

74  
EDICIÓN

NOVIEMBRE 2017

# REVISTA CIER

Sin fronteras para la energía

Edición especial dedicada a la

## INTEGRACIÓN ENERGÉTICA



**Redacción y Administración en Secretaría Ejecutiva de la CIER:**

Blvr Artigas 1040 Montevideo, Uruguay

**Tel:** (+598) 27090611\* / **Fax:** (+598) 27083193

**Correo Electrónico:** [secier@cier.org](mailto:secier@cier.org)

**Consejo Editor:**

Claudio Bulacio, Juan José Carrasco, Jessica Kaufman, Marisol Arias, Dimas Carranza y Alberto Pérez Morón.

**Foto de portada:** Yacyretá, Entidad Binacional entre Argentina y Paraguay, Gentileza EBY Argentina - CACIER

**Web:** [www.cier.org](http://www.cier.org)



\*Queda autorizada la reproducción total o parcial haciéndose mención de la fuente.

# Interconexión Eléctrica Colombia-Ecuador

## Autor

Jaime Zapata, XM – Colombia  
Email: jazapata@xm.com.co

## Historia del proceso de estructuración del proyecto

Los primeros intercambios de Energía entre Colombia y Ecuador iniciaron en 1998 mediante los flujos de energía a través del circuito a 138 kV Panamericana – Tulcán. Estos intercambios de energía se hacían bajo la modalidad de contratos bilaterales entre agentes de ambos países, es decir, un comercializador de energía en Colombia, de manera individual, vendía energía a un distribuidor o usuario final en Ecuador y asumía todos los costos necesarios para poder entregar dicha energía en la frontera con el país vecino.

Para optimizar la estacionalidad de ambos países y con el objetivo de crear una verdadera integración regional desde el punto de vista de la energía eléctrica, los países de la Comunidad Andina de Naciones -CAN-, comenzaron a buscar acercamientos para crear un mercado común que rompiera fronteras y permitiera la integración Andina en diferentes mercados de la

zona. La Secretaría General recibió el mandato, de los países miembros de la CAN, de elaborar las bases del programa para el perfeccionamiento y profundización de la integración andina y el desarrollo de propuestas para el cumplimiento del objetivo de conformar el mercado común. En el año 1999 los presidentes de los países miembros de la CAN reunidos en Cartagena, establecieron que a más tardar en el año 2005 debería constituirse el Mercado Común Andino.

La Firma del Acuerdo de Cartagena, en septiembre de 2001, con los Ministros de Energía Y Minas de Colombia, Ecuador y Perú y con la presencia del Director General Sectorial de Energía del Ministerio de Energía y Minas de Venezuela, materializó el compromiso de los gobiernos en el convencimiento de las ventajas que brindan los sistemas regionales interconectados y un mercado internacional de energía eléctrica.

Bajo el marco del Acuerdo de Cartagena y con el objetivo de aprovechar los excedentes energéticos de algunos países en beneficio de la región, el 19 de diciembre de 2002 se firma la decisión CAN 536 “*Marco General para la Interconexión subregional de Sistemas Eléctricos e Intercambio Intracomunitario de Electricidad*”, la cual fue adoptada por todos los países miembros a excepción de Bolivia, y que en sus considerandos menciona “...un futuro funcionamiento de un mercado integrado de energía entre Países Miembro de la Comunidad Andina...” y “...Que las reglas y condiciones operativas y comerciales para los intercambios de electricidad entre los

*Países Miembros y para el funcionamiento de un mercado integrado de energía deben basarse en criterios de no discriminación... sin perjuicio de la autonomía en el establecimiento de políticas internas de regulación y operación de los sistemas eléctricos nacionales*". Adicionalmente la Decisión CAN 536 estableció reglas fundamentales, tales como:

- Los Países Miembros no mantendrán discriminaciones de precios entre sus mercados nacionales y mercados externos, no discriminarán de cualquier otra manera en el tratamiento que concedan a los agentes internos y externos en cada País, tanto para la demanda como para la oferta de electricidad.
- Los Países Miembros garantizarán el libre acceso a las líneas de interconexión internacional.
- El uso físico de las interconexiones será consecuencia del despacho económico coordinado de los mercados, el cual será independiente de los contratos comerciales de compraventa de electricidad.
- Los contratos que se celebren para la compraventa intracomunitaria de electricidad serán únicamente de carácter comercial. Ningún contrato de compraventa podrá influir en el despacho económico de los sistemas.
- La remuneración de la actividad del transporte de electricidad en los enlaces internacionales tendrá en cuenta que la aplicación del principio de libre acceso a los enlaces elimina la vinculación entre el flujo físico y los contratos de compraventa internacional de electricidad.
- Los Países Miembro permitirán las transacciones internacionales de electricidad, de corto plazo.

- Las rentas que se originen como resultado de la congestión de un enlace internacional no serán asignadas a los propietarios del mismo.
- Los precios de la electricidad en ambos extremos de los enlaces intracomunitarios deberán servir para valorar las transacciones internacionales de electricidad de corto plazo producto de los flujos físicos determinados por los despachos económicos coordinados.

De acuerdo con lo previsto en la Decisión CAN 536, se inició el proceso de construcción de un doble circuito a 230 kV con capacidad de 250 MW, entre las subestaciones de Jamondino (Colombia) y Pomasqui (Ecuador) por parte de Interconexión Eléctrica S.A. en Colombia y TRANSELECTRIC en Ecuador. Al mismo tiempo los reguladores tanto de Colombia (Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG) como de Ecuador (Consejo Nacional de Electricidad – CONELEC) redactaron la reglamentación necesaria para llevar a cabo las transacciones de electricidad, lo que finalmente concluyó con la expedición el 14 de enero de 2003, de la Resolución CREG 004 de 2003, resoluciones que han evolucionado a través del tiempo y han sido modificadas por otras, que han adoptado las reglamentaciones iniciales a las nuevas exigencias de ambos mercados.

Con los lineamientos de los nuevos acuerdos operativos y comerciales, el día 21 de marzo de 2003 entró en operación la línea doble circuito de interconexión a 230 kV entre las subestaciones Jamondino (Colombia) y Pomasqui (Ecuador) permitiendo operación sincronizada entre los dos países y el inicio a las transferencias de energía entre Colombia y Ecuador bajo el esquema Transacciones Internacionales de Electricidad (TIE).



Figura 1. Línea Interconexión Col-Ecu.

En mayo de 2008 la Empresa de Energía de Bogotá en Colombia y TransElectric en Ecuador inauguraron la segunda línea doble circuito a 230 kV entre las subestaciones Jamondino y Pomasqui, lo que permitió aumentar en esta época, la capacidad de transferencia entre ambos países hasta 500MW por 230 kV.

## Principales características físicas y eléctricas

Entre Colombia y Ecuador existen cuatro circuitos a 230 kV Jamondino – Pomasqui y una línea a 138 kV Panamericana – Tulcán.

Interconexión Colombia - Ecuador	Tensión (kV)	Longitud (km)	Inversión (MUSD)	Fecha Entrada
Panamericana - Tulcán	138	15.5	-	1998
Jamondino – Pomasqui 1 y 2	230	212.2(*)	35.2	2003
Jamondino – Pomasqui 3 y 4	230	213.8(*)	41	2008

(\*) Esta longitud incluye la porción ecuatoriana

Tabla 1. Características Líneas de interconexión Col-Ecu



Figura 2. Entrada en operación primera Interconexión Col-Ecu.

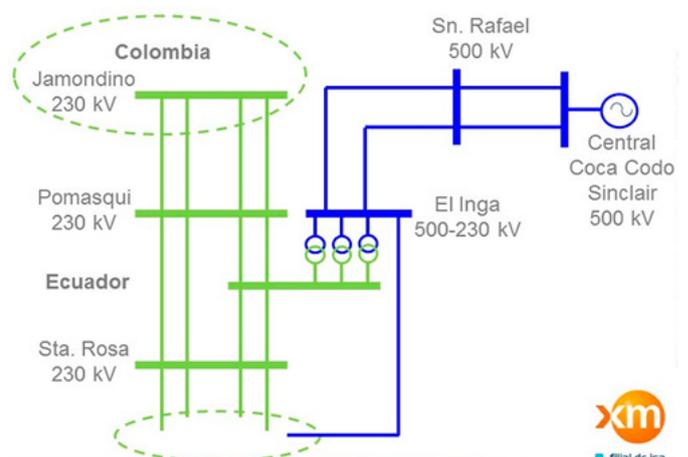


Figura 3. Diagrama unifilar Interconexión Col-Ecu.

## Marco legal y regulatorio

El marco legal y regulatorio se ha venido adaptando a los análisis entre los dos países, es así que ante desacuerdos existentes de ambos países por la distribución de las rentas de congestión y otros aspectos definidos en la Decisión CAN 536, el 4 de noviembre de 2009, se expidió la Decisión CAN 720 la cual suspende por un período de dos años la Decisión CAN 536 y estableció un Régimen Transitorio para las transacciones de electricidad durante dicho período. Entre las principales diferencias establecidas en el Régimen Transitorio se encuentra la posibilidad de discriminación de los precios para la demanda nacional y la demanda externa, las rentas de congestión resultantes de la diferencia de precios en los nodos frontera deben ser asignados 50% para el mercado importador y 50% para el mercado exportador y la no obligatoriedad de ofertar energía en condiciones de escasez o déficit del país exportador. Posteriormente, la Decisión CAN 757 del 22 de agosto de 2011 y la Decisión CAN 789 del 17 de junio de 2013 establecieron prorrogas a este Régimen Transitorio que sigue vigente en 2014.

Posteriormente, mediante la Decisión CAN797, publicada el 15 de octubre de 2014, se estableció la lista de los Comités y Grupos Ad Hoc de la Comunidad Andina en el marco de la reingeniería del Sistema Andino de Integración, ratificando la existencia del Comité Andino de Organismos Normativos y Organismos Reguladores de Servicios de Electricidad (CANREL) y recientemente, en la Decisión CAN 816 del 24 de abril de 2017 se estableció el marco regulatorio del Mercado Andino Eléctrico Regional de Corto Plazo (MAERCP), que forma parte del MAER y se definió una disposición transitoria en la cual, la Secretaría General adoptará mediante Resolución a propuesta y previa opinión favorable del CANREL, los Reglamentos operativo, comercial y del coordinador técnico; y para tal efecto dicho Comité elaborará

un cronograma para el desarrollo de los mismos que permitirán la aplicación de esta decisión.

## Acuerdos operativos y procedimientos para efectuar los intercambios

La remuneración de los activos de interconexión se realiza mediante cargos por uso, es decir, que está a cargo de los consumidores de ambos países.

Para establecer los valores máximos de transferencias por la interconexión, anualmente, XM de Colombia en conjunto con CENACE de Ecuador, realizan un estudio de Interconexión Colombia – Ecuador. Para el 2013 los resultados de los análisis indicaron que la máxima transferencia en el sentido Colombia – Ecuador es de 460 MW en todos los períodos de demanda mínima y 420 MW en los períodos de demanda media del día, y a su vez, la máxima transferencia en el sentido Ecuador – Colombia es de 300 MW en todos los períodos. Estos valores son revaluados diariamente en el despacho con la red y generación disponible.

El requerimiento de unidades de generación de seguridad para soportar las máximas transferencias Colombia – Ecuador tiene como base los criterios de confiabilidad definidos por cada país, de manera que ante diferentes contingencias las condiciones de tensión, frecuencia y carga de equipos permanezcan dentro de límites aceptables para la operación, sin poner en riesgo la estabilidad de los sistemas.

El funcionamiento de las transacciones TIE permite hacer un uso eficiente de los recursos energéticos de los países, pues las transferencias de energía se presentan desde el país con menor precio de mercado hacia el país de mayor precio, lo que conlleva el acercamiento

de los precios de mercado de ambos países hasta igualarse o hasta que la capacidad de transferencia de la interconexión lo permita.

En la actualidad el Acuerdo Operativo entre Colombia y Ecuador, tiene como objetivo, establecer los procedimientos, condiciones, obligaciones y responsabilidades para la operación de los enlaces internacionales de los sistemas eléctricos de Colombia y Ecuador de manera coordinada, con sujeción a la Decisión CAN y a la Ley Aplicable, abarcando los temas relativos al planeamiento, supervisión, coordinación y control de las interconexiones. El contenido principal de acuerdo se presenta a continuación:

- Criterios de seguridad y calidad para la Operación Interconectada de los Sistemas
- Máxima Transferencia por las Interconexiones
- Programación de Intercambios
- Operación de las interconexiones
- Sistemas de Protección de las Interconexiones
- Sistema de Medición de Energía Activa y Reactiva
- Duración, Suspensión y Terminación del Acuerdo

En el acuerdo se establece que la interconexión por 138 kV se operará de forma radial. Adicionalmente, es responsabilidad del Transportador de cada país, de acuerdo con la Ley Aplicable, la ejecución de las maniobras operativas de las instalaciones asociadas a la Interconexión, reparaciones, así como de la seguridad de las personas y de las instalaciones que comprende la misma.

Bajo el esquema TIE cada mercado, una vez hecha la casación del mercado nacional diaria, entrega al otro mercado la oferta de energía a exportar, esta oferta

se realiza de manera horaria y por enlace, se indican para cada período las cantidades y los precios de cada cantidad dispuestos a exportar. Las cantidades son llamadas segmentos ( $Q_x$ ) y los precios asociados a cada segmento son llamados Precios de Oferta en el Nodo Exportación ( $PONE_{Q_x}$ ), adicionalmente a la oferta se debe entregar un Precio de Importación horario (PI), que determina el precio al cual el mercado está dispuesto a importar energía en ese período y por ese enlace, ver la siguiente figura.

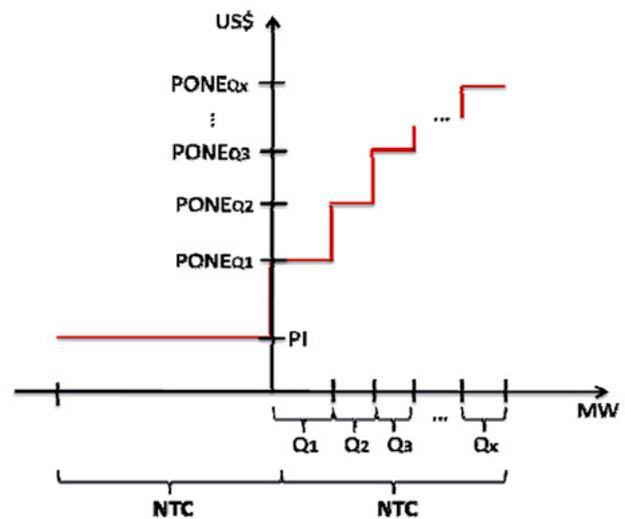


Figura 4. Ejemplo de Oferta de Energía para el Período i por el Enlace e.

Una vez se tiene las dos ofertas, un algoritmo central realiza una comparación de los precios de exportación de un país con el precio de importación del otro, y en caso de que el precio de exportación sea menor respecto al precio, se activa la señal económica para la transacción, indicando que se debería realizar una transferencia de energía desde el mercado con precio de exportación inferior hacia el mercado con precio de importación superior. Se resalta que este algoritmo central solo da la señal de intercambio y no define las cantidades a exportar ni a importar y deja estas a criterio de los operadores de los mercados, se definen, según su participación en el Despacho Coordinado de cada país, ver la siguiente figura. Este proceso se realiza para cada período horario y para cada enlace.

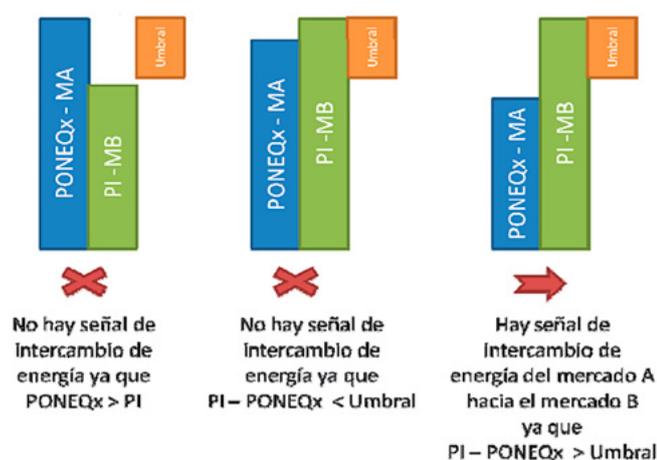


Figura 5. Validación de la transacción TIE.

A la fecha no se ha autorizado la firma de contratos bajo el esquema TIE, sin embargo, la reglamentación prevé que éstos sólo serán financieros, es decir, que fijan el precio de suministro, pero no otorgan garantía de abastecimiento, no admitiéndose contratos que resulten en transacciones obligadas.

Los costos de inversión de la interconexión internacional son asignados a la demanda de cada país, ya que es la demanda la que recibe en forma directa o indirecta los beneficios de la integración energética. Adicionalmente, el costo de las pérdidas en la interconexión internacional está a cargo del país importador.

## Estadísticas anuales de intercambios en el tiempo

En la siguiente tabla se presenta la evolución de la energía transada entre Colombia y Ecuador desde 2003. Se observa que los intercambios entre Colombia y Ecuador son realizados principalmente en el sentido Colombia hacia Ecuador, debido a que Colombia tiene generalmente precios marginales menores debido a su matriz energética con base en generación hidráulica y térmica a gas natural, caso contrario al

ecuatoriano en donde la matriz energética tiene en algunas ocasiones participación de generación con base en combustibles fósiles. Se destaca el cambio de sentido de los intercambios en 2016, al importar Colombia desde Ecuador energía especialmente durante el primer semestre de 2016, debido principalmente a la crítica situación energética colombiana en los primeros meses de 2016, que estaba impactada por la ocurrencia de El Niño 2014 – 2016 y la indisponibilidad de importantes recursos de generación (Guatapé y Flores IV entre otros).

Año	Energía (GWh)	
	Exportaciones Colombia	Importaciones Colombia
2003	1,129.3	67.2
2004	1,680.9	34.9
2005	1,752.6	16
2006	1,608.6	1.1
2007	876.6	38.4
2008	509.8	37.5
2009	1,076.7	20.8
2010	797.7	9.7
2011	1,294.6	8.2
2012	236.0	6.5
2013	662.3	28.5
2014	824.0	46.9
2015	457.2	45.2
2016	43.9	378.3

Tabla 2. Energía transada Col-Ecu 2003-2016.

El comportamiento histórico de los valores de las TIE desde el 2003 hasta agosto de 2016, se presentan a continuación en la siguiente gráfica:

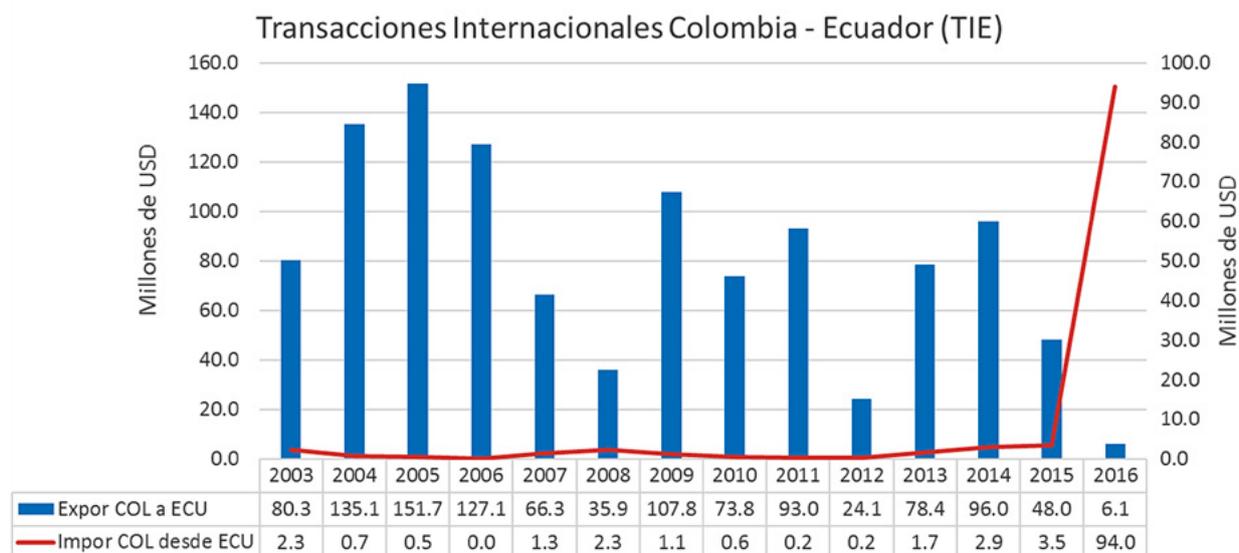


Figura 6. Comportamiento histórico valores TIE 2003-2016.

Desde la implementación en el 2003 de las transacciones Internacionales de Electricidad TIE con Ecuador, se han exportado a Ecuador alrededor de 13,000 GWh por un valor cercano a USD 1,124 millones de USD y se han importado desde Ecuador alrededor de 740 GWh por un valor cercano a USD 111.6 millones.

## Principales beneficios obtenidos

A partir de la implementación del esquema de Transacciones Internacionales de Electricidad de corto plazo TIE para los intercambios de electricidad entre Ecuador y Colombia, se han producido beneficios para ambos países, reflejados principalmente en un aumento de demanda para los productores del país exportador y un aumento en la oferta para el país importador que le ha representado un ahorro en los costos de producción y unos menores precios de la electricidad. Adicionalmente, se tiene un sistema con mayor capacidad de regulación ante eventos y la posibilidad de atención de demanda en emergencia (colapsos).

Adicionalmente, entre los principales puntos destacados internacionalmente del esquema de transacciones implementado entre Colombia se tienen:

- No fue necesario realizar grandes cambios a la regulación de cada país para su implementación.
- El esquema TIE ha funcionado por más de 10 años aún con diferencias entre el esquema de precios de Colombia y el esquema de costos de Ecuador.
- El esquema TIE es funciona bajo la modalidad prepago, lo que ayuda a mitigar el riesgo de no pago por la energía intercambiada entre las partes.
- A pesar de los conflictos políticos que se han presentado entre los gobiernos de Colombia y Ecuador, el esquema TIE ha perdurado en el tiempo.
- En el pasado evento El Niño (14-16) se demostró la utilidad para Colombia ya que complementó la generación de Colombia para cubrir la demanda.

## Principales recomendaciones para optimizar el uso de la interconexión

Con el objetivo de realizar un uso óptimo de la interconexión es necesario:

- Crear incentivos a los contratos a largo plazo para que las transacciones no sea solo de oportunidad.
- Desincentivar las transacciones por seguridad a través de la interconexión, mediante inversiones que minimicen estos requerimientos.
- Definir en la reglamentación, adicional al sentido de transferencia TIE, las cantidades de transferencias (Price coupling – Tight Volumen Coupling)
- Notificar los cambios regulatorios de los países participantes que afectan las transacciones TIE, y que afectan la liquidación de dichas transacciones.
- Retomar un Acuerdo CAN antes del Sistema de Interconexión Eléctrica Andina (SINEA).

## Principales dificultades que se han tenido para llegar a una óptima utilización de la interconexión

La entrada de grandes bloques de generación en Ecuador (plantas de más de 1000 MW) ha generado la revaluación de los intercambios, reduciendo significativamente los límites, pues han ocurrido eventos en los cuales pérdidas de plantas de generación en Ecuador generaron bajas tensiones en Colombia, provocando demanda no atendida. Acorde a esta condición, los límites de intercambio fueron reducidos para lograr que el Esquema de Separación de Áreas – ESA – fuera efectivo evitando desatención de demanda en Colombia ante eventos de pérdida de alta generación en Ecuador (más de 800 MW). Actualmente se está realizando un estudio detallado junto con Ecuador, para ajustar el ESA actual y poder aumentar los intercambios Colombia – Ecuador.

## Perspectivas futuras

El 28 de septiembre del 2012, durante la XIV Reunión del Comité Andino de Autoridades Normativas y Organismos Reguladores de Electricidad de la CAN (Canrel), realizada en Santiago de Chile, acordaron articular y complementar las discusiones orientadas a estructurar un nuevo marco general comunitario para la integración de mercado de electricidad. Es así como, mediante la iniciativa del Sistema de Interconexión Eléctrica Andina (SINEA) se espera que, a partir de 2020, los sistemas eléctricos de los países de la Comunidad Andina (CAN) y Chile estén integrados.

El BID está brindando una cooperación técnica de aproximadamente US\$ 1,5 millones. En esta iniciativa participan cinco países (Bolivia, Chile, Colombia, Ecuador y Perú) y contiene dos componentes, uno de infraestructura y otro regulatorio. En el mes de abril de 2014 se realizó en Perú, una Reunión del Consejo de Ministros del Sistema de Interconexión Eléctrica Andina donde se presentaron los avances de este estudio, tanto en la parte regulatoria como en la revisión de las infraestructuras necesarias para la interconexión.

De otra parte, tal y como fue nombrado anteriormente, debido a la entrada de grandes plantas de generación en Ecuador, se está trabajando en un reajuste del ESA con la tecnología instalada actualmente. Sin embargo, este reajuste no es una solución estructural, ya que los relés instalados hoy en día no permiten una actuación totalmente selectiva del ESA y por ende sigue siendo necesario limitar los intercambios con Ecuador. Acorde a esta condición, se está revisando la posibilidad de un rediseño conjunto del ESA usando Medición Fasorial Sincronizada (MFS), de manera que se tenga una solución estructural que permita valores de intercambio cercanos a 500 MW con un ESA selectivo y efectivo ante eventos de pérdida de grandes bloques de generación.