEAN - APG

Tabla 25 - Capacidad de las interconexiones de la ASEAN para el intercambio de electricidad - MW.

Sistema	2017	2021	Planificado	Total
Norte	4.152	5.621	15.774-18.924	22.395-25.545
Tailandia - RDP de Laos	3.584	4.763	1.865	7.328
RDP de Laos -Vietnam	248	538		538
Tailandia - Myanmar			11.709-14.859	11.709-14.859
Vietnam - Camboya	200	200	TBC	200
RDP de Laos - Camboya		300		300
Tailandia - Camboya	120	120	2.200	2.320
Sur	450	1.050	1.800	2.850
P. Malasia - Singapur	450	450	600	1.050
P. Malasia - Sumatra		600		600
Batam - Singapur			600	600
Singapur - Sumatra			600	600
Este	230	230	600	860-930
Sarawak - W. Kalimantan	230	230		230
Filipinas - Sabah			500	500
Sarawak - Sabah - Brunei			230	130-230
E. Sabah - E. Kalimantan			TBC	
Norte - Sur	380	480	300	780
Tailandia - P. Malasia	380	480	300	780
Sur - Este			1.600	1.600
Sarawak- P. Malasia			1.600	1.600
Total general	5.212	7.381	20.074-23.224	28.485-31.705

Fuente: [7].

Tabla 26 - Bolsa de electricidad de Tailandia - Flujo y valor promedio.

	2000	2005	2010	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Flujo de electricidad - GWh									
Importaciones	4.671	7.114	8.157	23.213	35.290	43.438	46.685	44.432	56.272
Exportaciones	328	1.329	4.087	7.656	5.201	3.974	3.968	10.427	9.702
Valor medio - USD/MWh									
Importaciones	39	64	36	47	50	52	54	56	61
Exportaciones	55	55	56	99	103	106	112	117	119

Fuente: [14].

Figura 37 - Regiones de la red eléctrica de la ASEAN.



Fuente: [15].

III. 2.1. Ejemplo en ASEAN de la Estructura de Financiación del Proyecto Nam Theun 2 y Mecanismo de Mitigación del Riesgo Cambiario

El proyecto hidroeléctrico Nan Theun 2 (NT2) de la República Democrática Popular Lao utilizó una de las estructuras más avanzadas de mejora del crédito y mitigación del riesgo cambiario diseñadas por los BMD en el 2005. La presa hidroeléctrica desarrollada en el río Nam Theun, tiene una capacidad instalada de 1.070 MW. Siendo que 995 MW están destinados a la exportación a Tailandia (EGAT). El coste del proyecto ascendió a 1.450 millones de dólares, con 1.000 millones de deuda y 450 millones de capital. La estructura de la deuda tiene dos tramos: (i) 500 millones USD obtenidos a través de varios préstamos con organismos multilaterales e instituciones financieras comerciales; y (ii) 500 millones de USD denominados en Bhat tailandés (THB) proporcionados por bancos tailandeses. El tramo está garantizado por los organismos europeos de crédito a la exportación (COFACE, EKN, GIEK⁴²) y los bancos multilaterales de desarrollo (IDA⁴³, ADB y MIGA).

El proyecto NT2 mitigó los riesgos cambiarios mediante instrumentos de mercado y líneas de liquidez. El pago de EGAT por las importaciones de electricidad tiene dos componentes: el tramo denominado en THB se paga directamente a los bancos tailandeses; la parte denominada en dólares se paga de acuerdo con las normas del Banco Central de Tailandia. EGAT dispone de instrumentos de derivados de divisas para gestionar sus obligaciones en moneda extranjera. Además, el NT2 cuenta con una facilidad para mitigar el riesgo de cambio mediante garantías de 295 millones de dólares de los organismos de crédito a la exportación y los BMD, de los cuales 90 millones se destinan a una facilidad de liquidez revolviente a corto plazo proporcionada por el ADB e IDA. MIGA también proporcionó 45 millones de dólares de garantías como seguro de convertibilidad y transferibilidad de moneda.

Texto basado en Fuente: [16].

⁴² COFACE, EKN y GIEK son agencias de crédito a la exportación de Francia, Noruega y Suecia.

⁴³ IDA - Asociación Internacional de Desarrollo. Los fondos son gestionados por el Banco Mundial.

III. 3. Mercado Eléctrico de África Occidental - WAPP

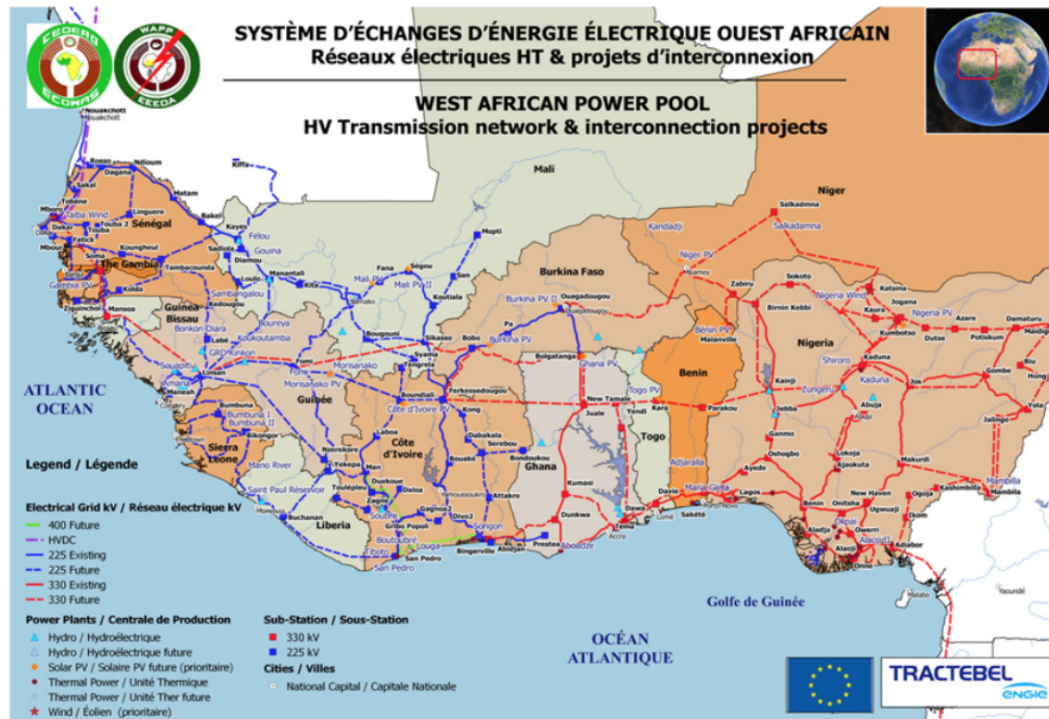
Tabla 27 - Intercambio transfronterizo de electricidad WAPP (MW_Promedio) 2018-2020

	Nigeria	Costa de Marfil	Ghana	Senegal	Burkina Faso	Níger	Mali	Benín/Togo (CEB)	Sogem*	Total
2018										
Exportar	273,6	137.6	32.2	9.8	0.0	0.0	0.0	0.0	126.0	579.2
Importar	0,0	1.9	37.5	58.0	66.6	91.5	114.0	211.8	0.0	581.2
Posición neta	273,6	135.7	(5.3)	(48.3)	(66.6)	(91.5)	(114.0)	(211.8)	126.0	(2.0)
2019										
Exportar	342.8	130.0	72.6	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	128.9	674.5
Importar	0.0	8.9	16.4	38.6	89.4	112.4	135.4	263.4	0.0	664.5
Posición neta	342.8	121.1	56.2	(38.4)	(89.4)	(112.4)	(135.4)	(263.4)	128.9	10.1
2020										
Exportar	265.7	141.0	141.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	120.7	668.3
Importar	0.0	8.7	14.5	53.5	117.0	119.7	148.7	227.8	0.0	689.9
Posición neta	265.7	132.2	126.5	(53.5)	(117.0)	(119.7)	(148.7)	(227.8)	120.7	(21.6)

Fuente: [17].

* Sogem es una empresa de servicios públicos perteneciente a los tres países de la entidad OMVS (Malí, Mauritania y Senegal).

Figura 38 - Interconexiones del Mercado Eléctrico de África Occidental.



Fuente: [18].

III. 4. - Región Andina.

Tabla 28 - Intercambio de electricidad Colombia-Ecuador-Perú (GWh).

Año	COL a ECU	De ECU a COL	PER a ECU	ECU a PER	Comercio neto ECU-COL	Comercio neto ECU-PER
2003	1119,61	67,2			-1052,41	0
2004	1641,61	34,97			-1606,64	0
2005	1716,01	16,03	7,44		-1699,98	-7,44
2006	1570,47	1,07			-1569,4	0
2007	860,87	38,39			-822,48	0
2008	500,16	37,53			-462,63	0
2009	1058,2	20,76	62,55		-1037,44	-62,55
2010	794,51	9,74	78,39	0,21	-784,77	-78,18
2011	1294,59	8,22		6,17	-1286,37	6,17
2012	236,03	6,51	2,17	5,37	-229,52	3,2
2013	657	42,5		0,14	-614,5	0,14
2014	812,12	56,34	12,42	0,38	-755,78	-12,04
2015	457,24	45,19	54,57	0,46	-412,05	-54,11
2016	43,92	378,26	37,74	23,28	334,34	-14,46
2017	18,52	194,23		17,27	175,71	17,27
2018	106,07	233,53		22,13	127,46	22,13

Fuente: [19]

III. 5. Sistema Eléctrico Interconectado de América Central - SIEPAC

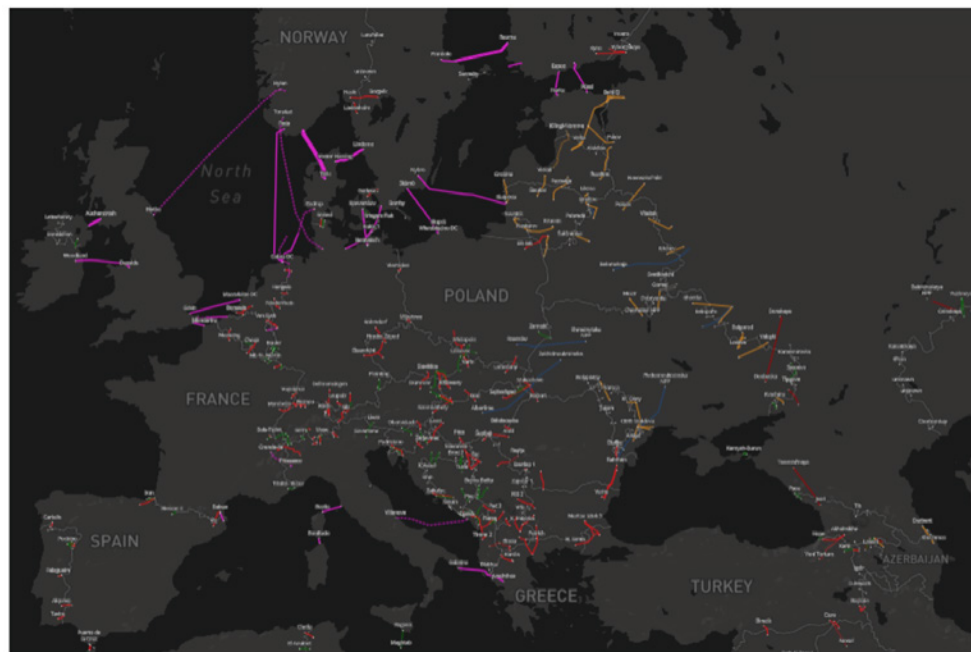
Tabla 29 - Intercambio transfronterizo de electricidad SIEPAC (MW_Promedio) 2018-2021

	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá	Total
2018							
Exportar	205,0	23,8	1,0	0,0	35,0	37,3	302,1
Importar	1,1	224,2	43,5	22,9	7,5	1,7	300,9
Posición neta	203,9	-200,4	-42,5	-22,9	27,5	35,6	1,2
2019							
Exportar	188,7	74,5	0,7	0,0	36,4	49,2	349,5
Importar	1,1	221,7	29,6	49,4	38,8	10,7	351,2
Posición neta	187,6	-147,2	-28,9	-49,4	-2,4	38,5	-1,7
2020							
Exportar	121,7	62,9	0,0	0,0	71,2	66,2	322,0
Importar	10,5	136,2	33,3	122,2	13,4	11,1	326,8
Posición neta	111,2	-73,4	-33,3	-122,2	57,8	55,1	-4,8
2021							
Exportar	127,4	43,3	0,3	0,0	115,2	57,4	343,6
Importar	9,3	19,0	23,3	114,8	0,7	7,3	174,3
Posición neta	118,2	24,3	-23,1	-114,8	114,5	50,2	169,3

Fuente: [12].

III. 6. Interconexiones Eléctricas Europeas

Figura 39 - Interconexiones transfronterizas paneuropeas.



Fuente: [13].

Tabla 30 - Intercambio transfronterizo de electricidad en el Reino Unido (MW) 2019.

De/para	BE	FR	GB	IE	NL	NO	Total
BE		329	629		575		1.532
FR	722		1.385				2.107
GB	7	32		167	6		211
IE			133				133
NL	540		701			188	1.428
NO					96		96
Total	1.269	360	2.848	167	676	188	5.508

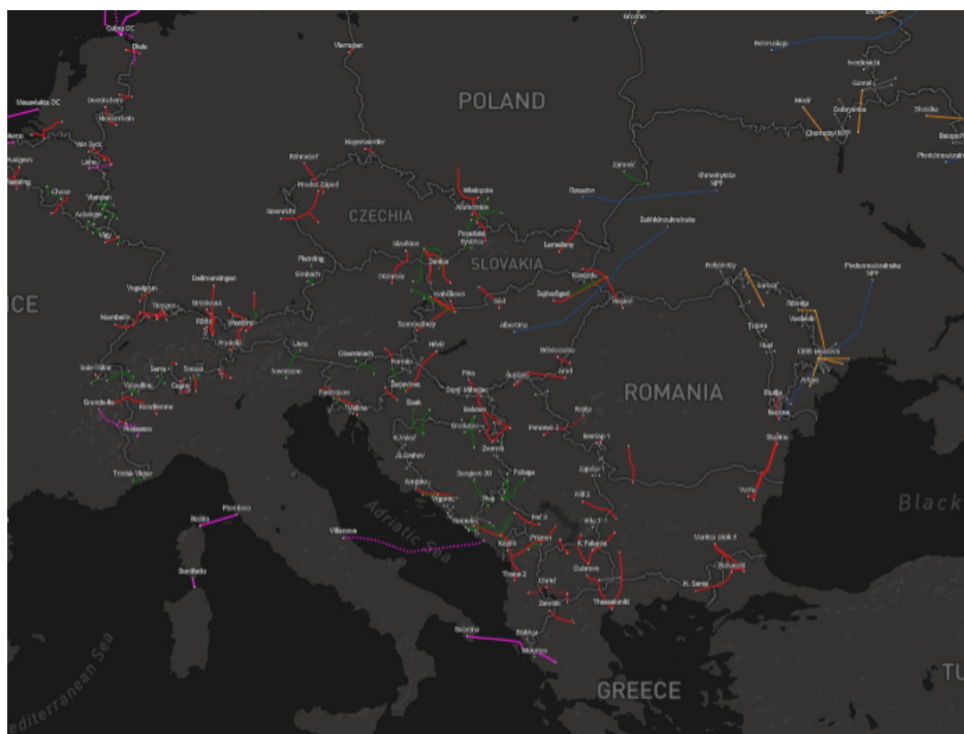
Fuente: [13].

Tabla 31 - Intercambio transfronterizo de electricidad del Nord Pool (MW) 2019.

De/para	DE	DK	EE	FI	FR	LT	LV	NL	NO	PL	RU	SE	Total
DE		689			260			959		1.042		46	2.996
DK	179							9	304			338	830
EE				62			307						370
FI			414						10		0	98	523
FR	1.542												1.542
LT							72			177	21	37	307
LV			9			381					0		390
NL	591	153							188				931
NO		421		27				96			0	588	1.132
RO													0
RU				614		296	121		15				1.045
SE	101	481		1.624		400			435	224			3.265
Total	2.413	1.744	424	2.326	260	1.077	501	1.064	952	1.443	21	1.108	1.3332

Fuente: [13].

Figura 40 - Interconexiones eléctricas de Europa Central y del Sudeste.



Fuente: [13].

Tabla 32 - Intercambio transfronterizo de electricidad en Europa Central (MW) 2019.

De/para	EN	CZ	DE	RH	HU	NO	PL	RO	SE	SK	UA	Total
EN		14	408		573							994
CZ	906		395				71			998		2.370
DE	1.822	689					1.042		46			3.599
RH					3							3
HU	5			554				181		0	2	741
NO									588			588
PL		450							30	360		840
RO					19						1	20
SE			101			435	224					760
SK		12			914		0				297	1.223
UA					420		137	240		4		801
Total	2.733	715	903	554	1.928	435	1.474	421	634	1.002	300	11.939

Fuente: [15].

Tabla 33 - Intercambio transfronterizo de electricidad en el sureste de Europa (MW) 2019.

De/para	EN	BA	BG	GR	RH	HU	ME	MK	RO	RS	TR	Total
EN						573						573
BA					368		186			81		636
BG				227				237	75	168	186	893
GR			1					29			4	33
RH		145				3				30		177
HU	5				554				181	88		828
ME		30								54		84
MK			0	304						21		325
RO			258			19				140		417
RS		117	8		39	37	145	209	47			603
TR			6	283								289
Total	5	292	274	815	961	632	332	474	303	582	190	4.858

Fuente: [13].

Acrónimos de Países:

AT - Austria, BA - Bosnia Herzegovina, BG - Bulgaria, CZ - República Checa, BE - Bélgica, DE - Alemania, DK - Dinamarca, EE - Estonia, FR - Francia, FI - Finlandia, GB - Gran Bretaña, GR - Grecia, HR - Croacia, HU - Hungría, IE - Irlanda, ME - Macedonia del Norte, MK - Montenegro, NL - Países Bajos, NO - Noruega, LT - Lituania, LV - Letonia, PL - Polonia, RO - Rumanía, RS - Serbia, SE - Suecia, RU - Rusia, SK - Eslovaquia, TR - Turquía, UA - Ucrania.