

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

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

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



Iniciativas actuales de Integración Energética: Sistema de Interconexión Eléctrica Andina-Sinea

Autor

Ing. Patricio Alzamora, CENACE – Ecuador
Email: palzamora@cenace.org.ec

Historia del proceso de estructuración del proyecto. Principales objetivos e hitos

A través de la Gaceta Oficial del Acuerdo de Cartagena del 19 de diciembre de 2002, la Comunidad Andina de Naciones, mediante Decisión CAN 536, expidió el “Marco General para la interconexión subregional de sistemas eléctricos e intercambio intracomunitario de electricidad”, en el que se establecen las reglas comunitarias para la interconexión subregional de los sistemas eléctricos y el intercambio intracomunitario de electricidad entre los Países Miembros de la Comunidad Andina. El inicio efectivo de las transacciones se realizó el 01 de marzo de 2003 entre Ecuador y Colombia.

A través de la Gaceta Oficial del Acuerdo de Cartagena, con fecha 4 de noviembre de 2009, se emitió la Decisión CAN 720, en la que se establece la necesidad de una revisión integral de la Decisión 536 y se deci-

de, para el efecto, suspender la aplicación de la Decisión 536. También estableció un Régimen Transitorio para los intercambios de energía entre Colombia y Ecuador, diseñado para permitir la continuidad de las transacciones entre los dos países en tanto se adopte una disposición que rijan los intercambios en todos los Países Miembros.

Los Ministros de Relaciones Exteriores, Ministros y Altos Funcionarios del sector energético de Chile, Colombia, Ecuador y el Perú, reunidos en Lima, el 25 de febrero de 2011, coincidieron en la importancia de los beneficios que traería la interconexión eléctrica, constituyéndose en un paso fundamental para la integración económica y el desarrollo de sus países y expresaron su firme voluntad de avanzar con el proyecto de la Integración Eléctrica de la Región, definiendo la necesidad de trabajar en temas de seguridad jurídica, infraestructura y definición de mecanismos comerciales y financieros para el intercambio de electricidad.

El 2 de abril de 2011, Ministros y Altos Funcionarios del Sector Energético de Chile, Colombia, Ecuador, Perú y Bolivia, este último participó en calidad de país invitado, firman la Declaratoria de Galápagos, que crea el Consejo de Ministros como máxima instancia para el desarrollo de la Integración Eléctrica Andina; conforma el Grupo de Regulación, encargado del desarrollo del marco regulatorio para el intercambio de

electricidad entre países y el Grupo de Planificación, encargado de la contratación de una consultoría que permita identificar la infraestructura necesaria para la realización de intercambios; y se nombra a Colombia como país coordinador de los Grupos de Regulación y Planificación por un año.

El 22 de Julio de 2011 se reúnen en Lima, nuevamente los Ministros de Relaciones Exteriores, Ministros y Altos Funcionarios del Sector Energético de Bolivia, Chile, Colombia, Ecuador y Perú, reunión en la que se ratifican los acuerdos y compromisos de las anteriores reuniones en Lima y Galápagos, que buscan como único objetivo la Integración Eléctrica Regional.

Mediante Decisión CAN 757, aprobada el 22 de agosto de 2011, se mantiene la suspensión de la aplicación de la Decisión 536 por un plazo de hasta 2 años, con el fin de concluir su revisión, y establecer un nuevo régimen comunitario para los intercambios de energía eléctrica entre los Países Miembros. Esta Decisión establece también un régimen transitorio de transacciones bilaterales entre Ecuador y Perú a través de contratos a plazo.

La Decisión CAN 789, aprobada el 14 de junio de 2013, extiende la suspensión de la Decisión CAN 536 hasta el 31 de agosto de 2016, hasta diseñar un nuevo régimen comunitario.

La Decisión CAN 811, aprobada el 29 de agosto de 2016, extiende el plazo de suspensión de la Decisión 536 dispuesto en el artículo 1 de la Decisión 789 hasta el 28 de febrero de 2017.

La Decisión CAN 815, aprobada el 24 de febrero de 2017, extiende el plazo de suspensión de la Decisión 536 dispuesto en el artículo 1 de la Decisión 811 hasta el 24 de abril de 2017.

Los ministros y altos funcionarios del sector energético de Chile, Colombia, Ecuador, Perú y Bolivia (en calidad de observador), suscribieron un compromiso para avanzar en un proyecto de interconexión eléctrica durante la Reunión del Consejo de Ministros del Sistema de Interconexión Eléctrica Andina (SINEA) llevada a cabo en Santiago de Chile el 27 de septiembre de 2012.

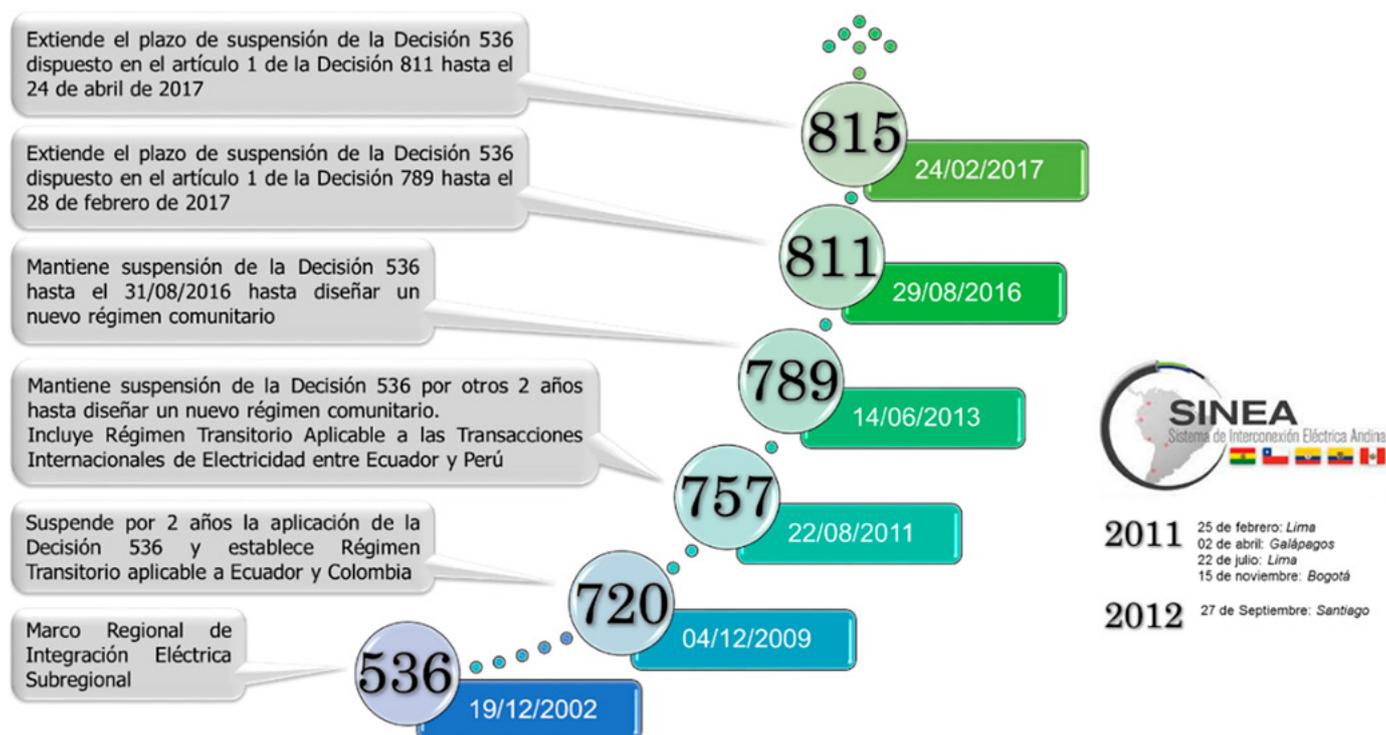


Figura 1. Decisión CAN.

En la declaración respectiva, los países ratificaron su interés en profundizar y expandir los intercambios de energía eléctrica a través de un mercado más integrado y eficiente. En este sentido, el SINEA busca apoyar el proceso de integración eléctrica regional andina en un marco de seguridad jurídica, complementariedad en el uso de recursos y beneficio económico para las partes involucradas.

El BID, a través de la cooperación técnica “Apoyo a los Estudios de Interconexión Eléctrica Andina”, brinda apoyo a los países de SINEA para la realización de estudios preliminares para el desarrollo del mercado eléctrico andino, incluyendo los aspectos técnicos, regulatorios y estratégicos. El programa de cooperación técnica tiene tres objetivos fundamentales:

- Establecer los principios y lineamientos necesarios para la armonización regulatoria de los países participantes de la iniciativa;
- Identificar y evaluar las posibles alternativas sostenibles de Interconexión Eléctrica Andina; y
- Analizar las alternativas de la Interconexión Eléctrica Andina en términos de costos, cronogramas y requerimientos socio-ambientales.

El programa de apoyo incluye la creación de una Hoja de Ruta de Integración que incluye compromisos claros, cronograma de actividades y definición de roles y responsabilidades.

Con esta iniciativa, sumada a otras como el proyecto SIEPAC en América Central, el BID busca, a través de esquemas de integración regional, aumentar la eficiencia del sector eléctrico y el uso de las fuentes renovables de energía. Al posibilitar intercambios de energía se prevé una mejora de calidad y seguridad del suministro, la reducción de los costos de generación, así como en la utilización, eficiencia y

eficacia de los equipos de transmisión y las plantas de generación.

Dentro de esta iniciativa se han licitado dos proyectos a través de la Cooperación Técnica (RG-T2056):

- Planificación y Estudio de Factibilidad de la Infraestructura de Integración Eléctrica de los Países Andinos (Bolivia, Chile, Colombia, Ecuador y Perú), que en este documento será referido como el Proyecto de Planificación.
- Armonización Regulatoria de la Integración Eléctrica de los Países Andinos, que motiva la propuesta descrita en este documento.

Alcance del Estudio de Planificación

El objetivo básico de este estudio consiste en identificar y evaluar las alternativas sustentables de la Interconexión Eléctrica Andina tal que:

- Sean producto de un análisis multidimensional – técnico, económico, social, ambiental, institucional, político, regulatorio, etc.
- Resulten de un amplio consenso entre los actores involucrados.
- Se muestren consistentes y sustentables frente a eventuales cambios en las condiciones de contorno.

El Estudio se realizará a nivel de planeamiento y factibilidad, considerando, al menos, dos ejes de análisis:

- Soluciones de interconexión eléctrica bilateral entre pares de países.
- Una interconexión eléctrica regional, que incluya las anteriores más las obras de refuerzo necesarias

en las redes nacionales para potenciar la capacidad de transmisión conjunta.

El objetivo principal será buscar, de forma gradual o por etapas, la integración eléctrica regional de todos los países participantes, de forma de maximizar los beneficios económicos del conjunto. El mejor logro de estos propósitos supone la realización de todos los estudios pertinentes, de planificación, económicos, técnicos y de costos, considerando las correspondientes restricciones ambientales y sociales, los principales riesgos y las barreras y externalidades con potencial impacto sobre el proyecto.

Sobre esas bases se propondrá y recomendará la(s) alternativa(s) que mejor satisfaga(n) todas las condiciones y, tras la aprobación de los Países Miembros del Proyecto, se la desarrollará en el nivel de factibilidad.

En ese contexto, las acciones que de allí surjan estarán integradas con los resultados de los estudios de armonización regulatoria, de modo que las decisiones de infraestructura que resulten tengan soporte y sustento en el tiempo, y converjan con el marco de expansión y regulación de los países participantes, en estrecha colaboración recíproca.

El Enfoque Técnico y Metodológico se dividió en dos fases:

- Fase I – Estudio de Planificación
- Fase II – Estudio de Factibilidad

Alcance del Estudio de Armonización Regulatoria

El objetivo principal es presentar una propuesta de armonización regulatoria que permita aprovechar de manera no discriminatoria, eficiente y sostenible la in-

terconexión de los países Andinos, de tal manera que se aliente la competencia en beneficio de los usuarios finales de los mercados de electricidad de los cinco países. Dicha propuesta será establecida a partir de los principios y lineamientos recogidos de los países y la experiencia de la Comunidad Andina de Naciones.

Los objetivos específicos son:

- Comparar los marcos regulatorios, institucionales y jurídicos de energía eléctrica en Bolivia, Chile, Colombia, Ecuador, Perú y la Comunidad Andina.
- Proponer alternativas y procesos para concretar esta integración regional en las que se consideren también perspectivas de integración con los diferentes mercados de la región, esto es México, Centroamérica y Mercosur.
- Evaluar comparativamente las ventajas y desventajas de las opciones regulatorias propuestas.
- Analizar la evolución de la normativa de la Comunidad Andina de Naciones en referencia a la integración eléctrica regional.

Principales características: físicas y eléctricas, mapa de ruta, kilometrajes y subestaciones

En el marco de la iniciativa SINEA, las obras necesarias para materializar las Interconexiones que la consultora propone son:

Interconexión Colombia – Ecuador en CA 500 kV

- Ampliación de las barras de 500 kV en la SE Alférez (Colombia), para conectar una salida de línea

a 500 kV, y construcción de un campo de salida de línea a 500 kV.

- Construcción de una nueva doble barra a 500 kV en la SE Jamondino (Colombia), para conectar dos campos de salida de líneas de 500 kV, y construcción de dos campos de salida de línea a 500 kV.
- Ampliación de las barras a 500 kV en la futura SE El Inga (Quito-Ecuador), para conectar una salida de línea a 500 kV, y construcción de un campo de salida de línea de 500 kV.
- Construcción de una línea a 500 kV CA, simple circuito, de unos 505 km, entre las subestaciones Alférez, Jamondino y El Inga (Quito).

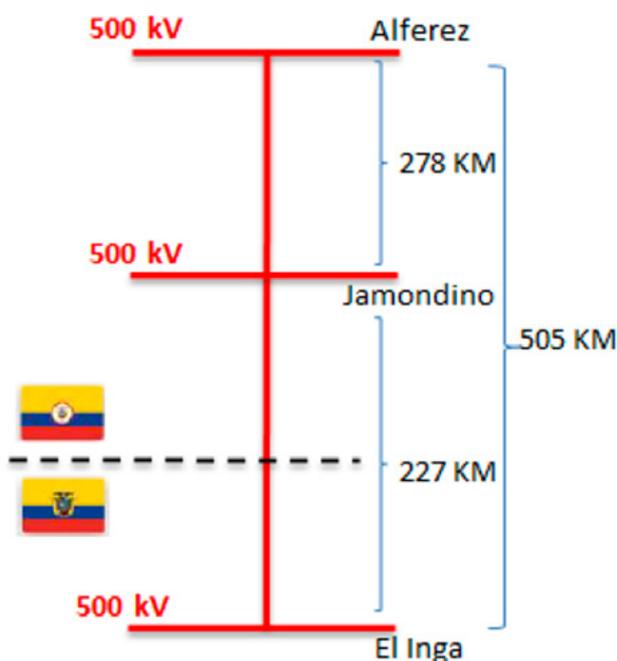


Figura 2. La topología propuesta Mapa de Ruta Colombia – Ecuador 500 kV.

Primera Interconexión Ecuador – Perú en CA 500 kV

- Ampliación de las barras de 500 kV en la futura SE Daule (Ecuador), para conectar dos salidas de

línea de 500 kV, y construcción de un campo de salida de línea de 500 kV.

- Construcción de la nueva SE Frontera (lado Ecuador), consistente en una doble barra de 500 kV para cuatro campos de salida de líneas de 500 kV, y en dos campos de salida de línea de 500 kV.
- Ampliación de las barras de 500 kV en la futura SE La Niña (Perú), para conectar dos salidas de línea de 500 kV, y construcción de un campo de salida de línea de 500 kV.
- Construcción de una línea de 500 kV CA, simple circuito, de unos 591 km, entre las subestaciones Daule, Frontera y La Niña.

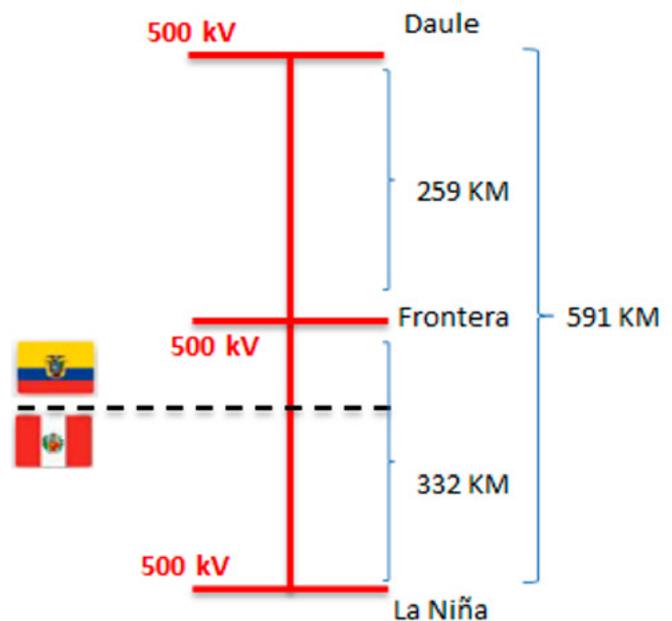


Figura 3. La topología propuesta Mapa primera de Ruta Ecuador – Perú 500 kV.

Segunda Interconexión Ecuador – Perú en CA 500 kV

- Construcción de un campo de salida de línea a 500 kV en la SE Daule (Ecuador).

- Construcción de dos campos de salida de línea a 500 kV en la SE Frontera (tentativamente se ubicó del lado de Ecuador).
- Construcción de un campo de salida de línea a 500 kV en la SE La Niña (Perú).
- Construcción de una línea a 500 kV CA, simple circuito, de unos 591 km, entre las subestaciones Daule, Frontera y La Niña, paralela a la primera línea de interconexión.
- Disponibilidad de compensación capacitiva / inductiva que permita controlar los voltajes.
- Convenios de cooperación para abastecimiento de carga mediante transferencias de carga en ambos sentidos, ante la ocurrencia de fallas o mantenimientos en las líneas de transmisión Tulcán – Panamericana 138 kV y Machala – Zorritos 230 kV.

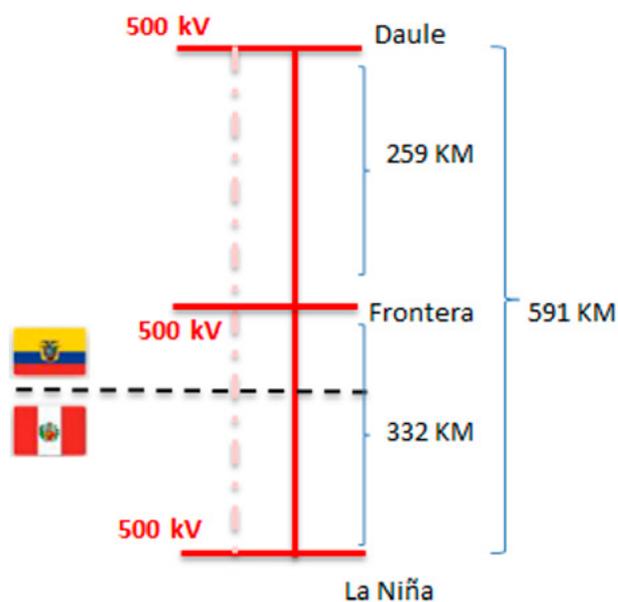


Figura 4. La topología propuesta Mapa de segunda Ruta Ecuador - Perú 500 kV.

Historia y evolución en el tiempo del proyecto: asuntos y acuerdos institucionales, regulatorios, ambientales, acuerdos operativos, procedimientos para efectuar los intercambios, costo-inversión, financiación, esquema de propiedad

A continuación, se resumen las principales características del estudio de la Consultoría de SINEA en el ámbito regulatorio:

TEMA	PROPUESTA SINEA
General	SINEA propone un esquema de implantación en tres etapas, empezando un mercado reducido entre Colombia, Ecuador y Perú (CEP) y con un modelo de mercado inicial. Posteriormente, en una Segunda Etapa se integrarían el resto de países (Chile y Bolivia) y el modelo de mercado se complementa. En una Tercera Etapa se implementan mercados adicionales (regulación de frecuencia, intradiarios, etc.).
Países Participantes	Etapa I: Colombia, Ecuador, Perú Etapa II: Iniciales más Chile y Bolivia a medida que se interconecten Etapa III: Funcionamiento pleno con los países de SINEA (Posibilidad de nuevos miembros regionales)
Agentes participantes	Todos los agentes autorizados a realizar transacciones Mayoristas en los mercados de los países miembros del MRES (Mercado Regional Eléctrico: Colombia-Ecuador-Perú-Bolivia-Chile).

Productos comercializados	<p>ETAPA I:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Mercado Spot regional basado en un predespacho posterior al despacho de los mercados nacionales • Ofertas como pares precio cantidad, basados en la generación no despachada en el mercado nacional (exportaciones) y sustitución de generación propia (importaciones). • Algoritmo de despacho que tiene en cuenta la capacidad de transmisión disponible para tránsito y pérdidas • Precios y cantidades resultan del despacho ex –post. EL precio spot lo fija la oferta más cara de venta aceptada en cada país. • Contratos bilaterales financieros, liquidados en base a los precios ex –post • Derechos financieros de transmisión sobre los vínculos transfronterizos (una vez que el mercado spot funcione en forma fluida) <p>ETAPA II:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Para este momento los países deberán haber acordado los criterios para permitir contratos firmes de largo plazo, o bien estos se descartan. • DFTs para contratos de largo plazo (en caso que estos se aprueben) • Mercado regional diario anticipado, con precios ex –ante y obligaciones resultantes del predespacho • Contratos bilaterales financieros liquidados en base al precio ex –ante • En caso que el despacho regional zonal (market splitting) requiera de demasiadas zonas, se podrá pasar a un mecanismo de despacho nodal • Mecanismo de compensación de desviaciones respecto al predespacho <p>ETAPA III:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Los de etapa 2 más transacciones de servicios auxiliares, • Mercados intradiarios reemplazan los redespachos • Probable conveniencia de precios nodales y DFT (Derechos Financieros de Transmisión) punto a punto
Mecanismo de despacho	<p>ETAPA I:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Maximización del beneficio social, dado por precios de compra por cantidades casadas menos precios de venta por cantidades casadas • Restricciones dadas por capacidad de los vínculos, tanto externos como internos (estos sólo en Ecuador) • Eventualmente se pueden incluir restricciones de rampas de toma-reducción de carga. • Precios por países y en caso de congestión interna, precios por zona (market splitting) • Acuerdo sobre las razones que justifican lanzar un redespacho <p>ETAPA II:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Se evaluará la necesidad/conveniencia de un esquema basado en precios nodales. En caso que del estudio surja la recomendación de implementar este esquema, también se evaluará la necesidad de crear DFTs punto a punto <p>ETAPA III:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Similar al de etapa 2 a menos que se introduzcan precios nodales, en ese caso también es necesario un nuevo algoritmo para las subastas de los DFT
Compensación por tránsito	<p>ETAPA I: Compensación de las pérdidas de transmisión en base a resultados del despacho ex –post.</p> <p>ETAPA II: Se decidirá si además de pérdidas se incluye una componente de costos fijos en la compensación.</p> <p>ETAPA III: Unificado con las tarifas para pagar los costos de las ampliaciones decididas por el planeamiento regional</p>

<p>Control de flujos en los vínculos transfronterizos</p>	<p>ETAPA I:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Los OS de los países del MRES calculan en forma conjunta la capacidad de intercambio transfronterizo. • Los OS acuerdan cada día los flujos horarios en los vínculos en base al predespacho regional • Cada país proporciona un margen de reserva de regulación primaria de frecuencia • Los flujos en los vínculos se controlan a través del AGC, en un esquema de control de área (generalizado o radial) • No se penalizan los desvíos, pero se establece un criterio de performance (CPS) <p>ETAPA II:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Similar a la primera etapa, pero teniendo en cuenta que los flujos son ahora vinculantes, y que se deberán compensar las desviaciones <p>ETAPA III:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Similar a la segunda etapa
<p>Liquidación</p>	<p>ETAPA I:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Mensual, incluyendo pagos por electricidad vendida-comprada, compensación por tránsitos y pagos a los tenedores de DFTs. <p>ETAPA II:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Similar a la etapa 1, incluyendo los pagos asociados a desviaciones del programa diario <p>ETAPA III:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Similar a la etapa 2, incluyendo desviaciones del programa diario y de los redespachos
<p>Instituciones</p>	<p>ETAPA I:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Institución Coordinadora Regional (ICR) creada con misión inicial el lanzamiento del MRES • Designación de un OS para realizar la casación del mercado, recolección de datos de medición y liquidación. • Posteriormente organización de subastas para asignar los DFT y posteriormente administrarlos <p>ETAPA II:</p> <ul style="list-style-type: none"> • El ICR se convierte durante la etapa 2, una vez que esté en funcionamiento fluido, en el regulador regional <p>ETAPA III:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Se analiza la conveniencia de un Operador del Sistema Regional
<p>Planeamiento</p>	<p>ETAPA I:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Orientado al desarrollo de los vínculos transfronterizos y refuerzos internos que permitan la conexión de todos los países de SINEA <p>ETAPA II:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Se implementa un sistema de planeamiento regional de la transmisión, que evaluará nuevas ampliaciones o mejoras de las existentes <p>ETAPA III:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Como en la etapa 2

SopORTE mutuo durante emergencias	<ul style="list-style-type: none"> • Acuerdo entre los Operadores de Sistema (OS) • La electricidad provista por los países que ayudan a aquel en emergencia se liquida al precio ofertado en el mercado spot diario
Ampliaciones por terceros	<p>ETAPA II:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Se analizará la conveniencia que se autoricen ampliaciones de las capacidades de transmisión transfronterizas por privados, quienes pueden percibir las rentas de congestión y eventualmente, en caso que exista un beneficio regional, un pago regulado. <p>ETAPA III:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Se analizará la conveniencia que se autoricen ampliaciones de las capacidades de transmisión transfronterizas por privados, quienes pueden percibir las rentas de congestión y eventualmente, en caso que exista un beneficio regional, un pago regulado.
Tarifas regionales de transmisión	<p>ETAPA II:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Tarifas regionales de transmisión

Tabla 1. Propuesta SINEA.

Principales barreras, dificultades y beneficios

- Los análisis realizados en el año 2013 demostraron la rentabilidad económica de desarrollar una serie de infraestructuras de interconexión entre los países SINEA. La tabla siguiente muestra aquellas infraestructuras que, en un ámbito de acuerdos bilaterales, resultan económicamente eficientes y que por tanto se recomienda acometer en los próximos años:

Sistema	Proyecto	Año
Ecuador - Perú	Línea 500 kV La Niña-Daule	2017
Perú - Chile	Back-to-back + línea 220 kV Los Héroes - Arica	2017
	Línea HVDC Montalvo - Crucero	2020
Chile - Bolivia	Línea 220 kV Laguna Colorada - Chuquicamata	2017

Tabla 2. Infraestructuras de Interconexión SINEA. Nota: El año corresponde al inicio de la operación de la interconexión propuesta.

- La operación sincrónica entre los sistemas de Perú y Ecuador-Colombia, utilizando la infraestructura existente, sería altamente rentable económicamente para ambos países. Tendría, además, un beneficio añadido, puesto que permitiría implementar un mercado regional entre estos tres países antes de que se construya la interconexión planificada en 500 kV. Existen ciertas limitaciones a este tipo de operación, debido fundamentalmente a la posible existencia de oscilaciones entre los sistemas de Colombia-Ecuador y Perú.
- La interconexión prevista en 500 kV entre Ecuador y Perú, por otra parte, presenta una rentabilidad económica más que considerable y no estaría condicionada por la operación sincrónica (en una fecha anterior) de los sistemas involucrados. Sería conveniente, por tanto, no demorar la construcción de esta línea más allá de lo mínimamente imprescindible para poder acometer esta obra en condiciones técnico/ambientales adecuadas (finalización de los estudios de viabilidad, estudios de impacto ambiental, establecimiento de los esquemas de fi-

nanciamiento, contratación de la obra y construcción de la línea).

- Un aumento de la capacidad de interconexión entre Colombia y Ecuador, hasta valores del orden de 1000 MW es sumamente conveniente. Dado que en la actualidad existen 4 líneas de 220 kV, este incremento podría lograrse de dos modos distintos:
 - Incrementando la capacidad de transporte del corredor actual, considerando que están en ejecución y/o planificados a corto plazo refuerzos en la red del sur de Colombia. Estos refuerzos permitirían incrementar la capacidad de interconexión (actualmente limitada a 550 MW) si bien no es posible determinar por el momento hasta que límite, hasta tanto se desarrollen los estudios eléctricos de detalle. Valores del orden de 800-850 MW no deberían, a priori, descartarse.
 - Mediante la construcción de una nueva línea en 500 kV entre las subestaciones de Alférez (Colombia) e Inga (Ecuador). Con este refuerzo es altamente probable que la capacidad total de interconexión se eleve por encima de los 1000 MW.
 - Por otra parte, tal como sucede con la segunda línea de interconexión entre Perú y Ecuador, un refuerzo que requiriese la construcción de una nueva línea en 500 kV, no podría en ningún caso acometerse bajo un esquema bilateral. Esto es así porque los beneficios percibidos por Colombia (si bien positivos) son insuficientes para compensar los costes de inversión en Colombia, ya que la mayor parte de esta infraestructura discurre por este país y la mayor parte de los beneficios son percibidos por Ecuador.
- Interconectar los sistemas de Perú y Chile Norte resulta, en principio, muy rentable. Sin embargo:
 - La diferencia de frecuencia entre ambos países constituye una barrera importante desde el punto de vista de los elevados costos de inversión;
 - Una interconexión de alta potencia (del orden de los 1000 MW o superior) entre estos dos países requeriría, como condición previa, que los sistemas SING y SIC se encuentren interconectados. Esta interconexión interna ha tenido inconvenientes para su materialización, estándose en este momento acometiendo las reformas legislativas y regulatorias necesarias para permitir su construcción. Este proceso, sin embargo, llevará algunos años y por tanto no existen expectativas en Chile de que pudiera concluirse antes del año 2019. Esto implicaría que la fecha más temprana para la interconexión Perú-SING sería alrededor del año 2020.
 - Una inversión de menor capacidad (por ejemplo, un mono-polo en HVDC con retorno por tierra con una capacidad de 500 MW aproximadamente) no resultaría viable dado que los costos de inversión totales no se modificarían sustancialmente.
- Sería conveniente, entre tanto, analizar la posibilidad de una interconexión fronteriza de limitada capacidad (150 MW aproximadamente) en 220 kV entre las subestaciones de Los Héroes (Perú) y Arica (Chile). La distancia entre las mismas es

muy reducida (del orden de 70 km) y podría instalarse una estación convertora de frecuencia (back-to-back) en cualquiera de estas subestaciones. La rentabilidad de una inversión de este tipo es muy elevada, no presenta muchas de los inconvenientes de una interconexión de alta capacidad y, en principio, podría acometerse rápidamente si existe voluntad política de avanzar en este sentido.

- Una interconexión fronteriza entre las subestaciones de Laguna Colorada (Bolivia) y Chuquicamata (Chile), en 220 kV y capacidad limitada a unos 100-150 MW resulta atractiva económicamente. Su rentabilidad, sin embargo, estaría condicionada fuertemente por los precios del gas que se consideren eficientes económicamente en Bolivia. Obviamente, con los precios internos actuales en Bolivia (subsidiados) cualquier interconexión resulta extremadamente atractiva. Sin embargo, el valor económico de este combustible está influenciado fuertemente por los contratos de suministro a Brasil, los cuales se encuentran ligados al valor del crudo. Utilizando estos precios como referencia, esta interconexión resulta sólo marginalmente rentable.
- Interconexiones de mucha mayor entidad ya sea con Chile o Perú, requerirían de la construcción en Bolivia de una red mucho más robusta. Esta red podría llegar a construirse si se llevan a cabo los desarrollos hidroeléctricos con objetivo exportador que actualmente se encuentran en fase de estudio. No existen aún, sin embargo, esquemas de red tentativos que permitan identificar con mayor precisión cuales podrían llegar a ser estas oportunidades de interconexión. En cualquier caso, de las discusiones mantenidas con la contraparte responsable en Bolivia, resultó claro que cualquier iniciativa en este sentido es muy poco probable que pudiese llegar a materializarse antes del año 2023 aproximadamente.

En cuanto a los temas regulatorios que deben solucionarse con el fin de que se establezca un marco regional de conveniencia para todos los países participantes están:

- Definir el modelo de despacho coordinado entre Ecuador, Colombia y Perú.
- Las rentas de congestión de un enlace internacional se compartirían en partes iguales (50%/50%) por los dos sistemas que, interconectados, aspecto que no es criterio unánime.
- Despachos vinculantes versus la aplicación de redespachos compensados económicamente.
- Afectación interna de los precios de los mercados internos de cada país por las exportaciones.
- Tratamiento de los subsidios internos de cada país.
- Procedencia de iniciar el mercado integrado solo con transacciones spot para luego incluir un mercado de contratos.
- Consideración en el mercado regional de precios nodales, mercados intradiarios y transacciones de servicios auxiliares.
- Remuneración de los países en tránsito.
- Mecanismos de despacho intrarregional y tratamiento comercial ante emergencias en los sistemas eléctricos de los países.
- Procedencia de implementar contratos internacionales de venta firme.

Cronograma - hoja de ruta

El cronograma mostrado a continuación, y las correspondientes fechas previstas corresponden a la hoja de ruta del último informe vigente, abril 2014.

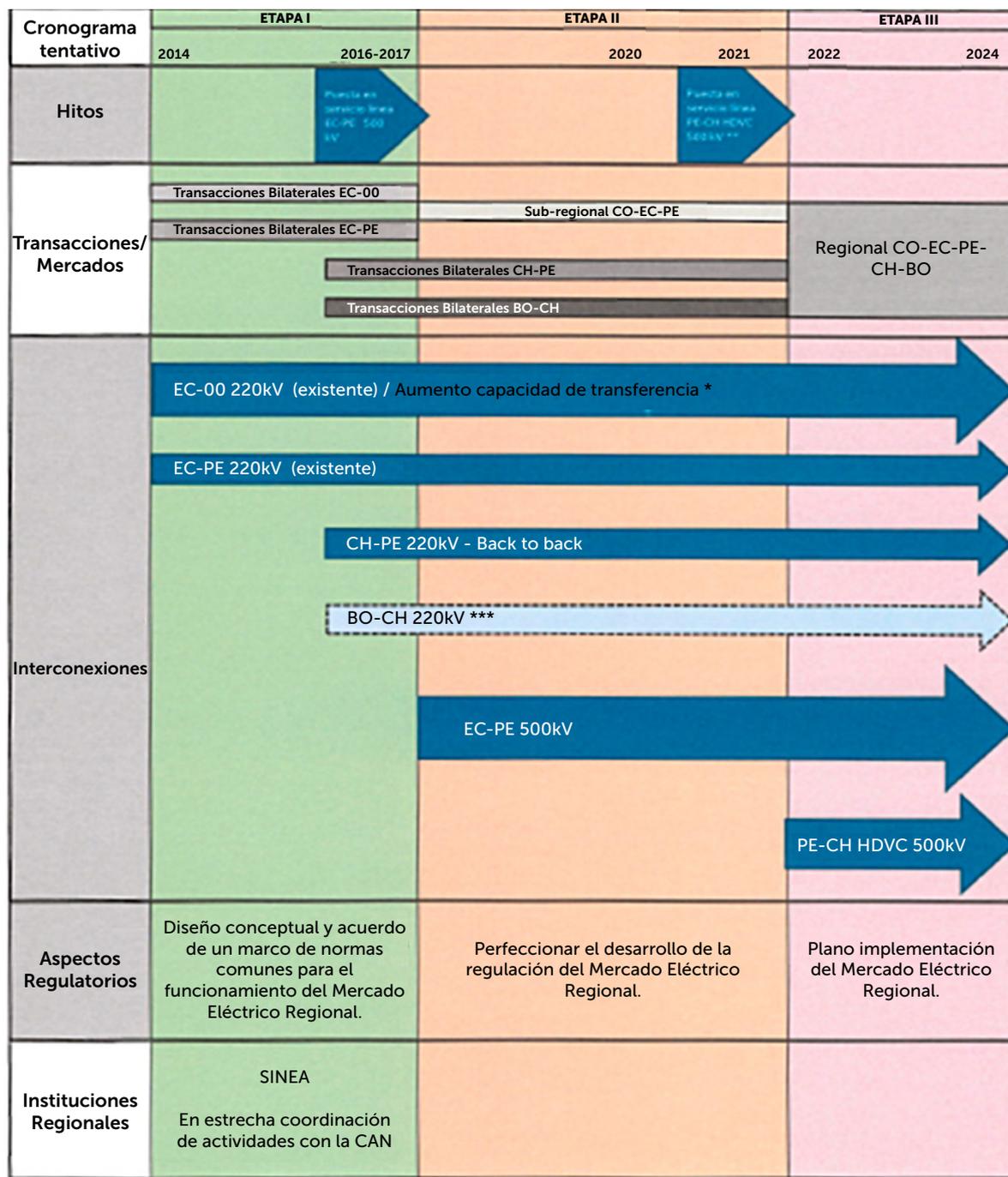


Figura 5. Hoja de ruta para la integración regional

Etapa I

Inicio: mayo 2014

Duración: hasta la puesta en servicio de la interconexión en 500 kV entre Ecuador y Perú.

Interconexión Colombia – Ecuador

Con base en los estudios técnicos realizados por AF – MERCADOS EMI y SIGLA, profundizar en los análisis sobre la factibilidad de elevar la capacidad de transferencia hasta 620 MW por la interconexión en 230 kV existente (en lugar de los 400 MW actuales), una vez realizados los refuerzos previstos en el sistema sur de Colombia y norte de Ecuador.

- Fecha de inicio: mayo 2014
- Duración: hasta la entrada en servicio de los refuerzos previstos.
- Ámbito de trabajo: Grupos técnicos de trabajo bilaterales colombiano-ecuatorianos, y Consejo del Sistema de Interconexión Eléctrica Andina – COSINEA)

En paralelo hay que ir perfeccionando el marco que regula las transacciones eléctricas entre ambos sistemas (hoy básicamente establecidos en la Decisión CAN 789 Anexo 1), con la idea de ir generando también un aprendizaje para el posterior funcionamiento del mercado regional. En este sentido, se evaluará la posibilidad de adoptar algunas de las alternativas de operación del mercado planteadas en el marco de los estudios sobre armonización regulatoria, particularmente aquellas relacionadas con el funcionamiento del Mercado Spot Regional, el carácter del predespacho, compensación de desviaciones, mecanismos que

otorguen transparencia a los costos, contratos bilaterales financieros, rentas de congestión.

- Fecha de inicio: mayo 2014
- Duración: 3 años ⁽¹⁾
- Ámbito de trabajo: Grupos técnicos de trabajo bilaterales colombiano-ecuatorianos, GTOR y COSINEA.

Interconexión Perú-Ecuador

En relación a la interconexión existente entre Ecuador y Perú (en 220 kV), asumiendo la imposibilidad que pueda funcionar en un régimen permanente (operación síncrona del enlace), y hasta la puesta en operación de la línea de interconexión en 500 kV (cuya construcción ya ha sido decidida por ambos países y la entrada en servicio prevista para el año 2017), los estudios mostraron la factibilidad de plantearse la opción de operación no síncrona de transferencias de carga de la provincia El Oro de Ecuador al Perú o de Tumbes-Talara del Perú al Ecuador, para ello se ha implementado un esquema de contratos bilaterales que permiten realizar transacciones de energía. Implementando esta forma operativa, se podrían obtener beneficios en forma inmediata transfiriendo estacionalmente cargas del orden de unos 65 MW, aprovechando la complementariedad de los regímenes hidrológicos de ambos países.

- Fecha de inicio: mayo 2014
- Duración: 1 año para la puesta a punto de la operativa propuesta.
- Ámbito de trabajo: Grupos técnicos de trabajo bilaterales peruano-ecuatorianos y COSINEA.

⁽¹⁾ Hasta el momento se continúa en el proceso de perfeccionamiento del marco que regula las transacciones eléctricas entre ambos países.

Las transacciones de energía eléctrica entre Perú y Ecuador, se están desarrollando de acuerdo a lo establecido en las Decisiones de la Comunidad Andina No. 757 y 789. Independientemente de ello, sería importante que ambos países puedan analizar el perfeccionamiento de dicho marco, incorporando aquellas propuestas del estudio de armonización regulatoria que estimen convenientes, y que generen mejores condiciones de partida a la hora de plantearse la conformación del mercado eléctrico subregional entre los 3 países (Colombia, Ecuador, Perú). En particular aquellas relacionadas con el funcionamiento del Mercado Spot Regional (incluyendo alternativas sobre el carácter vinculante del predespacho y compensación de desviaciones), contratos bilaterales financieros, rentas de congestión, mecanismos para transparentar costos.

- Fecha de inicio: mayo 2014
- Duración: 3 años ⁽²⁾
- Ámbito de trabajo: Grupos técnicos de trabajo bilaterales peruano-ecuatorianos, GTOR y COSINEA.

Interconexión Perú-Chile

Los estudios muestran la conveniencia de encarar cuanto antes el proyecto de interconexión back to back (220kV) entre el sistema norte de Chile y sur del Perú. En condiciones de régimen permanente la potencia a transmitir podría ser del orden de 70 MW. La realización de este enlace resulta viable en un ámbito de bilateralidad, se muestra independiente de la concreción de la interconexión entre el SING y el SIC, y seguiría teniendo sentido aun si después se concretara una interconexión de gran porte entre ambos países (HVDC, 500kV).

- Fecha de inicio: mayo 2014
- Duración: 3 años
- Ámbito de trabajo: Grupos técnicos de trabajo bilaterales peruano-chilenos y COSINEA.

En paralelo ambos países deberían trabajar en la elaboración de un marco ad hoc que posibilite los intercambios entre ambos sistemas. Dado que no hay antecedentes al respecto, las propuestas surgidas del estudio de armonización regulatoria para el desarrollo del MRES, que mejor se ajusten a las características de ambos sistemas, podrían ser una buena base de partida. En particular aquellas relacionadas con el funcionamiento del Mercado Spot Regional (incluyendo alternativas sobre el carácter vinculante del predespacho y compensación de desviaciones), contratos bilaterales financieros, rentas de congestión, mecanismos para transparentar costos.

Llegado el momento, esto podría ayudar a una más rápida armonización de reglas que posibilite la conformación de un mercado eléctrico regional entre los 5 países.

- Fecha de inicio: mayo 2014
- Duración: 3 años
- Ámbito de trabajo: Grupos técnicos de trabajo bilaterales peruano-chilenos, GTOR y COSINEA.

Interconexión Bolivia-Chile

Los estudios muestran la factibilidad técnico-económica de implementar el proyecto de interconexión Encuentro-Laguna Colorada entre el sistema norte

⁽²⁾ Hasta el momento se continua en el proceso de perfeccionamiento del marco que regula los intercambios entre ambos países.

de Chile y oeste de Bolivia. De acuerdo con los estudios realizados, en condiciones de régimen permanente la potencia a transmitir podría ser del orden de 80 MW. La realización de este enlace resulta viable en un ámbito de bilateralidad, se muestra independiente de la concreción de la interconexión entre el SING y el SIC, y seguiría teniendo sentido aun si después se concretara la interconexión de gran porte entre Perú y Chile (HVDC). De todas formas, importa dejar constancia del hecho que el plan de expansión de Bolivia se encuentra en revisión en estos momentos y otras varias alternativas de interconexión con países limítrofes están bajo estudio, lo que podría modificar estas conclusiones.

- Fecha de inicio: mayo 2014
- Duración: 3 años
- Ámbito de trabajo: Grupos técnicos de trabajo bilaterales boliviano- chilenos y COSINEA.

Instituciones Regionales

En principio el Mercado Spot Regional del SINEA no requeriría de un operador regional del sistema, bastaría con una coordinación estrecha entre los despachos (quizás con personal dedicado exclusivamente a las transacciones internacionales), y tampoco de un regulador regional.

Las actividades de carácter regulatorio, tanto a nivel bilateral como multilateral, destinadas a completar el desarrollo de la regulación del mercado regional e impulsar su aplicación en el marco de MRES, deberán desarrollarse en el marco de una estrecha coordinación entre el SINEA y el grupo GTOR de la CAN.

Un caso particular es el relativo a la situación de Chile, que, si bien se encuentra participando de los grupos

GTOR y GOPLAN, no es miembro de la CAN y por tanto las resoluciones en el seno de la misma no son de carácter vinculante para dicho país. Un camino que quizás valdría la pena explorar es el de la adhesión parcial de Chile a la CAN, en aquellos temas concernientes al proceso de integración eléctrica.

En esta primera etapa y hasta la conformación de un mercado regional, se propone la creación de un organismo de carácter consultivo (Consejo del Sistema de Interconexión Eléctrica Andina – COSINEA).

Etapa II

- Fecha Inicio: Puesta en servicio de la interconexión en 500 kV entre Ecuador y Perú.
- Duración: Hasta la concreción del proyecto de interconexión de gran porte entre Chile y Perú (HDVC, 500kV). Fecha tentativa: 2021

Mercado eléctrico integrado subregional Perú-Ecuador-Colombia

Una vez que entre en servicio la interconexión en 500 kV entre Ecuador y el Perú, van a estar dadas las condiciones a nivel de infraestructura para el desarrollo de transacciones en un ámbito trilateral. Para que éstas puedan efectivizarse, deberá salirse de los marcos ad hoc en los cuales funcionan ambas interconexiones, para ir hacia una armonización regulatoria básica, que posibilite la operativa de un mercado subregional.

En un principio, se buscará arribar a un acuerdo entre los 3 países participantes del mercado subregional, para en posteriores etapas ir ampliando el marco de entendimiento a los 2 países restantes.

- Fecha de inicio: mayo 2017

- Duración: 2 años
- **Ámbito de trabajo:** Grupos técnicos de trabajo trilaterales colombiano- ecuatoriano-peruanos, GTOR y COSINEA.

Interconexión Perú-Chile (HDVC, 500kV)

De acuerdo con los estudios realizados, se trata de un proyecto viable desde el punto de vista técnico-económico, y factible en un ámbito de bilateralidad. No obstante, dichos estudios muestran que la interconexión entre los sistemas SING y SIC de Chile, aparece como un requisito previo del proyecto de una interconexión de gran porte entre Chile y Perú (HDVC, 500kV). Por lo tanto, el proyecto de interconexión en 500kV entre Perú y Chile, no podrá estar operativo con anterioridad al 2020 (fecha tentativa para la culminación de las obras de interconexión del SING y el SIC).

- Fecha de inicio: 2018
- Duración: 3 años
- **Ámbito de trabajo:** Grupos técnicos de trabajo bilaterales peruano- chilenos y COSINEA.

En materia regulatoria, y con base en la experiencia de funcionamiento del mercado subregional, se deberá trabajar intensamente para alcanzar los acuerdos que permitan que Chile y Bolivia se incorporen en forma plena a dicho mercado, junto a Colombia, Ecuador y Perú.

- Duración: 4 años
- **Ámbito de trabajo:** Grupos técnicos de trabajo colombiano-ecuatoriano-peruano y chileno, GTOR y COSINEA.

Instituciones Regionales

Una vez creadas las condiciones a nivel de infraestructura que den soporte a la implementación de un mercado subregional, parece conveniente crear una institución de coordinación regional, que, entre otras actividades, tome a su cargo las tareas necesarias para el rápido funcionamiento de MRES. Dicha Institución Coordinadora Regional (ICR), de la cual el COSINEA con sus atribuciones pasaría a formar parte, tendría entre sus funciones las de completar el desarrollo de la regulación del mercado regional, impulsar su aplicación para la regulación del MRES, asesorar a los Organismos Encargados del Despacho en la aplicación de la regulación. Desarrollar y luego supervisar el funcionamiento del sistema de planeamiento regional (SPR).

Etapas

- Inicio: año 2021.
- Duración: 3 años

Esta etapa se correspondería con la puesta a punto para el funcionamiento a pleno de un mercado eléctrico regional, integrado por los 5 países participantes del SINEA.

Se deberá definir un lugar donde se realicen las tareas del MRES, así como evaluar la conveniencia que el ICR pase a ser el regulador regional.

- Fecha de inicio: 2021
- Duración: 3 años
- **Ámbito de trabajo:** GTOR e ICR.

Perspectivas futuras

El 25 de abril de 2014 se reunió en Lima el Consejo de Ministros de Energía del Sistema de Interconexión Eléctrica Andina – SINEA para conocer los resultados finales de la Consultoría SINEA y establecer una Hoja de Ruta hacia el proceso de integración eléctrica regional. Los acuerdos de los Ministros se resumen:

- Avanzar en el proceso de integración eléctrica regional según lo establecido en la Hoja de Ruta Profundizar los entendimientos de interconexión eléctrica binacionales identificados en los estudios realizados, en una primera etapa, indispensable para alcanzar la integración regional en la materia.
- Analizar y adoptar un acuerdo de armonización regulatoria que permita conformar un mercado eléctrico regional, en forma gradual.
- Mantener la coordinación y articulación con otras instancias de integración de la región, en particular con la Comunidad Andina.
- Reconocer la necesidad de realizar estudios los específicos que permitan optimizar el uso de las interconexiones existentes.
- Emitir directivas para el cumplimiento de cada una de las citadas etapas y, en este sentido, reafirmar su firme voluntad política de avanzar gradualmente en la integración e interconexión eléctrica andina.

Ecuador – Perú

Mediante Decisión 536 de la CAN, del año 2002, se establecieron principios generales para permitir el intercambio intracomunitario de electricidad. Dicha norma creó además el Comité Andino de Organismos

Normativos y Reguladores de Electricidad encargado de promover las normas que sean necesarias para alcanzar los objetivos previstos en el presente Marco General, incluyendo Resoluciones de la Secretaría General o Convenios. Integran el CANREL representantes de Ecuador, Bolivia, Colombia y Perú.

Debido a diferencias surgidas en cuanto al alcance y forma de aplicación de la Decisión 536, en el año 2009 se expidió la Decisión 720 que suspendió la Decisión 536 y estableció un marco temporal para los intercambios entre Colombia y Ecuador. En 2011 se aprobó la Decisión 757 que amplió la suspensión de la Decisión 536 hasta el año 2013 y estableció un marco temporal adicional para los intercambios entre Ecuador y Perú; a mediados del año 2013, considerando tanto los avances en la iniciativa SINEA así como las disposiciones del CANREL, se expidió la Decisión 789 misma que reforma la Decisión 757, suspende la Decisión 536 hasta agosto de 2016 y mantiene los marcos normativos temporales para las transacciones Ecuador-Colombia y Ecuador-Perú.

A mediados del año 2012, la Secretaria General de la Comunidad Andina puso a consideración del GTOR una propuesta de Decisión que remplace la Decisión 536.

De otro lado, paralelamente al foro de la CAN, en el año 2011 los Ministros de Energía de Bolivia, Chile, Colombia, Ecuador y Perú, acordaron llevar adelante un proyecto de integración para desarrollar un Sistema de Interconexión Eléctrica Andina. Como resultado, a mediados del año 2014 se presentaron las conclusiones en cuanto a posibilidades de interconexión eléctrica, así como una propuesta normativa alternativa a la Decisión 536.

En el marco de estas iniciativas regionales, en febrero de 2012 y como resultado de la Declaración Presidencial

"Fortaleciendo la Integración para la Inclusión Social y el Desarrollo Sostenible" que suscribieron los Presidentes de Ecuador y Perú se iniciaron los análisis para determinar de manera conjunta la posibilidad de conexión síncrona entre los sistemas eléctricos de ambos países y la ampliación de la capacidad de transmisión, así como para concluir la reglamentación de la Decisión 757.

Como consecuencia, de la Decisión 757, y luego de diversas reuniones de trabajo, el Ministerio de Energía y Minas de Perú aprobó mediante Decreto Supremo N° 011-2012-EM el "Reglamento interno para la aplicación de la Decisión 757 de la CAN" y Osinergmin aprobó mediante Resolución N° 207-2013-OS/CD el Procedimiento Técnico COES PR-43 "Intercambios Internacionales de Electricidad en el Marco de la Decisión 757 de la CAN"; en tanto el CONELEC aprobó mediante Resolución la Regulación N° CONELEC-003/13 "Transacciones Internacionales de Electricidad entre Ecuador y Perú aplicables conforme a lo dispuesto en la Normativa Supranacional expedida por la Comunidad Andina".

Asimismo, en cuanto a la posibilidad de incrementar la interconexión entre ambos países, como resultado del trabajo efectuado por los equipos técnicos de ambos países, en noviembre de 2013 el Ministro de Energía de Perú y el Ministro de Electricidad y Energías Renovables de Ecuador suscribieron el "Acuerdo de Piura para la construcción de la línea de interconexión internacional Perú – Ecuador a nivel de 500 kV", el cual dispuso que los organismos competentes de ambos países concordasen los aspectos operativos y regulatorios específicos para intensificar los intercambios comerciales de electricidad.

En junio del año 2013, se emite la Decisión de la Comunidad Andina de Naciones No. 789 que modifica la Decisión 757, la cual extiende la suspensión de la Decisión 536 hasta el 31 de agosto de 2016, con el fin con-

cluir la revisión de la mencionada Decisión y establecer un nuevo régimen comunitario para los intercambios de energía eléctrica entre los Países Miembros.

En abril de 2017, se emite la Decisión de la Comunidad Andina de Naciones No. 816 que establece el Mercado Andino Eléctrico Regional (MAER) sobre la base de los siguientes principios:

- a. Optimización de excedentes una vez abastecido el mercado interno;
- b. Uso eficiente de los recursos energéticos en los países que conforman la región andina;
- c. Aprovechamiento de la complementariedad y de la disponibilidad de los recursos energéticos;
- d. Acceso libre, transparente y recíproco a la información para el funcionamiento del mercado y aquella que sea necesaria para la planificación de los enlaces internacionales;
- e. Fomento al desarrollo económico de la región andina;
- f. Sostenibilidad ambiental en el uso de los recursos;
- g. Mejora de la calidad en la prestación de los servicios eléctricos, y
- h. El derecho soberano de los países a establecer los criterios que aseguren el desarrollo sustentable en la utilización de sus recursos naturales.

La Decisión 816 establece las reglas operativas del Mercado Andino Eléctrico Regional de Corto Plazo, el despacho económico coordinado, aspectos operativos, aspectos comerciales, planificación de los enlaces internacionales y Coordinador Regional.