

REPÚBLICA DEL ECUADOR



INSTITUTO DE ALTOS ESTUDIOS NACIONALES
LA UNIVERSIDAD DE POSGRADO DEL ESTADO

INSTITUTO DE ALTOS ESTUDIOS NACIONALES
UNIVERSIDAD DE POSGRADO DEL ESTADO

**Trabajo de titulación para obtener la Maestría de Profesionalización en Relaciones
Internacionales y Diplomacia**

Tesis de Maestría

**DESDE LA INTERCONEXIÓN HACIA LA INTEGRACIÓN ELÉCTRICA
REGIONAL EN LA COMUNIDAD ANDINA DE NACIONES:
CAMINO RECORRIDO Y RETOS**

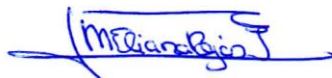
Autora: Miriam Eliana Rojas Idrovo

Director: Santiago Manuel Mejía Rivadeneira

Quito, junio de 2020

AUTORIA

Yo, Miriam Eliana Rojas Idrovo, Candidata a Master, con CI 1707345615 declaro que las ideas, juicios, valoraciones, interpretaciones, consultas bibliográficas, definiciones y conceptualizaciones expuestas en el presente trabajo; así como, los procedimientos y herramientas utilizadas en la investigación, son de absoluta responsabilidad de la autora del trabajo de titulación. Así mismo, me acojo a los reglamentos internos de la universidad correspondientes a los temas de honestidad académica.




C.I. 1707345615

AUTORIZACIÓN DE PUBLICACIÓN

"Yo, Miriam Eliana Rojas Idrovo, cedo al IAEN, los derechos de publicación de la presente obra por un plazo máximo de cinco años, sin que deba haber un reconocimiento económico por este concepto. Declaro además que el texto del presente trabajo de titulación no podrá ser cedido a ninguna empresa editorial para su publicación u otros fines, sin contar previamente con la autorización escrita de la universidad"

Quito, junio, 2020



MIRIAM ELIANA ROJAS IDROVO
CI 1707345615

DEDICATORIA

A mis padres Martha y Arturo, a quienes amo con todo mi corazón y por ello les ofrezco este trabajo hecho con dedicación y entrega. A ustedes por sus esfuerzos y sacrificios para que me convierta en una profesional de excelencia en servicio de nuestro país.

AGRADECIMIENTO

Doy gracias a Dios porque bendice mi vida a través de mi esposo Oswaldo y nuestros hijos José Luis y María Gabriela; a los tres les expreso mi gratitud por su paciencia y apoyo en estos dos años y medio de estudios que incluyeron el desarrollo de mi tesis. Les manifiesto mi profundo reconocimiento por comprender que no podía compartir muchos momentos familiares, si quería cumplir esta responsabilidad y este sueño, y también porque debieron tomar la posta en las tareas de nuestro hogar.

Gracias a quienes me regalaron su tiempo y conocimientos para comprender mejor este tema que, aunque parece muy técnico (sector eléctrico), tiene mucho que ver con el área de estudios de las relaciones internacionales. Por su complejidad ha representado todo un reto para mí; espero haber plasmado lo que quisieron transmitirme en entrevistas y también en sus aportes mediante los cuestionarios.

También, mi sincero reconocimiento al Dr. Julio Oleas quien dirigió la mayor parte del desarrollo de mi tesis.

Finalmente, mi gratitud a Simón Bolívar, El Libertador, por tener grandes sueños de unir e integrar a los países sudamericanos; este pequeño aporte en reconocimiento a sus grandes ideales y a su sacrificada vida que merece todo mi respeto y admiración.

PALABRAS CLAVE

Interconexión, integración, electricidad, soberanía, región, andino, regionalismo, tensión, cooperación

RESUMEN

La interconexión eléctrica regional tiene diversas expresiones en América Latina que se han ido configurando en el marco de la evolución de las ideas de integración que van desde el viejo regionalismo, el regionalismo abierto y el regionalismo post neoliberal o post hegemónico. Pero en realidad lo que se desea lograr es una verdadera integración eléctrica en la Comunidad Andina de Naciones (CAN). Con este objeto, se han revisado las barreras que han impedido transitar desde la interconexión, hacia la integración eléctrica; encontrándose que el principal obstáculo es de orden político y se refiere a la permanente tensión que existe entre la soberanía y la cooperación pactada entre los países miembros. Además, la integración regional debe lograrse en tres ámbitos, el político que requiere un consenso para la implementación de políticas regionales estables a largo plazo, que no sean vulnerables a los giros políticos que están presentes en la región, por ejemplo lograr una matriz energética más limpia y renovable; una integración social en donde se consiga una verdadera cohesión entre los ciudadanos andinos que rebase el concepto tradicional de repúblicas independientes y fraccionadas; y una integración económica que demanda la existencia de mercados competitivos nacionales, que lleven a conformar el mercado regional que incluya a Chile. Esto obligaría a futuro a debatir sobre cuál enfoque es el más adecuado para la CAN, en donde lo ideal sería un equilibrio entre la participación estatal, mediante la apropiada regulación del servicio, y la participación de inversión nacional y extranjera, en condiciones en que se garantice acceso y calidad a todos los ciudadanos de la comunidad andina.

ABSTRACT

The regional electrical interconnection has diverse expressions in Latin America that have been configured within the framework of the evolution of integration ideas that range from the old regionalism, open regionalism and post-neoliberal or post-hegemonic regionalism. The main goal is to develop a true electrical integration in the Andean Community of Nations (CAN). For this purpose, the barriers that have prevented transit from interconnection to electrical integration have been reviewed; finding that the main obstacle is political and refers to the permanent tension that exists between sovereignty and cooperation agreed between member countries. In addition, regional integration must be achieved in three areas the politician who requires a consensus for the implementation of long-term stable regional policies that are not vulnerable to the political turns that are present in the region, for example achieve a cleaner and renewable energy matrix; a social integration where a true cohesion is achieved among the Andean citizens that goes beyond the traditional concept of independent and fractional republics; and an economic integration that demands the existence of national competitive markets, which lead to the regional market that includes Chile. This would force future appropriate discussions for the CAN, where the ideal should be a balance between state participation, through appropriate service regulation, and the participation of national and foreign investment, under conditions that guarantee access and quality to all citizens of the Andean community.

ÍNDICE DE CONTENIDO

1. Introducción	13
1.1 Antecedentes y Justificación.....	13
1.2 Planteamiento del problema.....	16
1.3 Pregunta de investigación y objetivos	17
1.4 Estado del Arte.....	18
Capítulo 1: Marco Teórico y Metodológico	24
1.1 Marco teórico	24
1.2 Metodología	38
Capítulo 2: Las tres R (recursos, redes y reglas). Intercambios binacionales de electricidad y condiciones del mercado eléctrico regional	41
2.1 Recursos naturales de la región.....	42
2.2 Recursos: Infraestructura física y tecnológica para la interconexión	43
2.4 Reglas: Regulaciones regionales para los intercambios eléctricos	51
2.5 Intercambios de electricidad en la región andina.....	62
2.6 Condiciones del mercado eléctrico en la región	70
2.6.1 Análisis de la institucionalidad y marco jurídico de los países andinos + Chile del mercado andino de electricidad.....	81
Capítulo 3: Identificación y categorización de barreras, los pasos pendientes y retos para la CAN.	88
3.1 Avances y restricciones u obstáculos	88
3.2 Análisis y categorización de obstáculos por tipos e importancia	94
3.3 Identificación fases por alcanzar, como superar las barreras identificadas ...	103
Capítulo 4: Conclusiones y Recomendaciones	115
Anexos.....	132
Bibliografía.....	133

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Olas de integración regional y evolución del sector energético	37
Tabla 2: Capacidad instalada eléctrica en MW CAN +Chile (2015)	44
Tabla 3: Capacidad Instalada para Generación Eléctrica MW 2017 (CAN + Chile).....	46
Tabla 4: Principales emisiones a la atmósfera en la CAN + Chile al año 2015	47
Tabla 5: Interconexiones eléctricas en la CAN + Chile	51
Tabla 6: Decisiones de la CAN sobre interconexión eléctrica regional	54
Tabla 7: Importaciones de Ecuador a Colombia y Perú (2007-2017) GWh	63
Tabla 8: Exportaciones de Ecuador a Colombia y Perú (2007-2017) GWh	64
Tabla 9: Valores de exportación e importación de electricidad Ecuador – Colombia y Perú en MUSD (2008-2017).....	65
Tabla 10: Instituciones y Roles en los Mercados Eléctricos de la CAN + Chile	82
Tabla 11. Marco jurídico de la prestación del servicio eléctrico de los países de CAN + Chile	84
Tabla 12: Especialistas consultados para priorizar y ordenar las barreras a la integración eléctrica regional.....	96
Tabla 13: Grado de importancia de las Barreras según criterio expertos	97
Tabla 14: Orden de prioridad de las barreras a la integración eléctrica regional	101
Tabla 15: Propuesta de Orden de prioridad de las barreras identificadas	103
Tabla 16: Etapas para lograr integración según Balassa	107

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 1: Potencial Hidroeléctrico CAN + Chile (MW)	43
Gráfico 2: Capacidad instalada energía eléctrica de la CAN + Chile (MW)	44
Gráfico 3: Capacidad instalada energía eléctrica de la CAN + Chile (MW) 2017	45
Gráfico 4: Capacidad instalada Electricidad CAN +Chile por fuentes 2017 (MW)	47
Gráfico 5: Importación de Electricidad de Ecuador a Colombia (2007-2017).....	63
Gráfico 6: Importación de Electricidad de Ecuador a Perú (2007-2017).....	64
Gráfico 7: Exportaciones de Ecuador a Colombia y Perú (2007-2017) GWh	65
Gráfico 8: Valor de la energía exportada e importada Ecuador-Colombia y Perú.....	66
Gráfico 9: Precio Medio energía exportada e importada Ecuador-Colombia	67
Gráfico 10: Precio medio energía exportada e importada Ecuador-Perú	68
Gráfico 11: Grado de importancia de las barreras (peso comparativo).....	101
Gráfico 12: Orden de prioridad de las barreras para la integración eléctrica	102
Gráfico 13: Fases para la integración eléctrica según Rudnik	107

ACRÓNIMOS

AE	Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (Bolivia)
AEA	Agenda Estratégica Andina
ALALC	Asociación Latinoamericana de Libre Comercio
ALBA	Alternativa Bolivariana para las Américas
ALCA	Área de Libre Comercio de las Américas
ARCONEL	Agencia de Regulación y Control de la Electricidad (Ecuador)
BID	Banco Interamericano de Desarrollo
CAF	Corporación Andina de Fomento
CAN	Comunidad Andina de Naciones
CANREL	Comité Andino de Organismos Normativos y Organismos Reguladores de Servicios de Electricidad
CEE	Comunidad Económica Europea
CELEC	Corporación Eléctrica del Ecuador
CELAC	Comunidad de Estados Latinoamericanos y Caribeños
CENACE	Centro Nacional de Control de la Energía
CEPAL	Comisión Económica para América Latina y el Caribe
CIER	Comisión de Integración Energética Regional
CND	Centro Nacional de Despacho
CNDC	Comité Nacional de Despacho de Carga
CNE	Comisión Nacional de Energía
COES	Comité de Operación Económica del Sistema (Perú)
CONELC	Consejo Nacional de Electricidad
CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas (Colombia)
CSN	Comunidad Sudamericana de Naciones
DIP	Derecho Internacional Público
ENDE	Empresa Nacional de Electricidad de Bolivia
ENEL	Ente nazionale per l'energia elettrica (sigla en italiano)
EED	Empresas Eléctricas de Distribución
FOB	Free on board
GATT	Acuerdo General sobre Aranceles Aduaneros y Comercio (Sigla en inglés)
IIRSA	Integración de la Infraestructura Regional Sudamericana
INDECOPI	Instituto de Defensa de la Competencia y la Propiedad Intelectual
ISI	Industrialización por sustitución de importaciones

LOSPEE	Ley Orgánica de Servicio Público de Energía Eléctrica
MAER	Mercado Andino Eléctrico Regional
MAERCP	Mercado Andino Eléctrico Regional de Corto Plazo
MCLA	Mercado Común Latinoamericano
MEER	Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (Ecuador)
MERNNR	Ministerio de Energía y Recursos Naturales no Renovables (Ecuador)
MEM	Ministerio de Energía y Minas
ME	Ministerio de Energías (Bolivia)
MHE	Ministerio de Hidrocarburos y Energía
MINEM	Ministerio de Energía y Minas (Perú)
MME	Ministerio de Minas y Energía
NORDPOOL	Nordic Power Exchange
OLADE	Organización Latinoamericana de Energía
OMC	Organización Mundial de Comercio
ONU	Organización de Naciones Unidas
OSINERGMIN	Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Perú)
PME	Plan Maestro de Electricidad
PROSUR	Foro para el Progreso de América del Sur
PTA	Tratados Comerciales Preferenciales Bilaterales (sigla en inglés)
RCR	Reglamento del Coordinador Regional
SAI	Sistema Andino de Integración
SEC	Superintendencia de Electricidad y Combustibles (Colombia)
SIC	Sistema Interconectado Central
SIEPAC	Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central
SE4All	Sustainable Energy For All
SEIN	Sistema Eléctrico Interconectado Nacional
SIN	Sistema Interconectado Nacional
SINEA	Sistema de Interconexión Eléctrica Andino
SNE	Secretaría Nacional de Energía
SING	Sistema Interconectado del Norte Grande
STI	Sistema Troncal Interconectado
SUPERSERVICIOS	Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios
TIE	Transacciones Internacionales de Electricidad
TLC	Tratados de Libre Comercio
UE	Unión Europea
UNASUR	Unión de Naciones Sudamericanas
UPME	Unidad de Planeación Minero Energética (Colombia)
ZNI	Zonas no interconectadas

ABREVIATURAS

CO2	Dióxido de Carbono
ckWh	Centavos por kilovatio hora
GEI	Gases de Efecto Invernadero
GLP	Gas Licuado de Petróleo
GN	Gas natural
GW	Gigavatio
GWh	Gigavatio hora
	Miles de barriles equivalentes de
Kbep	petróleo
Km	Kilómetro
kV	Kilovoltio
kW	Kilovatio
kWh	Kilovatio hora
	Millones de barriles equivalentes de
Mbep	petróleo
	Millones de dólares
MUSD	estadounidenses
MVA	Megavoltamperio
MW	Megavatio
MWh	Megavatio hora
W	Vatio
MMmcd	Millones de metros cúbicos día
S/E	Subestaciones

Desde la interconexión hacia la integración eléctrica regional en la Comunidad Andina de Naciones: camino recorrido y retos

1. Introducción

1.1 Antecedentes y Justificación

El Pacto Andino se constituyó en 1969 a través del Acuerdo de Cartagena, como un mecanismo para acelerar el proceso de integración latinoamericana promovida por la Asociación Latinoamericana de Libre Comercio (ALALC). Esta a su vez fue concebida como una zona de libre comercio, para mejorar las condiciones de participación de los países menos desarrollados y conformar un mercado común latinoamericano (Malamud, 2011, p. 230).

En 1996, el Pacto Andino sufrió una importante reforma institucional que lo convirtió en la Comunidad Andina de Naciones, en adelante CAN. La Comunidad está conformada actualmente por cuatro países, Bolivia, Colombia, Ecuador y Perú. Chile se retiró del Pacto Andino en 1976, aunque volvió como asociado de la CAN en 2006, y Venezuela, incorporada en 1973, se retiró en 2006 (Guarnizo, 2008, p. 40).

En su evolución, el Pacto Andino emprendió dos procesos que debían desarrollarse paralelamente en el plano económico: la liberalización del comercio y la planificación industrial intrarregional. En el plano político se crearon paulatinamente varias instituciones, dando cuerpo a su actual estructura, consistente en un Sistema Andino de Integración (SAI) (Malamud, 2011, p.231). Dentro del SAI, la integración energética regional es una de las doce áreas temáticas consideradas en la Agenda Estratégica Andina (AEA).

En este contexto, es importante mencionar tres de los quince principios orientadores de la CAN, relacionados a esta investigación, según un documento elaborado en 2010 por el Grupo de Delegados Presidenciales y aprobado en la Trigésima Primera Reunión del Consejo Andino de Ministros de Relaciones Exteriores en forma ampliada con los Representantes Titulares ante la Comisión:

- a) impulsar el desarrollo del mercado y del comercio andinos; b) avanzar en la reducción de las asimetrías al interior de los Países Miembros mediante iniciativas que impulsen el

desarrollo económico y social; c) profundizar la integración física y fronteriza entre los Países Miembros (CAN, 2010).

Conviene señalar que en el marco de la CAN se han dado pasos para crear un régimen internacional mediante la emisión de varias decisiones que conforman el contexto jurídico y regulatorio para la interconexión eléctrica regional. De acuerdo a la sistematización efectuada por Rojas (2018, p. 10), se destaca la Decisión CAN 797 del 15 de octubre de 2014, porque “ratifica la existencia del Comité Andino de Organismos Normativos y Organismos Reguladores de Servicios de Electricidad (Canrel), dentro del Sistema Andino de Integración (SAI)”. El resto de decisiones se analizarán en detalle en el Capítulo II.

En este ámbito, examinando el concepto dado por Krasner de un régimen internacional¹, Murillo señala que las normas “[son] consideradas como esenciales en la constitución de regímenes [...] que en la praxis se convierten en estándares colectivos de conducta para actores con una identidad dada” (2004, p. 8). En cuanto a las reglas, el mismo autor propone que “[...] se constituyen en componente esencial que proporciona el marco instrumental y operativo al régimen, sin desconocer que los principios y las normas son las que dan forma a las reglas” (*Ibid*, p. 9). Para ello, en el contexto de esta investigación “la CAN ha establecido la institucionalidad necesaria para la aprobación de las Decisiones Andinas que se constituyen como las reglas de juego obligatorias para las partes” (Rojas, 2018, p. 4).

Por su parte, los procedimientos representan “la parte más operativa del régimen y se refieren, al ‘como la colaboración/participación es ejecutada’ [...]” (Murillo, 2004, p. 9), en este caso en el marco de la región andina son establecidos en el orden técnico principalmente dentro del Sistema de Interconexión Eléctrica Andino (SINEA), que están sujetos a modificaciones y cambios de acuerdo a las condiciones y entorno imperantes.

Con este enfoque, convendrá dentro de este estudio hacer un análisis exhaustivo de hasta qué punto se puede considerar a la interconexión eléctrica como un régimen internacional que viabilice la cooperación y finalmente la integración en esta área.

¹ Stephen Krasner (1983, p. 2), citado por Murillo (2004, p. 6) propone como concepto de Régimen Internacional al “conjunto de principios, normas, reglas y procedimientos de toma de decisiones, implícitos o explícitos, alrededor de los cuales convergen las expectativas de los actores en un área dada de las relaciones internacionales”.

De otra parte, el ámbito de integración física regional fue una prioridad sudamericana desde 2000, cuando se produjo la Primera Reunión de Presidentes Sudamericanos efectuada en Brasilia (Brasil), con la participación de doce países de la región (Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Colombia, Ecuador, Guyana, Paraguay, Perú, Suriname, Uruguay y Venezuela). Esta reunión tuvo como principal resultado la creación de la “Integración de la Infraestructura Regional Sudamericana (IIRSA)”, cuyo propósito era “impulsar la integración y modernización de la infraestructura física bajo una concepción regional del espacio suramericano” (Comunicado de Brasilia, 2000).

Según Chaves (2010, p. 34) el IIRSA era una estrategia promovida para “impulsar la modernización y la integración de la infraestructura física regional en las áreas de energía, transporte y telecomunicaciones”. En el Comunicado de Brasilia “[...] los Presidentes enfatizaron el papel motriz de la energía [...] y, en] este sentido, [señalaron que] los proyectos de infraestructura deben ser complementados mediante la adopción de regímenes normativos que faciliten la interconexión y la operación de los sistemas de energía, de transportes y de las telecomunicaciones”.

También es necesario resaltar que la importancia de la interconexión eléctrica regional radica en que la energía es “un elemento esencial para el desarrollo económico y humano. [Pues] cualquier nación que persiga bienestar y progreso necesitará tomar como bandera prioritaria la adecuada obtención, desarrollo y uso sostenible de fuentes energéticas para todos sus ciudadanos” (CAF, 2013, p. 8).

Por ello, la Organización de Naciones Unidas (ONU) y el Banco Mundial lanzaron en 2011 la iniciativa *Sustainable Energy For All* (SE4All), para conseguir un triple objetivo hasta el año 2030: asegurar el acceso universal a la energía, duplicar las acciones de eficiencia energética y también la participación de las energías renovables en la matriz energética mundial (Rojas, 2017, p. 5)². Esta propuesta puede potenciarse con la integración eléctrica puesto que se podrían redirigir recursos en la ampliación de la cobertura en zonas aisladas que demandan costos más altos, si en lugar de invertir en la generación dentro de las fronteras de los países se puede aprovechar la infraestructura ya existente donde sus vecinos. Esto también serviría para desplazar la generación eléctrica

² La autora desarrolló varios ensayos durante su vida universitaria y en las diferentes cátedras referentes a los temas de integración regional y la interconexión e integración eléctrica en la CAN, que se exponen a lo largo de esta investigación.

con combustibles fósiles por una energía más limpia (hidroeléctrica, por ejemplo) aunque provenga de otro país. Para ello, será indispensable superar algunas barreras que se presentan a continuación.

1.2 Planteamiento del problema

La electricidad es un elemento vital para todas las actividades humanas. Es por esta razón que el acceso a un servicio eléctrico de calidad para los hogares, la producción, el comercio y los servicios, debería ser preocupación de cada uno de los Estados y también de la CAN, entidad conformada principalmente para lograr el objetivo de crecimiento económico, pero que también prevé conseguir el bienestar de la población de sus asociados.

En entrevista efectuada al Director de Estudios Eléctricos y Energéticos de la Agencia de Regulación y Control de Electricidad (Arconel), señaló que existen tres requisitos para potenciar la interconexión y lograr una auténtica integración eléctrica: las llamadas 3 R's, a saber, recursos, redes y reglas (G. Pardo, comunicación personal, 10 de octubre de 2018). O, si se prefiere, recursos naturales, infraestructura y regulación. Los técnicos de Arconel, en entrevista efectuada afirman que los países disponen de diversidad de recursos naturales que pueden complementarse para generar electricidad (cuencas hidrográficas, eólicos, gas natural, geotérmicos). Para esto, es necesario contar con la infraestructura para la transmisión de la electricidad (redes), para facilitar el intercambio entre los países; y con un proceso de armonización y ajuste de los marcos normativos y regulatorios (reglas) (B. Betancourt y G. Pardo, comunicación personal, 9 de enero de 2019). Estos aspectos se analizarán en el Capítulo II.

Los expertos consultados en Arconel consideran que en la región andina se ha avanzado en los dos primeros ámbitos, mientras que, en lo concerniente a las reglas, aún no se ha logrado estructurar un único marco regulatorio para el intercambio de electricidad en la región. Adicionalmente, hasta ahora los intercambios son eminentemente de corto plazo. También mencionan que, a pesar de haber sido creado el Mercado Andino Eléctrico Regional (MAER), aún no se ha logrado la evolución y profundización como ocurrió en el caso de la Unión Europea o en Centroamérica. Estos aspectos han impedido el logro de intercambios eléctricos beneficiosos para las partes, sustentados con contratos estables

y de largo plazo, que permitan una auténtica integración energética en la CAN (B. Betancourt y G. Pardo, comunicación personal, 9 de enero de 2019).

Otro obstáculo que los expertos consultados consideran relevante es la convivencia de dos ambientes para tratar los temas eléctricos. Uno es el intrarregional, en el marco de la CAN, en el que se emiten las decisiones supranacionales, que marcan el rumbo hacia donde se desea llegar. Otro es el extra regional, en el contexto del SINEA, que, a pesar de haber nacido en el marco de la CAN, es un ambiente más técnico al que se ha incorporado Chile, a pesar de ser solamente un país asociado. Esto genera dificultades para avanzar hacia la armonización de la normativa, en especial con Bolivia, particular que se abordará más adelante (*Ibid.*).

No obstante, se ha identificado que existen múltiples beneficios para la interconexión e integración eléctrica, como la ampliación de los mercados, las economías de escala, la optimización de los recursos naturales, mayor seguridad en el abastecimiento del servicio, reducción de impactos ambientales y desperdicio de excedentes de electricidad, también existen barreras. Cada país desea preservar su soberanía energética y no depender de decisiones o inversiones de sus vecinos. También los cambios de visiones políticas, las limitaciones técnico-económicas (toda inversión requiere un retorno económico mínimo), geográficas, ambientales, regulatorias, comerciales y legales constituye obstáculos que merecerán ser analizados en esta investigación.

En ese contexto, se propone investigar el grado de avance de la interconexión eléctrica en la CAN, analizándolo de manera pormenorizada para los diferentes ámbitos necesarios. Siendo este el primer paso alcanzado por los países andinos, también se indagará sobre las siguientes fases que se deben concretar para alcanzar una verdadera integración eléctrica en la Comunidad.

1.3 Pregunta de investigación y objetivos

¿Cuáles son las razones por las cuales no se ha podido pasar de la interconexión hacia la integración eléctrica regional en la Comunidad Andina de Naciones?

Objetivos de la investigación

Objetivo General

Analizar los factores por los cuales la Comunidad Andina de Naciones no ha logrado una auténtica integración eléctrica regional.

Objetivos Específicos

- Caracterizar la estructura institucional y el marco jurídico-regulatorio en el que se desenvuelve la interconexión eléctrica regional y su potencial integración.
- Determinar la situación de la capacidad instalada existente en la región, los intercambios binacionales de electricidad y el mercado eléctrico regional.
- Identificar los factores que han impedido que los países andinos superen la interconexión hacia la integración eléctrica regional, priorizarlos y señalar las estrategias para superar las barreras que se identifiquen.

1.4 Estado del Arte

La investigación sobre interconexión e integración eléctrica y energética regional ha sido asumida principalmente por organismos internacionales como el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), la Corporación Andina de Fomento (CAF), la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL) y la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), instancias que han desarrollado estudios sobre este tema, que brindan perspectivas sobre los avances y obstáculos que se presentan en la región latinoamericana.

Esto obedecería a que la prestación del servicio de electricidad tiene un importante componente técnico que comprende la fase de generación eléctrica mediante centrales hidroeléctricas, eólicas, solares o térmicas; y la necesidad de construir redes de transmisión para conducir la energía eléctrica a los hogares y a los diferentes demandantes del servicio, es decir, su distribución y comercialización.

La CEPAL publicó en 2013 un estudio compilado por Beno Ruchansky titulado “Integración eléctrica en América Latina. Antecedentes, realidades y caminos por recorrer”, con referencias sobre lo que significa transitar desde la interconexión hacia la integración eléctrica.

En el mismo año, la OLADE publicó una investigación de Isaac Castillo titulada “Apuntes sobre la integración eléctrica regional y propuesta para avanzar”, en la que analiza los casos de la Comunidad Económica Europea y el Mercado Eléctrico Centroamericano, los cuales ofrecen insumos para analizar lo ocurrido en Sudamérica.

La CAF publicó -también en 2013- el “Informe Energético Sectorial. Energía: Una visión sobre los retos y oportunidades en América Latina y el Caribe”, que aborda varios temas energéticos regionales.

Estas publicaciones constituyen una muestra representativa de los avances e información sobre integración energética regional, en las cuales se encuentra datos significativos de la evolución del proceso de interconexión eléctrica en la región, con criterios que orientan de qué manera se enlazan con el desarrollo de los procesos de integración regional en América Latina y el Caribe, faltando ahondar más en estos aspectos desde el punto de vista académico. Sin embargo, la experiencia empírica proporcionada por estos estudios es vital para que la investigación propuesta sea completa, de manera que se pueda enlazar con los conceptos teóricos que se analizarán en el Capítulo I.

También resulta necesario repasar brevemente la forma en que el servicio eléctrico se desarrolló en América Latina y, por tanto, responde a los retos que presenta la evolución de los procesos de integración regionales. Para ello, siguiendo las ideas de Ruchansky (2013, p. 20), a continuación, se exponen algunos aspectos relevantes.

Desde la mitad del Siglo XX, específicamente a finales de los cuarenta, se generalizó con intensidad variable, el modelo de Industrialización Sustitutiva de Importaciones (ISI), cuyo objetivo “era crear un mercado más amplio para las industrias que desarrollaba cada país en forma aislada para aprovechar las ventajas de las economías de escala y la especialización” (Sunkel, 1998, p. 234). Robert Devlin y Antoni Estevadeordal destacan que lo que se pretendía era “industrializar [a América Latina] mediante la sustitución de las importaciones, amparándose en elevados niveles de protección nacional [...] *cum* planificación estatal y la intervención directa del sector público en los mercados” (2001, p. 3).

En esa etapa histórica el servicio de provisión de energía eléctrica fue concebido como un monopolio natural en un sector económico estratégico. Se fomentó la idea de

consolidar la soberanía energética, mediante el uso exclusivo de los recursos energéticos nacionales en cada uno de los países, es decir, el concepto de autosuficiencia (Ruchansky, 2013, p. 20). Esta visión va de la mano con el estímulo dado durante ese período a los procesos de integración cuyo objetivo “era crear un mercado más amplio para las industrias que desarrollaba cada país en forma aislada para aprovechar las ventajas de las economías de escala y la especialización” (Sunkel, 1998, p. 234).

De acuerdo al análisis de Ruchansky, en ese momento, es decir entre los años cincuenta a los ochenta, los intercambios de electricidad entre los países latinoamericanos eran puntuales, hasta que la región determinó la necesidad de avanzar con los procesos de integración regional económica y política. Como consecuencia, se dio inicio a la elaboración de estudios con miras a lograr el aprovechamiento conjunto de recursos, primordialmente hidroeléctricos, entre ríos colindantes. Las represas binacionales fueron consideradas como los primeros hitos en la integración energética regional. Este proceso cobró importancia no solamente por la sustitución de los derivados del petróleo por una energía más limpia, sino por el aporte al desarrollo de la infraestructura de transmisión y por la contribución al fomento de la relación entre los operadores nacionales de los sistemas eléctricos en los países involucrados (Ruchansky, 2013, p. 21).

En un análisis similar para el mismo período, la CAF (2012, p. 20), indica que “durante la época de los proyectos hidroeléctricos binacionales, el paradigma era la industria eléctrica como monopolio natural, el Estado como promotor de las inversiones, y la electricidad como un servicio estratégico”, este período se produce posterior al shock ocasionado por los altos precios del petróleo al final de los años setenta.

En la década de 1990, la reforma neoliberal trajo consigo el consenso en torno a políticas económicas orientadas a lograr la estabilidad macroeconómica, y al fortalecimiento del sector privado, mediante la privatización de las empresas públicas (Sunkel, 1998, p. 239). En ese contexto, se produjeron cambios significativos en la prestación del servicio eléctrico, a saber: a) la privatización de las empresas de propiedad del Estado y el ingreso de la inversión privada; b) la separación de la cadena de producción de la electricidad en generación, transmisión y distribución; c) el acceso abierto a las redes de transmisión, por ejemplo, hacia la interconexión internacional; d) los intercambios eléctricos entre

empresas de diferentes países (por medio de los mercados de contratos y de oportunidad); y, f) la creación de mercados mayoristas (Ruchansky, 2013, p. 23).

La reforma neoliberal suponía que las fuerzas de la oferta y la demanda lograrían, paulatinamente, que se evolviera desde mercados eléctricos nacionales, hacia un mercado regional (este asunto se analiza en detalle en el Capítulo II de esta investigación).

En el período 1980 y 1990, según propone la CAF (2012, p. 20), el paradigma que direccionó el desarrollo de las interconexiones regionales podía ser resumido como: i) la energía era considerada como un *commodity*, y por tanto, se debía renunciar al enfoque de la autosuficiencia.; ii) los conceptos que primaban eran los mercados abiertos, énfasis en las inversiones privadas, la separación vertical de actividades (generación, transmisión y distribución), por medio de regulaciones independientes que logren una prestación más eficiente del servicio; iii) la producción de nuevas centrales eléctricas que utilicen gas (cuyo precio a ese momento se consideraba estable), lo cual facilitó la configuración de mercados de corto plazo, que se fundamentaban en precios marginales aplicados a toda la generación; iv) se requería una institucionalidad regional de similares características a los mercados nacionales eficientes.

A inicios de la década de 2000, el enfoque de libre mercado comienza a debilitarse debido a que la realidad latinoamericana mostraba que los países siempre privilegiarán su provisión interna de electricidad y que no necesariamente honrarían sus compromisos internacionales. Esto deja entrever que no se habría renunciado a la idea de que la electricidad es un servicio estratégico, y no un simple *commodity* que puede ser transado en el mercado. Esto implica, como señala este autor, que los países que optaron por depender de manera importante de la provisión de electricidad de otros países vecinos, se tornaron vulnerables (Ruchansky, 2013, p. 25).

A partir de esta cadena de acontecimientos, se retomó el papel estatal en la planificación energética y como gestor de políticas en beneficio de la sociedad, así como también la recuperación del carácter estratégico del servicio eléctrico y un enfoque de preservación de los recursos energéticos no renovables en la región (*Ibid.*).

Por ello, según la CAF (2012, p. 21), se producen giros en los enfoques regulatorios de países como Argentina, Brasil, Chile, El Salvador y Perú; mientras en otros se

reestructuran sus sectores energéticos (Bolivia, Ecuador y Venezuela), evidenciando una mayor participación estatal.

Esto trajo consigo la revalorización de aspectos claves para la interconexión eléctrica internacional. Los Estados retomaron su interés en la diversificación de sus matrices energéticas, como ocurrió efectivamente en Ecuador, en donde la generación eléctrica pasó a tener primordialmente origen hídrico, y, en la búsqueda de confiabilidad de los sistemas y la seguridad del abastecimiento que, como se verá a continuación, son atributos de la interconexión.

En esa dirección, según la Red Eléctrica de España, la interconexión eléctrica internacional se define:

[...] como el conjunto de líneas y subestaciones que permiten el intercambio de energía entre países vecinos. Gracias a ellas, los sistemas eléctricos conectados se apoyan y benefician unos a otros, aprovechando distintas ventajas como: i) la contribución a la seguridad del suministro eléctrico, ii) el aumento de la eficiencia y competitividad de los mercados eléctricos y iii) la contribución a un suministro eléctrico más sostenible al proporcionar una mayor integración de energías renovables (Red Eléctrica de España, 2015).

Por su parte, la OLADE, citado por Chamba, Salazar, Año y Castillo (2012, p. 65), define la integración eléctrica como:

[...] un proceso político consensuado binacional o multinacional que implica una utilización coordinada de recursos e infraestructura eléctrica enfocada al abastecimiento de una demanda conjunta única mediante la planificación conjunta de la expansión de fuentes y redes de abastecimiento optimizando recursos y aprovechando complementariedades, que se rige mediante normas supranacionales o en su defecto por cierta armonización de las reglas nacionales que garantice simetrías mínimas entre los sistemas interconectados. Requiere un marco institucional común, esquemas de financiamiento, y un mecanismo supranacional de solución de controversias.

De acuerdo a la Corporación Andina de Fomento (2012, p. 18), existen tres tipos de interconexiones eléctricas presentes en América Latina que se resumen a continuación: la primera que consistió en la implementación de proyectos hidroeléctricos binacionales como por ejemplo en 1979, Salto Grande (Argentina y Uruguay, 1.800 MW); en 1984, Itaipú (Paraguay y Brasil, 14.000 MW); y en 1998, Yacyretá (Paraguay y Argentina, 1.800 MW en su primera fase). La segunda modalidad sería la exportación de electricidad, tal como ocurrió entre Colombia y Ecuador y, en la actualidad, también a la inversa. La tercera forma se indica que es aquella que comparte reservas y aprovecha la diversidad hidrológica, que según esa organización es lo que ocurre en la interconexión de los países de Centroamérica.

Por tanto, en la CAN se puede decir que ha transitado por la segunda modalidad y podría intentar el tercer estilo de integración, para lo cual se deben encontrar los mecanismos idóneos para que los países acepten compartir y complementar sus recursos, especialmente hidrológicos, en búsqueda de una etapa más profunda de integración eléctrica. Pero adicionalmente, se requieren otros requisitos, como por ejemplo atender una demanda regional conjunta y para ello se debe tender a lograr una planificación común para la generación y la transmisión de la electricidad, procurando lograr la deseada complementariedad entre los países andinos, buscando al mismo tiempo normas supranacionales que garanticen no solamente la seguridad del servicio, sino también la seguridad jurídica necesaria para que las inversiones se materialicen.

Capítulo 1: Marco Teórico y Metodológico

Una vez que se ha presentado una breve introducción del tema a tratar, en este Capítulo se pretende analizar los principales conceptos que sobre regiones e integración se han vertido, que dan el marco teórico a la interconexión e integración eléctrica regional, en especial en América Latina, y también la metodología que se aplicará en la investigación. Esto sin dejar de lado una breve descripción de los conceptos y términos que se usarán a lo largo del estudio.

1.1 Marco teórico

La interconexión eléctrica es un factor de integración regional que facilita el desarrollo económico y social. Para emprender este estudio se abordan a continuación los conceptos teóricos sobre la integración y las regiones.

El análisis de cualquier aspecto de la integración regional requiere considerar que esta “[...] es estudiada y analizada desde un punto de vista de economía política internacional, donde la integración es vista como una estrategia –a veces de contención y a veces de inserción protegida – dentro del proceso de globalización” (Jaramillo, 2008, p. 16).

Esta propuesta conceptual implica que los países de la región andina pueden utilizar la interconexión e integración eléctrica como una estrategia para apuntalar su desarrollo, y aprovechar lo que Isaac Castillo señala como sus potencialidades, entre ellas la ampliación de mercados y la creación de las economías de escala, la optimización y complementariedad de los recursos naturales de la región, y asegurar la provisión del abastecimiento eléctrico (2013, p. 7).

Ernst Haas (1971), citado por Andrés Malamud (2011, p. 219), define la integración regional como “un proceso por el cual los Estados nacionales se mezclan, confunden y fusionan voluntariamente con sus vecinos, de modo tal que pierden ciertos atributos fácticos de la soberanía, a la vez que adquieren nuevas técnicas para resolver conjuntamente sus conflictos”.

Al respecto, cabe señalar que uno de los principios del Derecho Internacional Público (DIP), que parece convertirse en un obstáculo para la integración energética regional,

sería la soberanía. Los países tienden a estructurar y ejecutar políticas para alcanzar su soberanía energética, considerada como estratégica para su desarrollo. Y evitan depender de sus vecinos, a pesar de las facilidades que acarrea la integración eléctrica (Rojas, 2018, p. 2).

Si se orienta el análisis del término soberanía hacia lo que Kaiser cita como teoría de los tres elementos del Estado, se propone que para ser considerados como tal, deben contar como mínimo con “población, territorio y los mecanismos organizacionales para el ejercicio de sus poderes, que son en sí el ejercicio de su soberanía” (Kaiser, s/f. p. 86), en donde el Estado no puede existir sin soberanía, es decir, los dos conceptos están unidos de manera intrínseca. Con este enfoque,

si la soberanía es el derecho exclusivo de ejercer la autoridad política sobre un determinado territorio, sobre una determinada zona geográfica, la soberanía energética sería el derecho exclusivo de ejercer la autoridad del Estado sobre los recursos y fuentes energéticas existentes en el territorio sometido a tal soberanía (Geopolítica XXI, 2019).

Para profundizar sobre el concepto de soberanía energética, es necesario primero considerar lo que significa la soberanía de los Estados. De acuerdo a Kaiser, “denota el derecho legal inalienable, exclusivo y supremo de ejercer poder dentro del área de su poder” (Kaiser, s/f, p. 85). La soberanía dentro del Estado “determina la relación entre el Estado y sus personas (subordinados)” (*Ibid.*, p. 88). Sin embargo, para el objeto de la presente investigación, la soberanía también puede ser analizada dentro del ámbito del DIP en el que “debe ser entendida como una cualidad que hace [que] los Estados sean actores iguales” (*Ibid.*, p. 88).

Para Jennifer Madrid “la soberanía de un Estado garantiza que no [esté] subordinado a otra instancia de decisión o jurisdicción externa, pero estará sometido bajo legislación internacional en la cual el Estado se haya comprometido” (Madrid, 2006. p. 22). Esto va ligado entonces al comportamiento estatal dentro de lo que Lyons señala como “una sociedad internacional, en la que los Estados acuerdan normas comunes que regulen su conducta” (1995, p. 292).

De una parte, es necesario que los Estados gocen de soberanía energética (y también territorial y política, por supuesto), pero al mismo tiempo están obligados a cumplir sus compromisos internacionales. Por tanto, a criterio de esta investigación, la cesión de soberanía en el campo energético no implica la pérdida de autonomía sobre las decisiones

internas y la potestad soberana de los Estados sobre los recursos naturales o energéticos con que cuentan sus territorios. Más bien se refiere a la opción política que tienen los Estados de cooperar entre sí para planificar y hacer inversiones conjuntas, tras de objetivos que superan el ámbito de sus fronteras, con el fin de contrarrestar los efectos negativos de amenazas o desafíos cuya magnitud no puede ser abordada de manera individual (el ejemplo más claro de esto sería las negociaciones sobre cambio climático).

En ese orden de ideas, los Estados entran en conflicto sobre el punto de equilibrio que les permita mantener su soberanía interna e intereses nacionales, frente a un trabajo mancomunado orientado a lograr el cumplimiento de metas regionales. A su vez, la cooperación internacional tiene objetivos específicos a cumplir como son: a) gestionar la interdependencia entre países; b) proveer criterios y normas de servicios sociales comunes que incluyen los servicios sociales para todos los ciudadanos del mundo; y, c) reducir las desigualdades internacionales, en especial el desarrollo económico entre los países (Ocampo, 2015. p. 32).

Esta propuesta de Ocampo debe ser contrastada con la realidad latinoamericana que históricamente ha mostrado que la cooperación entre los países de la región se ha visto reducida por un permanente fraccionamiento, que según Carlos Malamud no dio lugar a dos bloques antagónicos, sino a muchos grupos de países, que difícilmente logran coordinar acciones entre sí, citando como ejemplo, al debilitamiento de la CAN ante la salida de Venezuela en el año 2006 (2015, p. 6). Dicho país buscaba fortalecer su posición conformando otros esquemas de integración regional, pero en realidad según lo señala Dialmint, “[aunque] América Latina se enlaza en numerosos acuerdos bilaterales, subregionales y regionales alegando su unidad, [...] en ellos persisten desconfianzas y se custodian con ahínco los principios de defensa de la soberanía y la autonomía estatal” (2013, p. 56).

Malamud recalca que uno de los dos obstáculos para la integración es el nacionalismo, cuyo advenimiento dice es simultáneo al nacimiento de las repúblicas al inicio del siglo XIX, fenómeno que a su criterio ha distorsionado la idea de soberanía en la región, en donde se concibe que se refiere exclusivamente a la soberanía territorial y a la defensa a ultranza de la patria. Según su óptica la integración regional no puede avanzar si no se logra al menos la cesión de porciones mínimas de soberanía (2015, p. 6).

Por su parte, si la cooperación internacional demanda la presencia de la interdependencia, es importante entender este concepto en su más simple acepción, que significa tener dependencia mutua, pero ya en el contexto internacional “se refiere a situaciones caracterizadas por efectos recíprocos entre países o entre actores en diferentes países” (Keohane y Nye, 1988, p.22). Estos autores sostienen que estos “efectos” son producto de los intercambios de bienes, flujos de dinero, personas, u otros que traspasan las fronteras internacionales, siempre y cuando tengan un efecto de costo recíproco, no necesariamente simétrico, sin lo cual no existe interdependencia, sino meramente una interconexión, es decir, el efecto de costo recíproco sería una condición *sine qua non* (*Ibid.*).

De acuerdo al análisis de Ocampo, la primera forma de cooperación, que implica interdependencia entre países, también está relacionada a la búsqueda de acciones colectivas para impedir que exista escasez o sobre oferta de Bienes Públicos Globales, en adelante BPG, que tengan atributos de no exclusión o rivalidad en el consumo, o que produzcan externalidades positivas o negativas importantes por medio de su consumo o producción (Ocampo, 2015, p. 33).

En el caso de la integración eléctrica regional, que requiere de acciones colectivas conjuntas que permitan lograr esa interdependencia, como forma de cooperación internacional entre los países miembros, demandaría entonces que exista una cesión de soberanía o que ciertas decisiones sean compartidas, de acuerdo a lo que Ocampo (2015, p. 34), citando a Kaul y Blundin (2015), denomina una “soberanía responsable”.

Es importante señalar que, en esa primera forma de cooperación internacional, Ocampo menciona que existen temas que estarían englobados, entre ellos: la provisión de BPG, bienes con externalidades significativas, gestión del patrimonio mundial o regional y la infraestructura y redes compartidas (por ejemplo, las telecomunicaciones o el sistema postal) (*Ibid.*). En esta investigación se propone que las redes eléctricas y su interconexión internacional puedan también ser consideradas en esta categoría de cooperación, en donde se torna imprescindible que se logre la interdependencia entre los países para planificar de manera conjunta las inversiones requeridas para la interconexión eléctrica que permita cubrir la demanda del servicio eléctrico en todo el territorio andino, sentando el camino para una verdadera integración eléctrica.

Este enfoque va de la mano con el hecho de que como se analizará a lo largo de esta investigación, en el ámbito eléctrico y energético, se han ido conformando estructuras institucionales regionales como la Comunidad Andina de Naciones (CAN) y dentro de ella el SINEA, que han establecido y constituido principios, reglas, normas y procedimientos que regulan a los países miembros que no son otra cosa que regímenes internacionales, que no privan a los Estados de su autoridad o soberanía, sino más bien van moldeando su comportamiento en el orden internacional y también “las ideas acerca de lo que podrían o no ser sus intereses” (Lyons, 1995, p. 291), para hacer frente a los grandes desafíos internacionales o globales y al mismo tiempo velar por el bienestar de sus comunidades.

Al respecto, según analiza Dialmint, citando a Stein (1990), se reconoce que los Estados enfrentan dilemas de distinto orden (económicos, sociales, de seguridad) que demandan la toma de decisiones estratégicas en pos del referido beneficio de la sociedad, para lo cual la construcción de los regímenes internacionales proporciona compromiso y reciprocidad entre los asociados (2013, p. 57). Es decir, de una parte, se intenta proteger la soberanía nacional, pero por otra, se construyen regímenes internacionales que orienten la acción conjunta con otros Estados, lo cual permite concretar algunos compromisos en ciertos períodos, mientras que en otros se rezagan y se debilitan los procesos.

De acuerdo a Castillo,

la seguridad nacional es siempre la razón esgrimida para oponerse a la realización de inversiones regionales coordinadas en materia de energía eléctrica, a pesar de que los países están conscientes de que una estrategia de inversiones coordinada traería mayores beneficios regionales y aún individuales (2013, p.78).

Un punto crítico entonces es la presencia de lo que Ocampo (2015) llama la “paradoja de la soberanía”, que implica que los Estados intentan aferrarse a los conceptos tradicionales de soberanía, enfoque que les conduce a un alejamiento de las opciones de cooperación internacional, incluso en ámbitos en que es propicio lograr la interdependencia entre los países (*Ibid.*, p.73), esto quizá tiene mucho que ver con la repartición de los costos y beneficios de esa cooperación que, como señalan Keohane y Nye (1988) es una condición vital, cuyo análisis se abordará en cierta medida a lo largo de esta investigación, pero que requerirá ser profundizado a futuro.

Para completar el estudio sobre la soberanía y la cooperación no puede dejarse de lado una revisión histórica específica de lo que las diferentes visiones políticas en la región han aportado en estos ámbitos. Así, en la década de los años noventa se celebró la primera Cumbre de las Américas para promover no solo la creación del Área de Libre Comercio de las Américas (ALCA), sino también lo que se denominó la Integración Energética Hemisférica (IEH). Esta iniciativa de los Estados Unidos intentó promover la cooperación energética regional y el fomento de la inversión privada en el sector (Ruiz Caro, 2006, p. 9).

En el sector eléctrico, según Castillo, la propuesta del IEH,

condujo a la segmentación de las empresas eléctricas estatales verticalmente integradas y a la privatización, completa o parcial, de algunos de sus segmentos, creándose organismos reguladores para atender los segmentos considerados, por su naturaleza, como monopolios naturales (líneas de distribución, transmisión y gasoductos) (Castillo, 2013, p. 24).

El enfoque otorgado por el IEH, como se dijo, promovió la creación de mercados multinacionales como resultado de la inversión extranjera directa, “en el entendido de que la energía era otro bien transable (*commodity*) y que las fuerzas del mercado reforzarían la integración energética regional” (*Ibid.*).

Ruiz-Caro señala que:

los principios rectores de la [IEH] tuvieron un gran impulso [...], pero fue perdiendo dinamismo al final de la década. Las reformas en el sector, no lograron los resultados esperados, especialmente en aquellos países que vendieron sus empresas petroleras y gasíferas estatales. Algunas organizaciones consideran que, en América Latina, su privatización no fue el mejor camino para desarrollar la industria energética y, en algunos países que sí lo hicieron, se presentan actualmente problemas relacionados con el suministro energético (*Ibid.*, p. 8).

Aunque estas iniciativas neoliberales promovidas por Estados Unidos se desaceleraron a inicios de los años 2000 en que se posicionaron gobiernos de izquierda en América Latina (que volvieron a estatizar las empresas de energía, incluidas las eléctricas), tampoco ese proceso logró los resultados esperados debido entre otros aspectos a que el estilo presidencialista de la época y la utilización de un mero discurso de la “Patria Grande” no definió con claridad los objetivos de la integración regional (Malamud, 2015, p. 13) y no fortaleció suficientemente las estructuras institucionales en los múltiples procesos de integración regional, en especial dentro de la Unión de Naciones Suramericanas (Unasur),

cuyo Tratado Constitutivo incluyó la integración energética como uno de los objetivos principales.

De otra parte, al ser la interconexión eléctrica un mecanismo de integración energética regional, puede constituirse en un interesante factor para aprovechar. Según analizan Quiliconi y Salgado (2018, p.18), a inicios del siglo XXI, en la región latinoamericana está ocurriendo un proceso de dislocación que “empezó cuando la agenda de la región se incrementó desde cuestiones de comercio internacional a nuevas preocupaciones colectivas como son la seguridad, infraestructura, energía, gobernanza democrática, entre otras cosas”.

De acuerdo a estos autores,

[...] las iniciativas regionales en América Latina han proliferado en una suerte de un 'modo a la carta' (*a la carte*) en la cual las nuevas instituciones han sido creadas o dirigidas a diferentes tópicos relativos a objetivos políticos y estratégicos de los líderes regionales en lugar de profundizar o adaptar las iniciativas de integración regional tradicionales enfocadas al comercio (*Ibid.*).

Para Carlos Chaves (2010, p. 30), esto ocurrió en el marco de Unasur, puesto que se produjo una nueva forma de regionalismo sudamericano mediante el “desplazamiento del núcleo de la integración sudamericana desde el tradicional ámbito comercial al revalorado ámbito geopolítico”. Este particular ha dado pie a la creación de instituciones y esquemas normativos capaces de estrechar y consolidar la interconexión e integración eléctrica regional, como factores que pueden contribuir a fortalecer la economía regional.

Con estas consideraciones, al proponer esta investigación en el ámbito de la CAN, se hace necesario profundizar sobre el significado de región. Para Lorena Oyarzún se trata de “un limitado número de Estados ligados geográficamente y con un alto grado de interdependencia entre ellos” (2008, p. 2). Este concepto parecería aplicable al caso de la región andina, donde los intercambios comerciales, incluso en el sector eléctrico, han cobrado importancia, principalmente entre Ecuador y sus dos vecinos contiguos (Perú y Colombia).

Louise Fawcett (2005, p. 24) propone “ver las regiones como unidades o zonas basadas en grupos, estados o territorios, cuyos miembros comparten algunos rasgos identificables”. En efecto, el hecho de tener rasgos identificables comunes parece obvio en el caso de la región andina, donde se comparte el mismo idioma y ciertos rasgos y

características culturales, pero donde, sin embargo, no se ha logrado obtener enfoques homogéneos sobre política macroeconómica, por ejemplo, que permitan alcanzar la voluntad política indispensable para acelerar los procesos de integración regional. Tener identidades compartidas no sería suficiente para lograr la anhelada regionalización, puesto que, si se toma como ejemplo el caso de la Comunidad Económica Europea (CEE), hace falta agregar además un “desarrollo institucional y una profunda integración” (*Ibid.*, p. 33).

En ese orden de ideas, Lorena Oyarzún, citando a Haas (1958), argumenta que “en caso de producirse una cooperación exitosa en un área se generaría un *spillover* (desbordamiento) hacia otras esferas que podrían incorporar ámbitos socioculturales y políticos” (Oyarzún, 2008, p. 6). Si se aplica este concepto a la CEE se mira que, como resultado de su experiencia exitosa en el ámbito del comercio del carbón y del acero, ha logrado un grado de unificación en otros ámbitos como el económico, político, monetario tal cual lo tiene ahora, ya como Unión Europea. Por tanto, ¿no sería factible que, dentro de la CAN, a partir del ámbito energético y, concretamente del eléctrico, pueda lograrse también un fortalecimiento del proceso de regionalización e integración? Este proceso también demanda necesariamente una integración física (mediante redes eléctricas), y la consecuente conectividad (interconexión) requerida para facilitar los intercambios internacionales de electricidad y el despegue de actividades productivas generadoras de empleo.

Con el objeto de establecer el contexto histórico de la evolución del regionalismo y la integración regional en América Latina, se sigue la argumentación de Quiliconi y Salgado, para quienes “Latinoamérica ha experimentado tres olas de regionalismo en el período de la Post II Guerra Mundial” (2018, p. 17).

La primera ola, se la conoce como viejo regionalismo, y se desarrolló entre las décadas de 1950 y 1980. Poco antes nació la Comisión Económica para América Latina y El Caribe (CEPAL), “organización que aportó los lineamientos teóricos clave para la implementación de la ISI [Industrialización por Sustitución de Importaciones] en la región latinoamericana” (Rojas: 2019, p. 2).

En la CEPAL el rol y protagonismo de Raúl Prebisch fue decisivo para generar los conceptos teóricos claves para esta etapa del regionalismo, aportando ideas fundamentales para resolver problemas de la época como por ejemplo que:

[...] la industrialización era necesaria para resolver los problemas de la región, dado el deterioro de los términos de intercambio, las características estructurales de la periferia, el escaso ahorro y la disparidad tecnológica con el centro, el proceso debía hacerse mediante la sustitución de importaciones, lo que significaba que el Estado debía alentar y proteger las nuevas industrias (Kerner, 2003, p. 87).

El rol del Estado era promover esa industrialización para sustituir importaciones y generar bienes con más valor agregado que permitieran un mayor desarrollo a las economías regionales. Para ello era indispensable conformar un mercado común latinoamericano, con el fin de generar condiciones para superar las limitaciones presentes en la región. Este proceso debía seguir un orden:

1) la capacidad productiva existente podría aprovecharse en mayor grado para satisfacer las necesidades de la región; 2) las industrias podrían reducir sus costos gracias a la economía debida a una mayor productividad y a la especialización regional; además, 3) se incrementaría el incentivo para hacer nuevas inversiones, a consecuencia de la creación de una zona de mercado regional. La expansión del mercado permite explotar la economía de escala, no sólo con respecto al mercado interior, sino también al del país desarrollado (Mathis, 1971, p. 19).

Con este objetivo se dio un fuerte impulso a la integración regional, con miras a optimizar sus condiciones de intercambio con otras regiones. La Asociación Latinoamericana de Libre Comercio (ALALC), cuya propuesta fue conducida por la CEPAL, tenía como meta lograr el establecimiento de un Mercado Común Latinoamericano (MCLA). (*Ibid.*, p. 28).

El Tratado de Montevideo, suscrito en 1960 por Argentina, Brasil, Chile, México, Paraguay, Perú y Uruguay (luego se incorporaron Ecuador y Colombia), propuso dos mecanismos para acelerar el desarrollo económico latinoamericano: “1) la eliminación gradual de las barreras aduaneras al comercio interno de la región, y 2) el establecimiento gradual y progresivo del MCLA” (*Ibid.*).

En 1969 se creó el Pacto Andino cuyo objetivo era optimizar las condiciones de participación de los países menos desarrollados, y lograr de manera paulatina que se conforme un mercado común. Según Malamud, el surgimiento del Pacto Andino, hoy Comunidad Andina de Naciones (CAN), sería una consecuencia de la frustración por los escasos resultados obtenidos por la ALALC. Su esquema de integración regional fue amplio y se enfocó sucesivamente en dos ámbitos: el económico, fundamentado en la

liberalización del comercio y la planificación industrial (Malamud, 2011, p. 231), y el político, con el Consejo Presidencial Andino y el Consejo de Ministros de Relaciones Exteriores. También existen instancias legislativas y normativas en lo comercial, por ejemplo, la Comisión conformada por los Ministros de Comercio Exterior; otras de orden jurídico y solución de controversias, como el Tribunal Andino de Justicia; instancias de representación como el Parlamento Andino; e incluso de financiamiento, a través de la CAF (Chiriboga, 2009, p. 2).

Siguiendo a Andrés Malamud, la CAN “[a] pesar de funcionar como zona de libre comercio desde 1993 [...] y de tener un arancel externo común desde febrero de 1995, [su principal] característica no ha sido el desarrollo sino la revuelta social, la inestabilidad política y el fracaso económico” (Malamud, 2011, p. 232).

En un ámbito diferente a la integración comercial, en 1973 se suscribió el Convenio de Lima, inicialmente por Argentina, Bolivia, Brasil, Colombia, Costa Rica, Cuba, Chile, Ecuador, El Salvador, Guatemala, Guyana, Honduras, Jamaica, México, Nicaragua, Panamá, Paraguay, Perú, Trinidad & Tobago, República Dominicana, Uruguay y Venezuela, posteriormente ratificado por otros gobiernos hasta llegar a los 27 Países Miembros que conforman en la actualidad la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE). Esta entidad se estableció como un organismo de cooperación, coordinación y asesoría. Uno de sus principales objetivos es promover la integración energética regional (Castillo, 2015, p. 9). El Convenio incluyó como precepto la defensa de los recursos naturales, acorde a los intereses nacionales y a las normas internacionales. También se destaca “la utilización de los recursos energéticos como factor de integración regional mediante mecanismos que permitan hacer frente a las asimetrías económicas derivadas de los efectos de las relaciones comerciales con los países industrializados de economías de mercado” (*Ibid.*).

Si bien se creó la OLADE con el objeto de promover la integración regional en el sector energético, en esa época los Estados estaban más enfocados a salvaguardar sus intereses y su soberanía energética nacional, justamente porque se da en el marco del viejo regionalismo caracterizado por el cierre de las fronteras para promover la ISI. Por tanto, en esta época se desarrollaron primordialmente los proyectos hidroeléctricos binacionales, más que aquellos que buscaran la cooperación multilateral.

A partir de la década de 1990, de acuerdo a Quiliconi y Salgado, se produjo la segunda ola de regionalismo, denominada regionalismo abierto, que “estuvo basado en la premisa de liberalización comercial unilateral que fue la clave del mejoramiento de la participación más eficiente de los países de América Latina en la economía global a través de las exportaciones” (Quiliconi y Salgado, 2018, p. 17).

En ese contexto, a partir de 1991 se constituyó el Mercosur con la participación de Argentina, Brasil, Paraguay y Uruguay. Este esquema regional pasó de una zona de libre comercio entre sus países miembros, a una unión aduanera, teniendo como meta de largo plazo convertirse también en un mercado común. Su esquema de integración se orientó más hacia el ámbito de la Organización Mundial de Comercio (OMC) (Malamud, 2011, p. 235) que, por ese entonces, se negociaba dentro de la Ronda Uruguay del Acuerdo General sobre Aranceles Aduaneros y Comercio (GATT).

En este período de regionalismo abierto, surgieron nuevas iniciativas de negociación comercial como el Área de Libre Comercio de las Américas (ALCA) y los tratados comerciales preferenciales bilaterales (PTA por sus siglas en inglés). De forma simultánea, se produjo una crisis del esquema de integración andino, con lo que sus miembros optaron por suscribir acuerdos bilaterales, incluidos los tratados de libre comercio (TLC) con Estados Unidos. En el caso de Venezuela, luego de su separación del bloque andino, incluso decidió unirse al Mercosur.

Sin embargo, como resultado de la liberalización del comercio se produce un fuerte ritmo de crecimiento del comercio intrarregional, el cual hacia fines de 1990's e inicios de los años 2000's comienza a presentar signos de estancamiento; lo cual dio lugar a una tercera ola de regionalismo, que fue denominada por algunos autores como regionalismo post neoliberal o post hegemónico. (Quiliconi y Salgado, 2018, p. 18).

El regionalismo post neoliberal se caracteriza por tener relaciones fundamentadas en posiciones críticas ante el patrón neoliberal imperante, con importante presencia de gobiernos de izquierda en América Latina (sobresalen en esa etapa Brasil, Argentina, Venezuela que orientaban la política integradora) y que promovieron la recuperación del papel regulador del Estado, la defensa de la soberanía en diferentes dimensiones (incluida

la alimentaria y energética), la autonomía de la búsqueda del progreso de manera más independiente frente a los países hegemónicos, en especial de Estados Unidos, y la búsqueda de un modelo de desarrollo sostenible, poniendo de relieve las constituciones y políticas del Buen Vivir en los casos de Bolivia y Ecuador (Preciado y Florido, 2013, p. 190)

Esta orientación ideológica dio origen a diferentes esquemas de integración regional, como la Alternativa Bolivariana para las Américas (ALBA) en el año 2004, la Unión de Naciones Sudamericanas (Unasur) en 2008 y la Comunidad de Estados Latinoamericanos y Caribeños (Celac) en 2010. Estas iniciativas muestran una orientación más política y con el objetivo de posicionar otras agendas de carácter estratégico. En 2012 se formó la Alianza del Pacífico, como una propuesta de regionalismo abierto más enfocada a la integración comercial y empresarial (Quiliconi y Salgado: 2018, p. 18).

Así, en el siglo XXI, Quiliconi y Salgado (*Ibid.*) han propuesto que surgieron tres tipos de regionalismo: el “Regionalismo Post Liberal [ALBA y Unasur], [el] regionalismo abierto recargado [Alianza del Pacífico] y [el] Multilateralismo o Regionalismo Diplomático con un nuevo sabor latinoamericano [Celac]”. Estos autores llaman a este proceso, como ya se había señalado, como de dislocación de la agenda de integración económica, en donde los Estados participaban en varios esquemas de integración regional a la vez y podían escoger en cual tienen más, o menos protagonismo, de acuerdo a las necesidades estratégicas y momentáneas de sus agendas. Se produce, por tanto, un desplazamiento del contenido del regionalismo comercial de América Latina hacia un conjunto de políticas diversas, más enfocadas a cuestiones de seguridad y estratégicas para la región, como es el tema de la provisión de infraestructura y la energía (*Ibid.*, p. 36).

Aunque en un inicio esquemas de integración como Unasur incluyeron a la agenda comercial como punto central, en especial en las primeras cumbres sudamericanas, no lograron acuerdos en las negociaciones internacionales frente a otros bloques regionales, lo cual derivó en que, a partir de 2006, esta temática fuera disminuyendo en importancia, y poco a poco fuera desplazando las discusiones hacia otros ámbitos, como la energía y la seguridad (Chaves, 2010, p. 33). Esto se debió también a que, como se mencionó previamente, Argentina, Brasil y Venezuela se constituyeron en los países orientadores y

conductores del nuevo bloque político sudamericano dentro del marco del Unasur, situación que se vio favorecida, sin duda, por la afinidad ideológica de sus gobiernos (*Ibid.*, p. 35).

Esto se confirma en el Informe Energético Sectorial. Energía: una Visión sobre los Retos y Oportunidades para América Latina y el Caribe, en el cual la CAF, señala que “estos nuevos mecanismos de integración regional, si bien reconocen los antecedentes de diversos procesos iniciados con anterioridad –los cuales tenían un marcado enfoque en el intercambio comercial entre países– inauguran un nuevo paradigma de integración” (CAF: 2013, p. 35). De esta manera, los países latinoamericanos encontraron aspectos que fundamentaron acuerdos políticos sobre ciertos sectores estratégicos claves para el desarrollo de la región. Para la CAF, “[e]l energético es considerado uno de los pilares del nuevo paradigma integracionista, con especial énfasis en Unasur, dada la existencia de importantes y estratégicos recursos energéticos renovables y no renovables, aun cuando esos recursos están distribuidos de manera heterogénea entre países” (*Ibid.*).

En este contexto, resulta significativo reseñar que, en abril de 2007, en Isla Margarita (Venezuela), se realizó la Primera Cumbre Energética Suramericana. En esta reunión presidencial se decidió reemplazar a la Comunidad Sudamericana de Naciones (CSN) por la Unasur. Durante este encuentro los presidentes trataron la importancia de la complementariedad e integración energética en la región (García, 2015, p. 15). En la Declaración de Margarita se aprobó la creación del Consejo Energético de la región, integrado por los ministros de energía de los países miembros. Esta coincidencia de decisiones políticas da cuenta de la importancia que en ese momento tenía el tema energético, dentro de las naciones sudamericanas.

En esta etapa del regionalismo en que se produce la incorporación de la energía como vector de integración regional, es indudable que la región recuperó la noción de integración latinoamericana, en oposición a la típica forma de integración directa de cada uno de los países de la región con los mercados globalizados, característica negativa que ha sido destacada por Osvaldo Sunkel cuando señala que “los países de América Latina tienen una tradición centenaria de fragmentación interna en lo político, lo social y lo económico y de ignorarse o darse las espaldas mutuamente, mientras estrechan fuertes

lazos económicos, culturales y políticos extrarregionales con la potencia dominante de la época” (Sunkel, 1998, p. 231).

Con el objeto de resumir lo tratado en cuanto a las olas de integración regional y la evolución que ha tenido el sector energético en América Latina se presenta una síntesis en el siguiente cuadro.

Tabla 1: Olas de integración regional y evolución del sector energético

Olas de integración regional latinoamericana y evolución del sector energético			
Olas	Décadas	Integración regional	Sector energético
Viejo regionalismo	1950	Industrialización por sustitución de importaciones ISI (1969) Se crea el Pacto Andino en marco del ALALC	Interconexiones puntuales
			Soberanía energética nacional
			Monopolios naturales
			(1973) Se crea OLADE en el marco del Convenio de Lima
Regionalismo abierto	1990	Prioridad a las agendas comerciales	Privatizaciones servicio eléctrico
		Apertura de los mercados y libre comercio (OMC)	Desintegración vertical en generación, transmisión y distribución
		(1991) Mercosur	Mercados mayoristas
		Área de Libre Comercio de las Américas (ALCA)	No se busca autosuficiencia energética nacional
Tratados de Libre Comercio (TLC)	Electricidad es vista como un commodity		
Regionalismo Post neoliberal o Post hegemónico	2000	Dislocación de agendas	Se vuelve a buscar autosuficiencia energética nacional
		Pierde importancia la agenda comercial y se posicionan otros sectores estratégicos como energía.	Soberanía energética ante incumplimiento de compromisos contractuales energéticos
		Distanciamiento hegemonía estadounidense.	Se nacionalizan servicios eléctricos en algunos países, aunque se mantiene inversión privada en otros
		Creación de ALBA y Unasur, Alianza del Pacífico, Celac,	

Fuente: Quiliconi y Salgado (2018) y otros citados en este capítulo.

Elaboración: Propia.

Pese a este importante impulso de inicios del Siglo XXI, no se puede soslayar que Sudamérica ha dado en los últimos años un nuevo giro ideológico. Este vuelco también ha afectado a la región andina, lo que hace prever que el paradigma integrador de Sudamérica cambiará nuevamente, como lo evidencia el colapso de Unasur y la iniciativa de Colombia y Chile para conformar en 2019 el “Foro para el Progreso de América del Sur” (Prosur).

Concluyendo este análisis, se puede señalar que el panorama que se avizora, una vez que ha cambiado la orientación ideológica de los gobiernos latinoamericanos, no permite tener certezas sobre el avance y consolidación de la integración energética y tampoco se puede prever con claridad si los Estados tomarán la decisión de defensa a ultranza de la soberanía energética u optarán por una soberanía “responsable” para favorecer los procesos de integración regional en este ámbito estratégico que, como se analizó en esta investigación, aunque tiene un fuerte componente económico, según el grado de injerencia que tienen otros actores no estatales como la empresa privada (nacional o extranjera), indiscutiblemente tiene una incidencia crucial del factor político que dependerá de la tendencia adoptada por los gobiernos de turno, que es cíclica entre la derecha y la izquierda como se ha visto en este capítulo. Estos aspectos deberán examinarse con mayor detenimiento en el acápite correspondiente a los obstáculos y oportunidades de la región andina de ese trayecto a recorrer entre la interconexión hacia la integración energética.

Con el objeto de analizar estas cuestiones, se hace necesario plantear el marco metodológico que se propone utilizar para la investigación.

1.2 Metodología

La región andina registra intercambios de electricidad entre Ecuador y sus dos vecinos (Colombia y Perú). Sin embargo, esta investigación aborda también los avances y limitaciones en esta materia para Bolivia, el cuarto país integrante de la CAN. También se analiza la participación de Chile en el ambiente del Sistema de Interconexión Eléctrica Andino (SINEA), ámbito institucional en el que, con el aporte del BID, se ha avanzado en los temas de infraestructura y regulación. El período analizado corre desde 2003, año en que se emitió la Decisión CAN 536 para la interconexión eléctrica Ecuador-Colombia, hasta 2017, al cual se dispone de información sobre transacciones regionales de energía eléctrica. Sin embargo, se ha procurado utilizar las fuentes bibliográficas y de información más actualizadas.

La investigación se fundamentará en documentos de carácter técnico y estadísticas generados para el sector energético y eléctrico, principalmente por la OLADE, organismo internacional especializado cuya sede se encuentra en Quito, que procesa la información técnica de la región latinoamericana. También será necesario obtener en el Ministerio de

Energía y Recursos Naturales no Renovables del Ecuador (MERNNR) la documentación oficial sobre el avance logrado en el marco del SINEA. Se usarán además fuentes bibliográficas secundarias de investigaciones, informes técnicos elaborados o presentados por organismos internacionales y entidades nacionales que aporten insumos para la investigación; algunas de ellas ya mencionadas en el estado del arte.

Con estas fuentes se plantea un enfoque básicamente cualitativo, con el objeto de analizar de manera exhaustiva las características de la interconexión eléctrica, las diferencias con la integración eléctrica y las implicaciones que tendría llegar a esta etapa. Asimismo, se usará información cuantitativa relevante para corroborar criterios y conclusiones cualitativas. Se considerarán cifras desde 2010, año a partir del cual los organismos internacionales, en especial la OLADE que compila datos de más de 30 países miembros, han establecido metodologías que permiten que las estadísticas sean comparables. Sin embargo, los datos de intercambios de electricidad provistos por Arconel corresponden al período 2007-2017.

Con referencia a lo anterior, según Creswell, citado por Dalle, Boniollo, Sautu & Elbert (2005, p. 40) se colige que en la metodología cualitativa existen supuestos ontológicos, epistemológicos y axiológicos del constructivismo que determinan que la realidad sea catalogada como subjetiva y múltiple, así como también habría una interacción y mutua influencia entre el investigador y lo que éste desea investigar.

Algo similar expone Bernal (2010, p. 60), indicando que la investigación cualitativa no tiene como preocupación principal la de medir, sino más bien cualificar, describiendo los rasgos determinantes de un fenómeno social, de acuerdo a como éstos son percibidos por los actores que se desenvuelven dentro de la situación estudiada. Este enfoque parece acorde con la propuesta de Ragin, que señala que

en la mayoría de las ciencias sociales, los métodos cualitativos se identifican a menudo con la observación participante, las entrevistas en profundidad, el trabajo de campo y el estudio etnográfico. Estos métodos subrayan la inmersión del investigador en un determinado entorno de investigación y el esfuerzo por descubrir el significado y la significación de los fenómenos sociales para las personas que experimentan esos entornos (Ragin, 2007, p. 159)

Siguiendo el anterior postulado, se propone desarrollar entrevistas a expertos ecuatorianos y de organismos como la OLADE, BID y CEPAL, entendiendo que la

entrevista no es una simple tarea de recopilación de datos, en la cual quien investiga solamente se circunscribe a registrar las opiniones vertidas por los expertos, sino que se tratará de que la entrevista sea construida “de manera conjunta por el entrevistador y el entrevistado y su resultado depende[rá] en gran medida del vínculo empático que se haya instaurado entre los dos interlocutores” (Corbetta, 2007, p. 364). En el marco de esta investigación se efectuaron las entrevistas a los especialistas, sin embargo, se consideró que también era necesaria la provisión de información a través de cuestionarios que se cumplieron vía correo electrónico y que aportaron con importantes ideas y percepciones de consultores y funcionarios públicos y privados que aceptaron participar.

Por último, conviene agregar que resulta imprescindible fundamentar la investigación en los conceptos identificados, ya detallados en el marco teórico, para relacionarlos con los hallazgos empíricos, de manera que se produzca lo que Ragin (2007, p.20) llama un diálogo entre las ideas (lo teórico) y lo empírico (cifras, datos), al momento de levantar el perfil de un fenómeno social.

Por tanto, se ha dado un especial énfasis a esta retroalimentación en el Capítulo de las Conclusiones y Recomendaciones, en donde se acentúan los conceptos teóricos que fundamentan la investigación y se relacionan con los hallazgos y conclusiones que se han obtenido de la revisión de los datos y la experiencia empírica recogida a lo largo del estudio.

Capítulo 2: Las tres R (recursos, redes y reglas). Intercambios binacionales de electricidad y condiciones del mercado eléctrico regional

En esta parte del estudio es indispensable entender que la Comunidad Andina de Naciones ha logrado eminentemente una interconexión eléctrica entre sus países miembros, es decir, se pueden hacer intercambios de electricidad entre parte de ellos, en especial Ecuador con Colombia y Ecuador con Perú; sin embargo, para hablar de una verdadera integración eléctrica deben incorporarse todos los países que la conforman y otros que deseen, como por ejemplo Chile, que geográficamente podría hacerlo si se interconecta con Perú, pero para ello deben cumplirse otros requisitos indispensables, como son contar con los recursos, las redes y las reglas que permitan establecer un mercado integrado de electricidad.

Los recursos que disponen los países son diversos y por tanto es posible aprovechar las complementariedades. Las redes conforman infraestructuras físicas de transmisión, que facilitan la transferencia de energía entre los países. Las reglas serían el resultado de un proceso de armonización jurídica, por medio del ajuste y de la conjunción de los marcos normativos y regulatorios nacionales. Además, es evidente que resulta imprescindible contar con el apoyo político consensuado de los gobiernos de los estados que desean integrarse (sea de manera bilateral o multilateral) y que, por tanto, dicha intención debe plasmarse de forma explícita en su política energética nacional y por ende en la regional.

No obstante, resulta paradójico constatar que, al parecer, ningún país desea convertirse en importador de energía, todos hacen planes para exportar electricidad y no depender de sus vecinos. O, dicho de otra manera, los países propenden, en primer término, a estructurar estrategias para lograr su soberanía energética porque no desean depender de un tercer país para la provisión de este servicio estratégico. Este aspecto ya analizado en profundidad en el primer capítulo, y constituye un obstáculo importante por superar no solo en la región andina, sino también en Latinoamérica, en donde debe lograrse lo que Ocampo (2015) llamó la soberanía responsable, es decir, o bien ceder algo de soberanía o, en su defecto, lograr tomar las decisiones de manera compartida.

A continuación, se abordará en mayor profundidad cada uno de estos aspectos, de manera que se evidencie lo que falta por transitar desde la interconexión hacia la integración

eléctrica en la región andina. Esto supone también explicitar las ventajas que se pueden aprovechar o los obstáculos que se deben superar, particular que se abordará en el tercer capítulo.

2.1 Recursos naturales de la región

La región latinoamericana dispone de recursos naturales y fuentes energéticas en la cantidad necesaria para ser autosuficiente. Cuenta con petróleo, gas natural, carbón y otras fuentes renovables entre las que destaca el potencial hidroeléctrico (ríos de gran caudal). Estos recursos están distribuidos de forma desigual, razón por la cual se hacen necesarios los intercambios energéticos³ entre países, que han permitido los flujos comerciales intrarregionales. Entre estos, la interconexión eléctrica se ha afianzado en la región andina de manera sólida. Como se verá más adelante, este potencial, que es una oportunidad para la región -y más específicamente para la Comunidad Andina de Naciones- ha debido sortear varios obstáculos de distinta índole que todavía no le han permitido conformar un mercado único regional. Por el momento, solo coexisten varios mercados, con distintas reglas e institucionalidades, que deberían armonizarse para lograr el objetivo de la integración energética regional.

Según Enrique García, ex Presidente Ejecutivo de la CAF, en el año 2012,

América Latina es un continente abundante en recursos energéticos petrolíferos, gasíferos, carboníferos e hidráulicos, así como en una diversidad de otros recursos energéticos renovables. Esta riqueza energética puede contribuir a fomentar la cooperación y la integración regional, así como el desarrollo económico y social, tanto de países que hoy son superavitarios como deficitarios de energía (CAF, 2012, p. 7).

A este respecto, la CAF destaca que, a nivel regional, América Latina y el Caribe cuenta con:

³ De enero a abril de 2018, Ecuador exportó productos petroleros a Perú por un monto de 511,00 millones de dólares FOB, mientras que se importó 4,9 millones, dando un saldo positivo de 506 millones de dólares. Dichas exportaciones representan el 82,39% del total de exportaciones a ese país (BCE, 2018).

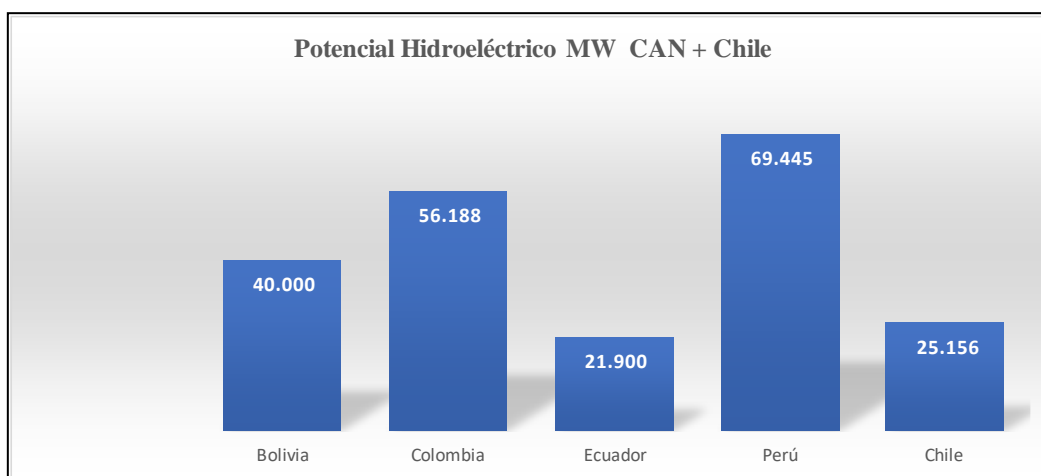
FOB es una abreviatura que corresponde a las iniciales de la frase en inglés '**Free on board**' que en español significa '**Libre a bordo**', y pertenece a la lista de Incoterms (términos internacionales de comercio). Recuperado el 14 de agosto de 2019 de <https://www.significados.com/fob/>.

Bolivia por su parte es rico en gas natural y exportó a Argentina y Brasil un monto de 40,85 millones de metros cúbicos día (MMmcd) en el año 2017 (Mamani, 2018).

[una] capacidad instalada total de energía eléctrica [...] de casi 190 GW, sin incluir las capacidades de México y Venezuela. De este monto, 120 GW (63%) corresponden a las centrales hidroeléctricas; 13 GW (7%) a las demás fuentes no emisoras (eólica, biomasa, pequeñas centrales hidroeléctricas, geotérmica y nuclear); y 57 GW (30%) a las plantas termoeléctricas con combustibles fósiles (gas natural, carbón y petróleo). Se estima que entre los años 2010 y 2017 el aumento previsto del consumo de electricidad (MW promedio) será de casi 40% (de 94,3 para 132 GW promedio), lo que corresponde a una tasa de crecimiento anual de 5% (CAF, 2012, p. 13).

Según esta misma fuente, “[casi] la mitad del potencial de desarrollo hidroeléctrico está en la Comunidad Andina” (*Ibid.*, p. 14); y de acuerdo a las cifras de la OLADE (2016), al año 2015 el potencial hídrico de la región andina efectivamente era importante, siendo Perú el país que más destaca en este ámbito con 69.445 MW, seguido por Colombia que cuenta con 56.188 MW, Bolivia con 40.000 MW y finalmente Ecuador que registra 21.900 MW (Gráfico No. 1).

Gráfico 1: Potencial Hidroeléctrico CAN + Chile (MW)



Fuente: Energía en Cifras. OLADE, 2016.
Elaboración: Propia.

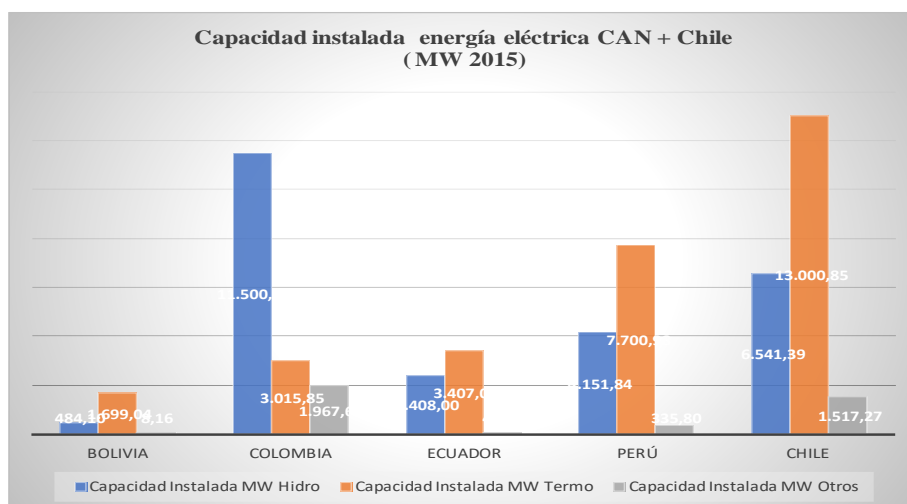
Esta información debe complementarse con aquella referente a la capacidad instalada de los países en sus territorios, para viabilizar el aprovechamiento de su dotación natural del recurso hídrico.

2.2 Recursos: Infraestructura física y tecnológica para la interconexión

No solo es necesario contar con recursos naturales y fuentes de energía suficientes para cubrir las necesidades de los países. También hacen falta inversiones importantes en tecnología e infraestructura para aprovechar los recursos de manera eficiente. Cada uno

de los países andinos ha logrado cierta capacidad instalada en las diferentes fuentes de energía. Es evidente que, a pesar de que Perú tiene el mayor potencial hídrico (Gráfico No. 1), al año 2015 su aprovechamiento es menor al conseguido por Colombia que, en este ámbito, lidera la región andina por la capacidad instalada para la provisión de energía eléctrica, inclusive superando al país asociado Chile, según se presenta a continuación:

Gráfico 2: Capacidad instalada energía eléctrica de la CAN + Chile (MW)



Fuente: OLADE, 2016.

Elaboración: Propia

Como se evidencia en el gráfico precedente, en el año 2015 Chile contaba con una generación eléctrica predominantemente térmica, al contrario de Colombia que tenía mayoritariamente generación hidroeléctrica. Todos los otros países a ese año mantenían una preponderancia de uso de fuentes de generación térmicas, como se muestra a continuación.

Tabla 2: Capacidad instalada eléctrica en MW CAN +Chile (2015)

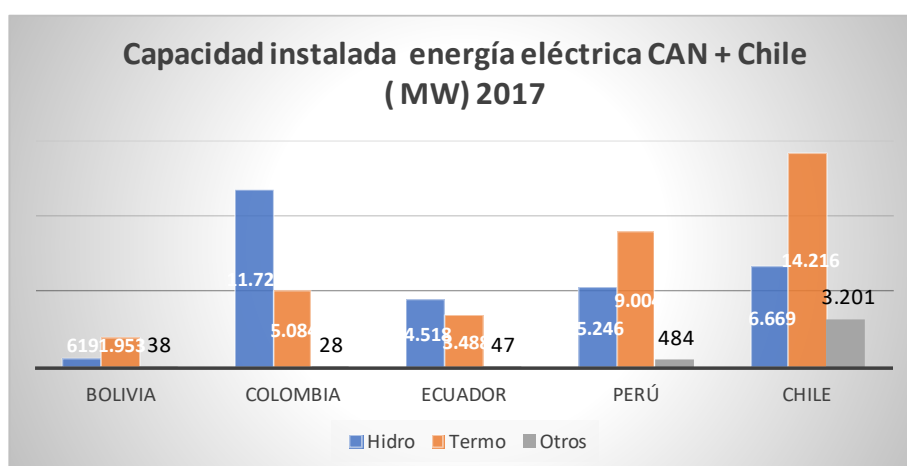
País	Capacidad Instalada eléctrica CAN + Chile (MW)			
	Hidro	Termo	Otros	Total
Bolivia	484,10	1.699,04	8,16	2.191,30
Colombia	11.500,55	3.015,85	1.967,62	16.484,02
Ecuador	2.408,00	3.407,00	47,00	5.862,00
Perú	4.151,84	7.700,98	335,80	12.188,62
Chile	6.541,39	13.000,85	1.517,27	21.059,51
Total	25.085,88	28.823,72	3.875,85	57.785,45

Fuente: OLADE, 2016.

Elaboración: Propia

Dicha tendencia cambia para el Ecuador, puesto que según cifras de la OLADE al año 2017 acumula 4.508 MW de capacidad instalada, y se evidencia un cambio de distribución en la generación para ese país, gracias a la importante inversión efectuada durante esa década, mediante la construcción de varias centrales hidroeléctricas que entraron en operación con la siguiente potencia instalada: Coca Codo Sinclair que provee 1.500 MW, Sopladora con 487 MW, Mazar con 160 MW y Manduriacu con 65 MW, a ello se suma también el primer parque eólico continental en la provincia de Loja, que aporta 16,5 MW y otras pequeñas centrales hidroeléctricas (MEER, 2016), lo cual permitió que se lograra la autosuficiencia energética y se abrió la posibilidad también de exportar electricidad. Las cifras que presenta OLADE para el año 2017 se muestran en el siguiente gráfico:

Gráfico 3: Capacidad instalada energía eléctrica de la CAN + Chile (MW) 2017



Fuente: OLADE, 2018.
Elaboración: Propia

Es decir que Colombia y Ecuador son los países de la región andina que cuentan con un mayor aprovechamiento de fuentes hidrográficas, si se comparan con aquellas de origen térmico. Además, si se confrontan las cifras registradas por OLADE al año 2015, con aquellas que se presentan para el año 2017, también se puede concluir que la capacidad instalada se incrementó en 14,77%, pues pasó de 57.785,45 a 66.323 MW. Sin embargo, la proporción en que crecieron las dos fuentes más importantes (hidrológica y térmica) es similar, es decir, no se evidencia que las políticas energéticas de la región estén privilegiando el reemplazo de las energías de origen fósil con otras fuentes más limpias.

Tabla 3: Capacidad Instalada para Generación Eléctrica MW 2017 (CAN + Chile)

País	Capacidad Instalada Eléctrica MW 2017						
	Renovable					No Renovable	Total
	Hidro	Solar	Eólica	Geotérmica	Termo RN	Termo NRN	
Bolivia	619	11	27	-	141	1.812	2.610
Colombia	11.728	10	18	-	135	4.949	16.840
Ecuador	4.518	26	21	-	152	3.336	8.053
Perú	5.246	244	240	-	-	9.004	14.734
Chile	6.669	1.862	1.311	28	502	13.714	24.086
Total	28.780	2.153	1.617	28	930	32.815	66.323
Porcentaje	43,39%	3,25%	2,44%	0,04%	1,40%	49,48%	100%

Fuente: OLADE, 2018.

Elaboración: Propia.

Respecto a la distribución de las fuentes de energía eléctrica regionales, se analizan las cifras presentadas por la OLADE (2018), que dan cuenta que, en los cuatro países miembros de la CAN, más Chile, existe una participación de 43,39% de las energías renovables de la generación hidroeléctrica, mientras que la energía solar aporta el 3,25% y la energía eólica un 2,44%, la termoeléctrica renovable apenas representa el 1%. Siendo casi insignificante la energía geotérmica que constituye el 0,04%. No obstante, la suma de las energías renovables es ligeramente mayor, a la que significa la generación con fuentes no renovables en la región.

En conjunto, el 49,48% de la generación eléctrica de la CAN y Chile se produce con fuentes de origen térmico no renovable, especialmente en Perú, Colombia y sobre todo en Chile. Este dato indica que existe un nicho interesante para que la región aproveche la interconexión eléctrica, con miras a reducir el consumo de combustibles fósiles, reemplazando la generación con fuentes renovables presentes en la región.

Este aspecto reviste importancia para la región y pudiere ser el factor de consenso que motive y reactive la integración regional en el ámbito energético, puesto que es imperativo tomar acciones urgentes respecto al cambio climático. Las cifras que se muestran a continuación permiten evidenciar que Colombia y Chile son los que generan mayores cantidades de emisiones a la atmósfera, que podrían ser reducidas con un trabajo conjunto de planificación e inversión en fuentes renovables.

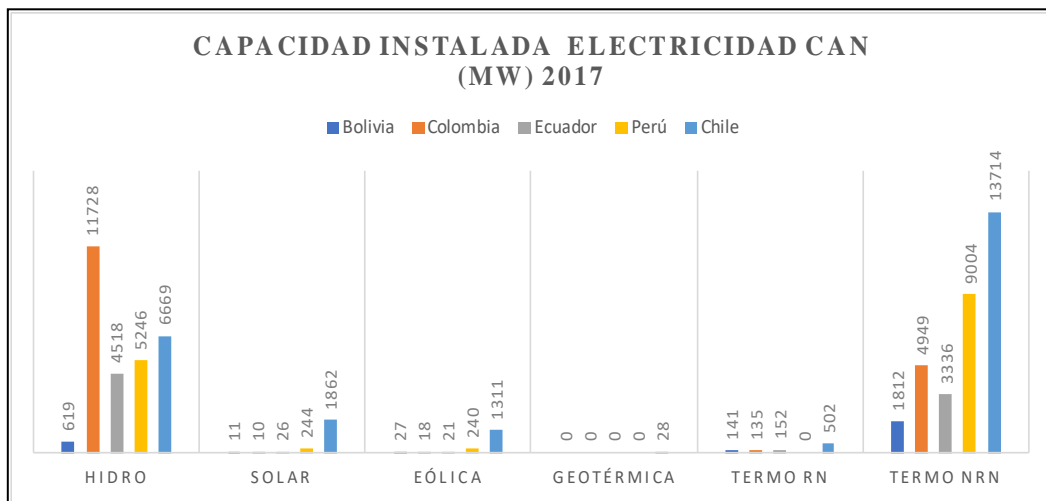
Tabla 4: Principales emisiones a la atmósfera en la CAN + Chile al año 2015⁴

Principales Emisiones a la atmósfera en la CAN +		
País	Dióxido carbono (CO ₂) Gg	Monóxido de Carbono (CO) Gg
Bolivia	20453,11	422,38
Colombia	88723,09	1783,81
Chile	99301,28	1402,56
Ecuador	40441,71	1235,36
Perú	55550,83	836,31

Fuente: OLADE, 2016.
Elaboración: Propia.

La información disponible indica que el potencial de la región andina para generación eléctrica está por ahora dividido entre fuentes renovables, que suman el 50,52%, y las no renovables que aportan con el 49,48% (OLADE, 2018).

Gráfico 4: Capacidad instalada de Electricidad en la CAN +Chile por fuentes 2017 (MW)



Fuente: OLADE, 2018.
Elaboración: Propia.

En todo caso, no puede restarse importancia al hecho de que cada país tiene otras fuentes energéticas que deben aprovecharse. Este es el caso de Perú, en donde la potencia instalada termoeléctrica se incrementó en una tasa promedio anual de 11,8%, mientras que la capacidad hidroeléctrica solo creció a una tasa promedio de 5,0%, debido al uso de

⁴ Gigagramos = Gg

gas natural de Camisea para la generación de electricidad en la zona de Chilca (Lima) (MEM, 2016, p. 71).

También debe considerarse que Perú, Colombia y Chile tienen una importante participación privada en la potencia instalada y en la producción de electricidad. En Perú, apenas el 13,3% de la potencia y el 21,15 de la producción corresponden al propio país; la diferencia es propiedad de inversionistas extranjeros, principalmente de Italia (con la presencia de ENEL, 15,9% en potencia y producción), de Francia (ENGE, 22,3% de potencia y 16,9% de producción) y de Estados Unidos (Fénix Power (4,5% de la potencia, pero con 43,7% de la producción) (*Ibid.*, p.73).

En cuanto al segundo requisito para lograr la integración eléctrica regional, es necesario revisar las inversiones de los países andinos en la infraestructura necesaria para intercambiar electricidad. Es decir, en líneas de transmisión (redes) que conduzcan desde las fuentes de generación hacia las centrales de distribución, y de estas a los hogares, industrias y comercios que demandan del servicio para sus actividades diarias, en los países de origen y en los países vecinos.

2.3 Redes de transmisión bilaterales

Infraestructura para transmisión entre Ecuador y Colombia

Los primeros intercambios de electricidad entre estos dos países se remontan al año 1999, para lo cual se interconectaron las subestaciones de Tulcán (Ecuador) y Panamericana (Colombia) mediante una línea de transmisión de 138 kV que sirvió para cubrir un déficit en el lado ecuatoriano⁵ (MEER, 2017, p. 346).

En 2003, ambos países se interconectaron por medio de una línea de transmisión de 230 kV de doble circuito que unía las subestaciones de Pomasqui en el Distrito Metropolitano de Quito (Ecuador) y Jamondino en la ciudad de Pasto (Colombia). Esto permitió un intercambio de 250 MVA entre ambos sistemas⁶. La empresa de transmisión ecuatoriana

⁵ kV significa Kilovoltio (medida de potencia eléctrica equivalente a 1000 voltios).

⁶ MVA es la abreviatura de megavoltiamperio, una unidad de potencia aparente utilizada con frecuencia en grandes instalaciones de generación de energía eléctrica, como centrales hidroeléctricas y otras (wikipedia).

(Transelectric) construyó una segunda interconexión entre ambas localidades, que entró en operación en 2008, sumando otros 230 kV. (*Ibid.* p. 347).

En la actualidad los dos países han expresado su voluntad de avanzar en la determinación de nuevos enlaces internacionales y de fortalecer los ya existentes, para lo cual se prevé conformar un equipo de trabajo que analice de manera conjunta los aspectos técnicos, económicos, financieros y regulatorios. Es posible que para esto se gestione el apoyo técnico y financiero del BID (SINEA, 2019).

Infraestructura para transmisión entre Ecuador y Perú

En 2004 se inició la operación de la interconexión eléctrica entre las subestaciones de Machala (Ecuador) y Zorritos (Perú) mediante una línea de transmisión de 230 kV de doble circuito, de 107 km (53,4 km construidos en territorio ecuatoriano) (MEER, 2018, p. 348).

Para la interconexión entre Ecuador y Perú, los organismos especializados han acordado efectuar estudios de pre factibilidad y están gestionando su implementación (SINEA, 2019).

Infraestructura para transmisión entre Perú y Bolivia

Perú y Bolivia acordaron en el año 2015, un plan de trabajo para identificar las alternativas de interconexión y conformar un Comité Binacional de Energía Eléctrica. Para poner en operación este acuerdo, solicitaron el apoyo del BID para desarrollar el Estudio de Interconexión Eléctrica Bolivia – Perú. Se contrató a la firma consultora Comillas –CESI. En este proceso se involucraron los equipos técnicos de ambos países, por Bolivia participaron el Ministerio de Energías (MEN), la Empresa Nacional de Electricidad (ENDE), Autoridad de Electricidad (AE) y el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC); mientras por el Perú intervinieron el Ministerio de Energía y Minas (MINEM), el Comité de Operación Económica del Sistema (COES) y el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin). Se espera que el estudio concluya en agosto de 2019 (SINEA, 2019).

Infraestructura en transmisión Perú – Chile

Con oportunidad del encuentro de los presidentes de Perú y Chile, efectuado en noviembre de 2018, se reafirmó la voluntad política de fomentar la integración eléctrica entre ambos países, con el objetivo de materializar la interconexión eléctrica entre las localidades de Tacna (Perú) y Arica (Chile). Los estudios iniciaron con apoyo del BID en 2017, con la actualización del Estudio de Planificación de la Interconexión Eléctrica Perú-Chile en 220 kV. El BID seleccionó a la firma consultora AF-Mercados – EMI y ya se cuenta con dos estudios: “Análisis de la Interconexión Eléctrica Chile-Perú” e “Informe de la Primera Etapa del estudio de Interconexión Eléctrica Chile-Perú”. Este último incluye el anteproyecto, la estimación de costos de la interconexión, los estudios de sistemas eléctricos de potencia, la simulación eléctrica entre los dos países (aislados e interconectados) y una evaluación preliminar económica (SINEA, 2019).

La Ministra de Energía de Chile, Susana Jiménez, destacó en febrero de 2019 “la posibilidad de aprovechar la interconexión eléctrica en beneficio mutuo para el desarrollo de ambos países” y la búsqueda de “mayor robustez de los sistemas eléctricos de los países interconectados y una mayor seguridad de suministro frente a situaciones de emergencia energética” (Semanaario Vocero, 2019).

Infraestructura en transmisión Bolivia – Chile

No se ha identificado ningún proyecto binacional para procurar la interconexión eléctrica entre ambos países, muy posiblemente porque en el marco del SINEA, Bolivia decidió participar como observador, con una más activa participación de Chile en este foro, a lo cual se suman los conflictos diplomáticos que aún no se resuelven.

A continuación, se sistematiza lo analizado previamente en cuanto a las interconexiones logradas entre los países andinos más el país asociado Chile:

Tabla 5: Interconexiones eléctricas en la CAN + Chile

Interconexiones eléctricas en la región andina + Chile			
Interconexión /País	Descripción	Marco Regulatorio	Fecha inicio operación
Interconexión Jamondino (Colombia) - Pomasqui (Ecuador)	2 líneas: 250 MW y 230 kV	Decisiones CAN 536-720-757	2003-2008
Interconexión Machala (Ecuador) -Zorritos (Perú)	230 kV y 160 MW doble circuito	Decisiones CAN 536-720-757	2004
Perú - Chile	En estudios para interconectar Tacna (Perú) y Arica (Chile)	No se cuenta con decisiones supranacionales	N/A
Bolivia-Chile	No se ha identificado ningún proyecto binacional	No se cuenta con decisiones supranacionales	N/A
Perú -Bolivia	En estudios, se estan identificando proyectos de interconexión	No se cuenta con decisiones supranacionales	N/A

Fuentes: Las señaladas en este numeral.
Elaboración: Propia.

En resumen, se nota claramente que, respecto a la infraestructura para la interconexión eléctrica, ésta se ha consolidado entre Colombia, Ecuador y Perú, mientras que se están creando las condiciones por medio de los estudios pertinentes para incorporar en este proceso a Chile, notándose un retraso en la relación de este último con Bolivia, motivado quizá por los conflictos no resueltos entre ambos países.

2.4 Reglas: Regulaciones regionales para los intercambios eléctricos

Un aspecto en que se evidencia que la Comunidad Andina de Naciones ha avanzado dentro del proceso de integración es en el ámbito regulatorio, es decir, en la generación de las reglas para el sector eléctrico regional, que tienen rango supranacional, mediante la emisión de las decisiones comunitarias que son de obligatorio cumplimiento para los países que la integran. A pesar de ello, se ha postergado hasta la fecha la aplicación de la Decisión CAN 536, en espera de que se logre armonizar las reglas de los países miembros, proceso que ha tomado más tiempo del que originalmente se había planificado.

Las principales decisiones de la CAN que tienen relación con la interconexión de electricidad en la Subregión Andina se presentan a continuación de manera cronológica:

Decisión CAN 536 de 19 de diciembre de 2002, que estableció el marco general para la interconexión regional de sistemas eléctricos e intercambio intracomunitario de electricidad. Bajo este marco, en marzo de 2003 se inauguró el sistema de interconexión Colombia-Ecuador. Mediante el artículo 20 se estableció el Comité Andino de Organismos Normativos y Organismos Reguladores de Servicios de Electricidad (CANREL).

Decisión CAN 720 de 5 de noviembre de 2009, con la cual, exceptuando el Artículo 20, se suspendió por dos años la vigencia de la Decisión 536. Adicionalmente, se estableció el régimen bilateral transitorio entre Ecuador y Colombia para el intercambio de electricidad (Anexo I de la Decisión).

Decisión CAN 757 de 22 de agosto de 2011, con la cual, a excepción del Artículo 20, se mantuvo por dos años más la suspensión de la vigencia de la Decisión 536 y además estipuló el régimen temporal de intercambios eléctricos Ecuador-Perú (Anexo II de la Decisión) y se mantuvo el régimen bilateral Ecuador-Colombia (Anexo I). En el artículo 4 se permitió que los agentes que participen en contratos internacionales para la compra-venta de electricidad de los tres países puedan hacer uso del sistema arbitral previsto en el Tribunal Andino de Justicia. Y en el artículo 5 de esta Decisión se derogó la Decisión CAN 720.

Decisión CAN 789 de 14 de junio de 2013, que suspendió la implementación de la Decisión 536 hasta el 31 de agosto de 2016. Se prevé que las TIE de corto plazo se originarán en el despacho coordinado entre Ecuador y Colombia, acorde a las respectivas regulaciones.

Decisión CAN 797 de 14 de octubre de 2014, ratificó la existencia del Comité Andino de Organismos Normativos y Organismos Reguladores de Servicios de Electricidad (CANREL) dentro del marco del Sistema Andino de Integración (SAI).

Decisión CAN 811 de 29 de agosto de 2016, que extendió el plazo de suspensión de la Decisión CAN 536 hasta el 28 de febrero de 2017. Además, se acuerda que hasta el 30

de noviembre de 2016 se podrían presentar las observaciones al proyecto de Decisión para Marco Regulatorio para la interconexión subregional de electricidad.

Decisión CAN 816 de 24 de abril de 2017, que establece el Mercado Andino Eléctrico Regional (MAER) y el Mercado Andino Eléctrico Regional de Corto Plazo (MAERCP) y también establece las reglas para el despacho económico coordinado (Rojas, 2018).

Esta decisión señala que esas disposiciones entrarán en vigencia cuando se aprueben y publiquen en la Gaceta Oficial del Acuerdo de Cartagena los reglamentos señalados en la Disposición Transitoria Primera, que en resumen son: Reglamento Operativo (condiciones operativas de los intercambios de compra y venta de electricidad); Reglamento Comercial (condiciones de liquidación, facturación y pago de las TIE y tipo de garantías financieras); Reglamento de designación, funciones y responsabilidades del Coordinador Regional; lo cual no se ha logrado hasta la fecha.

También es necesario precisar que, en septiembre de 2012, en la XIV Reunión en Santiago de Chile, el CANREL decidió “articular y complementar los procesos de discusión comunitarios con los esfuerzos de la Iniciativa SINEA [...] para estructurar un nuevo marco general para la integración de los mercados de electricidad de la Comunidad Andina y Chile” (CAN, 2019).

Por tanto, según los especialistas de Arconel, la Decisión CAN 816 es una norma supranacional transitoria para regular las TIE entre Ecuador - Colombia y entre Ecuador - Perú que puede ser usada mientras no se logre reglamentar los aspectos técnicos y comerciales del MAERCP. Es decir, tendría aplicabilidad únicamente para transacciones de corto plazo. Señalan que durante la etapa transitoria se propone que en el marco de la CAN se pueda promover la reglamentación de los aspectos técnicos y comerciales y la expedición de normativa interna para cada país. Mientras que en el período de MAERCP, el funcionamiento se prevé por medio del funcionamiento de normas expedidas por la CAN y que se armonicen con la normativa interna de cada país. Para llegar a este grado de integración haría falta que se pase de las transacciones de corto plazo hacia un despacho coordinado y vinculante y, también la presencia y funcionamiento de un Coordinador Regional (B. Betancourt y G. Pardo, comunicación personal, 9 de enero de 2019).

Con este objeto, dentro del trabajo que se desarrolla en el marco del SINEA, se ha elaborado el Proyecto de Reglamento del Coordinador Regional (RCR), que incluye disposiciones para la designación, funciones y responsabilidades que tendría esa instancia, acorde al mandato de la Decisión CAN 816. Se prevé que tendría tres ámbitos de gestión por medio de una Coordinación Ejecutiva, una Coordinación Operativa, y una Coordinación Comercial. Esta Coordinación Regional no implicaría la creación de una nueva institucionalidad, sino que los Operadores del Sistema/Administradores del Mercado de los países asignarían personal y recursos de sus propios presupuestos para que se ejecuten estas tareas (SINEA, 2019).

Se presenta a continuación un resumen de las decisiones aprobadas desde el año 2002, hasta la fecha, y los acuerdos logrados en cada una de ellas.

Tabla 6: Decisiones de la CAN sobre interconexión eléctrica regional

Decisiones de la Comunidad Andina de Naciones referentes a interconexión eléctrica regional		
Decisión No.	Fecha	Acuerdos
CAN 536	19/12/2002	Marco general para la interconexión regional de sistemas eléctricos e intercambio intracomunitario de electricidad
		Artículo 20 estableció el Comité Andino de Organismos Normativos y Organismos Reguladores de Servicios de Electricidad (CANREL).
CAN 720	05/11/2009	Suspendió por dos años la vigencia de la Decisión 536, a excepción del artículo 20.
		Estableció régimen bilateral transitorio entre Ecuador y Colombia para el intercambio de electricidad (Anexo I)
CAN 757	22/08/2011	Mantuvo por dos años más la suspensión de la vigencia de la Decisión 536
		Mantuvo régimen bilateral transitorio entre Ecuador y Colombia para el intercambio de electricidad (Anexo I)
		Estableció régimen bilateral transitorio entre Ecuador y Perú para el intercambio de electricidad (Anexo II)
		Artículo 4 se permitió que los agentes de los tres países puedan usar el sistema arbitral previsto en el Tribunal Andino de Justicia
CAN 789	14/06/2013	Artículo 5 derogó la Decisión CAN 720
		Suspendió la implementación de la Decisión CAN 536 hasta el 31 de agosto de 2016
CAN 797	14/10/2014	Las TIE de corto plazo se originarán en el despacho coordinado entre Ecuador y Colombia
		Ratificó la existencia del Comité Andino de Organismos Normativos y Organismos Reguladores de Servicios de Electricidad (CANREL)
CAN 811	29/08/2016	Extendió el plazo de suspensión de la Decisión CAN 536 hasta el 28 de febrero de 2017
CAN 816	24/04/2017	Establece el Mercado Andino Eléctrico Regional (MAER) y el Mercado Andino Eléctrico Regional de Corto Plazo (MAERCP)
		Estas disposiciones entrarán en vigencia cuando se aprueben y publiquen en la Gaceta Oficial del Acuerdo de Cartagena los reglamentos Operativo, Comercial y el Coordinador Regional.

Fuente: CAN (2019)

Elaboración: Propia.

En síntesis, puede notarse que, si bien se ha establecido las reglas de juego para los intercambios de electricidad entre Ecuador y sus dos países vecinos, la Decisión 816 que crea las condiciones para una integración regional, mediante la conformación del MAER, todavía no llega a su culminación, mientras no se acuerden y publiquen los reglamentos armonizados que viabilicen su cabal operación en las condiciones acordadas. Esta situación es relevante en el sentido de que, si bien se pretende crear un mercado regional de electricidad, se han impuesto requisitos previos a ser cumplidos, que ya llevan más de dos años en proceso de revisión y aprobación en el marco del SINEA.

No obstante, de acuerdo al análisis efectuado por Rojas, se concluye que, si se examinan estas decisiones, se puede advertir que poco a poco se ha ido construyendo un régimen internacional mediante la emisión de principios, normas, reglas y procedimientos. Este proceso ha sido lento, pero se ha sostenido en el tiempo, lo cual ha permitido instaurar las reglas de juego del intercambio eléctrico en la subregión andina (Rojas, 2018, p. 7). Este proceso evidencia una “convergencia de intereses de los agentes colectivos” (Murillo, 2004, p. 3), es decir, de los estados; pero lo que aún no se observa es un verdadero empoderamiento y participación de otros actores no estatales en este proceso, indispensable para que dicho régimen sea eficaz.

A este respecto, vale la pena repasar los avances logrados por la CAN para la constitución de un régimen internacional, en donde los principios son consensuados entre los países miembros, entre ellos, por ejemplo, el deseo de profundizar la integración física y fronteriza, que da el marco necesario para la interconexión e integración eléctrica. También se han emitido varias normas de diferente índole, es decir, de carácter constitutivo y también regulatorio.

En cuanto tiene que ver con las reglas aplicables a los países miembros, dentro de las decisiones tomadas y publicadas en la Gaceta Oficial del Acuerdo de Cartagena, destacan aquellas descritas en la Decisión CAN 536 que incluye, por ejemplo: a) que no habrá discriminación de precios entre los mercados nacionales e internacionales; b) el libre acceso a las líneas de interconexión internacional; c) condiciones competitivas en el mercado de electricidad, con precios y tarifas que reflejen costos económicos eficientes, y evitando prácticas discriminatorias y abusos de posición dominante; d) libre contratación entre los agentes del mercado; e) que se permitirán las TIE de corto plazo;

f) se promoverá la participación de las inversiones privadas en infraestructura de transporte de electricidad; g) no se concederá ningún tipo de subsidios a las exportaciones e importaciones de electricidad.

Los procedimientos a su vez, se han generado y se están analizando permanentemente en el marco del SINEA, particular que se analiza más adelante.

Adicionalmente, según analiza Murillo (2004, p. 6), citando a Puchala y Hopkins (1982), para que exista un régimen internacional deben verificarse ciertos aspectos como son: a) la existencia de entendimientos y expectativas frente a una conducta legítima, que en este caso se ha orientado al ámbito eléctrico; b) incluye procedimientos apropiados; c) existe una caracterización de principios y normas que condicionan la conducta de los actores, que en ambos casos se han construido en el marco del SINEA, como se verá más adelante en este mismo capítulo; d) tienen una élite constituida por los actores principales (para el ámbito de esta investigación los estados andinos), aunque pueden haber otros (por ejemplo las empresas privadas que participan en los mercados eléctricos de los países participantes); y, e) deben estar presentes en un área temática determinada dentro de la cual las conductas de los actores se han ido moldeando o acondicionando, requisito claro y aplicable al ámbito de la interconexión eléctrica.

Insistiendo sobre el tema de participación de otros actores en este régimen internacional, este aspecto es de interés porque, como se verá más adelante, los mercados eléctricos de los países andinos tienen ciertas similitudes, pero su funcionamiento y los actores participantes en ellos difieren, en especial porque en algunos han logrado mayor protagonismo las empresas privadas, mientras que en otros sobresale la injerencia del Estado (como es el caso del Ecuador y Bolivia).

También es ineludible considerar que para que estas decisiones supranacionales puedan ser provechosas para todas las partes, es necesario armonizar las reglas de juego, puesto que “[...] la existencia de un [solo] mercado eléctrico [demanda] un único marco regulatorio dentro del cual los agentes del mercado pueda [sic] realizar inversiones indistintamente en cualquier país de la región y entregar la energía en cualquier parte del sistema” (Gomelsky, 2013, p. 40).

Entonces, no solo se debe procurar contar con normas supranacionales de obligatorio cumplimiento en los países suscribientes; también es oportuno considerar que la interconexión eléctrica y su potencial integración revisten problemas de carácter técnico, operativo y regulatorio, que son tratados en el marco del SINEA. Esta particularidad hace que el tema de la interconexión eléctrica (y su eventual integración) sea analizado en dos ambientes distintos: uno, más bien político, en el que participan las autoridades energéticas y diplomáticas de los países que forman parte de la Comunidad y generan las Decisiones ya descritas; y otro, de carácter técnico-operativo-regulatorio, en el que los especialistas de las agencias de regulación y control de los países han sido designados para establecer ese marco regulatorio único, necesario para constituir un solo mercado eléctrico regional.

En la práctica, según se evidencia de las entrevistas efectuadas con los especialistas del Arconel (2019), desde el punto de vista de esta investigación, esta tarea resulta compleja por las siguientes razones:

- a) En el caso del ambiente de la CAN, en donde se generan las Decisiones de carácter vinculante, es decir, obligatorias, no participa Chile puesto que su condición actual es de asociado, por tanto, no es miembro pleno de la Comunidad, como resultado de una decisión política de ese país que vislumbra mejores resultados comerciales y de cooperación en otros foros, como son la Alianza para el Pacífico y ahora incluso proponiendo reemplazar a Unasur por Prosur.
- b) En el ambiente del SINEA, en cambio a pesar de que Bolivia es miembro pleno de la CAN, ha optado por participar en este foro como un observador, por tanto, las decisiones que se tomen no son obligatorias para ese país, esto por cierto refleja una decisión de orden político, puesto que existen divergencias con Chile que les impide llegar a consensos con facilidad.
- c) Lo anterior, hace evidente la presencia de tensiones en la relación Bolivia-Chile, generado por el conflicto por el acceso al Océano Pacífico que ha sido demandado históricamente por parte de Bolivia, ante lo cual la Corte Internacional de Justicia de La Haya negó dicha petición, favoreciendo a Chile en 2018.

Es en este contexto, es claro que en este momento no resulta viable llegar a acuerdos bilaterales entre Chile y Bolivia, lo cual impide el avance de las conversaciones con miras a establecer una interconexión eléctrica entre los dos países. Además, también puede

notarse que Chile no termina de definir el esquema de cooperación en que desea intervenir de manera permanente y sólida, por lo cual no descarta su participación como asociado de la CAN y de hecho es activo en el ambiente SINEA, pero al mismo tiempo promueve su liderazgo en la Alianza del Pacífico y también ahora en Prosur, lo cual debilita la posición latinoamericana y andina. No obstante, también se identifican otros obstáculos, puesto que, aun considerando la existencia de un potencial interés de Chile de importar electricidad a Ecuador, tomando en cuenta su tradicional buena relación de fraternidad y cooperación, según fue mencionado por el especialista de CENACE:

[...] en la Decisión CAN 816 no se permite el tránsito, porque [existe] un tema [respecto a] cómo cobrar [por esa transacción], [...] porque la generación puede ser ecuatoriana, pero habría que considerar lo que Perú invirtió para sus líneas de transmisión para que la energía llegue hasta Chile. Allí surge el problema de cómo liquidar, es decir, cuánto debo pagar a los generadores y a los sistemas de transmisión (Salazar, 2019).

Es decir, aún no se generan las condiciones regulatorias que viabilicen las transacciones eléctricas entre países de la región pero que no sean vecinos, puesto que está aún por definir y concretar el esquema de cómo liquidar económicamente a los intervinientes, en especial, al país que funja de enlace en el tránsito de la electricidad.

Declaraciones en el marco del SINEA

Recapitulando, en el ambiente SINEA se ha ido configurando en las cumbres de los ministros, viceministros y altos funcionarios del sector energético de los países participantes (Bolivia en calidad de observador, Chile, Colombia, Ecuador y Perú), en que se han emitido las llamadas declaraciones, que generalmente se desarrollan paralelamente a las reuniones de las comisiones técnicas conformadas. A continuación se destacan los principales acuerdos logrados en el marco de estas reuniones⁷:

Declaración de Galápagos (2 de abril de 2011): los ministros, viceministros y altos funcionarios del sector de la energía de las repúblicas de Bolivia, Colombia, Chile, Ecuador y Perú acordaron crear el Consejo de Ministros, como máxima instancia de decisión para el desarrollo del Corredor Eléctrico Andino. También conformaron el Grupo de Planificación y el Grupo de Regulación, ambos con carácter permanente, con la participación de dos representantes de cada país. Estos grupos técnicos tienen, respectivamente, la responsabilidad de identificar la infraestructura de transmisión para

⁷ Las actas fueron recuperadas en internet, no existiendo un sitio oficial donde consultarlas. Se tuvo acceso a copia del acta de Lima (2019) facilitada por la autoridad nacional ecuatoriana.

determinar la viabilidad de las interconexiones eléctricas (mediante una consultoría) y de negociar el marco regulatorio para los intercambios de electricidad (SINEA, 2011).

Declaración de Lima (22 de julio de 2011): con la participación de los ministros de Relaciones Exteriores, de los ministros y altos funcionarios del sector energético de Bolivia, Chile, Ecuador y Perú, se ratificó lo convenido en la reunión celebrada en Lima el 25 de febrero de 2011, en materia de seguridad jurídica, infraestructura y definición de mecanismos comerciales y financieros para el intercambio de electricidad. También se ratificaron los compromisos de la Declaración de Galápagos. Se decidió que los grupos de trabajo presenten (en un plazo máximo de 90 días) un plan de actividades, un cronograma para su ejecución, los presupuestos estimados y las posibles fuentes de financiamiento para definir un marco regulatorio, establecer la infraestructura de transmisión necesaria y los estudios de factibilidad correspondientes. Por último, se solicitó a Colombia, en su calidad de Coordinadora Pro Tempore, que gestione la cooperación financiera del BID para la contratación de los estudios necesarios (SINEA, 2011).

Declaración de Bogotá (15 de noviembre de 2011): los ministros y altos funcionarios del sector energético de Chile, Colombia, Ecuador y Perú, y representantes de Bolivia, Paraguay y Venezuela (en calidad de observadores), acordaron ratificar el compromiso de integración eléctrica; solicitar al BID un préstamo de 1,5 millones de dólares para contratar estudios de factibilidad de la interconexión eléctrica; y que la Unidad de Planeación Minero Energética de Colombia (UPME) suscriba el convenio para esa cooperación. En lo administrativo y financiero, la UPME se haría cargo del seguimiento de este proceso. También se encargó al Grupo de Planificación el seguimiento de la consultoría en lo técnico, revisión de productos y emisión de recomendaciones para aprobación del Consejo de Ministros (SINEA, 2011).

Declaración de Santiago (27 de septiembre de 2012): los ministros, viceministros y altos funcionarios del sector energético de Chile, Colombia, Ecuador, Perú y Bolivia (como observador) acordaron aprobar el inicio de dos estudios financiados por el BID (Armonización Regulatoria y de Planificación de Infraestructura), fijando como plazo noviembre de 2013; ratificar el apoyo al SINEA y el proceso que gradualmente lograría configurar el mercado subregional de electricidad; reconocer la necesidad de obtener la mayor armonización posible en cuanto a las regulaciones nacionales, con el objeto de

alcanzar beneficios para todos en el mercado ampliado y una distribución equitativa (SINEA, 2012).

Declaración de Quito (7 de noviembre de 2013): los ministros, viceministros y altos funcionarios del sector energético de Chile, Colombia, Ecuador, Perú y Bolivia (como observador) ratificaron el compromiso con el proceso de integración eléctrica regional y con el desarrollo del SINEA. También respaldaron el trabajo desarrollado por los equipos técnicos en el ámbito de los estudios de armonización regulatoria, y en el de la planificación de la infraestructura, y continuar con los estudios de factibilidad de las alternativas de interconexión identificadas.

En esta reunión se exhortó a los técnicos a buscar acuerdos en los temas que encontraron divergencias y se insistió en la necesidad de que se respete de manera irrestricta los modelos de gestión, esquemas jurídicos, normativos y organizativos de cada país. Se recomendó articular acciones con otras instancias e iniciativas de integración regionales, en particular de la propia CAN; así como también lograr un diálogo público y privado permanente para identificar oportunidades y dificultades en el proceso de integración eléctrica. El BID se mantuvo en la Secretaría Técnica del SINEA (SINEA, 2013).

Declaración de Lima (25 de abril de 2014): con la participación del ministro de Energía de Chile, el ministro de Electricidad y Energía Renovable de Ecuador, el ministro de Energía y Minas de Perú, el viceministro de Energía de Colombia y, como observador, el funcionario designado en representación del ministro de Hidrocarburos y Energía de Bolivia, se acordó continuar con la integración eléctrica regional según lo señalado en la Hoja de Ruta; profundizar los acuerdos de la interconexión eléctrica binacional identificados, que permitirían alcanzar la integración regional; adoptar gradualmente el acuerdo de armonización regulatoria con el objeto de establecer el mercado eléctrico regional; aceptar que se necesitan estudios específicos para optimizar las interconexiones existentes; emitir directrices y reafirmar la voluntad política de avanzar gradualmente en la integración e interconexión eléctrica andina; y agradecer al BID por la cooperación brindada para elaborar los estudios en los ámbitos de planificación de infraestructura y de armonización regulatoria (SINEA, 2014).

Declaración de Santiago (4 de septiembre de 2015): los ministros, altos funcionarios y altas autoridades del sector energía de Chile, Colombia, Ecuador, Perú y Bolivia (en

calidad de observador) decidieron profundizar gradualmente e impulsar políticamente la iniciativa SINEA; y evaluar las conclusiones preliminares que se obtuvieron con el apoyo del BID para las dos áreas encomendadas (armonización regulatoria y planificación de la infraestructura).

El Informe de Avance en materia regulatoria y de infraestructura en el marco del SINEA, anexo al acta de esta declaración, confirma que, en cuanto a armonización regulatoria, los temas analizados hasta esa fecha fueron: el funcionamiento del mercado de corto plazo, con un tratamiento apropiado de re-despacho; el manejo de rentas de congestión de los enlaces de interconexión; y la conceptualización del “Tratamiento de Tránsito” de la energía (SINEA, 2015).

En relación a infraestructura, se recogen los avances bilaterales logrados, como el reforzamiento de la red de Colombia para potenciar la interconexión eléctrica con Ecuador (4x230 kV Jamondino-Pomasqui). Por su parte, Perú y Ecuador venían desarrollando el sistema de 500 kV entre las Subestaciones (S/E) Daule y La Niña. Chile y Perú estaban elaborando una agenda de trabajo conjunta para interconexión eléctrica (la primera reunión la realizaron el 3 de agosto de 2015). Chile presentó el proyecto de interconexión entre el Sistema Interconectado Central (SIC) y el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), cuyo enlace era imprescindible para potenciar la interconexión con el Perú. Perú presentó los proyectos que proyectaba desarrollar para reforzar el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) para el período 2015-2018 (SINEA, 2015).

Declaración de Lima (30 de abril de 2019): con la presencia de los ministros, altos funcionarios y altas autoridades del sector de energía y de las embajadas de Chile, Colombia, Ecuador, Perú y Bolivia (como observador) se acordó asegurar la continuidad, el avance gradual y el impulso político necesario para el SINEA; valorar los avances sustanciales logrados para las interconexiones entre Chile-Perú y Bolivia-Perú, con el apoyo del BID; reafirmar el compromiso de avanzar y concluir el proceso de armonización regulatoria de las transacciones subregionales mediante reglamentos (operativo, comercial y el establecimiento del Coordinador Regional de la Decisión CAN 816), de manera coordinada con CANREL; reconocer los avances en la Hoja de Ruta del SINEA y solicitar su actualización; realizar de manera anual la reunión del Consejo de

Ministros y, previamente, la de los grupos técnicos; y reafirmar el apoyo del BID en lo técnico y financiero (SINEA, 2019).

Como resultado se tiene que, en el marco del SINEA, se evidenció que el trabajo ha sido lento, y silencioso, no obstante, se han obtenido logros interesantes en la armonización de la normativa y en la ejecución de estudios para contar con la infraestructura indispensable para que las interconexiones eléctricas sean eficientes y productivas para la región. En el marco de la CAN, por el contrario, se establecieron las reglas básicas para los intercambios de electricidad, pero hasta ahora se ha venido postergando la aplicación de la Decisión CAN 536, a la espera de que se logre armonizar y acordar la normativa indispensable para poner en marcha el mercado eléctrico regional según lo estipula la Decisión CAN 816, que según ya se señaló, aún está lejos de consolidarse.

Pese a ello, los resultados de los intercambios de electricidad en la región andina resultan alentadores, según se presenta a continuación.

2.5 Intercambios de electricidad en la región andina

Las condiciones básicas para lograr la interconexión eléctrica entre los países de la región andina son, como se ha visto, recursos naturales utilizables; infraestructura y tecnología implementada para generar y producir electricidad, y también para distribuirla a los usuarios; y normas para regular los intercambios de electricidad.

Si bien ya existe un marco jurídico establecido por la CAN para regular los intercambios entre Ecuador y sus vecinos, aún no se han acordado los términos de tales intercambios eléctricos para el resto de países, en especial lo referente a país de tránsito. Existen, sin embargo, avances sustanciales en el marco del SINEA para armonizar las reglas y avanzar en la implementación de la infraestructura necesaria para su operación en la región andina que han permitido los avances que se presentan a continuación:

Exportación e importación de electricidad en GWh (2007-2017)

En este contexto se han evaluado las cifras disponibles desde 2007 hasta 2017, sobre los intercambios internacionales de electricidad entre los tres países que han logrado esas transacciones internacionales de electricidad (TIE), cuyos resultados se muestran a continuación.

Tabla 7: Importaciones de Ecuador a Colombia y Perú (2007-2017) GWh

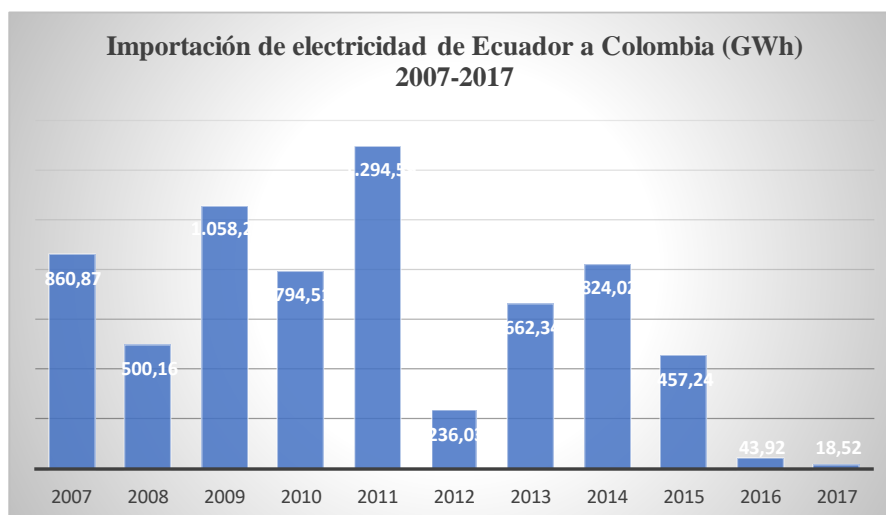
Año	Importación Electricidad (GWh)		
	Colombia	Perú	Total
2007	860,87		860,87
2008	500,16		500,16
2009	1.058,20	62,55	1.120,75
2010	794,51	78,39	872,90
2011	1.294,59		1.294,59
2012	236,03	2,17	238,20
2013	662,34		662,34
2014	824,02	12,72	836,74
2015	457,24	54,57	511,81
2016	43,92	37,75	81,67
2017	18,52	-	18,52
Total	6.750,40	248,15	6.998,55

Fuente: Balance Multianual de Energía. ARCONEL. 2019.

Elaboración: Propia.

Si se analizan estas cifras, se concluye que el exportador más importante de electricidad dentro de la CAN es Colombia, que participó con el 96% de las importaciones que hizo Ecuador en el periodo 2007-2017, que ascienden a 6.750,40 GWh.

Gráfico 5: Importación de Electricidad de Ecuador a Colombia (2007-2017)

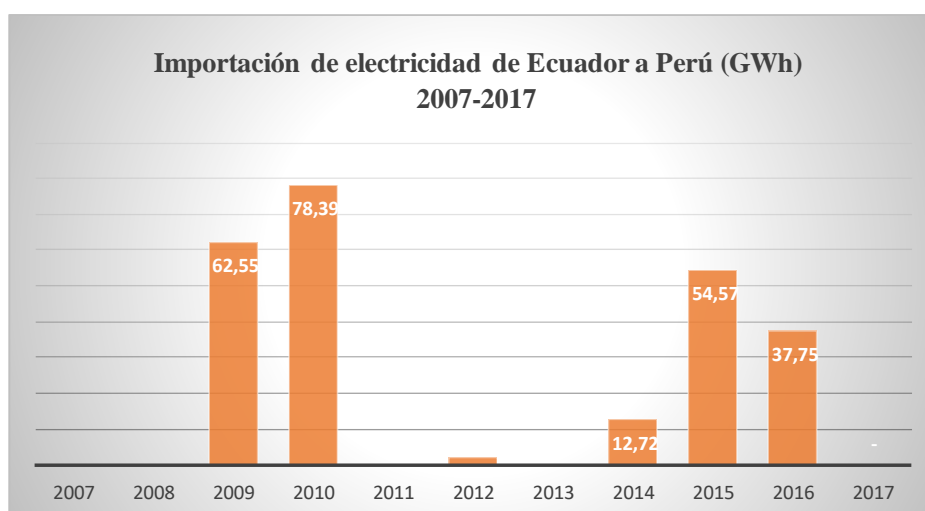


Fuente: Balance Multianual de Energía. ARCONEL. 2019.

Elaboración: Propia.

Perú por su parte exportó 248.15 GWh en el mismo período y esto representa 4% de las importaciones que hizo Ecuador.

Gráfico 6: Importación de Electricidad de Ecuador a Perú (2007-2017)



Fuente: Balance Multianual de Energía. ARCONEL. 2019.

Elaboración: Propia.

En cuanto tiene que ver con las exportaciones efectuadas por Ecuador a los otros dos países, los resultados se presentan en el siguiente cuadro:

Tabla 8: Exportaciones de Ecuador a Colombia y Perú (2007-2017) GWh

Año	Exportación Electricidad (GWh)		
	Colombia	Perú	Total
2007	38,39		38,39
2008	37,53		37,53
2009	20,76		20,76
2010	9,74	0,21	9,96
2011	8,22	6,17	14,39
2012	6,51	5,37	11,88
2013	28,5	0,48	28,98
2014	46,86	0,38	47,24
2015	45,33	0,85	46,17
2016	378,52	23,28	401,8
2017	194,53	17,27	211,8
Total	814,89	54,01	868,90

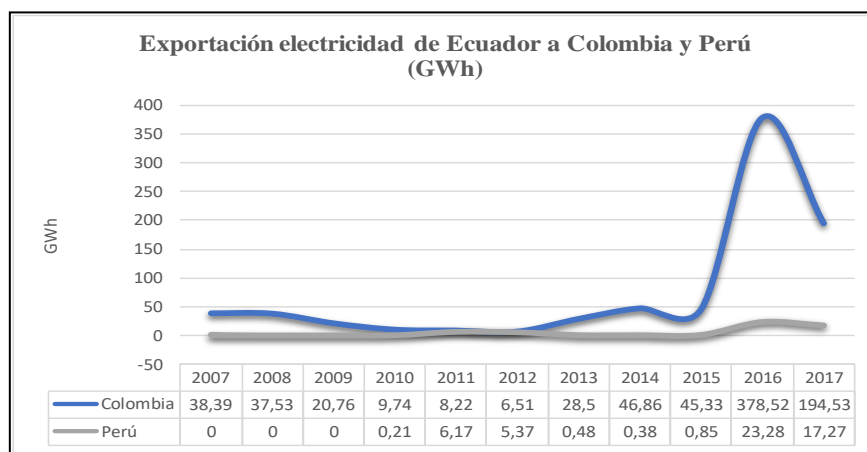
Fuente: Balance Multianual de Energía. ARCONEL. 2019.

Elaboración: Propia.

En este mismo período, Ecuador exportó 814,89 GWh hacia Colombia, mientras que a Perú la cifra apenas alcanza a 54,01 GWh, por tanto, ha habido mucho mayor intercambio de electricidad entre Ecuador y Colombia, debido quizá a que estos dos países lograron

acordar antes los términos a través de la Decisión CAN 536 y ya pudieron acumular una mayor experiencia en este campo, lo cual facilitó el proceso.

Gráfico 7: Exportaciones de Ecuador a Colombia y Perú (2007-2017) GWh



Fuente: Balance Multianual de Energía. ARCONEL. 2019.
Elaboración: Propia.

Exportaciones e importaciones de electricidad en millones de dólares de Estados Unidos de América (USD). 2008-2017

Si se revisan los valores que por este concepto se han transado en el mercado eléctrico regional se tienen resultados positivos para Colombia y Perú, mientras que Ecuador al ser importador de energía eléctrica en el período tiene un saldo negativo comercial según se puede verificar en el siguiente cuadro, ha exportado un total de 52,89 millones de dólares, mientras que ha importado en el mismo período 602,73 millones de dólares.

Tabla 9: Valores de exportación e importación de electricidad Ecuador – Colombia y Perú en MUSD (2008-2017)

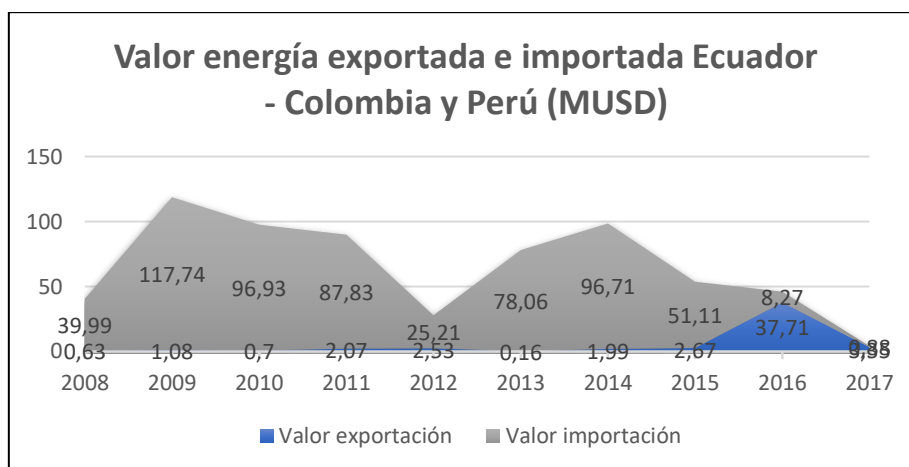
Valor energía exportada Ecuador - Colombia y Perú (MUSD)											
País	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Totales
Colombia	0,63	1,08	0,68	0,19	0,17	0,11	1,95	2,57	37,36	3,13	47,87
Perú	0	0	0,02	1,88	2,36	0,05	0,04	0,1	0,35	0,22	5,02
Valor exportación	0,63	1,08	0,7	2,07	2,53	0,16	1,99	2,67	37,71	3,35	52,89
Valor energía importada Ecuador - Colombia y Perú (MUSD)											
País	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Totales
Colombia	39,99	102,38	74,13	87,83	23,99	78,06	96,16	47,98	6,07	0,88	557,47
Perú	0	15,36	22,8	0	1,22	0	0,55	3,13	2,2		45,26
Valor importación	39,99	117,74	96,93	87,83	25,21	78,06	96,71	51,11	8,27	0,88	602,73

Fuente: Estadística del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2017. ARCONEL. 2019.
Elaboración: Propia.

Es decir, a pesar de que la tendencia para Ecuador se revirtió en los dos últimos años del análisis cuando pudo exportar mayor cantidad de electricidad, cuando entraron en operación las centrales hidroeléctricas como Coca Codo Sinclair, tal situación no le permitió compensar la cantidad de recursos que debió desembolsar para cubrir los déficits internos de provisión de energía eléctrica que le obligaron a importar en el período estudiado; que en este caso resultan comercialmente favorables para los otros dos países, en especial para Colombia.

Es necesario aclarar que actualmente el Ecuador tiene la capacidad instalada para proveer de electricidad a los otros países, pero el operador nacional de electricidad define todos los días en cada uno de ellos, tal como se verá en el acápite relacionado con el mercado eléctrico, si el país exporta o importa electricidad, decisión que se toma en relación a las condiciones de la provisión del servicio y del precio de generación que depende del último recurso que el país esté utilizando para cubrir la demanda nacional, pues no es lo mismo estar generando con una central hidroeléctrica menos costosa, que con el uso de combustibles fósiles que tienen un precio mayor en el mercado.

Gráfico 8: Valor de la energía exportada e importada Ecuador-Colombia y Perú



Fuente: Estadística del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2017. ARCONEL. 2019.

Elaboración: Propia.

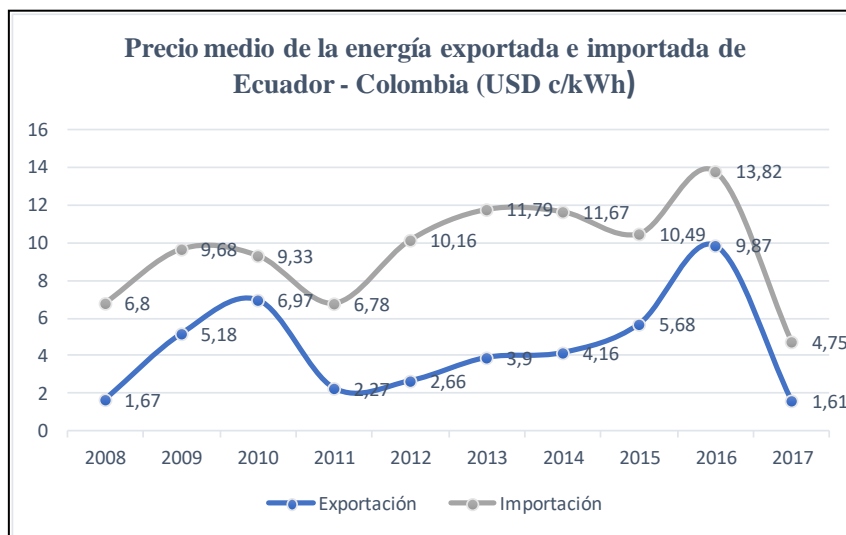
Precios para la importación y exportación de electricidad (2007-2019)

No solamente se deben considerar las cantidades de energía exportada en MWh, sino que conviene verificar los precios a los cuales se transó los intercambios de electricidad que

se dan en el mercado, lo cuales se comparan para la importación y exportación para cada país.

En el caso de Colombia, los precios para la importación y exportación difieren y son favorables en todo el período para ese país, pues el precio de importación de Ecuador desde Colombia siempre ha sido mayor al que se ha aplicado para exportar electricidad, según se muestra en el Gráfico No. 9, principalmente porque tomó la decisión de importar en consideración a que la fuente de generación final que le permitía cubrir la demanda nacional en ese momento era de origen térmico y por tanto, ese precio incide en la fijación del valor de la importación de la electricidad.

Gráfico 9: Precio Medio de la energía exportada e importada Ecuador-Colombia (USD cKwh)

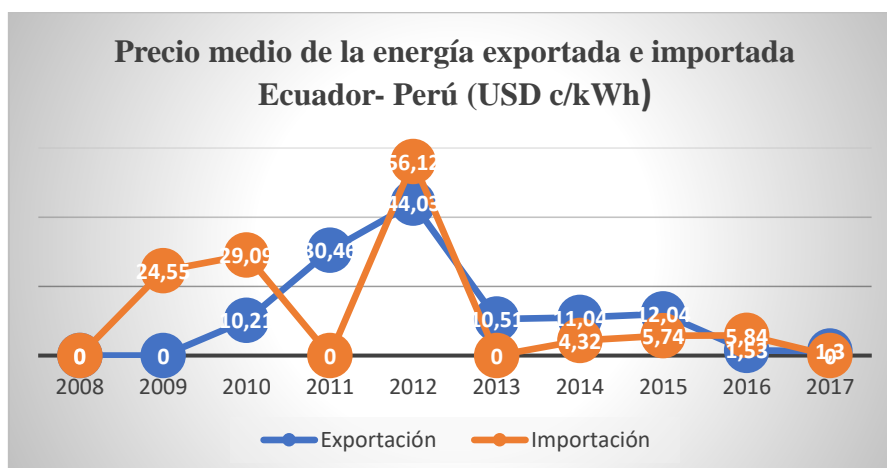


Fuente: Estadística del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2017. ARCONEL. 2019.

Elaboración: Propia.

Por su parte, la relación de precios para la importación y exportación entre Ecuador y Perú ha sido favorable indistintamente para ambos países. El detalle de la comparación puede verificarse en el Gráfico No. 10.

Gráfico 10: Precio medio de la energía exportada e importada Ecuador – Perú (USD c/kWh)



Fuente: Estadística del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2017. ARCONEL. 2019.

Elaboración: Propia.

Si se analizan las cifras precedentes, se concluye que, desde el punto de vista nacional y comercial, hay países que están en la capacidad de ser exportadores de electricidad, mientras que otros se convierten en importadores, debido a sus condiciones internas que les obligan a cubrir los déficits de generación eléctrica propia, por medio de los excedentes que tienen los países vecinos. Pero también, según lo señalan el especialista del Cenace, los países deciden diariamente si les conviene comprar o vender electricidad, de acuerdo a los costos marginales de cada uno, que se comparan y permiten determinar la mejor opción desde el punto de vista económico.

De manera sencilla, se explica lo siguiente:

...si deseamos generar 1.000 MW de electricidad se podría generar con recurso hidráulico, eólico o gas natural. La que marca el precio es el último recurso que entra, es decir, allí hablamos del costo marginal del sistema [que no es otra cosa que] el costo de que se incremente un MW en la demanda y cuál sería el proveedor que estaría proveyendo ese megavatio adicional (J. Salazar, comunicación personal, 20 de agosto de 2019).

Es decir, cada país fija su costo marginal⁸ de acuerdo a las condiciones de su mercado eléctrico, cuyas demandas son cubiertas por diferentes fuentes de generación, sin embargo, la última que entra a operar es generalmente la más costosa, porque primero se

⁸ Según Mankiw, costo marginal es el incremento en los costos totales, debido al incremento de una unidad de producción (2001, p. 268).

incorporan las de menor costo de producción (por ejemplo, las hidráulicas) y luego aquellas que requieren combustibles fósiles. También se deben considerar las condiciones climáticas en cada época del año, puesto que existen períodos lluviosos que favorecen la generación hidráulica, mientras que en otros hay estiajes (temporadas sin lluvias o secas) que impiden el uso de ese recurso durante todo el año. El operador de cada país debe analizar esas condiciones y determinan de qué manera cubre la demanda diariamente, una de las opciones a analizar es la importación de electricidad, puesto que resulta más favorable comprar al país vecino que cubrir el servicio con una fuente de generación nacional más costosa, así,

...si la demanda se incrementa en un MW, tengo 1001 MW y si esta planta hidráulica genera 400 MW, la otra de gas natural 600 MW, es decir, si la planta hidráulica está en su tope de capacidad, la que está proveyendo el MW adicional esa es la que determina el precio [gas natural]. Cuando se va a hacer una interconexión con otro país, en este caso con Colombia, que tiene igualmente sus generadores y sus demandas, se está comparando los precios de ambos países (J. Salazar, comunicación personal, 20 de agosto de 2019).

Por lo tanto, este ejercicio de comparación de precios se hace de acuerdo a cada época del año (lluvias o estiaje) y de manera diaria por horas (curva de carga por demanda alta, media o baja), lo cual permite fijar el precio de exportación e importación de la siguiente manera:

Si se va a exportar a Colombia 100 MW, se puede [registrar lo que sería] una demanda ficticia [o para ser más claros una demanda potencial] en la frontera y en [el proceso de] despacho se determina cuál fuente de generación está abasteciendo y, por tanto, el precio es marcado por la fuente que cubr[irá] esa demanda adicional. [...] El precio de mercado de corto plazo más todos los cargos adicionales, fijan el precio de oferta de exportación, el cual se compara con el precio de oferta de importación del otro país. ¿Cómo se calcula este precio de oferta de importación?. Igualmente, se está haciendo el despacho de la demanda del sistema nacional colombiano por hora y determina cual generador está cubriendo el MWh adicional; de tal forma que, si el precio de oferta de exportación de Ecuador es menor que el precio de oferta de importación debería comprar electricidad, porque Colombia está prendiendo un generador que está más caro, entonces apaga ese generador y comienza a importar energía de Ecuador. En el otro caso es lo mismo, se puede ver que nuestras importaciones se efectúan en época de estiaje, justo en la época seca que empieza en septiembre y termina en marzo, puesto que en abril comienzan las lluvias hasta julio-agosto (J. Salazar, comunicación personal, 20 de agosto de 2019).

Por tanto, no resulta ser tan importante un balance comercial en este caso, es decir, si se compró o se vendió electricidad, sino que todos los países de la región, puedan cubrir sus necesidades energéticas de manera satisfactoria, confiable y estable durante todo el año.

Otro aspecto que se considera necesario explicar es que no es lo mismo el precio de exportación y el precio con el que se liquida la transacción, que a decir del especialista de CENACE se aclara de la siguiente manera: "...la diferencia de los precios de exportación e importación determina las rentas de congestión. Entonces, me pagan el precio de exportación, más la mitad de las rentas de congestión" (J. Salazar, comunicación personal, 20 de agosto de 2019).

Respecto a cómo se efectúa esta operación de manera diaria para determinar si un país compra o vende electricidad, los operadores nacionales de electricidad mantienen una comunicación permanente y se apoyan en un modelo matemático que compara las condiciones de cada país, de la siguiente manera:

Hoy [se está] preparando el despacho para mañana, entonces [se pide] la información a todos los agentes, [se ve] cómo está la hidrología y según esto [se hace] la oferta. Hasta la una de la tarde [se debe] informar la curva de oferta, es decir [el] precio de oferta de importación y [el] precio de exportación y la cantidad disponible. Generalmente ahora [que Ecuador está] con una hidrología alta, [se oferta] a Colombia 300 MW y [se fija] el precio, [se indica que] los primeros 100 MW cuestan esto y los siguientes 200 MW este otro precio y [se informa] al servidor. Colombia hace lo mismo construye su curva de oferta y su precio de oferta de importación y el precio de oferta de exportación y lo carga en el servidor, el cual compara matemáticamente. Como Colombia está en precios de 40 y [el] precio de oferta [de Ecuador] está en 15 dólares, entonces [el modelo concluye que] Colombia importe. Después a las 13:05 horas, cada uno de los países descarga la oferta-demanda y comienza a correr el modelo. (J. Salazar, comunicación personal, 20 de agosto de 2019).

También es preciso considerar que la electricidad es un insumo para garantizar la producción de bienes y servicios de un país o una región, por tanto, aunque cualquier país se vea forzado a importar electricidad, como se analizó precedentemente, en la generalidad la decisión es económicamente favorable, además le permitió garantizar que las actividades productivas funcionen de manera normal, facilitando que las industrias puedan cumplir sus metas de producción, y que los servicios se presten de manera eficiente. Como se verá en el siguiente acápite esto ocurre porque la electricidad no es un servicio como cualquier otro, sino que sus particularidades le hacen especial por su connotación como insumo para el encadenamiento productivo de otros sectores de la economía.

2.6 Condiciones del mercado eléctrico en la región

Como pudo revisarse previamente, existe el marco regulatorio para el intercambio de electricidad y se ha concretado la compra venta de electricidad en un esquema

primordialmente bilateral, pero para hablar de integración, no solamente debe haber intercambios de corto plazo, sino también deben establecerse contratos de largo plazo dentro de un mercado eléctrico regional que, en el caso de los países andinos, está recién dando los primeros pasos para que sea funcional.

Un aspecto que permite contextualizar el mercado eléctrico es que dentro de él se transa la electricidad, que es pensada por algunos como un *commodity*⁹, pero para otros no puede considerarse como tal por tener una particularidad, no puede almacenarse porque no existe en la actualidad una tecnología que lo permita y que sea viable económicamente¹⁰, por tanto, una vez que se genera y transmite, se consume inmediatamente. También tiene una característica muy peculiar, puesto que los usuarios utilizan la electricidad con una intensidad diferente de acuerdo a los distintos horarios y también acorde a la temperatura estacional en el ambiente, puesto que en épocas calurosas las personas utilizan más aire acondicionado y en temporadas muy frías se incrementa el uso de calefactores.

Para abordar el tema del mercado con mayor profundidad, se debe empezar con una corta revisión conceptual del tipo de mercado que se ha constituido para el servicio eléctrico. Para iniciar la explicación, hay que señalar que “un mercado es un grupo de compradores y vendedores de un bien o servicio en particular” (Mankiw, 2001, p. 66), en donde los compradores por su parte son aquellos que determinan la demanda del bien o servicio y, los vendedores en cambio son los que ofertan y por tanto son quienes determinan la oferta (*Ibid.*).

También es importante en este contexto señalar lo que significa tener un mercado competitivo que según Mankiw es aquel en donde “muchos compradores y vendedores [...] intercambian productos idénticos, de tal forma que cada comprador y vendedor son tomadores de precios” (*Ibid.*, p. 200). Pero, para entender mejor el mercado eléctrico, es necesario describir a los llamados monopolios, que se refiere a la existencia de una sola empresa proveedora de un bien o servicio que carece de sustitutos que estén cercanos, porque otras empresas no pueden entrar en el mercado para poder competir (*Ibid.*, p. 300).

⁹ “*Commodity* es todo bien que es producido en masa por el hombre o incluso del que existen grandes cantidades disponibles en la naturaleza, tiene un valor o utilidad y un muy bajo nivel de diferenciación o especialización”. Recuperado el 17/07/2019 de mariano.cabrera.com.

¹⁰ “Existen algunos adelantos en las tecnologías de las baterías (Lazard, 2017), pero todavía el coste de almacenar un MWh es mucho más alto que el de producirlo” (Fernández, 2018).

De acuerdo al análisis que efectúa Fernández (2018), “[la] transmisión y distribución de energía eléctrica [...] caen bajo las características de un monopolio natural. Un monopolio natural existe cuando la presencia de economías de escala conlleva que [...] la competencia sea antieconómica”. Esto se produce porque en las líneas de transmisión y distribución de energía eléctrica el incorporar una o dos empresas competidoras implicaría que se dupliquen o tripliquen las líneas de transmisión o tendidos eléctricos (*Ibid.*), lo cual no es rentable, ni eficiente.

Al existir un monopolio natural también es indispensable que el esquema de funcionamiento sea regulado, lo cual según Fernández se refiere a que debe asegurar el acceso universal a la red, que implica que cualquier usuario del mercado “debería tener acceso a las redes objeto de monopolio natural sin discriminación de ningún tipo” (*Ibid.*).

Este autor analiza el hecho de que la fase de generación eléctrica inicialmente se consideraba también como un monopolio natural, sin embargo, señala que a partir de los años 90’s una vez que se producen mejoras tecnológicas que promovieron las plantas de ciclo combinado, “el sector vive inmerso en una fuerte desregularización y privatización a nivel mundial” (*Ibid.*)

Quizá es importante en este punto explicar por qué se requiere un ente regulador en el mercado eléctrico que lo hace tan particular, y esto se debe primordialmente según Fernández porque necesita enlazar la oferta de energía eléctrica con la demanda, minuto a minuto; esta particularidad determina la necesidad de que haya un administrador técnico (operador del sistema) que debe velar porque se mantenga la estabilidad en la red que transporta la electricidad, que significa que debe garantizar que no hayan sobrecargas o desabastecimientos por exceso o escasez de inyecciones de energía al sistema; ese rol del operador es fundamental también porque participa en la determinación del precio *spot* (*Ibid.*), es decir aquel que se fija en el mercado diario de energía eléctrica¹¹.

Como se ha mostrado precedentemente, los mercados eléctricos tienen una característica especial pues se han organizado de manera funcional en tres fases que son: la generación, la transmisión y la distribución, lo que distintos documentos y autores denominan una desintegración vertical de la producción de la electricidad. Adicionalmente, también se

¹¹ Recuperado el 16/07/2019 de <https://www.google.com/search?q=que+es+precio+spot+en+electricidad&ie=utf->

identifican los mercados mayoristas y minoristas que se diferencian generalmente por la cantidad de electricidad que demandan los usuarios y por tener tarifas desreguladas o reguladas, respectivamente.

A continuación, se presentará la forma en que estas fases se han organizado en los países de la región andina, incluyendo también a Chile, los principales actores que intervienen en cada uno de ellos y sus particularidades, con el objeto de determinar similitudes, complementariedades y potenciales dificultades para la integración eléctrica regional.

Bolivia

Como se verá a lo largo de este acápite, el esquema institucional vigente en el sector eléctrico boliviano, según Gómez (2010, p. 10) está segmentado verticalmente en las tres actividades ya señaladas, es decir: generación, transmisión y distribución. También se indica que todas las empresas participantes en esta cadena productiva son reguladas por la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (antes Superintendencia de Electricidad).

Según consta en el Plan Eléctrico del Estado Plurinacional de Bolivia 2025 (MHE, 2014, p. 14), “a partir del 2006 se impulsó en el país una reforma política y económica, dirigida al fortalecimiento de las empresas estatales y a la aplicación de diversos programas sociales orientados hacia la población más vulnerable”. El sistema eléctrico boliviano está conformado por el Sistema Interconectado Nacional (SIN), el cual está encargado de proveer de energía eléctrica a las principales ciudades del país y también a las ciudades menores y distantes que cuentan con el servicio, a través de sistemas aislados. El SIN fue constituido por la Empresa Nacional de Electricidad (ENDE) a finales de la década de los 70 y se compone de instalaciones que operan en forma ordenada para abastecer aproximadamente el 90% de la demanda nacional. Dentro del sistema eléctrico se identifica a los consumidores regulados que son servidos por las empresas de distribución y a los consumidores no regulados que son suministrados a través del Mercado Eléctrico Mayorista (*Ibid.*).

Según se informa en la misma fuente oficial boliviana, ese país

[...] cuenta con un parque de generación heredado del sistema neoliberal donde las inversiones se dieron predominantemente en centrales termoeléctricas, fomentadas principalmente por la conveniencia de la recuperación de las inversiones en este tipo de

emprendimientos y los menores volúmenes de inversión frente a los proyectos hidráulicos” (*Ibid*, p. 19).

En respuesta, desde el 1 de mayo de 2006, Bolivia retoma el control de toda la cadena de producción en electricidad, y se produce la refundación de ENDE, mediante el Decreto Supremo N° 29644 del 16 de julio de 2008, constituyéndola “como una empresa pública de carácter corporativo, cuyo objetivo y rol estratégico es participar en toda la cadena productiva de la industria eléctrica, así como en actividades de importación y exportación de electricidad en forma sostenible [...]” (ME, 2014, p. 21)

De igual forma, el 1 de mayo de 2010 se nacionalizó las empresas de generación eléctrica, como medida de apoyo a la sostenibilidad a la refundación de ENDE, de manera de conseguir reposicionar la participación activa y protagónica del Estado. También, y bajo el mismo criterio, el 1 de mayo de 2012, mediante Decreto Supremo N° 1214, Bolivia nacionalizó la totalidad de las acciones de la Red Eléctrica Internacional SAU en la Empresa Transportadora de Electricidad SA; gracias a lo cual recuperó el 67% de las líneas de transmisión que eran administradas por inversionistas extranjeros; también se nacionalizaron las empresas distribuidoras de energía eléctrica el 29 de diciembre de 2012 (*Ibid*, p. 22).

Respecto a la transmisión, se informa que el Sistema Troncal Interconectado (STI) incluye 3.007,9 km de líneas de transmisión eléctrica y 40 subestaciones asociadas, donde el Estado es responsable de aproximadamente el 80% de la infraestructura existente (MHE, 2014, p. 20).

Para el año 2012 existían 49 empresas y/o cooperativas registradas para la distribución de la electricidad ante la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE), las cuales atienden al 81% de los bolivianos (*Ibid*, p. 23).

Dentro de la institucionalidad boliviana el Ministerio de Energías (ME) que fue creado por medio del Decreto Supremo 3058 el 22 de enero de 2017 es la entidad que tiene como tarea implementar políticas destinadas a los sectores eléctrico, evaporítico¹² y nuclear.

¹² Bolivia es poseedora de la más importante reserva de litio en el mundo.

Previamente a la emisión del Decreto, los temas relacionados a la electricidad, energías alternativas, y al ámbito nuclear dependían del Ministerio de Hidrocarburos y Energía (MHE). El ME tiene como atribución principal proponer, dirigir, evaluar y controlar el cumplimiento de la política energética del país, promover su desarrollo integral, sustentable y equitativo y garantizar la soberanía energética. Otra atribución importante es la de determinar las políticas de precios para el mercado interno y la política de exportación de excedentes de energía eléctrica. (Decreto Supremo 3058, artículo 4).

La Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE) tiene como misión: “Regular, controlar y fiscalizar las actividades de la industria eléctrica con participación y control social, garantizando los intereses y derechos de los consumidores, creando las condiciones para el acceso universal y equitativo al servicio básico de electricidad y asegurando el desarrollo eficiente y sostenible de la industria eléctrica” (AE, 2019).

Como se expuso previamente, uno de los aspectos más relevantes del mercado eléctrico boliviano es que la cadena de producción de electricidad se nacionalizó a través de ENDE y ello se constituye en una diferencia sustancial respecto a los otros países andinos, incluyendo actualmente a Ecuador, que más bien han estado impulsando la privatización de las empresas o al menos su administración.

Colombia

Según analizan Rendón, J; Gaviria, A & Salazar, L. (2011, p. 227) la reforma en el sector eléctrico colombiano se produce porque su ineficiencia determinó un alto endeudamiento estatal que motivó la reestructuración del mercado eléctrico por medio de la Ley 142 (Ley de Servicios Públicos Domiciliarios) y la Ley 143 (Ley Eléctrica), que introdujeron la competencia en las fases de generación y comercialización de la energía eléctrica. Se produce lo referida desintegración vertical entre la generación y el transporte (transmisión) y además pone en vigencia la presencia de dos tipos de mercados, de acuerdo a los usuarios regulados y no regulados.

Existen varias entidades a cargo del sector eléctrico colombiano, las funciones y atribuciones han sido consultadas en sus páginas oficiales; siendo las más importantes las siguientes:

“El Ministerio de Minas y Energía [MME] es una entidad pública de carácter nacional del nivel superior ejecutivo central, cuya responsabilidad es la de administrar los recursos naturales no renovables del país asegurando su mejor y mayor utilización [...]” (MME, 2019).

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG)

[...] es una entidad eminentemente técnica y su objetivo es lograr que los servicios de energía eléctrica, gas natural, gas licuado de petróleo (GLP) y combustibles líquidos se presten al mayor número posible de personas, al menor costo posible para los usuarios y con una remuneración adecuada para las empresas que permita garantizar calidad, cobertura y expansión (CREG, 2019).

La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, Superservicios, “es un organismo de carácter técnico, creado por la Constitución de 1991, que, por delegación del Presidente de la República de Colombia, ejerce inspección, vigilancia y control las entidades y empresas prestadoras de servicios públicos domiciliarios” (Superservicios, 2019).

Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) “es una Unidad Administrativa Especial del orden Nacional, de carácter técnico, adscrita al Ministerio de Minas y Energía, regida por la Ley 143 de 1994 y por el Decreto número 1258 de junio 17 de 2013” (UPME, 2019). Tiene como objetivo la planificación para el desarrollo y aprovechamiento de los recursos mineros y energéticos, de manera coordinada con los diferentes agentes; así como generar y difundir la información necesaria para que se formule la política pública en ese ámbito en apoyo al MME.

Finalmente, la instancia que se encarga de la operación y la administración del mercado colombiano es XM, que tiene a su cargo las funciones de Centro Nacional de Despacho (CND). Es decir, el rol asignado es de coordinador de la operación de la cadena productiva del sector eléctrico que incluye la planificación de corto, mediano y largo plazo de los recursos de generación (plantas hidroeléctricas, térmicas y eólicas, que suman una capacidad instalada de 13.405,7 Mw) y los recursos de transmisión (24.000 km de líneas), acorde a la demanda de energía eléctrica de aproximadamente 42 millones de habitantes. Adicionalmente, XM administra el Mercado de Energía Mayorista colombiano, lo cual incluye entre otros servicios la liquidación y facturación de los intercambios de energía en la Bolsa de Energía y recaudar el dinero de esas transacciones, incluyendo las TIE (XM, 2019).

Chile

De acuerdo a Sauma (2016, p. 187), las tres fases son desarrolladas en Chile por el sector privado, mientras el Estado por su parte cumple una función como ente regulador y fiscalizador. Se señala que la distribución y la transmisión tienen características de monopolios naturales, y la ley establece los procedimientos para fijar las tarifas, o “peajes”, que deben pagar los usuarios de las redes. En cambio, en la generación eléctrica se ha estimulado la competencia, debido a que las economías de escala no son tan importantes en esta fase, particular corroborado por Fernández (2018).

El Estado regula y fiscaliza el servicio eléctrico por medio de varias instituciones que se mencionan a continuación de acuerdo a la sistematización de Sauma (*Ibid.*):

Ministerio de Energía es el responsable de elaborar y coordinar los distintos planes, políticas y normas para el desarrollo del sector energético del país.

Comisión Nacional de Energía (CNE) es el organismo técnico encargado de analizar precios, tarifas y normas técnicas a las que deben ceñirse las empresas de producción, generación, transporte y distribución de energía.

Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) que se constituye como una entidad descentralizada que se relaciona con el Gobierno por intermedio del Ministerio de Energía.

El Sistema Eléctrico de Chile se divide en cuatro áreas eléctricas no interconectadas eléctricamente entre sí: Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), Sistema Interconectado Central (SIC), Sistema de Aysén y Sistema de Magallanes.

Ecuador

Según consta en el Plan Maestro de Electricidad 2016-2025, el 9 de julio de 2007 por medio del Decreto Ejecutivo No. 475 se escindió el Ministerio de Energía y Minas y se creó el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, recibiendo todas las obligaciones que a ese momento tenía el Fondo de Solidaridad (FS). El 13 de mayo de 2008 se expidió el Mandato Constituyente Nro. 9, con el cual se autorizó para que los recursos patrimoniales del Fondo se utilicen para capitalizar a las empresas eléctricas, con el

objetivo de modernizar, expandir y ampliar la infraestructura del sector. De manera complementaria, se indica que:

[...] el 23 de julio de ese año se emitió el Mandato Constituyente Nro. 15, mediante el cual se autorizó al [ex] Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC), establecer una tarifa única para cada tipo de consumo, eliminando el concepto de costos marginales en generación; y, sin considerar los componentes de inversión para la expansión de los sistemas de distribución y transmisión (MEER, 2017, p. 60).

Una vez que entró en vigencia la Constitución de la República del Ecuador 2008, se establece que el sector eléctrico sería considerado como estratégico para el Estado, y reserva para éste “el derecho de administrar, regular, controlar y gestionar dichos sectores, garantizando que los servicios públicos se presten bajo los principios de obligatoriedad, generalidad, uniformidad, eficiencia, responsabilidad, universalidad, accesibilidad, regularidad, continuidad y calidad” (*Ibid*).

El 16 de enero de 2015 se publicó en el Registro Oficial la Ley Orgánica de Servicio Público de Energía Eléctrica (LOSPEE) que contempla importantes aspectos que dan el marco para la prestación del servicio, entre los cuales se destacan: la revalorización del servicio como estratégico, la consolidación del sector a través de las empresas públicas, creando espacios para la participación de las empresas privadas.

La nueva estructura que se conformó por medio de la Ley es a través del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable como rector del sector eléctrico, la Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL), el Operador Nacional de Electricidad (CENACE) y los institutos especializados.

En lo atinente a la generación y transmisión se estableció la empresa pública Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC EP); mientras que para la distribución y comercialización de la energía se estableció la Empresa Pública Estratégica Corporación Nacional de Electricidad (CNEL EP), constituida por once unidades de negocio que prestan el servicio especialmente en la Costa ecuatoriana y, adicionalmente existen nueve Empresas Eléctricas de Distribución (EED) que cubren el área de concesión de la Sierra, Amazonía y Galápagos.

Sin embargo, una década más tarde, específicamente el 15 de mayo de 2018, por medio del Decreto Ejecutivo No. 399, el Presidente de la República del Ecuador dispuso la fusión por absorción al Ministerio de Hidrocarburos, de las siguientes instituciones:

Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, Ministerio de Minería y la Secretaría de Hidrocarburos, dando lugar al nuevo Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables (MERNNR). Dicho particular da un giro importante al sector eléctrico ecuatoriano, pues ya no existe un ministerio rector específico para su gestión, volviendo a la estructura institucional que se tenía en el año 2007.

Perú

En el Perú, la reforma del sector eléctrico inició con la emisión de la Ley de Concesiones Eléctricas (Decreto Ley N° 25844) que se produjo en el año 1992, y posteriormente reglamentada por el Decreto Supremo N° 009-93-EM y sus modificatorias.

Por medio de esta Ley, se estableció la institucionalidad en ese país, y también se definieron los roles y competencias de las entidades estatales que se describen a continuación: Ministerio de Energía y Minas (MEM), en calidad de formulador de política energética, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN) instancia que se encarga de regular las tarifas, el Comité de Operación Económica de Sistema (COES) cuya función es la de operar el despacho del sistema eléctrico. Es importante también el papel que cumple la Agencia de Promoción de la Inversión Privada del Perú (PROINVERSIÓN), puesto que se le encomendó promover la inversión de las compañías privadas en el país. De igual manera, se destaca el rol del Instituto de Defensa de la Competencia y la Propiedad Intelectual (INDECOPI), que garantiza el cumplimiento de las leyes de mercado para mantener la libre competencia.

De acuerdo a esta institucionalidad es claro que en el Perú se ha dado un fuerte impulso a la participación privada dentro del sector eléctrico, según se evidencia del análisis que efectúa la empresa Equilibrium Clasificadora de Riesgo S.A (2018), que señala que se produjo una desintegración vertical del sector, al igual que en el resto de países en las tres fases o actividades que se describen a continuación:

Generación: Existe participación de empresas de capital privado y estatal para generar electricidad cuyas fuentes principales son la hídrica y la térmica. Se desarrollan las actividades mercantiles en un mercado de libre competencia, determinando la participación de acuerdo a la capacidad de inversión que tienen las empresas debido a los altos requerimientos de capital para las centrales generadoras de electricidad.

Transmisión: Esta fase también se desarrolla con la participación de empresas privadas y estatales, en menor medida. La transmisión cumple el objetivo de transferir la energía desde las fuentes generadoras hasta los clientes finales, para lo cual son necesarias las líneas de transmisión, las estaciones y subestaciones. Los costos de conexión son reconocidos por las empresas generadoras hacia las encargadas de la transmisión de la energía, por medio de una tarifa peaje. Se enfatiza en este punto que en los textos consultados se señala que la fase de transmisión es considerada como un monopolio natural puesto que deben aprovecharse economías de escala y porque la prestación del servicio se organiza de forma geográfica.

Las dos fases se interrelacionan según Quiñones (s/f, p. 134) puesto que:

[...] todas las empresas generadoras se encuentran conectadas al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional [SEIN] y, por lo tanto, un usuario libre ubicado en Lima puede celebrar un contrato con una generadora de, por ejemplo, Puno. Funciona como una gran piscina donde se inyecta la energía y donde todos los clientes (de distribuidoras y generadoras) la retiran.

Distribución: Esta actividad permite la entrega de energía a través de las redes de media y baja tensión de las empresas distribuidoras que en el caso peruano son primordialmente privadas. Comparte la característica de la transmisión, puesto que también se considera monopolio natural. A este respecto, de acuerdo a lo señalado por Quiñones (2018, p. 137), en el caso de la transmisión y distribución del sector eléctrico peruano, “hay un monopolio natural porque se trata de una red única, pues es económicamente ineficiente instalar una red al costado de otra para que compitan entre ellas”, particular que ya se analizó en este mismo capítulo.

Según Equilibrium, la referida Ley estableció las normas para regular las modalidades de participación de los distintos actores del sector eléctrico peruano, a través de concesiones y autorizaciones. También se indica que se fomentó la participación de capitales privados en estas actividades, para lograr un mercado eficiente y que “para la asignación de precios, se permitió un régimen de libre fijación definido por la libre competencia para las generadoras, y se estableció un sistema de precios regulados para empresas transmisoras y distribuidoras por constituir monopolios naturales” (*Ibid*, 2018).

En Perú, los usuarios sujetos al pago de la tarifa eléctrica, se clasifican en libres y regulados, de acuerdo a la cantidad de energía que consuman, por tanto, son usuarios

libres aquellos que tengan una demanda máxima anual que sea superior a los 2.500 kW. Por su parte los usuarios regulados, deben consumir más de 200kW, pero sea menor a 2.500kW. Los usuarios libres pueden adquirir electricidad de la distribuidora o de una o más generadoras de manera directa, con una modalidad de precios libres, mientras que los usuarios regulados obtienen energía únicamente de la empresa distribuidora que esté a cargo de esa área de concesión (monopolio). La tarifa eléctrica peruana incluye el precio en barra¹³, los peajes y compensaciones de la transmisión eléctrica, y el valor agregado de la distribución¹⁴.

Posteriormente, en el año 2006 se expidió la Ley 28832, “con el objeto de asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica, que introdujo modificaciones importantes, destinadas a introducir competencia allí donde fuese posible [...] mediante licitaciones, de esta manera, se permitió que fuese el mercado el que regulase el precio aplicable a dichos suministros” (Quiñones, 2018, p. 134). De esa forma, se establece una diferencia con la Ley anterior, puesto que con esa se fijaba las tarifas en barra por parte del ente regulador, mientras que, con la nueva, los precios obtenidos en las licitaciones son regulados por la ley de la oferta y la demanda.

2.6.1 Análisis de la institucionalidad y marco jurídico de los países andinos + Chile del mercado andino de electricidad

El marco regulatorio general para la interconexión regional de sistemas eléctricos fue acordado mediante Decisión CAN 536. Por su parte, las Decisiones CAN 720 y 757 establecieron los regímenes bilaterales transitorios para los intercambios entre Ecuador y Colombia y Ecuador y Perú, respectivamente.

Por medio de la Decisión CAN 816 se creó el Mercado Andino Eléctrico Regional (MAER) y el Mercado Andino Eléctrico Regional de Corto Plazo (MAERCP), sin embargo, resulta evidente que durante este largo proceso iniciado a finales del año 2002, hasta la presente fecha no se ha logrado armonizar la normativa de la región y tampoco se ha completado la infraestructura que falta, en especial entre los países del sur de la región, que faciliten la interconexión regional.

¹³ Precio fijado por OSINERGMIN en los meses de mayo y noviembre, incluyendo el costo de la energía, la potencia, el peaje de transmisión y cargos adicionales.

¹⁴ Costo por unidad de potencia que se requiere para el servicio de distribución eléctrica a favor de los usuarios.

Cada uno de los países andinos ha desarrollado una institucionalidad y una estructura jurídica para sus mercados nacionales eléctricos funcionen autónomamente. De acuerdo a la sistematización efectuada por esta investigación en el numeral 2.5, se puede resumir en el siguiente cuadro:

Tabla 10: Instituciones y Roles en los Mercados Eléctricos de la CAN + Chile

Países /Roles	Normativo	Regulador	Fiscalizador	Coordinador /Operativo	Planificador
Bolivia	Ministerio de Energías (ME)	La Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE)	La Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE)	Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC)	Ministerio de Energías (ME)
Colombia	Ministerio de Minas y Energía (MME)	Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG)	Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliario (SSPD)	Centro Nacional de Despacho (CND - XM)	Unidad de Planeación Minero Energética (UPME)
Chile	Ministerio de Energía	Comision Nacional de Energía (CNE)	Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC)	Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC)	
Ecuador	Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables (MERNNR)	Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL)	MERNNR	Operador Nacional de Electricidad (CENACE)	MERNNR
Perú	Ministerio de Energía y Minas (MEM)	El Organismo Supervisión de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN)		Comité de Operación Económica del Sistema (CDES)	

Fuentes: Las citadas en este acápite.
Elaboración: Propia.

Es decir, según consta en el cuadro precedente, cada país ha establecido las instituciones para que puedan planificar las necesidades presentes y futuras de electricidad, emitir las normativas necesarias para prestar el servicio y cumplir las funciones de regular, fiscalizar, coordinar u operar los sistemas eléctricos. Por tanto, esa estructura institucional pretende garantizar que las distintas tareas se cumplan de manera que el servicio sea óptimo y pueda darse una cobertura total a los usuarios que estén interconectados o no.

Esto es importante si se considera que existen zonas alejadas que no pueden unirse al sistema nacional interconectado y deben recibir electricidad con sistemas aislados provenientes de energía solar, eólica o con otras fuentes locales (el caso más típico en Ecuador, por ejemplo, son las islas Galápagos o la región amazónica).

Si bien en la mayoría de países de la región, se ha promovido la participación activa de las empresas privadas nacionales y extranjeras en ciertas fases como la distribución de la electricidad; existe a la par claramente una institucionalidad estatal que permite regular y controlar la prestación del servicio eléctrico garantizando la estabilidad, seguridad, calidad y acceso al servicio, puesto que es necesario que minuto a minuto se enlacen la oferta existente (sea esta de origen nacional o internacional), con la demanda de electricidad de cada país, de manera de cubrir las necesidades totalmente y que todas las actividades de la sociedad se desarrollen normalmente.

En ese orden de ideas, para pasar al nivel regional de prestación del servicio, es decir, para lograr la interconexión regional andina, se ha procurado hasta la fecha que se puedan cubrir déficits de cobertura del servicio puntuales, cuando se provea de electricidad en condiciones económicas más favorables, tal como se ha analizado y expuesto en esta investigación.

Con este objeto, se crearon instancias como CANREL y SINEA, foros en donde se ha fomentado que las instancias de planificación y regulación nacionales participen de manera activa. En ese contexto, se creó el Grupo Regional de Planificación y el Grupo Regional de Regulación que tienen como objetivo planificar conjuntamente las necesidades de infraestructura que garanticen la interconexión y también lograr la armonización regulatoria regional, que hará efectiva la Decisión CAN 816 cuando se publiquen en la Gaceta del Acuerdo de Cartagena los reglamentos Operativo, Comercial y el Coordinador Regional, que hasta la fecha no se han logrado estructurar a satisfacción de todos los miembros.

Un aspecto primordial que se está trabajando en esos foros es la propuesta de estructuración de un ente Coordinador Regional, que a juicio de esta investigación debería adoptar las características de un organismo supranacional que pueda asesorar, y mediar entre los miembros, pero también que tenga la potestad de monitorear y evaluar los

avances logrados, así como garantizar que las tareas encomendadas se cumplan dentro de los cronogramas establecidos y acordados entre los países que participan; de forma que se tomen correctivos, en caso de que se presenten obstáculos o restricciones que dilaten la ejecución de las distintas tareas.

Según se señaló, ese marco institucional conformado por cada uno de los países responde a una estructura jurídica que ha sido aprobada y se ha modificado en el tiempo, hasta tener lo que se resume a continuación:

Tabla 11. Marco jurídico de la prestación del servicio eléctrico de los países de CAN + Chile

Marco jurídico de la prestación del servicio eléctrico CAN+Chile			
País	Generación	Transmisión	Distribución/Comercialización
Bolivia	Decreto Supremo N° 29644 del 16 de julio de 2008. ENDE, empresa pública de carácter corporativo, participa en toda la cadena productiva de la industria eléctrica		
	El 1 de mayo de 2010 se nacionalizó las empresas de generación eléctrica.	El 1 de mayo de 2012, mediante Decreto Supremo N° 1214, Bolivia nacionalizó la Red Eléctrica Internacional SAU en la Empresa Transportadora de Electricidad SA	Se nacionalizaron las empresas distribuidoras de energía eléctrica el 29 de diciembre de 2012
Colombia	Ley 142 (Ley de Servicios Públicos Domiciliarios) y la Ley 143 (Ley Eléctrica), introdujeron la competencia en las fases de generación y comercialización de la energía eléctrica		
Chile	El sector eléctrico en Chile está regido por la Ley General de Servicios Eléctricos (1982). Las tres fases son desarrolladas en Chile por el sector privado.		
Ecuador	La Constitución de la República del Ecuador 2008 establece que el sector eléctrico sería considerado como estratégico para el Estado. Las tres fases del sector eléctrico son gestionadas por el Estado, con participación minoritaria del sector privado. El 16 de enero de 2015 se publicó en el Registro Oficial la Ley Orgánica de Servicio Público de Energía Eléctrica (LOSPEE) que dan el marco para la prestación del servicio.		
Perú	En el año 2006 se expidió la Ley 28832, con la cual se ha dado un fuerte impulso a la participación privada dentro del sector eléctrico y los precios obtenidos en las licitaciones son regulados por la ley de la oferta y la demanda.		

Fuentes: Las citadas en este acápite.

Elaboración: Propia

La información que se resume en cuadro anterior evidencia que existen dos países que mantienen una legislación que ha promovido casi con exclusividad la participación estatal dentro del sector eléctrico, que son Bolivia y Ecuador; mientras que los otros tres más bien tienen vigentes instrumentos legales que incentivan la participación del sector privado y la libre competencia en sus mercados eléctricos, estos son Chile, Colombia y Perú. Esto evidentemente se alinea con las visiones políticas de los gobiernos de turno

que orientan la mayor o menor participación de los aparatos estatales en la gestión de la cadena productiva de la electricidad y por tanto, otorga diferentes grados de injerencia de las instancias regulatorias para garantizar la calidad y el acceso al servicio de energía eléctrica.

Es necesario aclarar que, en el caso de Ecuador se ha dado un giro, puesto que aunque al parecer no se pretendería privatizar el servicio eléctrico, la orientación actual del gobierno sí intenta concesionar su administración (incluso de la generación), sin que se tenga aún, una mayor claridad del alcance de esa nueva forma de administrar el sector eléctrico ecuatoriano. Quizá el objetivo más visible debido a la crisis económica es lograr monetizar las inversiones estatales efectuadas en los diez años precedentes, para cubrir el déficit fiscal.

Estas características del marco jurídico de los países de la región permite identificar que los esquemas legales, acordes a las visiones políticas en la región, están divididos, pero ello no ha impedido que Ecuador haya importado electricidad cuando ha sido necesario cubrir sus demandas internas, y a su vez ha exportado sus excedentes cuando Colombia o Perú lo han requerido, sin que interfieran otras instancias gubernamentales, alcanzando la fase de interconexión eléctrica, gracias a los regímenes bilaterales existentes entre ellos.

Para que el esquema funcional de estos tres países se extienda a los otros miembros es necesario que se evalúe de manera objetiva la complementariedad identificada con Chile, puesto que tiene una fuerte demanda de electricidad que actualmente está cubierta con combustibles fósiles, mientras Colombia y Ecuador tienen fuentes de energía renovable y capacidad instalada que podría cubrir parte de la demanda en mejores condiciones económicas y ambientales. Para ello, es indispensable que los acuerdos a nivel político se alcancen para que fortalezcan el trabajo operativo logrado en el SINEA, que se traduzca en la deseada aprobación de las normas armonizadas en la región, que sustenten los intercambios de electricidad más estables y de largo plazo, no solo de intercambios puntuales que no permiten lograr una verdadera integración en este campo.

No obstante, hasta la fecha esa disparidad de visiones políticas ha debilitado el proceso que se lleva en el marco del SINEA, y lo ha dilatado por varios años, imposibilitando se profundice la integración eléctrica regional para dar curso al MAER. Como se ha visto,

se ha logrado únicamente dar un soporte a los intercambios eléctricos entre Ecuador y sus dos países vecinos, pero no ha brindado cobertura a la compra venta internacional de electricidad con Bolivia y menos aún con Chile, puesto que como se ha verificado durante esta investigación, aún se requiere analizar a mayor profundidad y establecer un marco jurídico y regulatorio regional adecuado para que preste cobertura a quien fungirá como país de tránsito para que los intercambios dejen de ser binacionales y puedan efectivamente llegar a ser multilaterales y verdaderamente regionales. Por ejemplo, si Colombia o Ecuador desean exportar electricidad a Chile, deben quedar perfectamente establecidas las condiciones de cómo retribuir económicamente a Perú y/ o Ecuador. También debe considerarse que existen conflictos no resueltos entre Chile y Bolivia que también obstaculizan el logro de acuerdos políticos e incluso operativos, según se explicó en el numeral 2.3.

Según los expertos consultados, los marcos normativos y jurídicos por armonizar se constituyen en obstáculos (segundos en importancia) que han impedido que la interconexión se profundice a una verdadera integración, según se analiza y presentan en el siguiente capítulo de esta investigación.

Para terminar y a manera de resumen, la electricidad no es una mercancía o un servicio como cualquier otro porque, debido a sus peculiaridades, no puede almacenarse y debe consumirse en cuanto es producido. Ello determina que la cadena de producción se haya establecido para sus distintas fases desde la generación, pasando por la transmisión, hasta su distribución entre los diferentes usuarios (lo que se ha llamado la desintegración vertical). Sus características impiden que exista una libre competencia y en algunas de las fases se han constituido monopolios naturales que permiten que la prestación del servicio sea más eficiente.

Los países de la región han construido una institucionalidad y marcos jurídicos acordes a las visiones políticas imperantes en cada uno de ellos, sin embargo, se verifica que si bien existe una tendencia mayoritaria a concesionar algunas fases de la producción y distribución de la electricidad al sector privado, se conserva la potestad de regular y fiscalizar en el sector público, de manera que los estados puedan garantizar el acceso a un servicio eléctrico confiable.

Por su parte, respecto a los intercambios internacionales de electricidad, las agencias de regulación y operadores de los sistemas eléctricos andinos y del país asociado Chile han conformado el CANREL y el SINEA, en cuyos foros se avanza en el trabajo de armonización regulatoria y se evalúan las necesidades de infraestructura que permitirían fortalecer los intercambios de electricidad y construir el mercado eléctrico regional que, por ahora, no logra funcionar, más aun, tomando en cuenta que está lejos de obtenerse condiciones armonizadas para efectuar las transacciones internacionales entre todos los países.

Capítulo 3: Identificación y categorización de los diferentes aspectos que han impedido que los países andinos puedan pasar de la interconexión hacia la integración eléctrica regional, los pasos pendientes y retos para la CAN.

3.1 Avances y restricciones u obstáculos

El potencial energético de Latinoamérica y de la subregión andina, la inversión regional en la capacidad instalada para su aprovechamiento y los avances logrados en la armonización del marco regulatorio que se está construyendo en forma permanente en el marco del SINEA, aspectos analizados suficientemente en el capítulo II, hacen prever que existirían oportunidades para lograr la integración eléctrica de la comunidad andina.

Entre las oportunidades y fortalezas para lograr la integración eléctrica, la CAF menciona las siguientes: a) complementariedad de oferta y demanda energética y de la potencia; b) identificación clara de beneficios económicos; c) factibilidad técnica y ambiental de los proyectos; y, d) Acumulación de experiencia en los organismos reguladores de los países y en la operación de mercados mayoristas (2012, p. 13).

No se debe soslayar que para llegar a la integración eléctrica aún es necesario superar obstáculos de distinto orden, identificados en varios estudios y análisis. A este respecto, Lambertini, quien cita al estudio sobre barreras para la integración energética efectuado por la OLADE en el año 2012 (no publicado según fue verificado en esta investigación), define a las barreras como cualquier “clase de obstáculo que afecta en mayor o menor medida a los procesos o proyectos de integración energética en cualquiera de sus fases [...] limitando o demorando su implementación o la concreción de resultados” (2016, p. 37).

En ese orden de ideas, dentro de los obstáculos que se han identificado en la región latinoamericana, Castillo menciona como principales a los de índole política, normativa, comercial, técnica, de estandarización, institucional, geográfica y presupuestaria financiera (2013, p. 66).

En cuanto a estas restricciones o barreras, por su parte Chamba, M. et al (2012, p. 67) también fundamentado en los aportes de OLADE, hace un análisis exhaustivo de cada una de ellas, a lo cual se acotan ciertas ideas generadas en esta investigación:

Barreras políticas: Se refieren a la existencia de distintas visiones de los gobiernos de turno en los países de una determinada región respecto, no solo a sus objetivos nacionales, sino a las estrategias para alcanzarlas, que no necesariamente son compatibles, ni concordantes con los requerimientos y tendencias regionales en un momento determinado. Esto, por cierto, tiene mucho que ver con lo expuesto anteriormente respecto a la tensión existente entre soberanía y la cooperación regional, que hacen prever que se debe alcanzar un equilibrio necesario entre estos dos ámbitos para afianzar los esquemas de integración regionales en cualquier ámbito. A este respecto, Lambertini señala que esa tensión entre soberanía y deseo de integrarse se produce principalmente porque “la energía es considerada un recurso estratégico [y, consecuentemente] un factor clave para la seguridad de un país [...]. Los Estados aspiran a mantener intacta su soberanía sobre los recursos naturales” (2016, p.38).

Barreras normativas: Proviene de la convivencia de marcos normativos diversos que regulan el sector energético nacional de cada uno de los países miembros de una región. Esto tiene mucho que ver en el trabajo desarrollado en el marco del SINEA, porque en la CAN conviven marcos normativos distintos, que deben ser armonizados para lograr que los estados miembros puedan fomentar los intercambios de electricidad en condiciones más estables y de largo plazo. Esto, por supuesto, sin desconocer que la existencia de varias Decisiones de la CAN, desde la 536 hasta la 816, actualmente vigente, han permitido contar, desde hace ya algunos años, con normas de obligatorio cumplimiento que han facilitado los intercambios de electricidad entre Ecuador y Colombia y posteriormente entre Ecuador y Perú.

Barreras comerciales: Pueden ser consideradas como tales a las circunstancias o prácticas nacionales que no facilitan el intercambio de productos y/o servicios energéticos en un mercado regional determinado. Es decir, ciertas decisiones de algunos gobiernos pueden impedir un flujo normal entre los países, por medio de medidas que tienden a encarecer los bienes o servicios.

Barreras técnicas: Se hacen visibles cuando existen regulaciones, políticas o prácticas nacionales distintas en ámbitos como las especificaciones sobre seguridad del servicio eléctrico, las pérdidas, niveles de tensión eléctrica, frecuencia, que pueden perturbar o limitar el tránsito de energía en una región.

Barreras institucionales: Se presenta cuando las estructuras institucionales de un país muestran vacíos, duplicidad, superposición o contradicción entre dos o más entidades, que pueden generar dificultades a la hora de establecer un proceso de integración energética regional.

Barreras geográficas: Se refieren a las limitaciones de orden físico natural o creadas por los seres humanos que entorpecen el fácil acceso a otras regiones, como por ejemplo accidentes geográficos o distancias demasiado largas.

Barreras financieras o presupuestarias: Se presentan cuando los estados no prevén la incorporación de los respectivos fondos en el presupuesto para cubrir los proyectos de infraestructura acordados para la integración energética. Esto generalmente complica y demora la ejecución de los proyectos y puede demandar la gestión para la obtención de recursos internacionales de cooperación técnica y/o financiera para lograr su consecución. Lambertini también menciona que se refieren a “una ecuación insuficiente entre costos y beneficios de un proyecto, que hace inviable su materialización” (2016, p. 38).

Castillo considera que estos obstáculos tienen su origen común en dos causas que serían la heterogeneidad de la regulación y a la debilidad institucional de los organismos reguladores, por tanto, le otorga el mayor peso a los temas regulatorios (2013, p. 66.) sin embargo, líneas abajo en el mismo artículo señala que “la armonización regulatoria no es una condición necesaria para la integración regional de los sistemas eléctricos, pero es el paso siguiente a dar cuando se haya iniciado algún tipo de coordinación o acuerdo entre los países” (*Ibid.*, p. 67), lo que hace necesario ahondar un poco más en este ámbito.

En esa línea de pensamiento, Chamba y sus coautores proponen que los procesos de integración energética fundamentan “su éxito en la armonización de las regulaciones, que puede entenderse como una tendencia por unificar esquemas y eliminar fronteras energéticas, llegando incluso a una eventual sustitución de los entes regulatorios de los países por un ente regulador regional” (2012, p. 67). Como se revisó en el capítulo II, este punto de vista es importante puesto que, en el marco del SINEA, como ya se ha mencionado, se ha venido trabajando justamente en estos dos ámbitos, es decir la búsqueda de una armonización regulatoria y además se está proponiendo contar en algún momento con un coordinador regional que pueda tener injerencia supranacional.

El estudio de Castillo propone que existen varios temas en el ámbito regulatorio que deben resolverse para que las barreras puedan superarse, entre ellos los siguientes ámbitos: “el manejo y la distribución de las rentas de congestión¹⁵ [que es uno de los aspectos que obstaculizaban los TIE entre Ecuador y Colombia, por ejemplo]; la remuneración de los cargos fijos (cargos por potencia y por acceso a la interconexión); [y] los contratos firmes de largo plazo” (2013, p.: 67).

En cuanto al **manejo de la renta de congestión** es necesario recordar que se refiere a la forma en que se acuerda distribuir la diferencia entre los precios marginales¹⁶ de exportación e importación de la energía. Se podría pactar, por ejemplo, que el precio de exportación sea equivalente al costo de la energía exportada, que incluye entre otros el costo marginal del sistema exportador más los cargos adicionales por transmisión, potencia y pérdidas de energía del país que exporta; y, entonces, ello implica que la renta de congestión quede completamente en el país exportador de energía (*Ibid.*, 2013, p. 68). En cambio, si existiera un mercado eléctrico regional la renta de congestión se otorga al poseedor de dicha renta que se obtiene por subastas públicas y por tanto, no es objeto de ningún tipo de discusión (*Ibid.*, p. 69).

Respecto a la **distribución de la renta de congestión**, los estudios de OLADE, citados por Castillo (2013, p. 69) dan cuenta de que existen tres criterios básicos para tal distribución que son: 1) Pragmático o utilitario; 2) Equitativo; y 3) Rawlsiano. Se explica cada uno de ellos para entender este aspecto fundamental que requiere acuerdos y armonización en el mercado eléctrico.

- a) **Pragmático o utilitario:** La repartición se produce en porcentajes que deben ser acordados entre los países exportador e importador, que puede ser de fácil implementación tal cual como lo dice su nombre, pero deja de lado un aspecto primordial, al no ser equitativo, deja en desventaja a la parte que invirtió más para lograr que se produzca el intercambio.

¹⁵ “Las rentas de congestión son los ingresos que se producen entre dos zonas por la diferencia de costos marginales de los sistemas entre la zona importadora (de mayor costo) y la zona exportadora de menor costo marginal” (Castillo, 2013, p. 68). También se dice que: las rentas de congestión son rentas económicas que se derivan de una transacción internacional de electricidad y tienen relación con el volumen de la transacción y la diferencia de precios en los mercados importador y exportador” (Chamba, et. al., 2012, p. 74).

¹⁶ “Costo marginal es el incremento de los costos totales debido al incremento de una unidad de producción” (Mankiw, 2001, p. 268).

- b) **Equitativo o igualitarista:** Propone la repartición igualitaria de todos los beneficios que genere el intercambio, incluyendo rentas de congestión y otros relacionados a la formación del precio de importación/exportación. En este caso la metodología para calcular los beneficios obtenidos en la transacción puede resultar compleja.
- c) **Rawlsiano**¹⁷: Se enfoca en lograr una mejora en la calidad de vida de los sectores menos favorecidos de la sociedad, criterio que debería aplicarse entre los países exportadores e importadores de energía. Al igual que los casos anteriores la implementación se vuelve compleja porque depende del grado de homogeneidad de los países participantes.

A este respecto, se llama la atención sobre la existencia de una controversia en torno a las remuneraciones de los intercambios eléctricos entre Ecuador y Colombia (CAF, 2012, p. 20). El Plan Maestro de Electricidad (PME) ecuatoriano (2016-2025) menciona que “Ecuador advirtió en el año 2007 la existencia de un desequilibrio económico y motivó un análisis de los aspectos técnicos y económicos que estarían produciendo barreras al desarrollo de las interconexiones eléctricas regionales” (MEER, 2017, p. 338). Es por esta razón que, en diciembre de 2008, durante la X Reunión del Comité Andino de Organismos Normativos y Organismos Reguladores de Servicios de Electricidad (CANREL), se decidió que las rentas de congestión sean asignadas en partes iguales, 50% para el exportador y 50% para el importador de energía eléctrica (*Ibid.*).

Ahora, en cuanto a la **remuneración de cargos fijos**, como por ejemplo el pago por la potencia o capacidad instalada y los costos de acceso a la red, son aquellos que en economía se denominan costos hundidos¹⁸, en este caso por ejemplo, aquellos necesarios para construir una central hidroeléctrica o las líneas de transmisión o distribución para generar y transportar la energía. Este tipo de costos se recuperan en los mercados internos como costos fijos que se incorporan en la tarifa del servicio y garantizan estabilidad en el suministro de energía. En el caso de las exportaciones de electricidad, es distinto porque en casos de racionamientos, la prioridad le corresponde siempre al país exportador¹⁹. De acuerdo a lo señalado por Castillo, “[...] en el proceso de armonización regulatoria se

¹⁷ Se origina en el pensamiento del norteamericano John Rawls, respecto a la equidad.

¹⁸ Costo hundido es el costo en que se ha incurrido y que no se puede recuperar (Mankiw. 2001, p. 206)

¹⁹ Esto podría generar conflictos por incumplimiento de contratos, que no se presentan en la actualidad porque solo se comercializan excedentes de electricidad.

deberían establecer los costos que se pueden incluir en los precios ofertados, tanto de venta como de compra, y un sistema de información que permita asegurar la transparencia de la operación de intercambio” (2013, p. 71).

En relación a los **contratos firmes de largo plazo**, que son deseables en un proceso de integración eléctrica como se ha señalado, de acuerdo a Castillo, se refiere a “mecanismos comerciales para compartir riesgos entre vendedores (generalmente productores) y compradores (generalmente consumidores)” (*Ibid.*). La ventaja que provee el contrato es facilitar al productor un flujo estable de ingresos que preste garantías a la operación, en especial si ésta fue financiada por un banco, el cual aprueba un préstamo con la seguridad de que existen los recursos asegurados para amortizar la deuda. Por el lado del consumidor, el tener un contrato le ayuda a evitar variaciones de costos por cuestiones horarias o estacionales a las que estaría sujeto, si no cuenta con un compromiso de largo plazo para mantener estables las tarifas.

Un aspecto que en este contexto merece ser mencionado como una limitante en el ámbito normativo tiene que ver con la necesidad de que exista claridad jurídica y normativa respecto al **tránsito de energía**, que según Lambertini (2016, p. 40) es preponderante al momento de hablar de una verdadera integración regional, puesto que debe rebasarse el concepto hasta ahora manejado en la CAN de bilateralidad, en especial entre aquellos países que son limítrofes, buscando un esquema multilateral en donde todos los países de la región puedan beneficiarse de los intercambios de electricidad. Esto fue corroborado y analizado en el capítulo II, puesto que si no se clarifica de qué manera se remunera al país de tránsito, no es factible por ejemplo concretar los intercambios de electricidad entre países no vecinos, por ejemplo, Ecuador con Chile.

Plinio Fonseca, ex Director Ejecutivo de la Comisión de Integración Energética Regional – CIER, señala que el proceso de integración energética, se ve obstaculizado por los cambios en las políticas de la provisión de servicio eléctrico, que han ocasionado el **incumplimiento de contratos de suministro de energía** y gas hacia otros países de la región, generando incertidumbre y falta de credibilidad hacia este mecanismo, especialmente en el Cono Sur y, además, que estos argumentos podrían ser aplicables también a la región andina (CAF, 2012, p.10). Los cambios en los esquemas de propiedad del servicio eléctrico que implican distintas respuestas institucionales y regulatorias

afectan los procesos de integración energética, puesto que se han consolidado servicios con control estatal, otros que se rigen por el mercado y algunos de naturaleza mixta.

En esa misma línea, Sauma (2011), citado por Sauma (2016, p.185) afirma que “uno de los principales obstáculos para el desarrollo de las interconexiones y potenciales intercambios comerciales, es la eventual dependencia de energía eléctrica por el lado del potencial país comprador de los volúmenes de energía provenientes de otro país”. Es decir, **existe reticencia a no ser autosuficientes**, más aún si se existe un antecedente de incumplimiento en la provisión del servicio en una TIE o de una negociación comercial que no sea equitativa.

Según Sauma, esta barrera ha determinado que las interconexiones eléctricas se hayan mantenido primordialmente como contratos de corto plazo, los contratos llamados de oportunidad, con los que básicamente se transan excedentes. Por tanto, no se ha dado pie a generar contratos de largo plazo, que pacten intercambios de potencia firme ²⁰(*Ibid.*).

Para superar esta situación es necesario que los países no evalúen quien exporta o importa electricidad, sino más bien que se concentren en lograr lo que sería el principal objetivo de las interconexiones eléctricas: ganar seguridad en el servicio eléctrico y, algo sumamente importante, contrarrestar la vulnerabilidad ante desastres o contingencias. A este respecto, cabe señalar lo importante que resultó esta consideración cuando en 2018 la central hidroeléctrica Ituango ubicada en el Departamento de Antioquia, en Colombia, colapsó y Ecuador pudo suplir la necesidad del servicio, justamente porque ya existían las condiciones para intercambiar electricidad entre los dos países y, al mismo tiempo, en el país vecino se disponía de excedentes para cubrir esa demanda colombiana.

3.2 Análisis y categorización de obstáculos por tipos e importancia

Vistos los tipos de obstáculos identificados por los distintos autores y entidades que los han analizado, a criterio de esta investigación es indispensable procurar categorizarlos por su importancia y sobre todo intentar ordenarlos por prioridad.

²⁰ Potencia Firme: Es la potencia máxima que podría generar una unidad de generación con un alto nivel de seguridad (dependiendo si es hidroeléctrico o térmico) (Wikipedia).

En este contexto, Lambertini hizo una propuesta de jerarquización, otorgándole el primer lugar a aquellas barreras de orden político, puesto que considera que la integración eléctrica no tiene oportunidad de tener éxito, sin la existencia de una definición política explícita y clara de las máximas autoridades de gobierno de los países que desean integrarse, que se traduzcan en un acuerdo estratégico (2016, p. 38). A este respecto, se debe tener en cuenta que, a pesar de que Unasur tenía esos acuerdos políticos y en ese contexto se consideró a la integración energética como estratégica para la región, no se logró que se trascienda de una mera declaratoria política (que duró mientras coincidieron las orientaciones políticas de izquierda o cuestionadoras de la hegemonía norteamericana), hacia una verdadera intención integradora que pudiera perdurar y resistir un giro a la derecha que actualmente está presente en la región, aunque con tendencia a polarizar los estados más fuertes, puesto que en Argentina ha recuperado posiciones la tendencia centro izquierda.

Esta autora coloca como segundo tipo de impedimento relevante a las barreras regulatorias e institucionales, coincidiendo con lo expresado por Castillo (2013), además destacando que si se logran superar esas restricciones políticas, regulatorias e institucionales, las otros tipos de barreras pueden ser removidos con mayor facilidad, a excepción por cierto, de las barreras geográficas y económicas, es decir cuando no hay viabilidad técnica o económica de los proyectos de integración (Lambertini, 2016, p. 39).

Con el objeto de corroborar esta propuesta inicial, se solicitó a varios expertos en el tema de energía e integración energética que llenen un breve cuestionario que se incluye en el anexo No. 1, obteniendo resultado de ocho personas vinculadas al sector público andino, a organismos internacionales como OLADE y BID y autores de artículos consultados para la presente investigación y que constan en las referencias bibliográficas.

Debe aclararse que no se intenta en esta investigación hacer un análisis estadístico que permita determinar una muestra representativa para analizar y presentar resultados, más bien se propone que los criterios de los expertos consultados corroboren cualitativamente el grado de importancia que tienen las barreras identificadas, así como también permitan ordenarlos por prioridad.

Específicamente se pidió a los especialistas consultados que determinen la importancia del obstáculo en tres categorías: alta, media y baja. Además, se les pidió ordenar los siete tipos de barreras identificados por la OLADE y que han sido corroborados y presentados

por varios expertos en la materia. Los especialistas que fueron consultados fueron los siguientes:

Tabla 12: Especialistas consultados para priorizar y ordenar las barreras a la integración eléctrica regional

Especialistas consultados				
Nombre	Cargo	Entidad	País	Sector
Arguello, Gabriel	Director Ejecutivo	CENACE	Ecuador	Público
Cadena, Medardo	Director de Integración, Acceso y Seguridad Energética	OLADE	N/A	Organismo Internacional
Echevarría, Carlos	Especialista Regional Senior de Energía	BID	N/A	Organismo Internacional
Gomesky, Roberto	Consultor internacional de energía	ENERINTER	N/A	Privado
Lambertini, Griselda	Directora /Consultora internacional	Ente regulador de Gas de la República Argentina	Argentina	Público/ Privado
Mendoza, Jaime	Gerente de Regulación de Tarifas	OSINERGMIN	Perú	Público
Pardo, Geovanny	Director de Estudios Eléctricos y Energéticos	ARCONEL	Ecuador	Público
Rey, Andrés	Abogado experto en temas de energía	ENEL	Colombia	Privado

Elaboración: Propia.

Grado de Importancia de los obstáculos

Los resultados obtenidos respecto al grado de importancia otorgada a cada obstáculo identificado se sintetizan en el siguiente cuadro:

Tabla 13: Grado de importancia de las Barreras según criterio expertos

IMPORTANCIA DE LAS BARRERAS IDENTIFICADAS EN LA CAN						
No.	TIPOS DE BARRERAS	ALCANCE BARRERA	IMPORTANCIA (1)			Total
			Alta	Media	Baja	
1	Políticas	Diferentes visiones que generan tensión entre soberanía y la integración eléctrica regional	8			8
2	Normativas	Diferentes marcos normativos por armonizar	3	5		8
3	Comerciales	Diferencias en el tratamiento comercial de la electricidad que complican su intercambio	1	4	3	8
4	Técnicas	Condiciones operativas diferentes (seguridad, frecuencia, niveles de voltaje, entre otros)		3	5	8
5	Institucionales	Marcos institucionales distintos (duplicidad de funciones, superposición, vacíos institucionales)	1	6	1	8
6	Geográficas	Aquellas que dificultan el intercambio eléctrico como distancias muy grandes, o barreras físicas	1	2	4	7
7	Financieras	Falta o insuficiencia de recursos financieros en los presupuestos para desarrollar la infraestructura necesaria para intercambios	4	3	1	8

Fuente: Encuestas especialistas en energía

Elaboración: Propia

De esta manera, analizando cada una de las barreras u obstáculos se han identificado algunos criterios relevantes de los expertos que se exponen enseguida:

Barreras **políticas**, entendidas como “diferentes visiones que generan tensión entre soberanía y la integración eléctrica regional”, dan cuenta de que los expertos, por unanimidad, la califican con importancia alta.

En el caso del Gerente de Regulación de Tarifas (OSINERGMIN) del Perú, señala que “por ello en una primera etapa se transferirán solo excedentes [de energía]” (Mendoza, 2019). El Director Ejecutivo del Operador Nacional de Electricidad del Ecuador, destaca que “la política de soberanía nacional [se entiende que se refiere a la energética] es una barrera importante en la integración” (Argüello, 2019). Por su parte, Lambertini (2019) corrobora su apreciación inicial indicando que “sin un acuerdo estratégico entre las máximas autoridades políticas de los países, la integración NO es posible. Se requiere una

decisión de política pública que permita trascender las diferencias ideológicas coyunturales”. Finalmente, el Director de Integración, Acceso y Seguridad Energética de OLADE, es enfático al decir que “la decisión política es la base de los procesos de integración, esta decisión puede estar influenciada por sectores de interés” (Cadena, 2019). Adicionalmente, el especialista de energía del BID analiza que también es importante,

el nivel de compromiso e impulso político de las máximas autoridades. Los altos funcionarios de la institución rectora, el regulador y el operador del sistema y del mercado deben estar alineados con este compromiso. Todo ello resulta fundamental para avanzar en el proceso de integración (Echevarría, 2019).

Barreras **normativas**, es decir, la existencia de diferentes marcos normativos por armonizar, obtuvo una calificación de importancia alta (3) y media (5). A este respecto, se indica que,

la decisión política debe quedar plasmada en un acuerdo normativo de largo plazo que rija la infraestructura de interconexión y los intercambios. Alcanzado el acuerdo político y estratégico, la segunda prioridad es emitir un marco regulatorio para el proyecto de integración, que prevea un régimen de solución de controversias (Lambertini, 2019).

Igual criterio es vertido por el especialista de energía del BID, quien acota que “una vez que se cuenta con el compromiso de las máximas autoridades del país se requiere que los reguladores de los países se alineen con las autoridades y desarrollen interfaces regulatorias que posibiliten los intercambios de energía entre los países” (Echevarría, 2019).

Finalmente, el Director de Integración, Acceso y Seguridad Energética de OLADE, propone que “no es imprescindible armonizar [los] marcos normativos. Es suficiente establecer unas normas bajo las cuales se realizarán las transacciones” (Cadena, 2019). Es decir, a criterio de esta investigación esto es lo que se ha venido haciendo hasta la fecha entre Ecuador y sus dos vecinos, Colombia y Perú, intercambiar electricidad bajo las normas establecidas en las Decisiones de la CAN.

Barreras **financieras** referentes a falta o insuficiencia de recursos financieros en los presupuestos para desarrollar la infraestructura necesaria para intercambios, también obtuvo una calificación entre alta (4) y media (3), apenas una persona calificó esta barrera como de grado bajo. Al respecto, se acota que “las barreras financieras tienen una

importancia alta. Sin financiación, pública o privada, no hay proyectos de integración. No obstante, superadas las barreras políticas y normativas, es probable que la financiación esté disponible” (Lambertini, 2019). También el especialista de OLADE otorga importancia alta a estas barreras insistiendo que:

El financiamiento es un factor clave, pero no visto como falta de presupuesto de los gobiernos porque la inversión generalmente recae en actores privados. El financiamiento fluye cuando hay reglas claras y ciertos niveles de seguridad en los flujos que recibirá el propietario de la infraestructura (Cadena, 2019).

Es decir, se otorga un papel importante a los inversores privados, quienes estarían dispuestos a invertir, si hay seguridad jurídica que les permita el retorno de lo invertido.

Entre las barreras, la única que obtuvo claramente una calificación de grado medio (6) son las **institucionales**, que son entendidas como marcos institucionales distintos (duplicidad de funciones, superposición, vacíos institucionales). El Gerente de Regulación de Tarifas del Perú, señala que se trata de algo “muy similar al tema de armonización de marcos normativos” (Mendoza, 2019). Igualmente, Lambertini (2019) indica que “las barreras institucionales son una especie dentro de las barreras normativas y deberán resolverse junto con estas”. Adicionalmente, Cadena (2019) propone que:

Es natural que existan diferencias a nivel institucional en los países, pero a nivel de región andina todos los países tienen un organismo encargado de la política pública, un operador del sistema y un regulador. La diferencia puede radicar en el organismo encargado de la planificación. Es una dificultad, pero no podría considerarse un obstáculo.

Por su parte, las barreras catalogadas como de impacto o grado medio o bajo son las siguientes:

Comerciales, siendo aquellas diferencias en el tratamiento comercial de la electricidad que complican su intercambio. Se calificó como media por 4 personas, mientras que 3 especialistas le otorgaron grado bajo. Lambertini comenta en la encuesta que “las barreras comerciales son una especie dentro de las barreras normativas, por lo que consider[a] que [una vez] alcanzado el acuerdo político, el marco normativo del proyecto deberá prever una solución a las barreras comerciales”. Igual concepto es vertido por Cadena (2019), quien señala: “Esto [refiriéndose a las barreras comerciales] se vincula con el tema de [la] normativa. Es un tema a resolver, pero no necesariamente un obstáculo”. El especialista en energía del BID, propone que:

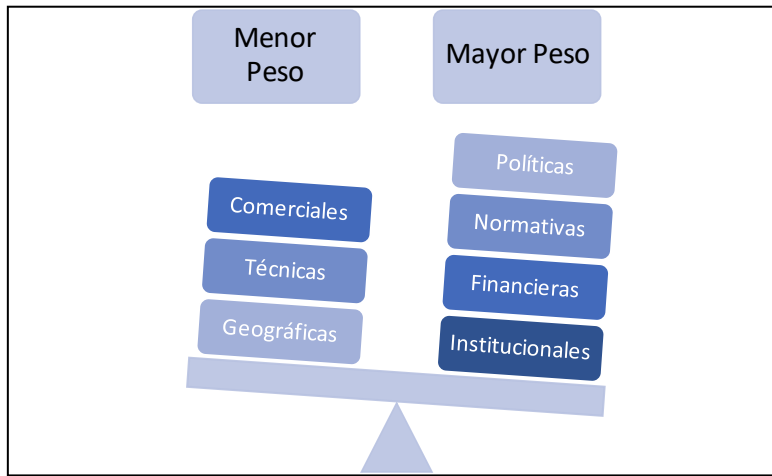
Del mismo modo, los operadores de los sistemas y los mercados de los diversos países deben desarrollar los interfaces para la operación técnica y comercial coordinada de los sistemas para poder materializar la existencia de un mercado en base al cual se progrese en el proceso de integración eléctrica (Echevarría, 2019)

Técnicas, relativas a condiciones operativas diferentes (seguridad, frecuencia, niveles de voltaje, entre otros) fueron catalogadas como de grado medio (3) y bajo (5). Igualmente, se señala que “el avance y el acceso a las tecnologías hace que esta barrera esté entre las últimas en orden de importancia. Si hay acuerdo y si hay financiación, la tecnología podrá adaptarse” (Lambertini, 2019). Particular corroborado por Cadena (2019), quien indica que “los problemas de la interconexión no son técnicos. Todo es solucionable, existe la tecnología para hacerlo”.

Finalmente, el grado de importancia bajo fue otorgado únicamente a las barreras **geográficas**, es decir, aquellas que dificultan el intercambio eléctrico como distancias muy grandes, o barreras físicas. Sin embargo, para el especialista de la empresa privada ENEL Colombia, esta barrera tiene una importancia alta (es el único) y aclara que se debe “considerar restricciones derivadas de impactos sociales, ambientales, consulta previa” (Rey, 2019). Por su parte, Lambertini (2019) destaca que “las barreras geográficas pueden hacer que un determinado proyecto no resulte rentable. En tal caso, habrá que revisar la tecnología a aplicar o buscar un proyecto alternativo”. El especialista de OLADE también analiza este tipo de barreras indicando que “no se entiende a qué se refieren las “barreras físicas”. Grandes distancias (caso Chile) inciden en montos de inversión mayores, que pueden [dejarse] de cumplir con las condiciones señaladas en "Financieras" (Cadena, 2019).

Se puede concluir que las barreras más representativas entonces son las políticas, regulatorias, financieras e institucionales; mientras que aquellas que son vistas como de más fácil solución son aquellas relacionadas con los ámbitos comerciales, técnicos y geográficos, tal como se presenta a continuación:

Gráfico 11: Grado de importancia de las barreras (peso comparativo)



Elaboración: propia.

Orden de prioridad de las barreras

Referente al orden de prioridad que los especialistas consultados dan a las barreras, los resultados obtenidos se sistematizan a continuación:

Tabla 14: Orden de prioridad de las barreras a la integración eléctrica regional

ORDEN DE PRIORIDAD EN LAS BARRERAS									
TIPOS DE BARRERAS	ALCANCE BARRERA	A R C U O N D E O L R	O S I N E C P G P I R N Ú	E C C E U N A D N B C O E R	C O L O E M L A	C o G n o s b e l r t t o k r y	C L o a n m s b e l r t t o k r n a i	B I D	O L A D E
Políticas	Diferentes visiones que se tienen a nivel regional y estatal, sobre los procesos de integración	1	1	1	2	1	1	1	1
Normativas	Diferentes marcos normativos por armonizar	3	2	2	5	2	2	2	3
Comerciales	Diferencias en el tratamiento comercial de la electricidad que complican su intercambio	5	4	3	4	5	5	3	6
Técnicas	Condiciones operativas diferentes (seguridad, frecuencia, niveles de voltaje, entre otros)	4	5	5	3	6	6	4	7
Institucionales	Marcos institucionales distintos (duplicidad de funciones, superposición, vacíos institucionales)	2	3	7	6	3	4	5	4
Geográficas	Aquellas que dificultan el intercambio eléctrico como distancias muy grandes, o barreras físicas	5	7	6	1	7	7	7	5
Financieras	Falta o insuficiencia de recursos financieros en los presupuestos para desarrollar la infraestructura necesaria para intercambios	3	6	4	7	4	3	6	2

Fuente: Cuestionarios especialistas en energía
Elaboración: Propia

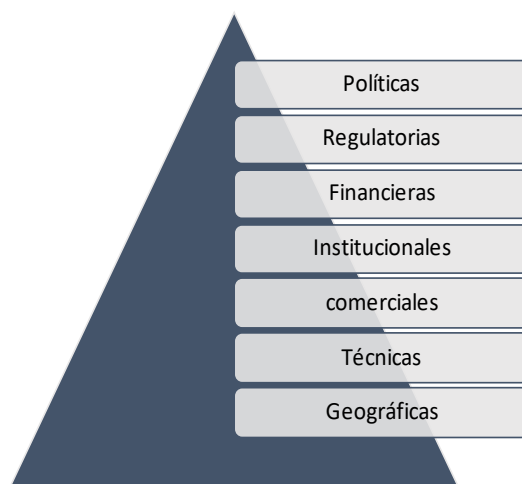
Los especialistas consultados han ubicado a las barreras políticas en prioridad 1, existiendo una sola excepción que coloca a estas barreras en prioridad 2, particular que se debería a que representa a una empresa transnacional con sede en Colombia, a quien le preocupa más, y de hecho ubica en primer lugar a las barreras geográficas, entendidas por las restricciones en aspectos sociales y ambientales.

La prioridad 2 la ocupan las barreras normativas que son preocupación de cinco de los ocho encuestados. También tienen cierta convergencia en ubicar a las barreras geográficas en el último lugar, es decir en la prioridad 7 (4 de los 8 encuestados).

El resto de barreras fueron ordenadas en distinto nivel de importancia que no tiene una tendencia o consenso. Sin embargo, sí cabe señalar que existe similitud de criterios en el orden otorgado a las barreras por parte de los consultores en energía. No así en los funcionarios de entidades públicas que han ordenado las prioridades de distinta manera, exceptuando las barreras técnicas a las cuales han ubicado en las prioridades 4 y 5. Tampoco existen similitudes en el orden de las prioridades otorgadas por los funcionarios de los organismos internacionales.

A criterio de esta investigación y vistos los argumentos esgrimidos en los documentos examinados y en los cuestionarios llenados por los expertos en energía consultados, se propone el siguiente orden de prioridad:

Gráfico 12: Orden de prioridad de las barreras para la integración eléctrica



Elaboración: Propia

Por tanto, el orden de importancia de estas barreras se propone se registre de la siguiente manera:

Tabla 15: Propuesta de Orden de prioridad de las barreras identificadas

Prioridad	Tipo
1	Barreras políticas
2	Barreras regulatorias
3	Barreras financieras
4	Barreras institucionales (que podrían solucionarse conjuntamente con las regulatorias)
5	Barreras comerciales
6	Barreras técnicas
7	Barreras geográficas (que serían superables con soluciones técnicas)

Elaboración: propia.

A continuación, se efectuará un análisis de cómo superar las barreras identificadas y, que estrategias se identifican como más efectivas para acelerar el proceso de integración eléctrica.

3.3 Identificación de pasos a fases por alcanzar, como superar las barreras identificadas

Las estrategias para solucionar estos obstáculos depende de la tipología antes expuesta, siendo la de prioridad 1, y también de mayor dificultad, la eliminación de las barreras políticas puesto que requiere un cambio de visión individualizada de los Estados hacia un enfoque estratégico común en la región, que requiere un verdadero empoderamiento de la CAN como esquema de integración y de cada uno de los países que lo conforman, incluido el país asociado Chile, que por varias características como su ubicación geográfica y por la importante demanda eléctrica que debe atender, constituye un nicho que podría ser cubierto con las fuentes renovables hidrográficas que están disponibles en el resto de países.

Adicionalmente, con el objeto de hacer frente a estos desafíos y superar los obstáculos señalados, la CAF (2012, p. 21) propone varias estrategias, que son analizadas y comentadas a continuación:

Respaldo político gubernamental: Es necesario garantizar que el funcionamiento de las interconexiones eléctricas esté respaldado por acuerdos entre los gobiernos de los países participantes. Por ello es importante que los acuerdos técnicos logrados en el marco del SINEA, siempre sean apoyados con los recursos que sean necesarios y ratificados por el Consejo de Ministros de Energía para que se traduzcan luego en decisiones supranacionales de obligatorio cumplimiento de las partes. Pero más allá de eso, lo que falta en la Comunidad Andina de Naciones, que ha cumplido sus 50 años de existencia, es retomar con fuerza el respaldo político a esta antigua iniciativa de integración, refrescando o actualizando sus objetivos y metas. Los países que la conforman deben encontrar la forma de alinear sus visiones a largo plazo, más allá de coyunturas pasadas, presentes o futuras, que realmente consigan aprovechar la institucionalidad que se ha construido en este medio siglo, que incluye todas las instancias de decisión y operativas que la conforman, a más del Tribunal Andino de Justicia, instancia que puede dirimir y solucionar controversias.

Profundizando más este aspecto, el régimen internacional constituido necesita consensuar visiones de hacia dónde se desea llevar a la integración energética regional, trascendiendo el tradicional enfoque de soberanía en este ámbito, que impide adoptar estrategias conjuntas que lleven a los países andinos hacia lo que se ha llamado una soberanía responsable, en donde los intereses estatales se tornen regionales y se adopten mediante normas y reglas supranacionales, esquema en el cual todos los países participen y cumplan los acuerdos. Esto requiere que Bolivia y Chile hagan un esfuerzo para que sus posiciones políticas en el ámbito energético lleguen a acuerdos, que allanen el camino hacia una real integración que requiere abastecer con energía renovable y limpia a todos los países de la región.

También, y en este estado de cosas, vale la pena considerar que actualmente la región tiene una visión política hacia el logro de la participación plena de la empresa privada, que se entiende influencia de manera fuerte en el ámbito gubernamental y, que, por ello, deberían participar activamente en los procesos integracionistas. Esto sería aceptable y viable, siempre y cuando no solo se considere el retorno financiero de esas inversiones privadas necesarias para que la electricidad llegue a todos los usuarios, sino también a un real retorno económico, en donde las condiciones de calidad y acceso de la comunidad andina a este servicio básico e imprescindible, sea cada vez mayor y mejor, aportando a su bienestar.

Si bien se han logrado avances en el ambiente SINEA, se requiere dar mayor celeridad y empuje a lo que se pactó en la Decisión CAN 816, es decir, armonizar la normativa, dotar de infraestructura necesaria, para que los intercambios de electricidad sean fuertes y sostenidos, y generar ese nivel de coordinación regional, que cuente con la formalidad suficiente y que tenga una institucionalidad permanente y dinámica para que se evalúen los avances y se tomen las acciones necesarias para que los cronogramas y compromisos pactados se cumplan.

Bilateralidad frente a Multilateralidad: Según ese organismo, sería más efectivo lograr acuerdos bilaterales que se adapten a las condiciones específicas de cada proyecto; por ejemplo, ese organismo señala que contar con un operador regional implicaría conseguir un compromiso multilateral que sería más factible en el largo plazo. Pero, lo que esta investigación detecta es que el modelo bilateral está funcionando sin inconvenientes entre tres países, pero para hablar de integración eléctrica es necesario lograr una real multilateralidad en los acuerdos, y para ello debe tratarse y acordarse de qué manera se remunerará al país de tránsito. Esto no hace más que enfatizar en que es necesario lograr aquello que se señala como concepto de multilateralismo, es decir, lo que Evans y Newnham (1998), citados por Legler y Santa Cruz (2011, p. 13), resumen en “un sistema de relaciones coordinadas entre tres o más estados de acuerdo a ciertos principios de conducta”. Sin esta condición se mantendrá un esquema de interconexión eléctrica, pero no será factible atender las necesidades de electricidad de países que no sean colindantes, en especial cuando Chile, en calidad de asociado, tiene una demanda importante de energía y actualmente continúa cubriendo ese requerimiento con fuentes de energía de origen térmico (fósil). Como se analizó previamente, este nicho para la integración regional permitiría un consenso hacia una reducción de emisiones a la atmósfera, mediante un cambio de visión hacia una matriz energética más limpia y renovable.

Robustez y flexibilidad: Las soluciones alcanzadas deben ser funcionales para países que cuentan con organizaciones sectoriales heterogéneas, y, por tanto, deben ser flexibles para que los acuerdos puedan revisarse periódicamente. Se considera que esta estrategia es necesaria, puesto que en la CAN coexisten dos modelos de mercados eléctricos, uno con participación fuerte del Estado y otro en donde han ganado protagonismo los actores privados, por tanto, resulta indispensable que se generen mecanismos de participación y retroalimentación entre las distintas instancias públicas o privadas, para la determinación de las regulaciones y normas que regirán a los países andinos.

Estabilidad: La CAF considera imprescindible que las interconexiones estén asociadas a contratos de largo plazo, y es necesario buscar otros instrumentos que garanticen estabilidad y, por tanto, que aseguren los ingresos futuros y el cumplimiento de los compromisos contractuales. Esto no será factible si no se logran acuerdos políticos que garanticen esos contratos de largo plazo, puesto que existe reticencia a comprometer electricidad a otro país, poniendo en riesgo la seguridad de la provisión nacional del país de origen. Por tanto, mientras se mantengan únicamente esquemas bilaterales con intercambios de oportunidad y corto plazo, esta alternativa de mayor vigencia, aparentemente no se está analizando con la profundidad necesaria.

Repartición de los beneficios: La CAF propone que los ingresos relacionados con la congestión de las interconexiones eléctricas se compartan de manera igualitaria entre los dos países que intervienen, para lo cual se podría acordar una disminución en las tarifas que se cobren por la utilización del sistema de transmisión. Esto es particularmente importante, pues, aunque los países andinos acordaron la repartición igualitaria de las rentas de congestión, sin embargo, aún no se ha definido como se remunerará la transmisión de la electricidad en los países de tránsito, y esto parecería indispensable en estas circunstancias, como ya se ha señalado previamente.

Etapas para la integración eléctrica

Si bien parecería que existen temas puntuales que deben ser revisados, acordados y armonizados, esta investigación propone que se reinicie el proceso haciendo un análisis exhaustivo de los conceptos básicos para lograr la integración energética o eléctrica, en particular. En el marco teórico de esta investigación se hizo una revisión de varios conceptos que tienen relación y que apuntalan en especial el concepto de integración.

Para Oyarzún, la integración es concebida como un fenómeno complejo y multidimensional que incorpora tres ámbitos: económico, político y social (2008, p.11).

En cuanto al ámbito económico, según lo planteó Balassa (1968), citado por Oyarzún (*Ibid.*, p.10), las etapas para lograr la integración, son las siguientes:

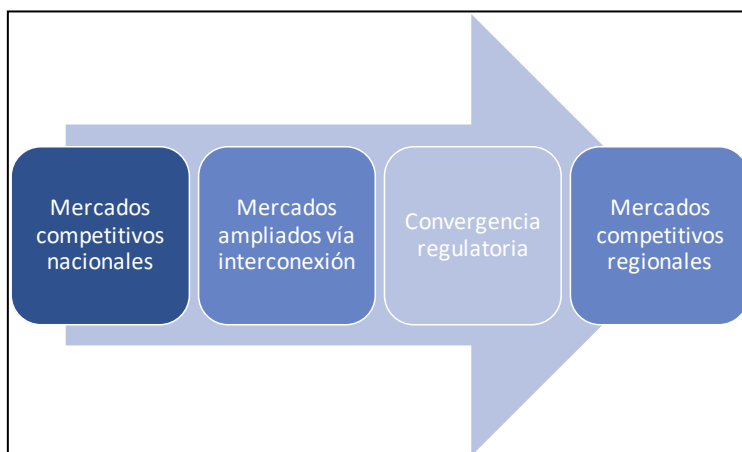
Tabla 16: Etapas para lograr integración según Balassa

Etapas de Integración según Balassa					
Profundidad	No aranceles ni barreras al libre comercio	Arancel externo común	Libre circulación de factores productivos	Armonización de políticas económicas (moneda única)	Instituciones comunes y unificación de políticas
Área de libre comercio					
Unión Aduanera					
Mercado Común					
Unión Económica					
Integración económica total					

Fuente: Balassa (1868), citado por Oyarzún (2008, p. 11)
Elaboración: Propia.

Para Balassa (1964), citado por Oyarzún (2008, p. 11), la **integración económica** es un proceso con el que se pretende la eliminación gradual de medidas discriminatorias entre unidades económicas y sobre todo la conformación de un mercado común entre distintos Estados. Sin embargo, a pesar de que fue pensada para el ámbito comercial, puede servir de base para lo que se está analizando y planteando para la esfera del sector eléctrico, en donde existe una propuesta por parte de Rudnik (2001), citado por Chamba et. al. (2012, p. 64), mediante la cual se prevé que, para llegar a una integración, debe trabajarse en lograr la libre competencia de los mercados nacionales, que se ampliarían gracias a la interconexión eléctrica, se armonizarían en el ámbito regulatorio y luego finalmente se alcanzaría un mercado regional competitivo. El esquema planteado es el siguiente:

Gráfico 13: Fases para la integración eléctrica según Rudnik



Fuente: Rudnik (2001), citado en Chamba et. al (2012, p. 64)
Elaboración: Propia.

Por tanto, para que exista esa integración económica, según propuso y analizó Balassa se requiere liberalizar el comercio y, también en el ámbito eléctrico, Rudnik señala que es imprescindible contar con mercados competitivos, requisito que no se cumple en todos los países de la CAN, puesto que no todos cuentan al momento con **mercados nacionales competitivos**, puesto que, tanto Ecuador, como Bolivia, mantienen esquemas de mercados eléctricos monopólicos y con fuerte participación estatal.

No obstante, se debe considerar que en la Comunidad Económica Europea (CEE), hoy Unión Europea (UE), existe la llamada Directiva 96/92/EC, “que establece las pautas a seguir en el sector eléctrico, [y mediante la cual se requirió] que los países miembros abran sus mercados nacionales a la competencia” (Castillo, 2013, p. 11). Sin embargo, el proceso no fue tan sencillo, debido a que los países europeos también debieron sortear dificultades para poder adoptar la mencionada directiva puesto que:

En Alemania el mercado fue abierto a la competencia rápidamente con pocos obstáculos, seguida por Suecia, Finlandia, España y Holanda que abrieron sus mercados eléctricos a la competencia poco después; mientras que en Francia, Bélgica e Italia, países con fuertes monopolios estatales, el proceso de liberalización del mercado eléctrico ha sido dificultoso. Para algunos países como Irlanda y Grecia se concedieron prórrogas para la apertura de los mercados y en la actualidad todavía no existe un mercado eléctrico unificado (*Ibid.*).

De acuerdo al análisis efectuado por Castillo, existe una única experiencia de un mercado internacional de electricidad, también ubicado en Europa, denominado *Nordpool* o *Nordic Power Exchange*. Este proceso empezó en 1996 en Noruega, una vez que se introdujo la competencia por medio de reformas efectuadas en el año 1991 y conformado en la actualidad además por Suecia, Finlandia y Dinamarca. Según analiza este autor, “el éxito del *Nordpool* se basa en la larga tradición de cooperación energética (eléctrica) entre los países escandinavos que permitían el libre acceso a los agentes a las redes de transmisión y propiciaban la competencia entre los generadores” (*Ibid.*, p. 14).

En esta experiencia es interesante destacar que, a pesar de que el servicio eléctrico se segmentó en distribución, transmisión y distribución, se aceptó que existiera una participación de la inversión privada en la generación, mientras que la propiedad de las empresas de distribución se mantuvo bajo el control de los municipios y cooperativas de clientes, tal como funcionó históricamente (*Ibid.*, p. 15). Esta forma de funcionamiento

de mercados mixtos pudiera ser un camino a evaluar para los países andinos, puesto que coexisten mercados controlados por el Estado y también segmentos del servicio que han sido privatizados en otros países.

Respecto a la siguiente etapa propuesta por Rudnik de contar con **mercados ampliados vía la interconexión**, en el caso de la CAN los mercados no se han ampliado grandemente por esta vía, porque como se ha analizado en el capítulo II, los intercambios de electricidad son bilaterales, no multilaterales, y ello ha permitido ampliar las transacciones de oportunidad entre dos países, más no ampliar el mercado a nivel regional.

En cuanto a la **convergencia regulatoria** sí se ha venido desarrollando, puesto que según se ha expuesto en esta investigación, el ambiente del SINEA tiene la misión de armonizar las normas de la región andina para promover la interconexión eléctrica, pero es necesario fortalecer el trabajo mancomunado en los otros ámbitos necesarios para lograr esa integración, por ejemplo, la **integración política**, que se refiere a la toma de decisión y búsqueda de cohesión (Oyarzún, 2008, p. 11), puesto que las decisiones de la CAN lo que han efectuado básicamente es la postergación de la suspensión de la Decisión CAN 536, y hasta la fecha se espera que entre en vigencia la Decisión CAN 816, cuando finalmente se publiquen los Reglamentos Operativo (condiciones operativas de los intercambios de compra y venta de electricidad), Comercial (condiciones de liquidación, facturación y pago de las TIE y tipo de garantías financieras) y, Reglamento de designación, funciones y responsabilidades del Coordinador Regional.

Oyarzún, citando a Haas (1966), señala que el enfoque neofuncionalista, propone a la integración política “como un proceso progresivo por el cual los actores nacionales cambian su lealtad y expectativas hacia una nueva organización supranacional” (*Ibid*).

Por tanto, es necesario aprovechar el importante trabajo desarrollado en el ámbito del SINEA, en donde se ha procurado mantener a un mínimo el esquema burocrático, haciendo participar a las entidades de regulación y operación de los mercados eléctricos de los países participantes, en donde el BID ha tenido una contribución importante, pero a que a juicio de esta investigación requiere fortalecer los esquemas institucionales regionales, bien pudiera ser esa Coordinación Regional propuesta, con el objetivo de dar seguimiento y monitoreo a la hoja de ruta planteada para la difícil encomienda de

armonizar y obtener los reglamentos ya mencionados, que entrarán en vigor cuando se publiquen en la Gaceta del Acuerdo de Cartagena, es decir, alcanzando acuerdos supranacionales y yendo incluso más allá, que exista un Operador Regional de electricidad que requiere un grado de madurez mucho mayor al que actualmente se ha logrado en la región.

Adicionalmente, la formación de un **mercado regional competitivo** que propone Rudnik para el sector eléctrico, debe fortalecer y procurar la eliminación de cualquier medida que pudiera considerarse discriminatoria, la formación de un precio regional de electricidad (para lo cual los precios de importación y exportación deben igualarse, teniendo en cuenta que también existen limitaciones técnicas para las interconexiones que tienen una cierta capacidad instalada en redes) y, muy probablemente, la libre movilidad de recursos en la región, en especial de capital que podría invertirse en cualquier país andino, particular que se podría concretar cuando la inversión sea mixta, porque caso contrario, se incursiona en un aspecto crítico, que ya se ha mencionado, y que se refiere a la cesión de soberanía para la toma de decisiones compartidas²¹, la planificación conjunta de obras de infraestructura regional, y sobre todo la búsqueda del bienestar, no solo de los ciudadanos de un país, sino de la comunidad andina.

En el caso de la UE se indica que “la ampliación de la infraestructura de integración energética [...] se realiza en un ambiente de mercados liberalizados con alto grado de incertidumbre en la que operadores (*System Operators*), reguladores y agentes del mercado deben coordinar las inversiones” (Castillo, 2013, p. 12), por tanto, estos temas no son de fácil resolución, ni tan siquiera en modelos de integración regional que son catalogados como exitosos y han logrado un mayor grado de madurez. Inclusive se destaca que

Las causas de las dificultades de la integración energética europea, desde sus orígenes, se deben buscar en: 1) las diferencias en la situación económica de inicio de los países miembros, 2) en la diversidad de la estructura de suministro y consumo de energía, 3) a la presencia de fuertes intereses de monopolios públicos y 4) a la reticencia de los Estados en dejar la política energética nacional en manos de una entidad supranacional (*Ibid.*).

²¹ Aunque Oyarzún no descarta un sistema mixto de toma de decisiones intergubernamental-supranacional (2008, p. 12).

Muchos de estos aspectos también están presentes en la región andina, puesto que las condiciones económicas y el tamaño de los mercados en dispar, hay presencia de monopolios estatales y, en los últimos años, se propendió a establecer la política de soberanía energética en los países, lo cual retarda los procesos de integración y reduce el interés de la inversión privada que, como se ha analizado previamente, parecería ser una condición imprescindible cuando se trata de integrar los mercados eléctricos.

Quizá, el ámbito que más difícilmente será conseguido es el de la **integración social**, puesto que según Oyarzún está “asociada a la formación de identidad, sentimientos de pertenencia, establecimiento de nuevos vínculos y gradual transferencia de lealtad” (*Ibid*, p.12). Este particular, una vez vistos los antecedentes y hecho el análisis de las dificultades que ha tenido América Latina por su tradicional búsqueda de oportunidades comerciales por medio de socios extranjeros, más que en su más cercano entorno, hacen prever que este será, sin duda, uno de los aspectos en los que más se deberá trabajar en la esfera del sector eléctrico y regional.

Es indiscutible que, para llegar al nivel de cohesión necesario, se debe impulsar una evaluación conjunta entre los niveles políticos y técnicos de cuáles son los puntos de convergencia en la región (procurando que Bolivia participe de manera más activa en el foro del SINEA) y cuáles son los aspectos que requieren un mayor trabajo en la búsqueda de consensos, para enfocar los mayores esfuerzos allí, donde es muy probable que se estén demorando los procesos de armonización que se buscan.

Un aspecto que es importante mencionar es el hecho de que algunos autores y especialistas que se han consultado, señalan que para lograr la integración no hace falta la armonización regulatoria, sin embargo, como se ha presentado previamente, tanto Balassa, como Rudnik en su enfoque para el sector eléctrico, incluyen también a ésta como una fase importante. Por tanto, hace falta analizar en mayor profundidad estos aspectos, puesto que podrían ser un factor clave de éxito, sobre todo porque el ámbito de la electricidad podría constituirse en un estímulo para profundizar y desparramar la experiencia hacia otros sectores que promuevan la esperada integración regional andina, tal cual ocurrió en Europa que inició su proceso integracionista por iniciativa de los gobiernos de Alemania y Francia cuando crearon la Comunidad del Carbón y el Acero, a la que se unieron inmediatamente otros países, constituyendo posteriormente lo que hoy se conoce como la Unión Europea (Castillo, 2013, p. 10).

Uno de los especialistas de Arconel señala que las perspectivas de la CAN para los próximos años, debe cumplir paulatinamente tres etapas:

La primera es una etapa de mercado de corto plazo, despacho coordinado Ecuador, Colombia y Perú, que es justamente la etapa que estamos actualmente viviendo. Una vez consolidada esta etapa se mantiene el mercado de corto plazo con despachos coordinados, pero incluyendo contratos financieros y posteriormente [en la tercera etapa], un mercado de corto plazo, con despacho coordinado, contratos tanto físicos, como financieros, y con una planificación de tipo regional (B. Betancourt, comunicación personal, 17 de enero de 2019).

Ello es corroborado por el otro especialista de esa institución, puesto que indica que las fases van complejizándose de la siguiente manera:

[...] comienza desde lo más básico que es el despacho interno que es lo que cada país lo hace con un despacho coordinado que es justamente la etapa que estamos viviendo en este momento, [para lo cual se necesita] una normativa armonizada. En el despacho integrado que es la etapa dos hay unas reglas y una optimización integrada y una optimización regional completa, [es decir se habla] de una planificación integrada, de un despacho único de unas reglas comunitarias en que todos cedan los derechos que corresponde a cada país y; por último, la etapa más prometedora pero que tan vez sea difícil de cumplir es la etapa de creación de mercados regionales, nuestro mercado más cercano es el SIEPAC que es el Mercado de Centroamérica y sería importante que se integren en algún momento los mercados andino y centroamericano (G. Pardo, comunicación personal, 17 de enero de 2019).

Por tanto, del análisis precedente es claro que para pasar de las interconexiones eléctricas hacia una integración en este campo es necesario cumplir varias etapas que permitan obtener los siguientes resultados:

- a) armonizar las reglas (particular que ya se están trabajando en el marco del SINEA);
- b) contar no solo con contratos económicos o financieros (que ya fueron analizados en el capítulo II) en donde se despacha de acuerdo a lo más conveniente para los dos países, sino que además ya se deben lograr contratos físicos es decir compromisos en firme entre agentes;
- c) lograr el despacho único con reglas comunitarias, incluyendo una planificación de infraestructura regional en que participen todos los países (con cesión de soberanía o con soberanía responsable, según se ha indicado en esta investigación);
- d) integrar los mercados eléctricos en un solo mercado regional, tema por demás complejo si se verifica que, ni tan siquiera en la Unión Europea se ha logrado que funcione de la manera esperada. Debería tomarse en cuenta que en los países

nórdicos si se habría conseguido combinar el funcionamiento de los mercados con propiedad estatal y otros con propiedad privada, particular que debería estudiarse a mayor profundidad para determinar su aplicabilidad a la región andina.

3.3 Retos para avanzar hacia la integración eléctrica en la CAN

Como se ha analizado previamente, existen barreras que deben ser subsanadas y se pueden proponer algunas estrategias, pero es claro a este punto, que se identifican retos que la CAN debe superar para lograr esa integración eléctrica en los próximos años.

La integración eléctrica no solamente pretende aportar al logro de una mayor seguridad en el suministro del servicio a nivel nacional, sino a nivel regional, es decir, de manera que ninguna zona interconectada se quede sin electricidad. Es necesario indicar que los intercambios de electricidad entre países al ser efectuados por razones económicas de un precio menor de generarlo a nivel nacional, podrían aportar de manera significativa a obtener una mayor cobertura del servicio si, en lugar de hacer inversiones para ampliar la generación en el propio país, se puede aprovechar aquella del país vecino, de forma que se liberen recursos que servirían para cubrir los déficits de cobertura de ciertas regiones aisladas (no interconectadas), que requieren otras soluciones técnicas más costosas.

Asimismo, se podría aportar al cambio de la matriz energética regional aprovechando mejor los recursos renovables, en sustitución de los de origen fósil, lo que incide directamente en la reducción de emisiones de gases que producen efecto invernadero. A su vez, esto permitirá que la región se oriente a mantener una matriz energética cada vez más limpia. En este ámbito interesa también la dificultad que se ha venido presentando en los procesos de licenciamiento de obras de generación hidroeléctrica en algunos países, que podría constituirse en una oportunidad para que se homogenicen las exigencias, de manera acorde al logro de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS).

Se considera primordial que los estados miembros de la CAN y los países asociados aprovechen la institucionalidad creada como ya se mencionó, empezando por refrescar y actualizar los principios y objetivos para los próximos años. Una institución que ha durado 50 años debe ser renovada de manera acorde a los desafíos que implica un mundo globalizado, con un crecimiento desmesurado de la tecnología y de las comunicaciones, que hacen que las personas estén informadas al minuto de todo lo que se está viviendo en

cualquier lugar del planeta y que tiene retos importantes para cubrir, acordes a las nuevas necesidades de los mercados y de la sociedad.

No es aceptable seguir fundando y creando nuevos esquemas de integración, sin cerrar o aprovechar los avances logrados en los ya existentes. Las lecciones aprendidas y los errores deberían servir para corregir y re direccionar la integración regional en el ámbito energético o en cualquier otro.

Es necesario que los líderes apuesten por la CAN, no solo en los discursos, sino en las acciones; que se fortalezcan los esquemas que se han construido, como por ejemplo el CANREL y el SINEA que mueven el ámbito técnico y operativo, en donde se están consensuando los conceptos a este nivel, pero que evidentemente requieren un fuerte involucramiento de las autoridades no solamente energéticas, sino diplomáticas y gubernamentales, con miras a lograr acuerdos de manera más expedita que sean publicados en la Gaceta del Acuerdo de Cartagena, convirtiéndolos en normas y reglas supranacionales de obligatorio cumplimiento.

Quizá esto sea el reto más importante a sortear, para ello, se requiere que alguno de los países más fuertes lidere la iniciativa, pero sin caer en el error del pasado del Presidencialismo puesto que se tiende a fortalecer visiones y esquemas de trabajo que no son permanentes, sino que se mueven de acuerdo a la tendencia política del líder en cuestión. Es imprescindible, entonces, que no deje morir la integración andina en búsqueda de otras opciones más prometedoras comercialmente, pero que carecen de la fuerza necesaria para mantener unidos los países persiguiendo objetivos comunes. No basta con tener rasgos comunes que nos identifiquen, como lo señalan algunos teóricos que garantizan la presencia de una región, sino entender que una verdadera integración requiere consensuar los intereses políticos, económicos y sociales, por medio del involucramiento auténtico de quienes conformamos esta rica y diversa región que necesita encontrar el camino a una distribución de la riqueza más equitativa, que permita que las personas encuentren finalmente el bienestar.

Capítulo 4: Conclusiones y Recomendaciones

A lo largo de la presente investigación se ha profundizado sobre los fundamentos teóricos y también empíricos para explicar por qué dentro de la Comunidad Andina de Naciones no ha sido factible pasar de la interconexión eléctrica hacia una integración regional en este campo. En estas condiciones se está en la capacidad de responder la pregunta que se planteó en el Plan de Tesis, que fue la siguiente:

¿Cuáles son las razones por las cuales no se ha podido pasar de la interconexión hacia la integración eléctrica en la Comunidad Andina de Naciones?.

En este contexto, y de manera paulatina, se ha ido identificando, analizando y sistematizando lo que varios autores y consultores han señalado como obstáculos a este proceso, para ello se partió de los aportes teóricos relacionados a este ámbito de estudio y también se investigó y analizó los argumentos e información que, en la práctica y de manera empírica, demuestran u orientan las presentes conclusiones.

Para pasar a la fase final de este estudio, es indispensable enfatizar la importancia de la energía eléctrica para el desarrollo de todas las actividades humanas en el contexto de la vida moderna y de un mundo globalizado. Este servicio estratégico permite proveer a los hogares y organizaciones comerciales, productivas, educativas, de salud y prácticamente de toda índole, la posibilidad de efectuar todas las actividades las veinte y cuatro horas al día y de manera comfortable. Siendo así, la opción de aprovechar las fuentes de energía de manera más eficiente, mediante la interconexión eléctrica internacional, provee las oportunidades para que el servicio pueda extenderse, no solo al territorio de un país, sino también a un grupo de países, que pueden cubrir sus necesidades de manera óptima y por qué no, ahora que las condiciones del planeta así lo exigen, también de manera sostenible, aprovechando las fuentes renovables existentes en la región, justamente porque no están repartidas de manera simétrica.

Esto demanda que los estados no solo se conformen con efectuar intercambios puntuales de electricidad cuando hay excedentes en el país de origen y una necesidad al otro lado de su frontera, sino también que se procure ver más allá de la demanda interna, para lo cual hace falta una planificación conjunta, con miras a que se cubran las necesidades energéticas de todos los miembros de una región de una manera eficiente, segura y confiable.

Con el objeto de presentar las conclusiones y recomendaciones de manera más organizada y sistemática, se exponen en el orden planteado para los objetivos específicos de esta investigación. Es decir, se inicia como es natural con el **primer objetivo**, haciendo un breve resumen sobre la estructura institucional y el marco jurídico regulatorio en el que se desenvuelve la interconexión eléctrica regional y su potencial integración.

En el ámbito nacional, se verifica que cada país ha establecido las instituciones para que puedan planificar las necesidades presentes y futuras de electricidad, emitir las normativas necesarias para prestar el servicio y cumplir las funciones de regular, fiscalizar, coordinar u operar los sistemas eléctricos. Por tanto, esa estructura institucional pretende garantizar que las distintas tareas se cumplan de manera que el servicio sea óptimo y pueda darse una cobertura total a los usuarios. Esto incluye la decisión de importar electricidad cuando las demandas nacionales así lo determinen

Queda en evidencia que existen dos países que mantienen una legislación que ha promovido la participación estatal dentro del sector eléctrico casi con exclusividad, que son Bolivia y Ecuador; mientras que los otros tres, más bien tienen vigentes instrumentos legales que incentivan la participación del sector privado y la libre competencia en sus mercados eléctricos, estos son Chile, Colombia y Perú. Esto evidentemente se alinea con las visiones políticas de los gobiernos de turno que orientan la mayor o menor participación de los aparatos estatales en la gestión de la cadena productiva de la electricidad y por tanto, otorga diferentes grados de injerencia de las instancias regulatorias para garantizar la calidad y el acceso al servicio de energía eléctrica.

Es necesario aclarar que, en el caso de Ecuador se ha dado un giro, puesto que aunque al parecer no se pretendería privatizar el servicio eléctrico, la orientación actual del gobierno sí intenta concesionar su administración (incluso de la generación), sin que se tenga aún, una mayor claridad del alcance de esa nueva forma de administrar el sector eléctrico ecuatoriano. Quizá el objetivo más visible, debido a la crisis económica, es lograr monetizar las inversiones estatales efectuadas en los diez años precedentes, para cubrir el déficit fiscal.

Estas características del marco jurídico de los países de la región permite identificar que los esquemas legales, acordes a las visiones políticas en la región, están divididos, pero

ello no ha impedido que Ecuador haya importado electricidad cuando ha sido necesario cubrir sus demandas internas, y a su vez ha exportado sus excedentes cuando Colombia o Perú lo han requerido, sin que interfieran otras instancias gubernamentales, alcanzando la fase de interconexión eléctrica, gracias a los regímenes bilaterales existentes entre ellos.

No obstante, a pesar de las dificultades encontradas en el camino, se puede advertir que poco a poco se ha ido construyendo un régimen internacional mediante la emisión de principios, normas, reglas y procedimientos para el intercambio de electricidad dentro de la región andina. Y, si bien este proceso ha sido lento, se ha sostenido en el tiempo, lo cual ha permitido instaurar las reglas de juego del intercambio eléctrico en la subregión andina.

En esa línea de pensamiento, vale la pena insistir en el hecho de que el marco jurídico general para la interconexión regional de sistemas eléctricos fue acordado mediante Decisión CAN 536. Mientras que, las Decisiones CAN 720 y 757 establecieron los regímenes bilaterales transitorios para los intercambios entre Ecuador y Colombia y Ecuador y Perú, respectivamente.

Por medio de la Decisión CAN 816 se creó el Mercado Andino Eléctrico Regional (MAER) y el Mercado Andino Eléctrico Regional de Corto Plazo (MAERCP), sin embargo, resulta evidente que durante este largo proceso iniciado a finales del año 2002, hasta la presente fecha no se ha logrado armonizar la normativa de la región y tampoco se ha completado la infraestructura que falta, en especial entre los países del sur de la región, que faciliten la interconexión regional.

También es oportuno considerar y concluir que la interconexión eléctrica y su potencial integración revisten problemas de carácter técnico, operativo y regulatorio, que son tratados en el marco de la institucionalidad creada en el SINEA. Esta particularidad hace que el tema de la interconexión eléctrica (y la proyectada integración) sea analizado en dos ambientes distintos: uno, más bien político, en el que participan las autoridades energéticas y diplomáticas de los países que forman parte de la Comunidad Andina de Naciones y generan las Decisiones antes descritas; y otro, de carácter técnico-operativo-regulatorio en el SINEA, en donde los especialistas de las agencias de regulación y control de los países han sido designados para establecer ese marco regulatorio único, necesario

para constituir un solo mercado eléctrico regional. La retroalimentación de ambos ambientes y su institucionalidad, resulta indispensable para que se puedan generar las decisiones supranacionales de obligatorio cumplimiento de todas las partes.

No obstante, hasta la fecha la disparidad de visiones políticas ha debilitado el proceso de armonización regulatoria que se lleva en el marco del SINEA, y lo ha dilatado por varios años, imposibilitando se profundice la integración eléctrica regional para dar curso al MAER, constituyéndose estos dos en los principales obstáculos según se pudo revisar en el capítulo III. Como se ha visto, se ha logrado únicamente dar un soporte a los intercambios eléctricos entre Ecuador y sus dos países vecinos, pero no ha brindado cobertura a la compra venta internacional de electricidad con Bolivia y menos aún con Chile, puesto que como se ha verificado durante esta investigación, aún se requiere analizar a mayor profundidad y establecer un marco jurídico y regulatorio regional adecuado para que preste cobertura a quien fungirá como país de tránsito para que los intercambios dejen de ser binacionales y puedan efectivamente llegar a ser multilaterales y verdaderamente regionales.

Con este objetivo, para que el esquema funcional de Colombia-Ecuador-Perú se extienda a los otros miembros es necesario que se evalúe de manera objetiva la complementariedad identificada con Chile, puesto que tiene una fuerte demanda de electricidad que actualmente está cubierta con combustibles fósiles, mientras Colombia y Ecuador tienen fuentes de energía renovable que podría cubrir parte de la demanda en mejores condiciones económicas y ambientales. Para ello, es indispensable que los acuerdos a nivel político se alcancen para que fortalezcan el trabajo operativo logrado en el SINEA, que se traduzca en la deseada aprobación de las normas armonizadas en la región, que sustenten los intercambios de electricidad más estables y de largo plazo, no solo de intercambios puntuales que no permiten lograr una verdadera integración en este campo.

En ese contexto, resulta positivo que dentro del foro del SINEA, se haya fomentado que las instancias de planificación y regulación nacionales participen de manera activa y en ese contexto, se creó el Grupo Regional de Planificación y también el Grupo Regional de Regulación, que tienen como objetivo planificar conjuntamente las necesidades de infraestructura que garanticen la interconexión y también lograr la armonización regulatoria regional, que hará efectiva la Decisión CAN 816 cuando se publiquen en la

Gaceta del Acuerdo de Cartagena los reglamentos Operativo, Comercial y el Coordinador Regional, que hasta la fecha no se han logrado estructurar a satisfacción de todos los miembros.

También se ha detectado que, si bien el SINEA tiene un trabajo sostenido en el tiempo, carece de una mínima estructura de una secretaría técnica, que de manera esporádica ha sido asumida por el BID, por tanto, la propuesta de estructuración de un ente Coordinador Regional, reviste especial importancia puesto que, a juicio de esta investigación, esta instancia debería adoptar las características de un organismo supranacional que pueda asesorar, y mediar entre los miembros, pero también se recomienda se le otorgue la función de monitorear y evaluar los avances logrados a las resoluciones adoptadas en las Declaraciones, que dicho sea de paso no tienen un registro oficial que permita su consulta y menos aún, dar seguimiento a las resoluciones adoptadas, a los plazos establecidos, y a los responsables de las tareas encomendadas por las autoridades energéticas. Esta función garantizaría se tomen correctivos, en caso de que se presenten obstáculos o restricciones que dilaten la ejecución de las distintas tareas, con miras a acortar los tiempos para la aprobación de los Reglamentos necesarios para que entre en vigencia la Decisión 816 que crea el mercado andino eléctrico regional (MAER).

En el estudio también es claro que en este momento no resulta viable llegar a acuerdos bilaterales entre Chile y Bolivia, lo cual impide el avance de las conversaciones con el objetivo de establecer una interconexión eléctrica entre los dos países. Además, también puede notarse que Chile no termina de definir el esquema de cooperación en que desea intervenir de manera permanente y sólida, por lo cual no descarta su participación como asociado de la CAN y de hecho es activo en el ambiente SINEA, pero al mismo tiempo promueve su liderazgo en la Alianza del Pacífico y también ahora en Prosur.

Esta situación, a criterio de esta investigación, no fortalece los procesos de integración latinoamericana y andina, sino los debilita, y ratifica lo señalado por Sunkel (1998), Dialmint (2013) y Malamud (2015), puesto que fracciona e impide tener una posición de bloque al evitar buscar soluciones en conjunto con sus vecinos, sino al mirar a los países más avanzados como proveedores de estrategias y mecanismos para encontrar la fórmula del desarrollo, que nunca podrá ser igual a la alcanzada por los países europeos o asiáticos,

porque cada región tiene particularidades que determinan que el camino sea construido de manera acorde al entorno político, social y económico.

Por tanto es imprescindible y se recomienda encontrar los mecanismos para remover esa tradición latinoamericana de buscar alianzas en otros bloques geográficos ubicados en otros continentes, lo cual no implica que no se deba efectuar y fomentar intercambios comerciales con otras regiones; sino más bien que se entienda que la única manera de alcanzar un desarrollo sostenible es garantizando una férrea mancomunidad andina que le permita ganar una mayor capacidad de negociación, frente a esos otros bloques.

Entonces, es evidente que existe la institucionalidad regional (CAN y SINEA) y el marco jurídico-regulatorio armonizados en construcción (Decisiones CAN y Reglamentos Operativo, Comercial y de coordinación regional) que permitan evolucionar desde una interconexión eléctrica, hacia una real integración en este campo primordial para el desarrollo y crecimiento en la región andina; no obstante, estos dos ámbitos dependen de la visión política de los países miembros que aún no logra conciliar expectativas hacia un solo objetivo regional que se debate entre distintos foros y enfoques de integración regional, y que no termina de dilucidar cuál de ellos efectivamente les presta la fortaleza necesaria para negociar sus intereses en bloque.

Respecto al **segundo objetivo** del estudio, de acuerdo a lo analizado en esta investigación, dentro del contexto empírico, se hizo un repaso del cumplimiento de las condiciones básicas señaladas por los expertos para pasar de la interconexión, hacia la integración eléctrica regional, específicamente en cuanto a los recursos que incluye la capacidad instalada, las redes y las reglas (las llamadas tres R's). También los avances logrados en los intercambios de electricidad en la región, tanto en cantidad de megavatios y en dólares de los Estados Unidos de América; así como se ha hecho un esfuerzo para sistematizar las actuales condiciones en que se desenvuelven los mercados eléctricos de la región.

En este punto, resulta necesario indicar que la electricidad no es una mercancía o un servicio como cualquier otro, puesto que dadas sus peculiaridades no puede almacenarse y debe consumirse en cuanto es producido. Ello determina que la cadena de producción se haya establecido en distintas fases desde la generación, pasando por la transmisión, hasta su distribución entre los diferentes usuarios (este proceso se ha llamado

desintegración vertical). Por tanto, esas características impiden que exista una competencia perfecta y ello ha determinado que en algunas de las fases se hayan constituido monopolios naturales, que permiten que la prestación del servicio sea más eficiente.

En el estudio se ha mostrado también que la región andina es rica en recursos energéticos que incluyen a los hidráulicos que suman, según la OLADE (2016), un total de 212.689 MW por aprovechar. Si se comparan las cifras registradas por ese organismo al año 2015, con aquellas que presentan para el año 2017, también se puede concluir que la capacidad instalada para provisión de energía eléctrica se incrementó en 14,77%, pues pasó de 57.785,45 a 66.323 MW.

La información disponible indica que el potencial de la región andina para generación eléctrica está por ahora dividido entre fuentes renovables que suman el 50,52% y las no renovables que aportan con el 49,48% (OLADE 2018). Sin embargo, la proporción en que crecieron las dos fuentes más importantes (hidrológica y térmica) es similar, es decir, no se evidencia que las políticas energéticas de la región estén privilegiando el reemplazo de las energías de origen fósil, con otras fuentes más limpias. Es decir, el campo para lograr la interdependencia y cooperación en este ámbito muestra un nicho interesante que debería tratarse en el marco de la CAN.

Respecto a la infraestructura para la interconexión eléctrica (redes) se observa con claridad que esta opción se ha consolidado entre Colombia, Ecuador y Perú, mientras se están creando las condiciones para incorporar en este proceso a Chile, mediante la implementación de los estudios pertinentes, notándose un retraso en la relación de este último con Bolivia, motivado quizá por los conflictos no resueltos entre ambos países, que les impide planificar proyectos bilaterales para concretar estos intercambios.

En cuanto a las transacciones internacionales de electricidad, si se analizan las cifras presentadas en esta investigación para el período 2007-2017 se concluye que el exportador más importante de electricidad dentro de la CAN es Colombia que participó con el 96% de las importaciones que hizo Ecuador, que ascienden a 6.750,40 GWh. Perú exportó al Ecuador 248.15 GWh, y esto representa apenas el 4% de las importaciones ecuatorianas. Por su parte, Ecuador exportó 814,89 GWh hacia Colombia, mientras que

a Perú la cifra apenas alcanza a 54,01 GWh, por tanto, ha habido mucho mayor intercambio de electricidad entre Ecuador y Colombia, debido quizá a que estos dos países lograron acordar antes los términos a través de la Decisión CAN 536 y la Decisión 720 que estableció el régimen bilateral transitorio entre los dos países; además, ya contaban con la infraestructura y las redes indispensables, y pudieron acumular una mayor experiencia en este campo, lo cual facilitó el proceso.

Es relevante concluir también que Ecuador está en posibilidad de exportar energía en los actuales momentos, gracias a la fuerte inversión en capacidad instalada hidroeléctrica que se hizo en los últimos años, lo cual le permitió revertir la tendencia en el año 2016, cuando empezó a exportar electricidad a Colombia y Perú, aunque los volúmenes exportados no le permitieron tener un balance positivo con relación a sus vecinos, durante el período analizado en esta investigación.

Entrando al ámbito de las transacciones internacionales de electricidad, es importante mencionar que para fijar los precios, cada país determina su costo marginal de acuerdo a las condiciones de su mercado eléctrico, cuyas demandas son cubiertas por diferentes fuentes de generación, sin embargo, la última que entra a operar es generalmente la más onerosa, porque primero se incorporan las de menor costo de producción (por ejemplo, las hidráulicas) y luego aquellas que requieren combustibles fósiles por ser más caras. Así, el operador de cada país debe analizar esas condiciones y determinan de qué manera cubre la demanda diariamente. Una de las opciones que se analiza con esa periodicidad es la importación de electricidad, puesto que económicamente es más favorable comprar al país vecino, que cubrir el servicio con una fuente de generación nacional que resulte más costosa. Por esta razón es indispensable contar con las redes y reglas en condiciones expeditas para que los intercambios se efectúen cuando sea preciso.

Sin embargo, se insiste en el hecho de que si bien existe la capacidad instalada y se han logrado los intercambios bilaterales de electricidad entre parte de los países miembros; aún no existen las condiciones idóneas de infraestructura, regulatorias e institucionales en la región que permitan efectuar una integración eléctrica regional.

Esto se debe también a que la región debe fundamentar y acordar claramente el tipo de mercado regional que se pretende establecer, en donde es prioritario que se defina si se tratará de un esquema de libre competencia o quizá una combinación entre libre

competencia y control estatal según la realidad actual de la región; puesto que esta falta de definición, quizá sea el obstáculo que en el fondo está demorando el proceso.

Por tanto, se recomienda debatir sobre los beneficios y desventajas de estos dos esquemas y hacer un análisis comparativo que incluya no solo los factores financieros (utilidades y retorno financiero), sino ampliar el espectro a lo económico, es decir, incluir también aspectos sociales (acceso al servicio, tarifas vigentes) y ambientales (fomento de energías más limpias, reducción de emisiones a la atmósfera).

Según se muestra a lo largo de la investigación, se ha logrado el **tercer objetivo** que fue identificar los factores que han impedido que los países andinos superen la fase de la interconexión y logren la integración eléctrica regional. Se propuso una forma de priorizar esos obstáculos y también se han esbozado las posibles estrategias para superar las barreras que se identifiquen.

La revisión bibliográfica y los expertos consultados en esta investigación han permitido describir los principales factores que han impedido transitar desde la interconexión hacia la integración eléctrica en la región andina, entre los que se mencionan a aquellos de índole política, normativa, comercial, técnica, institucional, geográfica y, financiera y presupuestaria.

Para refrescar el análisis, se hace un breve repaso de estos obstáculos o factores que se identificaron como prioritarios a lo largo del estudio, que en resumen implican lo siguiente: a) **barreras políticas**, se refieren a la existencia de distintas visiones de los gobiernos de turno en los países de una determinada región respecto, no solo a sus objetivos nacionales, sino a las estrategias para alcanzarlos, que no necesariamente es compatible, ni concordante, con los requerimientos y tendencias regionales en un momento determinado. Esto está profundamente relacionado con la tensión existente entre soberanía y la cooperación regional; b) **barreras normativas**: que provienen de la convivencia de marcos normativos diversos que regulan el sector energético nacional de cada uno de los países miembros de una región; c) **barreras comerciales**: que son las circunstancias o prácticas nacionales que no facilitan el intercambio de productos y/o servicios energéticos en un mercado regional determinado; d) **barreras técnicas**: cuando existen regulaciones, políticas o prácticas nacionales distintas, que pueden perturbar o limitar el tránsito de energía en una región; e) **barreras institucionales**: cuando las estructuras institucionales de un país muestran vacíos, duplicidad, superposición o

contradicción entre dos o más entidades, que a su vez pueden generar al proceso de integración energética regional; f) **barreras geográficas**: referidas a las limitaciones de orden físico natural o creadas por los seres humanos, que entorpecen el fácil acceso a otras regiones, como por ejemplo accidentes geográficos o distancias demasiado largas; y, g) **barreras financieras o presupuestarias**: cuando los estados no prevén la incorporación de los respectivos fondos en el presupuesto para cubrir los proyectos de infraestructura acordados para la integración energética.

En esta investigación se planteó la necesidad, no solo de identificar las barreras que han impedido alcanzar la integración eléctrica, sino que se procuró establecer el grado de importancia de cada una de ellas y también el orden de prioridad que los estados deberían establecer para ejecutar acciones y estrategias para resolverlas. Se concluye que según los expertos en energía los **obstáculos de importancia alta y media** son los políticos, normativos y financieros; mientras que los comerciales, técnicos, e institucionales revisten **importancia media y baja** y se consideran de más fácil solución.

En cuanto al orden de prioridad otorgado a las barreras señaladas, a criterio de esta investigación y vistos los argumentos esgrimidos en la bibliografía examinada y en los cuestionarios llenados por los expertos en energía consultados, se propone el siguiente orden de prioridad:

Prioridad	Tipo
1	Barreras políticas
2	Barreras regulatorias
3	Barreras financieras
4	Barreras institucionales (que podrían solucionarse conjuntamente con las regulatorias)
5	Barreras comerciales
6	Barreras técnicas
7	Barreras geográficas (que serían superables con soluciones técnicas)

Las estrategias para solucionar estos obstáculos, depende del grado de importancia otorgado a cada uno de ellos, siendo catalogado como de prioridad 1, y, por ende, de mayor dificultad, la eliminación de las barreras políticas, que se relacionan con varios de los conceptos teóricos propuestos para enmarcar esta investigación, entre ellos los

vertidos para entender lo que significa el término región y, sobre todo, la integración regional.

En ese contexto, de una parte, la CAN se ha constituido claramente como una región, puesto que está limitada geográficamente y cuenta con rasgos comunes identificables entre los países miembros, no obstante, esas condiciones no son suficientes para que se alcance la integración regional, puesto que según Haas (1971), este proceso requiere no solo que los estados se fusionen con sus vecinos de manera voluntaria, sino también que pierdan algunas propiedades de la soberanía, mientras acumulan suficiente experiencia, que les permita encontrar soluciones conjuntas a los retos que plantea la coexistencia internacional y el bienestar de sus comunidades.

Por tanto, se enfatiza como una de las más importantes conclusiones, que **las barreras políticas que se han identificado como de mayor incidencia al momento de lograr la integración eléctrica regional, son producto de una permanente tensión entre lo que los estados tradicionalmente entienden como soberanía**, es decir, proteger y no tener ninguna influencia externa respecto a las decisiones que se tomen para proteger su territorio y recursos naturales, frente a la opción de cooperar con los países vecinos en la búsqueda de estrategias conjuntas para solucionar los problemas que les aquejan y que generalmente son comunes en una región.

En ese contexto, ocurre lo que Ocampo (2015) llamó la “paradoja de la soberanía”, en donde, en defensa de una concepción tradicional de soberanía, los estados se alejan de las opciones de estrechar la interdependencia entre sí, en sectores clave para cooperar y lograr mejores resultados de manera mancomunada. De esta manera, en el marco de la CAN, de una parte se intenta proteger la mentada soberanía nacional, mientras de otro lado, y dentro del marco del concepto que al respecto propuso Krasner (1983), se construyen regímenes internacionales, que orientan la acción conjunta con otros Estados miembros, lo cual ha permitido concretar algunos compromisos regionales en ciertos períodos, mientras que en otros, dependiendo de las circunstancias y de la orientación política que impriman los gobiernos, se rezagan y se debilitan los procesos de cooperación.

En ese orden de ideas, a criterio de esta investigación, es necesario entender que la cesión de soberanía en el campo energético, no necesariamente implica la pérdida de autonomía sobre las decisiones internas y la potestad soberana de los Estados sobre los recursos naturales o energéticos con que cuentan sus territorios. Más bien se refiere a la opción

política que tienen los países de cooperar entre sí, para planificar y hacer inversiones conjuntas, tras la búsqueda de objetivos que superan el ámbito de sus fronteras, con el fin de contrarrestar los efectos negativos de amenazas o desafíos, cuya magnitud no puede ser abordada de manera individual (el ejemplo más claro de esto sería las negociaciones sobre cambio climático, en donde la CAN más su asociado Chile, podrían lograr un protagonismo, si acuerdan y buscan un cambio regional de la matriz energética, con miras por ejemplo a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero - GEI).

También es preciso considerar que dentro del ámbito de la cooperación indispensable para un sector estratégico como el energético, se identifica como importante el abordaje para proveer Bienes Públicos Globales, dentro del contexto en que lo analiza Ocampo (2015), es decir aquellos, que tengan atributos de no exclusión o rivalidad en el consumo, o que produzcan externalidades positivas o negativas importantes, por medio de su consumo o producción y mediante la provisión de la infraestructura y de redes compartidas entre los países cooperantes, como por ejemplo, las telecomunicaciones o el sistema postal. En ese marco, en esta investigación se propone que las redes eléctricas y su interconexión internacional puedan también ser consideradas en esta categoría de cooperación, es decir como parte de la provisión de un BPG o regional, en donde se torna imprescindible que se logre una planificación conjunta de las inversiones requeridas para la interconexión eléctrica, que permita cubrir la demanda del servicio eléctrico en todo el territorio andino, incluido Chile, sentando el camino para una verdadera integración eléctrica. Este enfoque debe ser profundizado puesto que puede brindar un marco conceptual teórico indispensable para el ámbito de estudio de la interconexión eléctrica y su transición a la integración eléctrica regional.

Al ser la integración regional un aspecto clave para esta investigación, también se abordó el enfoque histórico de la evolución de ese concepto en América Latina, dando como resultado, la presencia de tres olas de integración analizadas por Quiliconi y Salgado (2018), quienes inician describiendo al Viejo Regionalismo que apareció en los años cincuenta del siglo pasado, en donde la estrategia regional fue la industrialización por sustitución de importaciones (ISI) y en cuyo marco nació el Pacto Andino que fue el origen de lo que hoy constituye la CAN. En ese período, se concebía al servicio eléctrico como un monopolio natural, y, al tener vigente la concepción proteccionista y el cierre de fronteras, se privilegió la autosuficiencia del servicio eléctrico y solo se promovieron

intercambios puntuales de energía, mediante la construcción de centrales hidroeléctricas binacionales.

Posteriormente, surge el Regionalismo Abierto a partir de los años noventa, en donde se posiciona la agenda comercial y la liberalización de los mercados. Dentro de ese contexto, la electricidad es vista como un *commodity*, es decir como cualquier mercancía que debía transarse en el mercado, por lo cual se promovió una reforma en el sector eléctrico en donde se incentivó la inversión extranjera; se desintegró verticalmente el servicio en generación, transmisión y distribución; y se fomentó la interconexión eléctrica regional porque se abrieron las fronteras y se crearon los mercados eléctricos mayoristas (de grandes consumidores). Por tanto, en esa época ya no se perseguía la autosuficiencia nacional en el servicio, ni los estados buscaban la soberanía energética, puesto que, según lo concibe el neoliberalismo, el mercado lograría la provisión del servicio en condiciones óptimas.

Finalmente, en los albores del siglo XXI, surge lo que se conoce como Regionalismo Post Neoliberal o Post hegemónico, en cuyo marco nacieron varias organizaciones como la Unasur constituida por gobiernos de izquierda cuestionadores de la hegemonía estadounidense, en donde se posicionaron las agendas estratégicas de otros sectores distintos al comercial, incluyendo el sector energético. Es decir, en este período se cuestiona el papel del mercado y se vuelve a una lógica de buscar la autosuficiencia y la soberanía energética en cada uno de los países, pues no se quería tomar riesgos de falta de abastecimiento, debido a que se quebrantaron contratos y compromisos de provisión de energía, en especial en el Cono Sur, en donde se privilegió la cobertura del servicio dentro de las fronteras nacionales, aunque ello implicó incumplir lo pactado con otro país. A pesar de ello, en el discurso se promovió la seguridad energética regional y se concibió a este ámbito como estratégico para los países latinoamericanos. En el marco de la CAN, como se revisó en el Capítulo II, se fomentó el intercambio eléctrico bilateral entre Colombia, Ecuador y Perú y se ha intentado durante los últimos años, armonizar los reglamentos necesarios con el objetivo de establecer el mercado regional andino.

A criterio de esta investigación, este último enfoque de la integración regional latinoamericana, no obtuvo los resultados esperados, es decir la profundización de la integración regional, que no pasó de ser una ola discursiva que se diluyó en diversos temas, puesto que los países podían participar en distintos esquemas de integración, según

los intereses y agenda puntual coyuntural que deseaban atender. Todo esto, sin fortalecer la institucionalidad suficiente, que consiguiera aplacar los constantes vaivenes de los gobiernos de izquierda o derecha, que de manera cíclica están presentes en la región, dando como resultado, por ejemplo, el desplome de Unasur y la propuesta de creación de una organización que la reemplace llamada Prosur, iniciativa promovida por los gobiernos de Chile y Colombia.

Esto da lugar a señalar que el panorama que se avizora, una vez que ha cambiado la orientación ideológica de los gobiernos latinoamericanos, no permite tener certezas sobre el avance y consolidación de la integración energética y, tampoco se puede prever con claridad, si los Estados tomarán la decisión de defensa a ultranza de la soberanía energética u optarán por una soberanía “responsable” para favorecer los procesos de integración regional en este ámbito.

En cuanto al régimen internacional constituido en la CAN, se necesita consensuar visiones de hacia dónde se desea llevar a la integración energética, trascendiendo el tradicional enfoque de soberanía en este ámbito, ya analizado precedentemente, que impide adoptar estrategias conjuntas que lleven a los países andinos hacia la llamada soberanía responsable, en donde los intereses estatales se tornen regionales y se adopten mediante normas y reglas supranacionales, esquema en el cual todos los países participen y cumplan los acuerdos. Esto requiere que Bolivia y Chile hagan un esfuerzo para que sus posiciones políticas lleguen a consensos en el ámbito energético, que allanen el camino hacia una real integración que requiere abastecer con energía renovable y limpia a todos los países de la región.

No obstante, no se puede desconocer que estas decisiones políticas se tomarán en el marco de lo que los estados consideren en ese momento como el óptimo enfoque de mercado, en donde lo ideal sería que se busque un equilibrio entre los intereses de todos los ciudadanos, mediante un importante papel regulador del estado por medio de las políticas públicas, frente a la búsqueda de réditos económicos de la inversión nacional y extranjera que constituyen actores minoritarios, pero primordiales y de peso en las decisiones económicas gubernamentales.

Al existir esa dualidad en las orientaciones políticas de izquierda o derecha, es obvio que los gobiernos de turno apoyarán la interconexión eléctrica regional, mientras les permita proveer un servicio económicamente más rentable, no importa cuál sea su origen

nacional, pero paralelamente también deberán decidir si abren sus fronteras a la inversión extranjera o si mantienen esquemas de provisión de servicio eléctrico en manos estatales y nacionales. Incluso deberán ir más allá, dentro de un ámbito mucho más complejo, que se refiere a encontrar la forma en que puedan convivir esos dos polos conceptuales para lograr esa interdependencia en este ámbito, en donde se borren las fronteras nacionales para lograr la integración, aunque no necesariamente el intercambio sea simétrico, tal como lo señalaron Keohane y Nye (1988).

En cuanto a las fases que deben cumplirse o que faltan para que se pase de la interconexión hacia la integración eléctrica se ha efectuado un análisis que permite concluir que se han hecho esfuerzos por lograr una armonización regulatoria y para superar los requerimientos de infraestructura, y en ello se han apostado los esfuerzos invertidos en el ambiente SINEA, no obstante, según se analizó la integración regional requiere un trabajo sostenido en tres ámbitos, el económico, el político y social. En ese contexto, para lograr la **integración económica**, no solo se requiere la armonización regulatoria, sino también la creación de mercados eléctricos competitivos a nivel nacional, una ampliación de mercados regionales vía la interconexión, que requiere a su vez incrementar los intercambios bilaterales hacia un esquema multilateral, y, además, consolidar un mercado regional competitivo. Todos estos requisitos no se han alcanzado aún, y quizá convenga analizar en el futuro inmediato, esquemas en que se logre combinar mercados competitivos, con mercados con control estatal, puesto que esa es la lógica de funcionamiento actual de la región andina y más aún por la existencia de monopolios naturales en las fases de transmisión y distribución de la electricidad.

En el **ámbito político**, tal como se ha analizado suficientemente en esta investigación, se concluye que la integración requiere un fuerte liderazgo político de los Presidentes de la región, para que se adopte de manera supranacional acuerdos hacia una cooperación incondicional hacia el logro de la integración eléctrica regional, lo cual implica que exista un equilibrio entre la soberanía nacional y la cooperación en este ámbito entre los países andinos y además se cumplan algunas condiciones operativas, jurídicas y comerciales que deben ser previamente consensuadas. Sin embargo, no se puede confundir el liderazgo político con un enfoque presidencialista, porque ello, como se ha evidenciado en la región, impide sostener políticas estables y contener los vaivenes en la gestión, de acuerdo a la orientación política de los gobernantes del momento.

El reto regional demanda que haya una apuesta política por la CAN, y que se adopten nuevos esquemas de soberanía compartida para lograr que se trabaje de manera mancomunada en sacar adelante los proyectos de integración eléctrica con una planificación conjunta, con los necesarios aportes públicos y privados, porque lo que se pretende crear es un mercado eléctrico regional, en donde la participación de capitales nacionales y extranjeros debe hacerse de manera conjunta, sin ceder el control y la regulación estatal, para alcanzar los grandes objetivos de cubrir la demanda de este importante servicio que es primordial para el crecimiento productivo y social de la región, en condiciones de acceso y seguridad.

Por tanto, se necesita y recomienda definir políticas de cooperación regionales que rebasen los cambios ideológicos temporales de los gobiernos de los países integrantes. Es decir, exactamente como en el ámbito nacional, se requiere fijar y cumplir políticas de estado, no de gobierno, igualmente en la esfera regional, sea este subregional (CAN) o regional (latinoamericano) se debería procurar objetivos y metas de largo plazo con carácter supranacional y por consiguiente, las decisiones que se adopten deberán tener carácter obligatorio e inamovible. Esto limitaría el vaivén político entre izquierda y derecha y los cambios hacia la visión política de los gobiernos de turno. Quizá con este enfoque es necesario que se procure la participación de órganos legislativos sea de la propia CAN o de los países miembros para democratizar las decisiones supranacionales, y no dejar este importante ámbito internacional solamente en manos de los ejecutivos.

Entonces, el reto más importante que se vislumbra es lograr consensos en el ámbito político, para ello, los países más fuertes de la región andina, y eso incluye a Chile, deben fortalecer la institucionalidad de la CAN que nació hace medio siglo y renunciar a la búsqueda de otras opciones más prometedoras comercialmente, pero que carecen de la fuerza necesaria para mantener unidos los países persiguiendo objetivos comunes, según muestra la experiencia vivida con Unasur. El camino a juicio de esta investigación no es seguir fundando otros organismos de cooperación, sino evaluar periódicamente los logros y los obstáculos encontrados en los esquemas de cooperación que se acuerdan, puesto que, hasta ahora se han convertido en mecanismos que se adoptan según las condiciones e intereses coyunturales, haciendo que se fortalezcan o se debiliten según las decisiones gubernamentales que duran generalmente un período de cuatro a cinco años, lo cual impide planificar a largo plazo y tener resultados tangibles y, sobre todo, no se

aprovechan las lecciones ganadas en otros esquemas y foros de cooperación regionales, lo cual provoca que se vuelvan a cometer los mismos errores cambiando nombres, pero no solucionando los problemas de fondo que han impedido y siguen obstaculizando la integración regional.

El papel de los organismos internacionales es evidentemente crucial, puesto que deben aportar con visiones objetivas, con parámetros de gestión más eficientes y con la mediación entre países cuando sea necesario. Los organismos multilaterales de financiamiento no solo deben evaluar los proyectos e iniciativas de integración regional por su viabilidad financiera, sino también por su grado de alineación a la consecución de los Objetivos de Desarrollo Sostenible que plantea la Organización de las Naciones Unidas y por ende también la CEPAL que orienta las acciones en América Latina y El Caribe, que combina necesariamente no solo lo económico, sino lo social y ambiental.

Y, como corolario, es necesario trabajar en la **integración social** que conlleva romper una visión de los ciudadanos andinos de los retazos en que se dividió América del Sur al crear las repúblicas, en donde no se alcanza, ni de lejos, a tener el grado de cohesión que se necesita para ceder soberanía de manera inteligente, con miras a lograr mejores resultados para los millones de personas que requieren mayor equidad y acceso, no solo al servicio eléctrico, sino a otros como la educación, salud y empleo.

Siendo así, no basta con tener rasgos comunes que nos identifiquen, que nos limitan a ser eminentemente una región, sino entender que una verdadera integración requiere consensuar los intereses políticos, económicos y sociales, por medio del involucramiento auténtico de quienes conformamos esta rica y diversa región que necesita encontrar el camino a una distribución de la riqueza más equitativa, que permita que las personas encuentren oportunidades y logren su bienestar.

Anexos

Anexo No. 1

OBSTÁCULOS PARA LA INTEGRACIÓN ELÉCTRICA REGIONAL (COMUNIDAD ANDINA DE NACIONES - CAN)							
No.	TIPOS DE BARRERAS	ALCANCE BARRERA	IMPORTANCIA (1)			ORDENAR POR PRIORIDAD (2)	COMENTARIO (OPCIONAL)
			Alta	Media	Baja		
1	Políticas	Diferentes visiones que generan tensión entre soberanía y la integración eléctrica regional					
2	Normativas	Diferentes marcos normativos por armonizar					
3	Comerciales	Diferencias en el tratamiento comercial de la electricidad que complican su intercambio					
4	Técnicas	Condiciones operativas diferentes (seguridad, frecuencia, niveles de voltaje, entre otros)					
5	Institucionales	Marcos institucionales distintos (duplicidad de funciones, superposición, vacíos institucionales)					
6	Geográficas	Aquellas que dificultan el intercambio eléctrico como distancias muy grandes, o barreras físicas					
7	Financieras	Falta o insuficiencia de recursos financieros en los presupuestos para desarrollar la infraestructura necesaria para intercambios					
Fuente: Chamba, M. et al. OLADE, 2017. con aporte de Pardo, G. (2019)							
Elaboración: Propia.							
INSTRUCCIÓN:		(1) Determine qué importancia tiene para usted cada uno de los obstáculos, es decir, si le parece que tiene importancia alta, media o baja					
		(2) Establezca un orden del 1 al 7 según considere que es importante frente a las otras, siendo el 1 el más importante y el 7 el menos importante					
IDENTIFICACIÓN:		Nombre:					
		Función u ocupación:					
		Institución:					
		Sector (público, privado, organismo internacional)					

Bibliografía

Científica

- Bernal, C. (2010). *Metodología de la investigación. Administración, economía, humanidades y ciencias sociales*. Colombia: Pearson Educación.
- Chaves, A. (julio de 2010). La inserción internacional de Sudamérica: la apuesta de UNASUR. *Revista de Ciencias Sociales*, 38 (9): 29-40.
- Chiriboga, M. (mayo, 2009). ¿Es la CAN un esquema vigente de integración?. Estudio preparado para la Fundación Friedrich Ehlbert-ILDIS: 1-29.
- Corbetta, P. (2007). *Metodología y Técnicas de Investigación Social*. España: Mc. Graw-Hill/Interamericana de España.
- Dalle, P., Boniolo, P., Sautu, R. y Elbert, R. (2005). *Manual de Metodología. Construcción del marco teórico, formulación de objetivos y elección de metodología*. Buenos Aires, Argentina: CLACSO. Recuperado de: <http://bibliotecavirtual.clacso.org.ar/clacso/formacion-virtual/200100719035021/sautu.pdf>.
- Devlin, R. y Estevadeordal, A. (julio de 2001). *¿Qué hay de nuevo en el nuevo regionalismo de las Américas?*. BID-INTAL. Documento de Trabajo 7.
- Diamint, R. (abril de 2013). Regionalismo y posicionamiento suramericano: UNASUR y ALBA. *Revista CIDOB d'Afers Internacionals*, (101): 55-79.
- Fawcett, L. (2005). Regionalism from an Historical Perspective. En M. Farrel, B. Hettne y L. Langenhove (Eds), *Global Politics of Regionalism* (pp. 1-37). Londres: Pluto and Press.
- Geopolítica XXI (2019). Aproximaciones al concepto de soberanía energética. Recuperado el 8 de agosto de 2019 de <https://geopoliticaxxi.wordpress.com/tag/soberania-energetica/>.
- Guarnizo, T. (2008). La crisis de la CAN: nuevos desafíos para la cooperación en la Región Andina. En G. Jaramillo (Comp.), *Los nuevos enfoques en la Integración: más allá del regionalismo* (pp. 39-55). Quito: FLACSO.

- García, D. (2015). Evolución de la Integración Energética en América Latina y el Caribe. *FIER: Una Década promoviendo la Integración*. OLADE: 14-24.
- Jaramillo, G. (2008). Introducción. En G. Jaramillo (Comp.). *Los nuevos enfoques de la integración: más allá del nuevo regionalismo* (pp.11-26). Quito: FLACSO.
- Kaiser, S. (s/f). El ejercicio de la soberanía de los Estados. Biblioteca Jurídica Virtual del Instituto de Investigaciones Jurídicas de la Universidad Autónoma de México (UNAM). Recuperado el 4 de julio de 2019 de: [https://www.google.com/search?client=firefox-b-d&channel=crow&q= Kaiser%2C+S.+%28%E2%80%A6%29+El+ejercicio+de+la+soberan%C3%Ada+de+los+Estados](https://www.google.com/search?client=firefox-b-d&channel=crow&q=Kaiser%2C+S.+%28%E2%80%A6%29+El+ejercicio+de+la+soberan%C3%Ada+de+los+Estados).
- Kerner, D. (2003). La CEPAL, las empresas transnacionales y la búsqueda de una estrategia de desarrollo latinoamericano. *Revista de la CEPAL*, (79): 85-98.
- Keohane, R. y Nye, J. (1988). La interdependencia en la política mundial. En R. Keohane y J. Nye. *Poder e Interdependencia. La Política Mundial en Transición* (pp. 15-38). Buenos Aires: GEL.
- Legler, T. y Santa Cruz, A. (2011). Introducción. El patrón contemporáneo del multilateralismo latinoamericano. En T. Legler y A. Santa Cruz. *Los Desafíos del multilateralismo en América Latina*. (pp. 11-34). Buenos Aires, Argentina/ CRIES.
- Lyons, G. (junio de 1995). Organizaciones internacionales e intereses nacionales. *Revista Internacional de Ciencias Sociales*, (144): 291-308.
- Malamud, A. (julio-diciembre de 2011). Conceptos, teorías y debates sobre la integración regional. Norteamérica: *Revista Académica de CISAM-UNAM*, 6, (2): 219-249.
- Malamud, C. (octubre de 2015). Integración y cooperación regional en América Latina: diagnóstico y propuestas. *Documento de Trabajo 15/2015*. Real Instituto Elcano.
- Madrid, J. (2006). Responsabilidad Internacional del Estado Mexicano en Materia de Derechos Humanos: Femicidios en Ciudad Juárez. Universidad de las Américas Puebla (UDLAP). Tesis de Licenciatura en Derecho con Área en Derecho Internacional. Puebla, México. Recuperado el 4 de julio de 2019 de: http://caterina.udlap.mx/u_dl_a/tales/documentos/ldin/madrid_m_j/portada.html.

- Mankiw, G. (2001). *Principios de Economía*. México: Mc Graw-Hill/Interamericana de España.
- Mathis, J. (1971) *Integración económica en América Latina: el progreso y los problemas de la ALALC*, México: Diana.
- Murillo, C. (2004). Aproximación a los regímenes de integración regional. *Revista Electrónica de Estudios Internacionales*, (8): 1-31.
- Oyarzún, L. (2008). Sobre la naturaleza de la integración regional: teorías y debates. *Revista de Ciencia Política No. 28*, (2): 1-22. Recuperado el 1 de mayo de 2019 de: http://www.scielo.cl/scielo.php?script=sci_arttext&pId=S0718-090X2008000200004.
- Preciado, J. y Florido, A. (2013). La Comunidad de Estados Latinoamericanos y Caribeños (CELAC): integración “postneoliberal”, neoliberal ortodoxa y contra hegemónica. En C. Silva y C. Martins (Coord.) *Nuevos Escenarios para la Integración en América Latina* (pp. 187-214). Santiago de Chile: Editorial Arcis-Clacso.
- Quiliconi, C. y Salgado, R. (2017). Latin American Integration: Regionalism a la carte in a Multipolar World?. *Colomb.int (on line)*, (92): 15-41.
- Ragin, Ch. (2007). *La construcción de la investigación social. Introducción a los métodos y su diversidad*. Colombia: Siglo del Hombre Editores.
- Rendón, J; Gaviria, A y Salazar, L. (2011). Determinantes del precio de la energía eléctrica en el mercado no regulado en Colombia. *Revista de Ciencias Estratégicas (19)* 26. 227-246. Recuperado el 19 de marzo de 2019 de <https://revistas.upb.edu.co/index.php/cienciasestrategicas/article/download/.../1313>.
- Rojas, E. (2017). [*Interconexión eléctrica como factor de la integración regional de la Comunidad Andina de Naciones (CAN) en el período (2010-2017)*]. Sin publicar.
- Rojas, E. (2018). [*La interconexión eléctrica como factor de integración regional en la Comunidad Andina de Naciones (CAN) en la década 2007-2016*]. Sin publicar.

Rojas, E. (2018). [Contribución de la interconexión eléctrica dentro de la Comunidad Andina de Naciones (CAN) para la conformación de un régimen internacional]. Sin publicar.

Sauma, E. (noviembre, 2016). Interconexión eléctrica regional con miras hacia una integración energética en Sudamérica. Propuesta presentada en un seminario realizado el 10 de noviembre de 2016 en Chile. 183-202.

Sunkel, O. (1998). Desarrollo e integración regional: ¿otra oportunidad para una promesa incumplida?. *Revista de la CEPAL* (número extraordinario): 229-242.

No científica

ARCONEL (2019). Balance Multianual 2007-2017. Recuperado el 30 de mayo de 2019 de: <http://www.regulacionelectrica.gob.ec/estadistica-del-sector-electrico/balance-multianual-de-energia/>

ARCONEL (2019). Estadística del sector eléctrico ecuatoriano 2017. Recuperado el 30 de mayo de 2019 de: <https://www.regulacionelectrica.gob.ec/revistasd/>

Autoridad de Fiscalización de Electricidad y de Tecnología Nuclear (AE, 2019). Recuperado el 25 de junio de 2019 de: <https://www.aetn.gob.bo/web/main?mid=1&cid=33>

Banco Central del Ecuador (2018). *Evolución de la Balanza Comercial. Balanza Comercial del Ecuador por país*. Enero – Abril de 2018.

CAF (2012). *Nuevas Oportunidades de Interconexión Eléctrica en América Latina*. Bogotá: CAF.

CAF (2013). *Informe Energético Sectorial. Energía: Una visión sobre los retos y oportunidades en América Latina y el Caribe*. Recuperado el 1 de noviembre de 2017 de publicaciones.caf.com©2013.

Castillo, T. (octubre de 2015). Una retrospectiva del Convenio de Lima. *FIER: Una Década promoviendo la Integración*. OLADE: 8-13.

- Chamba, M., Salazar, G. Añó, O., Castillo, T. (2012). Integración Eléctrica en Latinoamérica y el Caribe: Barreras y Análisis Regulatorios. *Revista ENERLAC (OLADE)*, IV (4): 64-81.
- Comunidad Andina de Naciones. (2010). Principios Orientadores y Agenda Estratégica. Documento elaborado por el Grupo de Delegados Presidenciales y aprobado en la Trigésima Primera reunión del Consejo Andino de Ministros de Relaciones Exteriores en forma ampliada con los Representantes Titulares ante la Comisión. Lima: CAN. Recuperado el 15 de mayo de 2018 de: <https://www.google.com/search?q=principios+orientadores+de+la+CAN&ie=utf-8&oe=utf-8&client=firefox-b>.
- Comunidad Andina de Naciones (2018). Decisiones CAN en sector energético. Recuperado de: <http://www.comunidadandina.org/Seccion.aspx?id=71&tipo=>
- Castillo, I. (2013). *Apuntes sobre la Integración Eléctrica Regional y Propuesta para Avanzar*. Quito, Ecuador: OLADE.
- Comunicado de Brasilia (2010). Recuperado el 3 de febrero de 2019 de: http://www.sela.org/media/266251/t023600002377-0-comunicado_de_brasilia.pdf
- Equilibrium Clasificadora de Riesgo S.A. (2018). Análisis del Sector Eléctrico Peruano: Generación. Con cifras al 31 de marzo de 2018. Recuperado el 24 de mayo de 2019 de: <https://www.google.com/search?q=Equilibrium+Clasificadora+de+Riesgo+S.A.+%282018%29.+An%C3%A1lisis+del+Sector+El%C3%A9ctrico+Peruano%3A+Generaci%C3%B3n.+Con+cifras+al+31+de+marzo+de+2018.&ie=utf-8&oe=utf-8&client=firefox-b>.
- Fernández, D. (2018). Los cuatro modelos del mercado eléctrico. Recuperado el 15 de julio de 2019 de: <http://danifernandez.org/articulo/los-4-modelos-mercado-electrico/>.
- Gomelsky, R. (2013). Integración eléctrica Perú-Ecuador-Colombia. En B. Ruchansky (Comp.), *Integración eléctrica en América Latina. Antecedentes, realidades y caminos por recorrer* (pp. 35-68). Santiago de Chile: CEPAL.

- Gómez, E. (2010). *Tendencias y desafíos para el sector eléctrico boliviano*. La Paz: CEDLA. Recuperado el 4 de junio de 2019 de: <http://bibliotecavirtual.clacso.org.ar/Bolivia/cedla/20101007100038/PESELEC.pdf>.
- Hernández, G. (2012). *Cobertura Eléctrica en América Latina y El Caribe*. Quito, Ecuador. OLADE.
- Lambertini, G. (2016). *Hacia la superación de las barreras políticas y regulatorias para la integración energética en América Latina. Bases Conceptuales para el Marco Regulatorio de Desarrollo Energético Sostenible*. Memorias del Seminario Internacional de Derecho Energético. Bogotá, Colombia.
- Mamani, L. (12 de agosto de 2018). El envío de gas a Argentina y Brasil cayó 16,7% desde 2014. *Página Siete (Diario Nacional Independiente)*. Recuperado el 26 de noviembre de 2018 de www.oep.org.bo.
- Ministerio de Electricidad y Energía Renovable [MEER] (2017). *Plan Maestro de Electricidad 2016-2025*. Quito: Media Naranja Publicidad.
- MEER (2016). *El sector eléctrico ecuatoriano 2007-2016* (pp. 1-75). Quito: MEER.
- MEM (2016). *Anuario Ejecutivo de Electricidad* (pp. 1-108) Lima: MEM.
- Ministerio de Energías (2019). *Plan Estratégico Institucional Reformulado PEI (2017-2020)*. La Paz, Bolivia. Recuperado el 25 de junio de 2019 de: <https://www.minenergias.gob.bo/informacion-institucional>.
- Ministerio de Hidrocarburos y Energía (2014). *Plan Eléctrico del Estado Plurinacional de Bolivia 2025*. La Paz, Bolivia: Recuperado el 24 de junio de 2019 de: <https://www.google.com/search?client=firefox-b-d&channel=crow&q=plan+expansion+electrica+bolivia>.
- Ocampo, J. (2015). La gobernanza económica y social y el sistema de las Naciones Unidas. En J. Ocampo (Ed.), *Gobernanza Global y Desarrollo. Nuevos desafíos y prioridades de la cooperación internacional* (pp.31-70). Buenos Aires: Siglo Veintiuno Editores. Recuperado el 2 de julio de 2019 de: <https://www.google.com/search?client=firefox-b-d&channel=crow&ei=>

r00eXeqsCrKA5wLQpZTQDA&q=gobernanza+global+y+desarrollo+ocampo&o
q=gobernanza+&gs_l=psy-

OLADE (2018). *Panorama Energético de América Latina y El Caribe 2018* (pp. 1-401).
Quito: OLADE.

OLADE (2017) *Energía en Cifras 2016*. Recuperado el 13 de noviembre de 2018 de:
<https://www.google.com/search?q=energia+en+cifras+2016+olade&ie=utf-8&oe=utf-8&client=firefox-b>.

Presidencia de la República Plurinacional de Bolivia. Decreto Supremo 3058 (2017).
Emitido el 24 de enero de 2017. Recuperado el 25 de junio de 2019 de:
<https://www.google.com/search?q=decreto+supremo+3058+bolivia&ie=utf-8&oe=utf-8&client=firefox-b>.

Red Eléctrica de España (2015). ¿Qué son las interconexiones internacionales y por qué
son necesarias? *Revista Energía y Sociedad*. Recuperado de:
<http://www.energiaysociedad.es/que-son-las-interconexiones-internacionales-y-por-que-son-necesarias/>

Ruchansky, B. (2013). Integración eléctrica Perú-Ecuador-Colombia. En B. Ruchansky
(Comp.), *Integración eléctrica en América Latina. Antecedentes, realidades y
caminos por recorrer* (pp. 7-33). Santiago de Chile: CEPAL.

Ruiz-Caro, A. (2006). Cooperación e integración energética en América Latina y el
Caribe. *Serie Recursos Naturales e Infraestructura*. Santiago de Chile: CEPAL.

Quiñonez, M. y Quintanilla, E. (2016). Sector eléctrico: marco Institucional, problemas
y nuevas tendencias. *THEMIS/ Revista de Derecho de la Pontificia Universidad
Católica del Perú*, 69: 133-145. Recuperado de:
<http://revistas.pucp.edu.pe/index.php/themis/article/view/16756>

Semanario El Vocero (12 de febrero de 2019). Chile presiona al Perú por energía
eléctrica. Recuperado el 25 de mayo de 2019 de:
<https://elvocerodeperu.com/2019/02/12/chile-presiona-al-peru-por-energia-electrica/>.

SINEA (2011-2019). *Declaraciones de los Ministros de Energía y Altas Autoridades del Sector Energético*. Recuperado el 24 de abril y 14 de mayo de 2019 en varias páginas de internet.

SINEA (2019). *Informe de Avance de la Hoja de Ruta de la Interconexión Regional en el Marco del SINEA*. Elaborado por el Grupo Técnico del SINEA. Abril de 2019.

Entrevistas grabadas

G. Pardo, Director de Estudios Eléctricos y Energéticos de la Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL), entrevistado por Eliana Rojas. Quito, 10 de octubre de 2018.

G. Pardo y B. Betancourt, Director de Estudios Eléctricos y Energéticos y Coordinador Nacional de Regulación del Sector Eléctrico de la Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL), entrevistado por Eliana Rojas, Quito, 9 de enero de 2019.

J. Salazar, Ingeniero de Planeamiento Energético del Operador Nacional de Electricidad (CENACE), entrevistado por Eliana Rojas, Quito, 20 de agosto de 2019.

Cuestionarios aplicados a Especialistas en Energía regionales

G. Arguello, Director Ejecutivo del Operador Nacional de Electricidad (CENACE) de Ecuador, sector público. Agosto de 2019.

M. Cadena, Director de Integración, Acceso y Seguridad Energética de OLADE, organismo internacional. Agosto de 2019.

C. Echevarría Barbero, Especialista Regional Senior de Energía del BID, organismo internacional. Septiembre de 2019.

R. Gomelsky, Consultor internacional de energía de ENERINTER, sector privado. Agosto de 2019.

G. Lambertini, Directora del Ente Regulador del Gas de la República Argentina y especialista internacional, sector público. Septiembre de 2019.

J. Mendoza Gacon, Gerente de Regulación de Tarifas, OSINERGMIN Perú, sector público. Agosto de 2019.

G. Pardo, Director de Estudios Eléctricos y Energéticos de ARCONEL, sector público.
Agosto de 2019.

A. Rey Ortiz, Abogado Experto en Temas de Energía Eléctrica de ENEL- Colombia,
sector privado. Agosto de 2019.