

**COMPORTAMIENTO DEL MERCADO ELÉCTRICO COLOMBIANO POR LOS
INTERCAMBIOS DE ELECTRICIDAD REGIONAL CON LA COMUNIDAD
ANDINA DE NACIONES CAN Y CASO DE ESTUDIO CON ECUADOR**

ALEJANDRO LÓPEZ ARIAS

**UNIVERSIDAD PONTIFICIA BOLIVARIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA
ESPECIALIZACIÓN EN TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA
ELÉCTRICA
MEDELLÍN
2014**

**COMPORTAMIENTO DEL MERCADO ELÉCTRICO COLOMBIANO POR LOS
INTERCAMBIOS DE ELECTRICIDAD REGIONAL CON LA COMUNIDAD
ANDINA DE NACIONES CAN Y CASO DE ESTUDIO CON ECUADOR**

ALEJANDRO LÓPEZ ARIAS

**Trabajo de grado para optar al título de Especialización en
Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica**

Director

JAIRO HUMBERTO LÓPEZ GARCÍA

Ingeniero Electricista

M.Sc Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica

**UNIVERSIDAD PONTIFICIA BOLIVARIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA
ESPECIALIZACIÓN EN TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA
ELÉCTRICA
MEDELLÍN
2014**

Agradecimientos

A Dios por darme la oportunidad de seguir creciendo como persona y como profesional.

Al docente Jairo Humberto López García, M.Sc. Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica de la Universidad Pontificia Bolivariana y Director de Trabajo de Grado, por su constante disposición, acertada orientación y valiosa asesoría.

A las personas que me acompañaron durante este proceso; sus aportes, comentarios y apoyo fueron de mucha utilidad.

A mi familia por su apoyo incondicional y comprensión, que me alentaron a lograr cada una de mis metas propuestas.

Y por último quiero dar un especial agradecimiento a mi esposa, por su inmensa paciencia y constante apoyo en este trabajo y en mi desarrollo profesional.

CONTENIDO

Introducción	12
Capítulo I: Mercado eléctrico colombiano.....	14
1. El mercado de energía eléctrica en Colombia.....	14
1.1. Antecedentes (Historia del sector).....	14
1.2. Reestructuración del sector eléctrico: leyes 142 y 143.....	15
1.3. Instituciones del sector.....	16
1.4. Órganos de operación y administración	16
1.5. Estructura del mercado eléctrico en Colombia	18
1.5.1. Generación.....	19
1.5.1.1. El cargo por confiabilidad en generación.....	21
1.5.2. Transmisión	22
1.5.3. Distribución.....	22
1.5.4. Comercialización.....	23
1.5.4.1. Contratos bilaterales de los mercados regulado y no regulado ..	24
1.5.4.2. Modalidades de contratos bilaterales.....	25
1.5.4.3. La bolsa de energía o mercado spot.....	25
1.5.4.4. Definición de usuario no regulado	26
1.5.4.5. Requisitos para los usuarios no regulados	27
1.5.4.6. Principales diferencias en precios entre los usuarios regulados y no regulados	29
2. El mercado de energía eléctrica en Ecuador	29
2.1. Evolución del sector eléctrico ecuatoriano	29
2.1.1. La primera etapa.....	29
2.1.2. La segunda etapa	30
2.1.3. La tercera etapa	32
2.1.4. Mercado Eléctrico Actual	36
Capítulo II: Sistemas de Interconexión Eléctrica en América Latina (Mercados Interregionales)	39

3. Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC)	39
3.1. Componentes del SIEPAC	41
3.2. Futuro del SIEPAC	43
4. Mercado Económico del Sur (Mercosur), Cooperación e Integración Energética	44
4.1. Potencial de energía Eléctrica en el Mercosur	45
4.2. Desafíos y futuro de la integración energética del Mercosur	46
5. Comunidad Andina de Naciones, Integración de Sistemas de Energía Eléctrica e Intercambio de Electricidad	47
5.1. Integración Eléctrica	48
5.2. Desafíos y futuro de la integración en la comunidad andina	50
Capítulo III: Comportamiento de las TIE en la integración regional de mercados..	52
Introducción	52
6. Integración de mercados eléctricos	55
6.1. Interconexiones e intercambios internacionales	56
6.2. Transacciones Internacionales de Electricidad, TIE	60
6.3. Antecedentes y evolución de las TIE en Colombia y Ecuador	63
6.3.1. Evolución de las TIE en Colombia	64
6.3.2. Evolución de las TIE en Ecuador	65
6.4. Aspectos regulatorios de la interconexión Colombia – Ecuador	66
6.5. Aspectos técnico económicos de la integración de mercados eléctricos	68
6.5.1. Aspectos favorables de la integración de mercados eléctricos	68
6.5.1.1. Reducción de costos	68
6.5.1.2. Economías de escala	69
6.5.1.3. Oportunidades de mercado	69
6.5.1.4. Confiabilidad	69
6.5.2. Aspectos desfavorables de la integración de mercados eléctricos	69
6.5.2.1. Distribución irracional de los beneficios	69
6.5.2.2. Políticas locales sobre recursos energéticos no renovables	70

6.5.2.3. Equidad de costos en proyectos de integración	70
6.5.2.4. Barreras y resistencias a la integración.....	70
6.5.2.5. Consumidores o usuarios finales	70
Capítulo IV: Conclusiones y recomendaciones	71
BIBLIOGRAFÍA	75
ANEXOS	77

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Fuentes de generación de energía eléctrica en Colombia (GWh).....	20
Tabla 2. Agentes del mercado.....	24
Tabla 3. Tramos en operación SIEPAC.....	42
Tabla 4. Interconexiones internacionales de energía en Colombia.	58
Tabla 5. Marco normativo Colombia.....	67
Tabla 6. Marco normativo Ecuador.....	67
Tabla 7. Marco normativo TIES – CAN.....	68

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Objetivos básicos de las leyes 142 y 143 de 1994.	17
Figura 2. Composición de la generación del SIN en 2013.....	21
Figura 3. Estructura del mercado eléctrico colombiano.	26
Figura 4. Estructura del Mercado Eléctrico Mayorista ecuatoriano –MEM–	30
Figura 5. Estructura actual del Sector eléctrico ecuatoriano.....	33
Figura 6. Capacidad Instalada de Generación en Ecuador (CONELEC, 2012).....	34
Figura 7. Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central. SIEPAC.	42
Figura 8. Intercambios internacionales de energía.....	59
Figura 9. Mercado de las TIE.	61
Figura 10. Importaciones y exportaciones de energía.	64
Figura 11. Precios equivalentes a los que Colombia ha transado con Ecuador.....	65
Figura 12. Aspectos regulatorios interconexión Colombia – Ecuador.	66

LISTA DE ABREVIATURAS

- ASIC:** Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (Colombia)
- BID:** Banco Interamericano de Desarrollo
- CAF:** Banco de Desarrollo de América Latina
- CAN:** Comunidad Andina de Naciones
- CANREL:** Comité Andino de Organismos Normativos y Reguladores de Servicios de Electricidad
- CATEG:** Corporación para la Administración Temporal Eléctrica de Guayaquil
- CELEC EP:** Corporación Eléctrica del Ecuador
- CENACE:** Corporación Centro Nacional de Control de Energía (Ecuador)
- CEPAL:** Comisión Económica para América Latina y el Caribe
- CIER:** Comisión de Integración Energética Regional
- CND:** Centro Nacional de Despacho (Colombia)
- CNEL:** Corporación Nacional de Electrificación (Ecuador)
- CNO:** Consejo Nacional de Operación (Colombia)
- COMOSEL:** Consejo de Modernización del Sector Eléctrico de Ecuador
- CONELEC:** Consejo Nacional de Electricidad (Ecuador)
- CONPES:** Consejo Nacional de Política Económica y Social (Colombia)
- CREG:** Comisión Reguladora de Energía y Gas (Colombia)
- CRIE:** Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
- EMELEC:** Empresa Eléctrica del Ecuador
- EOR:** Ente Operador Regional (Centroamérica)
- EPR:** Empresa Propietaria de la Red (Centroamérica)
- GTOR:** Grupo de Trabajo de Organismos Reguladores
- HHI:** Índice de Herfindahl – Hirschman
- IIT:** Instituto de Investigaciones Tecnológicas (España)
- INECEL:** Instituto Ecuatoriano de Electrificación (Ecuador)
- INER:** Instituto Nacional de Eficiencia Energética y Energías Renovables (Ecuador)
- ISA:** Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. (Colombia)

LAC: Liquidador y Administrador de Cuentas del Sistema de Transmisión Nacional (Colombia)

LRSE: Ley de Régimen del Sector Eléctrico (Ecuador)

MEER: Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (Ecuador)

MEM: Mercado Eléctrico Mayorista (Colombia)

MER: Mercado Eléctrico Regional (Centroamérica)

MERCOSUR: Mercado Económico del Sur

OLADE: Organización Latinoamericana de Energía

OSINERGMIN: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Perú)

PNBV: Plan Nacional para el Buen Vivir (Ecuador)

PTI: Power Technologies Inc

SIEPAC: Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central

SIN: Sistema Interconectado Nacional (Colombia)

SINEA: Sistema de Interconexión Eléctrica Andina

TIE: Transacciones Internacionales de Electricidad

UPME: Unidad de Planeación Minero Energética (Colombia)

XM: Compañía de Expertos en Mercados S.A E.S.P (Colombia)

COMPORTAMIENTO DEL MERCADO ELÉCTRICO COLOMBIANO POR LOS INTERCAMBIOS DE ELECTRICIDAD REGIONAL CON LA COMUNIDAD ANDINA DE NACIONES CAN Y CASO DE ESTUDIO CON ECUADOR

RESUMEN

El presente tema de trabajo de grado analiza los diferentes comportamientos que se puedan presentar en el mercado eléctrico colombiano en el mediano plazo previo a una consolidación en el intercambio de electricidad regional con la comunidad andina de naciones CAN y realiza un análisis definido con Ecuador. Con el fin de plantear un conjunto de medidas a implementar para que el mercado interno opere de la manera más eficiente posible luego de dicha integración.

ABSTRACT

This theme undergraduate work analyzes the different behaviors that may occur in the Colombian electricity market in the medium term prior to a consolidation in the regional electricity exchange with the Andean Community of Nations CAN and performing a specific analysis with Ecuador. In order to propose a set of measures to be implemented for the internal market to operate as efficiently as possible after such integration.

PALABRAS CLAVE

Mercado eléctrico, Comunidad Andina de Naciones (CAN), interconexiones, Transacciones Internacionales de Electricidad (TIE), Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER).

Introducción

El desarrollo y operación de los mercados eléctricos en el mundo ha estado caracterizado por su dinamismo; su estructura ha evolucionado de los mercados monopólicos tradicionales a mercados desregulados y liberalizados caracterizados por la libre competencia entre los agentes (Stoft, 2002); así mismo, los distintos factores que determinan la oferta, la demanda y la regulación han venido evolucionando conforme se van presentando tanto avances tecnológicos como cambios políticos y sociales (García, 2005). Esta tendencia al cambio es uno de los principales riesgos que afrontan los agentes participantes en el mercado, de tal forma que su estudio, en cuanto a conformación, reglamentación y forma de operación de dichos agentes es un insumo fundamental en la formulación de estrategias de mediano y largo plazo, y el entendimiento de las perspectivas futuras de los mercados eléctricos (Montoya, 2003).

Actualmente, los mercados eléctricos liberalizados y desregulados en el mundo poseen características particulares en cada país o región que los hacen únicos, haciendo que cada uno presente un grado diferente de desarrollo. La integración de mercados se vislumbra como el siguiente paso en la evolución de estos esquemas, de tal forma que se potencialice la eficiencia energética en el contexto regional. Particularmente la región Andina no es ajena a este fenómeno, y ya se ha expresado en múltiples ocasiones el interés de dar los primeros pasos hacia esta integración, con interconexiones ya existentes entre Colombia y Ecuador, Colombia y Venezuela y Ecuador y Perú; sin embargo, no se han analizado a fondo los diferentes aspectos involucrados en un eventual proceso de integración. Este alto dinamismo y los cambios en la estructura de mercado que ha estado sufriendo el mercado eléctrico han generado un aumento en la incertidumbre y en el nivel de riesgo para los agentes involucrados en el sector.

Es por esto que el propósito de este trabajo es desarrollar un análisis inicial para hacer seguimiento a los mercados eléctricos de los países de la Comunidad Andina de Naciones (CAN), particularmente a los mercados de Colombia y

Ecuador, por medio del conocimiento de sus estructuras, su forma de operación, sus fortalezas y debilidades ante una inminente integración regional, para que dicho análisis sirva como apoyo en la toma de decisiones y en la planeación en el corto y mediano plazo de los mercados de ambos países. Para esto se plantea a continuación en el desarrollo de este trabajo y a lo largo de los diferentes capítulos, realizar un barrido del estado actual del conocimiento para conocer el desarrollo de las interconexiones eléctricas en la región y de la integración de los mercados, analizar los diferentes tipos y características de los mercados regionales de electricidad, determinar posibles impactos luego de la integración regional de los mercados eléctricos y establecer el papel correspondiente de los diferentes sectores luego de la integración de dichos mercados.

De igual forma examinar el mercado eléctrico ecuatoriano debido en gran parte al cambio estructural que viene presentando desde el año 2007 primero con la creación del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER), y luego en el 2009 con la fusión de las unidades de negocios de generación, transmisión y distribución, las cuales operan como empresas públicas bajo el control de la Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC), con resultados halagadores y objetivos claros a fin de diversificar las fuentes de energía, incrementando la participación de tecnologías limpias, incrementar los niveles de eficiencia en el consumo de energía, reducir el impacto ambiental del sector energético y operar de forma eficiente, confiable y segura la infraestructura energética, todo en congruencia con lo establecido en la estrategia del MEER a fin de alcanzar el desarrollo energético y cuyos resultados se verán en el corto y mediano plazo más aún cuando se espera que en el 2016 entren en operación ocho proyectos hidroeléctricos importantes como el Coca-Codo-Sinclair, Sopladora, Minas-San Francisco, Delsintanisagua, Manduriacu, Mazar-Dudas, Toachi-Pilatón y Quijos, con lo que más del 90% de la energía que se produciría en el vecino país sería de origen hidroeléctrico, es decir, energía limpia y no contaminante para satisfacer la demanda eléctrica nacional. Con lo que Ecuador estaría en capacidad de exportar energía a Colombia y Perú en primera instancia y posteriormente hacia Chile. Por

lo que con el desarrollo de dichos proyectos hidroeléctricos y otros adicionales a los mencionados anteriormente, se espera que en los próximos años Ecuador tome una posición importante y se convierta en un polo generador de energía en la región.

Capítulo I: Mercado eléctrico colombiano

1. El mercado de energía eléctrica en Colombia

1.1. Antecedentes (Historia del sector)

El origen de la prestación del servicio de energía eléctrica en Colombia se remonta al año de 1890, cuando miles de habitantes de la capital del país vieron cómo se encendía la luz de un centenar de lámparas que iluminaban las calles de Bogotá. Dicho acontecimiento representó un progreso notable para el país, debido a que con el alumbrado en la capital, el resto de ciudades querían implementar y acceder a ese moderno servicio. Este hecho fue el resultado de la iniciativa de inversionistas privados, quienes constituyeron las primeras empresas que tenían como finalidad generar, distribuir y vender electricidad.

Del uso inicial de la energía eléctrica para el alumbrado público y comercio se pasó al uso residencial en los estratos más adinerados de la sociedad y posteriormente llegó a talleres, fábricas y al tranvía. Más adelante la prestación del servicio de energía eléctrica se dio por medio de empresas privadas de generación, distribución y comercialización, que pretendían en un principio abastecer el alumbrado público y demanda comercial y posteriormente cubrieron el consumo residencial.

En la década del 50 se empezó a hablar de la interconexión de los sistemas regionales, las cuales no fueron posibles ya que los particulares no realizaron las inversiones necesarias para hacer dichas interconexiones y demás ampliaciones requeridas por el sector, lo cual produjo fuertes debates y una presión política que terminó en que el Estado se convirtiera en dueño de las empresas. Es por esto

que en el año 1967 aparece Interconexión Eléctrica S.A. (ISA), empresa estatal, con el objetivo primordial de administrar y coordinar todo el sistema interconectado nacional; con el fin de prestar un mejor servicio, con mayor eficiencia y calidad, lo que representó un gran avance al implementar redes que interconectaron sistemas regionales y permitieron el intercambio de energía entre ellos.

En la década de los ochenta se presentó una crisis causada, en gran medida, por los subsidios tarifarios y por la politización de las empresas estatales. Esto generó un sistema insostenible para el gobierno, ya que se convirtió en una carga económica sin salida, reflejado en deuda pública.

Más tarde, en los noventa, se presenta una crisis del sistema ocasionando un racionamiento de energía a nivel nacional en 1991 y 1992, dejando clara la no sostenibilidad del sistema, además de la necesidad de modernizar el sector, permitiendo la entrada de agentes privados y la libre competencia, con un debido control y regulación por parte del Estado, para lograr un mercado eficiente en la prestación del servicio.

1.2. Reestructuración del sector eléctrico: leyes 142 y 143

Con el fin de garantizar la eficiencia y confiabilidad en la prestación del servicio, Colombia se vio en la necesidad de la reestructuración del sector basándose en la experiencia de países pioneros como el Reino Unido. Uno de los principales objetivos de la reestructuración consistió en la participación del sector privado. Con la Constitución Política de 1991 se empezó a hablar sobre la necesidad de una mayor eficiencia en la prestación del servicio eléctrico. Con las leyes 142 y 143 de 1994 (Congreso de Colombia, 1994) se modifica el funcionamiento de la industria eléctrica, tanto en la composición del mercado y los agentes que participan en él, como en la creación de una red de intercambios entre los agentes y el papel del ente regulador. Con la Ley 142, Ley de servicios públicos domiciliarios, (Sandoval, A.M., 2004) menciona que se pretendía garantizar la eficiencia y la calidad en la prestación de los servicios, mediante la regulación de los monopolios existentes y la promoción de la competencia. Además, buscaba

una mayor participación del sector privado y la ampliación en la cobertura de la prestación de los servicios, donde el Estado debía garantizar la prestación del servicio mediante la planeación, regulación y control. La Ley eléctrica (Ley 143) establece los criterios por medio de los cuales se rige la prestación del servicio de electricidad y por tanto el funcionamiento del sector, y se crean algunos entes encargados de la dirección, planeación, regulación y supervisión de cada una de las actividades que conforman el eslabón de la cadena productiva. Entre los principales órganos están:

1.3. Instituciones del sector

- Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG): encargada de regular el sector energético, de electricidad y gas, con el fin de prestar un servicio más eficiente y de mejor calidad. Su función es garantizar al usuario final la obtención de mayores beneficios, a través de la disminución de costos, con el objetivo de obtener el máximo aprovechamiento de los recursos.
- Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD): es un organismo de carácter técnico, sus principales funciones son de control y vigilancia sobre las entidades prestadoras de servicios públicos domiciliarios.
- Unidad de Planeación Minero Energética (UPME): es una unidad administrativa especial adscrita al Ministerio de Minas y Energía. Su principal función es la elaboración de los planes de expansión referentes al sector eléctrico. Dicha revisión busca que se desarrollen planes que sean viables financiera, económica y ambientalmente.

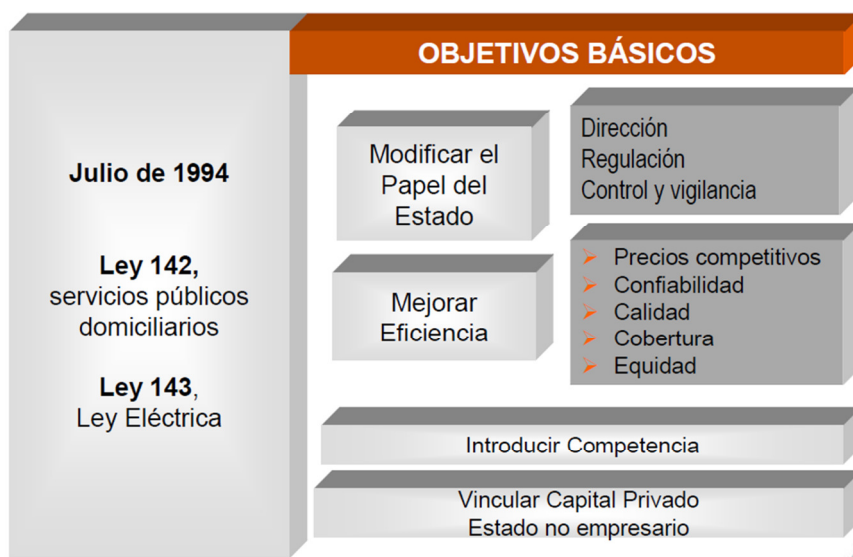
1.4. Órganos de operación y administración

- Centro Nacional de Despacho (CND): dependencia de XM, filial de Interconexión Eléctrica S.A (ISA), encargada de supervisar, controlar y planear la operación integrada de los recursos de generación, interconexión y transmisión del sistema nacional con el objetivo de tener una operación económica, confiable y segura.

- Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC): es una dependencia de XM, filial de Interconexión Eléctrica S.A (ISA), encargada de todo lo relacionado con el registro de fronteras comerciales y contratos de energía a largo plazo y todos los trámites que se requieran.
- Liquidador y Administrador de Cuentas del Sistema de Transmisión Nacional (LAC): es una dependencia de XM, filial de Interconexión Eléctrica S.A (ISA), que participa en la administración del Mercado de Energía Mayorista (MEM), encargada de facturar y liquidar los cargos relacionados con el uso de las redes del sistema interconectado nacional.
- Consejo Nacional de Operación (CNO): organismo que tiene como función principal acordar los aspectos técnicos para garantizar que la operación integrada del Sistema Interconectado Nacional sea segura, confiable y económica, y ser el órgano ejecutor del reglamento de operación. Las decisiones del Consejo Nacional de Operación pueden ser recurridas ante la Comisión de Regulación de Energía y Gas.

A continuación en la Figura 1, se muestra de manera esquemática, los objetivos básicos de las dos leyes mencionadas en el numeral 1.1.

Figura 1. Objetivos básicos de las leyes 142 y 143 de 1994.



Fuente: XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P.

1.5. Estructura del mercado eléctrico en Colombia

Al igual que la mayoría de los países de América Latina, Colombia también adoptó los modelos de apertura y liberalismo económico, que tuvieron su apogeo al comienzo de la década del 90, y es así como basados en el fundamento de incentivar la participación privada de forma que se aumentara la eficiencia en todos los aspectos, comienza a crearse el ambiente propicio para introducir el cambio estructural necesario en el sector eléctrico colombiano.

La reestructuración se inicia con el documento CONPES “Estrategia de Reestructuración del Sistema Eléctrico”, el 21 de mayo de 1991. Posteriormente, se dio una revisión a algunos modelos internacionales (como los de Francia, Estados Unidos y España), que también sirvieron de marco para la reestructuración final.

El planteamiento final consistía en privatizar el sector eléctrico colombiano considerando cuatro principios básicos:

- Concentración del Estado en las actividades de regulación, control y vigilancia.
- Introducción de competencia.
- Vinculación del sector privado en las actividades empresariales.
- Neutralidad del transmisor.

La Constitución Política de Colombia de 1991 planteó un modelo de desarrollo económico en el cual, entre otros aspectos, se dio vía libre a la inversión privada en el sector de servicios públicos domiciliarios, permitiendo la introducción de competencia en los sectores donde fuera posible.

Luego de definir con mayor precisión como debían separarse los poderes y funciones públicas en aspectos políticos, regulatorios, de control, vigilancia, propiedad y administración de las empresas; en julio de 1994 el Congreso de la República emitió un nuevo marco legal para el sector eléctrico colombiano mediante las leyes 142 y 143 de 1994.

Con la implantación de dichas leyes se creó un mercado mayorista competitivo, con el fin de lograr la eficiencia en la prestación del servicio de electricidad y la libre entrada a los agentes interesados en prestarlo. Este mercado se denominó Mercado de Energía Mayorista – MEM y en él participan los agentes que desarrollan las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización, así como los grandes consumidores de electricidad. Dichas actividades se describen a continuación:

1.5.1. Generación

Consiste en la producción de energía eléctrica. El Estado debe garantizar que esta actividad se desarrolle por medio de una estructura competitiva, evitando el poder de mercado. Según la Resolución CREG 060 de 2007, la CREG reportará a la SSPD cuando la participación de un generador en la actividad de generación eléctrica sea mayor o igual a 25% e inferior a 30% y el HHI sea mayor o igual a 1800. Si la participación del generador es mayor o igual al 30% y el HHI es mayor o igual a 1800 la empresa deberá implementar el esquema de oferta, poniendo a disposición de otros agentes la energía suficiente para cumplir con el requisito anterior (participación inferior a 30% y HHI mayor o igual a 1800). Además, para el caso de una fusión entre generadores esta es prohibida si su participación es superior al 25% de la industria. A partir de estas medidas el órgano regulatorio trata de garantizar el suministro de energía lo más eficientemente posible.

Actualmente la generación de energía eléctrica en Colombia se realiza principalmente por medio de generación hidráulica, como se aprecia en la Tabla 1 y en la Figura 2. En el año 2013 este tipo de generación representó el 67,3% de la producción total, teniendo en cuenta que tuvo una leve reducción del 6,9% con respecto al 2012. Esto hace que la generación de electricidad en el país dependa en gran medida de los cambios climáticos que se presenten durante el año, en temporadas secas, la cantidad de agua disminuye en los embalses y por tanto, el precio de la energía eléctrica generalmente aumenta. Mientras que en períodos lluviosos sucede lo contrario.

De acuerdo con la normatividad estipulada por la CREG pueden ser generadores los siguientes:

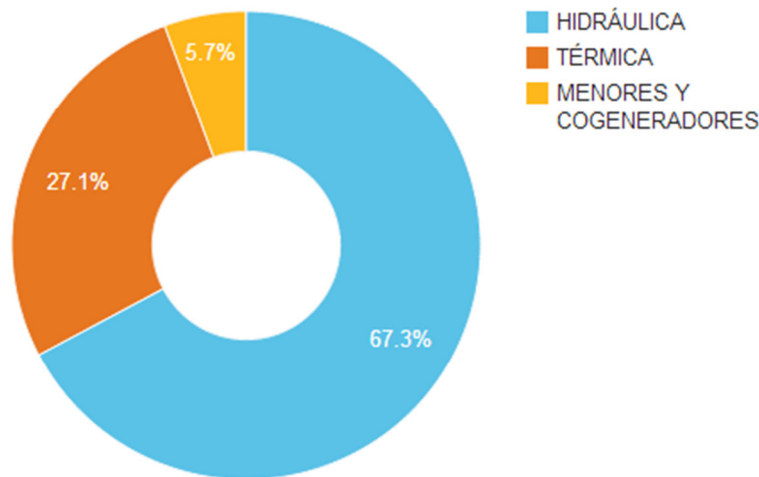
- Quienes posean plantas o unidades de generación conectadas al Sistema Interconectado Nacional (SIN) con capacidad mayor o igual a 20 MW, deberán ofertar para el despacho central. (Resolución CREG-054 de 1994).
- Quienes tengan plantas entre 10 y 20 MW tienen la posibilidad de ofertar en el despacho central. (Resoluciones CREG-086 de 1996 y 039 de 2001).
- Quienes produzcan energía para abastecer sus propias necesidades (autogeneradores), no necesitarán hacer uso del SIN. (Resolución CREG-084 de 1996).
- Los cogeneradores, quienes producen energía con un proceso de producción eléctrica y térmica, podrán vender los excedentes de energía en el MEM, siguiendo los requisitos exigidos por la CREG. (Resoluciones CREG-085 de 1996, CREG-039 de 2001 y CREG 05 de 2010, esta última es la vigente a 2011).

Tabla 1. Fuentes de generación de energía eléctrica en Colombia (GWh).

GENERACIÓN				
	2012	2013	Variación	Crecimiento
Hidráulica (GWh)	44.923,6	41.835,9	-3.087,7	-6,9%
Térmica (GWh)	11506,0	16.838,6	5.332,7	46,3%
Plantas Menores (GWh)	3.212,6	3.170,0	-42,6	-1,3%
Cogeneradores (GWh)	346,6	352,0	5,3	1,5%
Total (GWh)	59.988,9	62.196,6	2.207,7	3,7%

Fuente: Informe de operación del SIN y administración del mercado 2013. XM S.A. E.S.P.

Figura 2. Composición de la generación del SIN en 2013.



Fuente: Informe de operación del SIN y administración del mercado 2013. XM S.A. E.S.P.

1.5.1.1. El cargo por confiabilidad en generación

La energía eléctrica en Colombia depende fundamentalmente de la generación hidráulica, por tanto, la necesidad de tener un sistema que pueda prever tanto las alteraciones climáticas como los cambios en el nivel hidráulico llevó a la implementación del cargo por confiabilidad en 2006, con el fin de garantizar la confiabilidad de suministro y evitar posibles racionamientos de energía.

El cargo por confiabilidad, según la Resolución CREG 071 de 2006, es un mecanismo de mercado implementado por la CREG, con el fin de garantizar de manera eficiente la atención de la demanda de energía en condiciones críticas de abastecimiento, a través de señales de largo plazo y la estabilización de los ingresos del generador.

Esta energía está asociada a la Capacidad de Generación de Respaldo que puede comprometerse para garantizar a los usuarios la confiabilidad en la prestación del servicio de energía eléctrica bajo condiciones críticas”. (Resolución CREG 071 de 2006, p: 5).

La importancia de este mecanismo es que con él se puede garantizar la confiabilidad del sistema al incentivar la expansión de la capacidad instalada de generación en el mediano y largo plazo.

1.5.2. Transmisión

Esta actividad se encarga del transporte de energía a altos niveles de tensión a través del Sistema de Transmisión Nacional (STN). Según la UPME (2004) el STN es el conjunto de líneas y subestaciones con equipos y transformadores con módulos de conexión que operan con tensiones entre 220 y 500 kV. Tal como lo propone la Ley 143, esta es una actividad definida como monopolio natural y por tanto el Estado debe regular el acceso a las redes por parte de cualquier usuario, o generador que desee ingresar. Es la CREG quién define los criterios de calidad exigidos y las responsabilidades que deben asumir las empresas en esta actividad cuando se presenten problemas en la prestación del servicio. En el caso de la expansión del STN, ésta deberá ir conforme a lo que se estipule en el plan de expansión desarrollado por la UPME. Además de ello, se introduce un esquema competitivo donde se hace una convocatoria entre transportadores actuales y potenciales transportadores para decidir quién puede desarrollar los proyectos de expansión del STN de la manera más eficiente posible.

Intercolombia filial de ISA es el mayor propietario dentro del STN, cumple con la prestación de servicio de conexión a generadores, grandes consumidores y diferentes compañías de distribución que tienen participación en la actividad. El STN viabiliza el funcionamiento del mercado al poder la generación tener acceso a la demanda y viceversa. También representa beneficios adicionales al poder optimizar la capacidad de generación de reserva para cubrir cualquier externalidad que se presente ante eventos en el Sistema Interconectado Nacional SIN.

1.5.3. Distribución

Antes de llegar al usuario final, la energía eléctrica se transforma a niveles de tensión medios y a través de redes, nuevas subestaciones y nuevos transformadores, se lleva hasta los puntos de consumo. Este transporte de bloques menores de energía con destino al usuario final se denomina Distribución. La Distribución en Colombia se realiza por medio de los Sistemas de Transmisión Regionales (STR) y los Sistemas de Distribución Local (SDL). Ambos sistemas están conformados por un conjunto de líneas y subestaciones con sus equipos

asociados, que operan a tensiones menores de 220 kV. El STR es un sistema interconectado de transmisión de energía eléctrica compuesto por redes regionales o interregionales de transmisión, mientras que el SDL involucra las redes de distribución municipales o distritales.

El sector de distribución es quien cierra la cadena de la industria eléctrica y en general es el motor de desarrollo de la misma, por cuanto tiene relación directa con los usuarios, recauda la mayor parte de los ingresos y sostiene financieramente las actividades de transmisión y generación.

A pesar de ser una actividad caracterizada por el monopolio del servicio, hoy en día las normas regulatorias garantizan la libre entrada a las redes y un control directo sobre los cargos. Es así como el sistema de distribución de energía en Colombia está compuesto actualmente por 31 agentes, los cuales son responsables de la operación de la red en cuanto a la calidad del servicio de energía eléctrica y de la potencia suministrada al usuario final.

1.5.4. Comercialización

Esta actividad consiste en la compra de la energía en el mercado mayorista para venderla a los usuarios finales. La estructura de esta actividad es competitiva. El papel del Estado principalmente consiste en garantizar la no concentración o la no existencia de poder de mercado. Además de establecer las normas que garanticen el bienestar de los usuarios finales. Pueden identificarse dos tipos de usuario en esta actividad: los usuarios regulados y los usuarios no regulados. Los primeros no pueden contratar directamente su energía, sino que son atendidos a través de un comercializador que los representa ante el mercado. Y los otros pueden contratar libremente con un comercializador.

La prestación del servicio eléctrico en Colombia se puede dividir en dos grandes bloques: El Mercado Regulado y el Mercado no Regulado. En el primero, el comercializador para atender la demanda regulada, puede realizar dos tipos de negociaciones: las bilaterales que hacen referencia a los contratos de largo plazo

y las de corto plazo, a través del mercado spot o la bolsa de energía. En el mercado no regulado se presentan contratos entre los usuarios finales y el comercializador, estableciendo precios y cantidades de energía para períodos específicos.

Tabla 2. Agentes del mercado.

Agentes del mercado		
Actividad	Registrados	Transando
Generadores	53	43
Transmisores	12	9*
Operadores de red	31	29*
Comercializadores	94	67
Fronteras usuarios regulados	8,872	
Fronteras usuarios no regulados	5,672	
Fronteras de alumbrado público	406	

* Corresponde a los agentes a los que se les liquida Cargos por Uso STN, STR y ADD

Fuente: Informe de operación del SIN y administración del mercado 2013. XM S.A. E.S.P.

1.5.4.1. Contratos bilaterales de los mercados regulado y no regulado

Los contratos en el mercado regulado están referidos al mercado de largo plazo, en el cual las transacciones se realizan entre generador y comercializador o entre generadores o entre comercializadores. La finalidad de estos contratos es reducir las volatilidades que se pueden generar en los precios del mercado. El respaldo de estos contratos está fundamentado en las adquisiciones necesarias que se hagan en la bolsa de energía o con el cubrimiento con otros agentes del Mercado de Energía Mayorista (MEM). Los términos de los contratos no tienen ninguna restricción de cantidades o precios.

En el caso en que el comercializador sea el comprador, el destino de la energía podrá ser o a usuarios regulados o a usuarios no regulados. Respecto a los segundos, en la Resolución CREG 20 de 1996 se afirma que los plazos de los

contratos de compraventa de energía que se realizan entre las partes son libres y no se requiere de una autorización previa por parte de la CREG. Por otro lado, las compras de energía destinadas al mercado regulado se realizan mediante procedimientos que garanticen la libre competencia de los oferentes del servicio. El procedimiento para la elección de los oferentes es una subasta a sobre cerrado (primer precio), donde a partir de éste se determinan los oferentes óptimos con los que se realizará el contrato. Todos los contratos realizados se tendrán que registrar en el ASIC, para que puedan participar en las liquidaciones que se presentan en el mercado mayorista.

1.5.4.2. Modalidades de contratos bilaterales

Entre las principales formas de contratación, se pueden presentar los siguientes casos de contratación entre los agentes (Castaño, 2007):

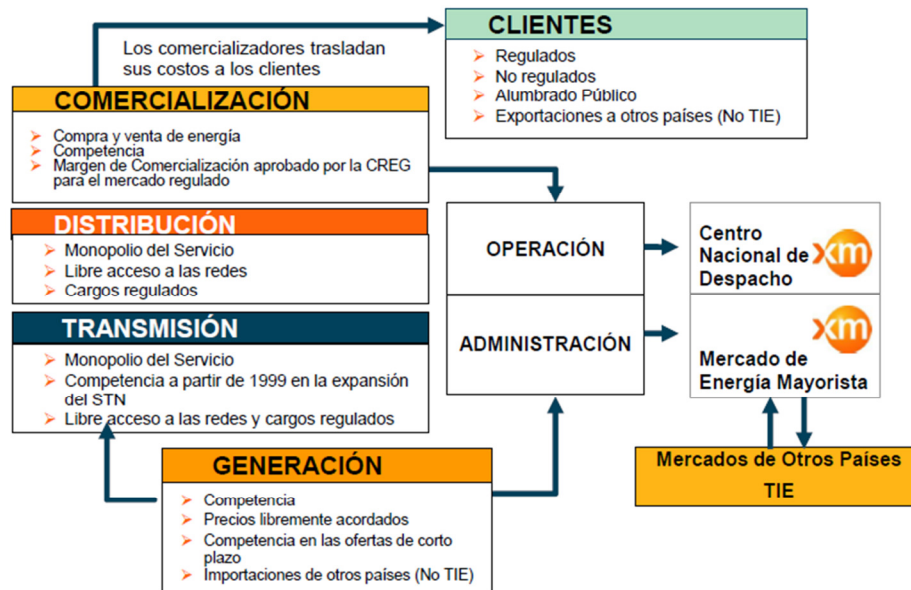
- Pague lo contratado: hace referencia a que el comercializador deberá pagar en su totalidad la energía pactada en el contrato, sin importar que dicho monto no sea consumido totalmente. Cuando no es suficiente para abastecer la demanda deberá entonces contratarse energía en el mercado mayorista a precio de bolsa.
- Pague lo demandado o lo consumido: bajo esta situación el comprador de energía pagará al precio pactado respecto a su consumo. En el caso que el consumo sea mayor a lo pactado en el contrato, el agente deberá pagar la energía al precio de bolsa.

1.5.4.3. La bolsa de energía o mercado spot

Las transacciones que se realizan en éste mercado pueden ser, al igual que en los contratos bilaterales, entre generadores y comercializadores o entre alguno de los anteriores. En este mercado los generadores presentan al CND una oferta de precio para las veinticuatro horas del día, expresada en \$/MWh, junto con la disponibilidad de sus unidades de generación, en MW. El CND recopila y organiza las ofertas en orden de mérito hasta cubrir la demanda horaria esperada para el día siguiente. El precio de oferta del último recurso de generación, empleado para

cubrir la demanda horaria, es el precio de bolsa, bajo el cual el ASIC liquida todas las transacciones en el mercado spot. Todos los generadores cuyo precio de oferta sea menor o igual al precio de bolsa, son programados por el CND para el despacho de energía del día siguiente. Durante el día de la operación, el programa de despacho está sujeto a ajustes que son reportados y asignado por el CND, a los generadores correspondientes, sin efectuar ninguna transacción adicional a través de la bolsa. La Figura 3 muestra la interrelación entre las diferentes actividades de la industria y los mercados, a través de los cuales se provee el servicio al usuario final.

Figura 3. Estructura del mercado eléctrico colombiano.



Fuente: XM S.A. E.S.P.

1.5.4.4. Definición de usuario no regulado

El mercado no regulado abastece, principalmente, las necesidades del sector industrial. Según la Ley 143 de 1994, un usuario no regulado está definido como aquel agente natural o jurídico que hace parte del mercado competitivo.

Para abastecer este tipo de mercado, los generadores y los comercializadores compran y venden energía, de manera similar a como se hace en el mercado

regulado, pero con la diferencia que la regulación varía al momento de pactar los contratos, ya que en este caso son pactados libremente.

Para la contratación entre el usuario no regulado y el comercializador, se consideran dos componentes que se pueden negociar libremente: el componente de generación y el de comercialización. Ambos componentes son de libre negociación.

Para que un usuario pueda ser considerado como usuario no regulado y contratar su energía directamente en el mercado con un comercializador debe cumplir unos límites mínimos de potencia o de consumo de energía en un período mensual, que a septiembre de 2010 correspondían a 55 MW o 0,1 MWh, respectivamente.

1.5.4.5. Requisitos para los usuarios no regulados

- Para que el usuario no regulado pueda hacer parte del mercado competitivo deberá contar con un equipo de teled medida, el cual permite cuantificar la energía consumida en un período de tiempo. Cabe resaltar que este equipo generalmente presenta un alto costo.
- Los usuarios deben estar representados por un comercializador ante el mercado mayorista, el cual puede ser escogido por dichos usuarios de acuerdo con los precios de oferta de la energía.
- En las facturas recibidas por los agentes deberá aparecer el aporte de solidaridad.
- Para verificar que un usuario cumple con los límites establecidos en el mercado competitivo, los comercializadores deberán tener presente la demanda de los usuarios de los últimos 6 meses. Sin embargo puede darse el caso en el que el usuario seguirá perteneciendo al mercado no regulado, aunque no haya cumplido con lo exigido, porque dicho usuario prevé un aumento del consumo de energía sujeto al cumplimiento de los límites, durante cada uno de los primeros seis meses de suministro en condiciones competitivas.
- En el caso de que el usuario no regulado disminuya su consumo mínimo obligatorio para pertenecer al mercado competitivo, perderá la condición del

mismo y deberá ser atendido por el mercado regulado por medio del comercializador que escoja libremente.

- Sobre las nuevas instalaciones (instalaciones nuevas en el mercado no regulado), se hará un cálculo que abarque la demanda promedio esperada, basándose en un usuario que tenga condiciones y características similares respecto de la misma. En caso de no cumplirse la demanda pronosticada, se tratará al consumidor como si perteneciera al mercado regulado.
- Respecto al límite de demanda hay excepciones en las condiciones, en caso tal de que se demuestre que se desarrolla alguna actividad de carácter estacional, tales como las agroindustriales. En estos casos, sin embargo, se deberá demostrar que se demanda una cantidad de energía superior al límite por un período consecutivo de tres meses.
- Para registrar un usuario no regulado ante el ASIC, se debe hacer por medio de un comercializador, quien certifica que será el encargado de prestar el servicio al usuario por un período no menor a un año. Y dicho contrato entre el comercializador y el usuario no regulado deberá garantizar los consumos ante el mercado mayorista, hasta que se realice un nuevo contrato y se estipulen nuevas condiciones.

Es importante resaltar que para que los usuarios puedan pertenecer al mercado no regulado deberán tener y cumplir con cada una de las restricciones mencionadas anteriormente.

Sin embargo, dado los altos costos del equipo de teledemanda y cuando el beneficio que tienen los usuarios a causa de un precio menor de la energía, no supera los costos que exige la compra de este equipo permanecen en el mercado regulado. Uno de los problemas que se venía presentando en el mercado eléctrico en Colombia es que los usuarios de altos niveles de consumo que podían estar tanto en el mercado regulado, como en el no regulado, estaban arbitrando en ambos mercados dependiendo del nivel de precios que se tuviera. Esto afectaba los costos para los usuarios del mercado regulado, por tanto, la CREG con la

Resolución 183 de 2009, estableció que si los usuarios pertenecen al mercado no regulado y desean por motivo de tarifa de la energía, pasarse para el mercado regulado, deben pertenecer a él por lo menos tres años. Esto debido a que el costo que se le traslada al usuario regulado puede aumentar al contar con una menor demanda regulada, cuando se traslada demanda del mercado regulado al no regulado.

1.5.4.6. Principales diferencias en precios entre los usuarios regulados y no regulados

Las principales diferencias entre los usuarios regulados y los no regulados y los precios con los que se atiende a cada uno de ellos pueden definirse en aspectos tales como:

- Regulación: mientras que los usuarios regulados están bajo los esquemas tarifarios impuestos por la CREG, los no regulados que tienen los mismos componentes del costo unitario (generación, transmisión, distribución y comercialización), pueden negociar libremente los componentes de generación y comercialización.
- Contratación entre comercializador y el usuario: para los usuarios regulados el usuario paga de acuerdo a una tarifa regulada aplicada sobre el consumo, se paga de acuerdo con lo consumido mes a mes; mientras que para los usuarios no regulados, la forma de contratación puede variar de múltiples maneras dependiendo de lo que se establezca entre las partes.

2. El mercado de energía eléctrica en Ecuador

2.1. Evolución del sector eléctrico ecuatoriano

2.1.1. La primera etapa

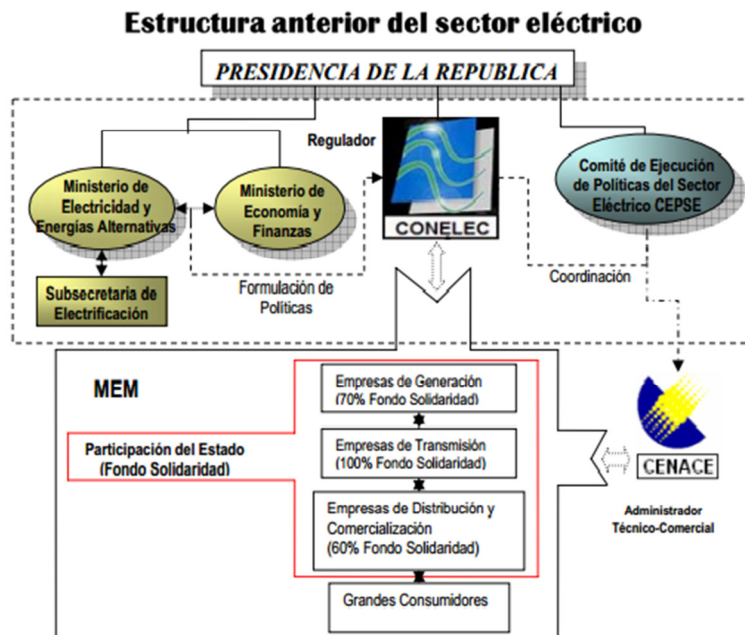
Se inicia en mayo de 1961 dirigida por el Instituto Ecuatoriano de Electrificación (INECEL), quien concentró los procesos de planificación, regulación, tarifas, construcción y operación del sector y cuya vida jurídica se prolonga hasta el 31 de

marzo de 1999, el sector eléctrico en la década de los 70 y 80 presentó un gran crecimiento y transformación bajo la gestión e impulso del INECEL.

2.1.2. La segunda etapa

Se inicia a partir de la promulgación de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE), el 10 de octubre de 1996, la cual transforma el sector, introduciendo aspectos importantes como la facultad de delegación al sector privado que detenta el Estado para la provisión de los servicios de electricidad. En el contexto de esta Ley, se crea el CONELEC (Consejo Nacional de Electricidad), encargado de la regulación, control y fiscalización, la CENACE (Corporación, Centro Nacional de Control de Energía, 1996) responsable del manejo técnico y económico y de garantizar la operación, en ese entonces, del Mercado Mayorista, y el COMOSEL (Consejo de Modernización del Sector Eléctrico de Ecuador) facultado para llevar a cabo el proceso de incorporación de capital privado a las empresas eléctricas en las que participa el Estado, a través del Fondo de Solidaridad. A continuación en la Figura 4 se muestra la estructura del sector eléctrico ecuatoriano hasta ese momento.

Figura 4. Estructura del Mercado Eléctrico Mayorista ecuatoriano –MEM–



Fuente: CONELEC.

Para el año de 1999 y bajo este esquema soportado en el desarrollo privado, una política latente en toda Sudamérica, prevaleció el modelo empresarial basado en la segmentación vertical de las actividades de generación, transmisión y distribución, y un modelo comercial marginalista, que pretendía sustituir la planificación de la expansión por las señales de mercado. De acuerdo a los principios de economía de libre mercado aplicados en ese período, la inversión en nuevas centrales de generación debían ser motivadas por las atractivas rentabilidades que generarían los precios de la energía eléctrica, más éstas esperadas inversiones nunca se dieron, debido en gran parte al desconocimiento de la evolución de los precios a futuro en el modelo de mercado y a la inexistencia en el país de un mercado de capitales que hacía que los inversionistas privados busquen financiamiento en mercados internacionales, el alto riesgo en la recuperación de las inversiones a largo plazo no pudo ser afrontado por los actores privados.

El Instituto Ecuatoriano de Electrificación INECEL concluyó su vida jurídica el 31 de marzo de 1999, habiéndose encargado al Ministerio de Energía y Minas, a través de Decreto Ejecutivo No. 773 del 14 de abril de 1999, a ejecutar todo el proceso de cierre contable, presupuestario, financiero y técnico. De esta manera, los activos del INECEL (de generación y transmisión) fueron transferidos en propiedad al Fondo de Solidaridad, quien se constituiría en accionista mayoritario de las nuevas empresas de generación (6) y una de transmisión (operativas desde abril de 1999) y la mayor parte de las empresas de distribución (20) (Neira y Ramos, 2003).

En términos de la importancia económica del sector de suministro de electricidad para el Ecuador, en el período 1993-2002, esta actividad representó, en promedio, alrededor del 1% del PIB. En cuanto al crecimiento del sector para similar período, se aprecia que en promedio esta actividad creció en alrededor del 5%, siendo el año 1999 el de mayor incremento (23%), debido, en especial, al inicio de la gestión de supervisión y control por parte del CONELEC a los agentes del sector, con lo que se buscó transparentar su accionar económico; así también, durante

ese año se otorgaron una serie de concesiones a diferentes empresas en los tres componentes básicos: generación, transmisión y distribución de energía eléctrica.

Entre 1999 y el 2007 el sistema eléctrico organizó alrededor de seis subsectores: 1) las empresas generadoras de energía, 2) la empresa transmisora (Red de Transporte), 3) los distribuidores de energía, 4) los grandes consumidores, 5) las empresas autogeneradoras de energía y 6) los usuarios finales regulados.

En esta época la oferta energética se concentra en 4 grandes centrales del Sistema Nacional Interconectado: "Paute con 1.075 MW, Agoyán con 156 MW y Pisayambo - Pucará con 74 MW ubicadas en la vertiente amazónica; y la central Marcel Laniado, con una capacidad de generación de 213 MW, en la Provincia del Guayas; en conjunto, éstas representan el 90% de la capacidad generadora del país" (Neira y Ramos, 2003). En el año 2002, la energía disponible en el país era de 10.575.000 MWh, comprendía un área de concesión de 256.370 km² y contaba con 2.623.291 abonados (Neira y Ramos, 2003).

La generación estaba a cargo de Hidropaute S.A., Electroguayas S.A., Hidroagoyán S.A., Hidropucará, S.A. Termoesmeraldas S.A. y Termopichincha S.A. La transmisión está a cargo de la Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica: TRANSELECTRIC S.A. Mientras que las principales empresas distribuidoras eran EMELEC Inc. (24.9%) y la Empresa Eléctrica Quito S.A. (23.1%), las cuales en conjunto concentraban "el 48 % del mercado de distribución energético".

Los principales proyectos de inversión durante esta época fueron Mazar adjudicado a Hidropaute S.A. y la Central de San Francisco, concesionado a Hidropastaza S.A.

2.1.3. La tercera etapa

Continúa en el año 2007 con la creación del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable. Este hecho, marca la recuperación por parte del Estado de la rectoría de la política pública, enfatizando la planificación en el corto, mediano y largo plazo, sobre la base de los criterios de soberanía y eficiencia energética establecidos en la Constitución y en el Plan Nacional de Desarrollo.

El CONELEC (Consejo Nacional de Electricidad), continúa a cargo de la regulación y control, la CENACE (Corporación, Centro Nacional de Control de Energía, 1996) del manejo técnico y de garantizar la operación del sector. Un cambio significativo es la creación de CELEC EP la empresa pública responsable de la provisión del servicio eléctrico, es decir, de la generación, transmisión, distribución, comercialización, importación y exportación de energía eléctrica, que tiene como objetivo convertirse en la empresa única del sector. A continuación se muestra en la Figura 5 la estructura actual del sector eléctrico ecuatoriano.

Figura 5. Estructura actual del Sector eléctrico ecuatoriano.

ESTRUCTURA ACTUAL DEL SECTOR ELÉCTRICO

Corporación Eléctrica del Ecuador - CELEC EP



Generación y Transmisión:

- Agrupa a las empresas de generación termoeléctrica e hidroeléctrica de propiedad Estatal.
- 81% de capacidad instalada en generación (15.700 Gwh/año)
- 100% de la Transmisión

Corporación Nacional de Electricidad – CNEL EP



Distribución y comercialización:

- Incorporó a 10 empresas de distribución y comercialización
- Atiende al 36% de clientes a nivel nacional (1'600.000 clientes)
Factura el 32% de la energía (5.200 GWh)



<http://www.energia.gob.ec>

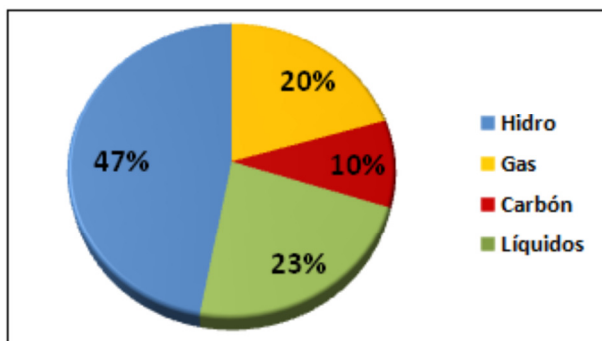
Empresas Distribuidoras

- 9 Empresas Distribuidoras S.A. con participación mayoritaria del Estado
- 1 Empresa Distribuidora pública para la ciudad de Guayaquil.

Fuente: CONELEC.

En la actualidad, el sector eléctrico ecuatoriano se encuentra parcialmente privatizado y cuenta con una capacidad instalada de generación aproximada de 4.770 MW. Su distribución por tecnologías puede apreciarse en la Figura 6.

Figura 6. Capacidad Instalada de Generación en Ecuador (CONELEC, 2012).



Fuente: CONELEC.

Dicha composición del parque hidrotérmico disponible en el Ecuador consta de: 16 centrales hidroeléctricas estatales de pequeña, mediana y gran capacidad (1 – 1.100 MW), y 39 centrales pequeñas pertenecientes a las empresas de distribución eléctrica, a municipios y a empresas privadas; más de un centenar de centrales térmicas con diferentes combustibles y pertenecientes a diferentes empresas, entre generadoras, distribuidoras, industria privada y petroleras en general. Además de 4 centrales de generación renovable no convencional (Ecoelectric, San Carlos, Ecudos y Villonaco). Los principales proyectos emblemáticos (Coca Codo Sinclair, Minas San Francisco, Delsintanisagua, Manduriacu, Mazar Dudas, Toachi Pilatón, Quijos y Sopladora), se encuentran actualmente en construcción y su ingreso aportará efectivamente para cubrir la demanda eléctrica proyectada, garantizando la soberanía energética, con adecuados niveles de reservas.

En cuanto a energía atómica se refiere, la Subsecretaría de Control y Aplicaciones Nucleares tiene sus orígenes en la ex Comisión Ecuatoriana de Energía Atómica – CEEA, que aparece en la institucionalidad pública de nuestro país a partir del año 1958 como consecuencia de la ratificación del Ecuador al Organismo Internacional de Energía Atómica; la CEEA en ese año fue creada como un organismo dependiente de la Presidencia de la República. En 1964 se traspasa la adscripción a la Escuela Politécnica Nacional, y en 1969 se la transforma a una institución de

derecho público adscrita al Ministerio de Salud Pública. En 1974 se expide la Ley de la Comisión de Energía Atómica que pasa nuevamente a depender, como entidad adscrita, a la Presidencia de la República, y en 1979 se expide la ley de la Comisión de Energía Atómica que se mantiene vigente hasta la fecha.

La Subsecretaría de Control y Aplicaciones Nucleares es la última instancia del proceso evolutivo de la CEEA, cuya institucionalidad ha oscilado entre la autonomía y la dependencia directa del gobierno, alternando periódicamente la prioridad de los diferentes roles con los que ha sido concebida, así, se puede deducir que en su primer periodo, el rol prioritario fue el de asesorar a la presidencia y coordinar la relación con el OIEA, esta prioridad cambia en un segundo período porque se enfoca a la investigación con su adscripción a la Escuela Politécnica Nacional, en el tercer periodo gana prioridad el control de la seguridad y protección. En el cuarto período retorna a la presidencia con la misión de ejecutar la política de energía atómica, para finalmente, en el 2008 fusionarse en el Ministerio de Electricidad y Energías Renovables en busca de apoyar las políticas y objetivos del PNBV para incrementar la soberanía energética y la capacidad técnica y tecnológica de los sectores estratégicos; es decir un enfoque que prioriza el potencial aporte de las aplicaciones nucleares a la matriz energética del País.

Por otro lado, en el 2012 inició el funcionamiento del Instituto Nacional de Eficiencia Energética y Energías Renovables (INER) encargado de la generación de conocimiento técnico aplicado en materia de definición de políticas públicas, planificación estratégica, control, seguimiento y evaluación del sector, de la promoción de la transferencia tecnológica e innovación y del fomento del talento humano especializado en electricidad y energías renovables.

Es necesario mencionar también que el incremento de la cobertura del servicio a nivel de usuario final, quien desempeña el rol más importante en la industria eléctrica, pasando a ser un elemento activo, así como la creciente necesidad de un servicio confiable y de calidad con eficiencia energética, implican

necesariamente considerar la expansión de toda la cadena de suministro. A esto se suman los avances tecnológicos en la generación renovable a pequeña escala, medición y comunicaciones, precisando la automatización de las redes eléctricas de distribución (smart grids), así como también el incremento de la confiabilidad y seguridad del sistema de transmisión y, por supuesto, el impulso y desarrollo sostenible de proyectos de generación (Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER), 2014).

2.1.4. Mercado Eléctrico Actual

El Estado a través de la Asamblea Constituyente del año 2008 emitió el Mandato Constituyente No. 15 y publicado en el Registro Oficial número 393 del 31 de julio de 2008, se fusionaron las compañías anónimas ELECTROGUAYAS S.A., HIDROAGOYAN S.A., HIDROPAUTE S.A., TRANSELECTRIC S.A., TERMOPICHINCHAS.A. Y TERMOESMERALDAS S.A., para crear la CORPORACION ELÉCTRICA DEL ECUADOR CELEC SOCIEDAD, se constituyó por la fusión de las empresas generadoras, convirtiéndolas en Unidades de Negocio.

Se excluyó a Hidropastaza por estar inmersa en el litigio legal que enfrenta el proyecto hidroeléctrico San Francisco.

Es de indicar que con la publicación del Mandato Constituyente No. 15, el CONELEC procedió a emitir la Regulación No. CONELEC 006/08 “APLICACIÓN DEL MANDATO CONSTITUYENTE No. 15”, en la cual se estableció el nuevo modelo del mercado eléctrico a partir de agosto de 2008. Posteriormente, en noviembre de ese mismo año, el CONELEC publica la Regulación No. CONELEC 013/08 “REGULACIÓN COMPLEMENTARIA No. 1 PARA LA APLICACIÓN DEL MANDATO CONSTITUYENTE No. 15”, donde se hace un complemento a la regulación anteriormente citada y en especial a los temas relacionados con el funcionamiento del MEM.

Estas regulaciones entre otros, disponía la nueva firma de contratos con todas las empresas de distribución, donde toda la energía que se venda, debería ser en

proporción a la demanda regulada de éstas empresas de distribución. En consecuencia de aquello, CELEC S.A. firmo contratos de compra-venta tanto con las empresas eléctricas fusionadas en la CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRIFICACIÓN CNEL S.A. (Milagro, El Oro, EMELGUR, Bolívar, Santa Elena, Esmeraldas, Los Ríos, Manabí, Santo Domingo y Sucumbíos) así como con las empresas “privadas” de distribución (Quito, Centro Sur, Azogues, Riobamba, Ambato, Cotopaxi, Regional del Sur, Regional del Norte, Corporación para la Administración Temporal Eléctrica de Guayaquil, CATEG).

CNEL formalizó su funcionamiento en reemplazo de varias empresas distribuidoras, propiedad del Fondo de Solidaridad, que fueron fusionadas en una sola y que se presentarán por fines administrativos- como gerencias regionales.

La decisión del Fondo de fusionar empresas y la actuación del CONELEC se ajustan a las disposiciones emanadas por el Mandato Constituyente 15, del 23 de julio de 2008, que en su transitoria tercera, faculta la fusión de empresas del Sector y determina que el ente Regulador facilite los mecanismos para su consecución.

El país cuenta con 19 distribuidoras eléctricas, pero no todas ingresaron a la compactación “por ser eficientes”. Uno de los beneficios de la nueva empresa, es la reposición de un transformador en Manabí, aprovechando la disponibilidad de insumos de otras Regionales, cuando antes de la fusión la empresa carecía de equipos y no podía solventar estos inconvenientes.

El régimen actual de Gobierno con la intención es un nuevo modelo de gestión más ágil, apegado a las disposiciones gubernamentales y sin rastro de las deudas (hacia las generadoras) que agobian a las distribuidoras, entre otras decidió, realizar un cruce de deudas entre las firmas estatales que participaban en el mercado eléctrico.

Las regulaciones y disposiciones que se consideraron para los cálculos de los ingresos y egresos correspondientes al año 2007 realizados en este trabajo, también fueron considerados para los cálculos correspondiente al año 2008 hasta marzo de 2009, puesto que con la publicación del Mandato Constituyente No. 15, el CONELEC procedió a emitir la Regulación 006/08 y 013/08 mencionadas

anteriormente”, donde se hace un complemento a la regulación anteriormente citada y en especial a los temas relacionados con el funcionamiento del MEM.

En cumplimiento a lo dispuesto en el mandato anteriormente citado, la Regulación No. CONELEC 006/08 “APLICACIÓN DEL MANDATO CONSTITUYENTE No. 15”, dispuso la reliquidación de rubros en el Mercado Eléctrico Mayorista para el año 2008, la cual fue realizada y publicada por CENACE en el año 2009 para que los agentes del mercado revisen y realicen las observaciones si las tuviesen, estas reliquidaciones ya fueron oficializadas, quedando pendiente la reliquidación del período enero-marzo/09 (Suárez Chimbo & Gallardo Jaén).

Mercado de contratos:

El nuevo marco legal indica dos cargos que se presentan a continuación.

Cargo variable:

El cálculo del cargo variable se lo realiza conforme a la energía comercializada por parte de los generadores que tienen contratos regulados, debe ser vendida a todas las empresas distribuidoras en proporción a su demanda real media, para el caso de los generadores termoeléctricos, esta energía deberá ser valorada a costo variable de producción correspondiente, dependiendo del costo variable respectivo a la potencia de despacho.

Cargo Fijo:

La metodología de cálculo del Costo Fijo, toma como base:

- a) El Costo Fijo teórico (obtenido como un promedio mensual del Costo Fijo Anual declarado al CONELEC)
- b) La potencia efectiva de cada central de generación en el mes
- c) La Potencia Disponible en el mes de cada central (obtenida como la suma de los promedios diarios de cada unidad de generación que conforman cada central).

La liquidación del Costo Fijo, el cual es obtenido multiplicando el costo fijo teórico por la relación entre la potencia disponible y la potencia efectiva para cada central de generación.

d) Para los generadores que tienen parte de su producción en contratos regulados, el reconocimiento se lo realizará en función de la energía neta comprometida en esos contratos.

Finalmente, luego de conocer la evolución, la estructura y el funcionamiento tanto del mercado eléctrico colombiano como ecuatoriano y de ver cómo se encuentran actualmente, continuaremos con el desarrollo del siguiente capítulo de este trabajo donde revisaremos los diferentes sistemas de interconexión eléctrica existentes en América Latina y sus diferentes componentes.

Capítulo II: Sistemas de Interconexión Eléctrica en América Latina (Mercados Interregionales)

En éste capítulo se describen los diferentes sistemas de interconexión eléctrica existentes en América Latina. También se analiza, el sistema del Mercado Centroamericano de Electricidad (MER), el sistema eléctrico del Mercosur y por último el sistema de la Comunidad Andina, el cual será tratado más a fondo. Además se revisa la composición de cada sistema, las reglamentaciones y acuerdos existentes, así como sus niveles de integración, sus desafíos y propuestas a futuro. Todo lo anterior con el fin de establecer y comparar entre los diferentes sistemas, lo que permitirá visualizar fortalezas, sugerencias y debilidades las cuales podrán ser aplicables a los países de la Comunidad Andina y en especial a los mercados de Colombia y Ecuador.

3. Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC)

Desde 1976, los países de América Central han buscado la manera de interconectar sus respectivos sistemas de transmisión eléctrica para permitir el intercambio efectivo de electricidad entre países. La primera iniciativa de integración fue la denominada CEAC en 1985, encargada de acelerar los procesos de coordinación e integración en la región.

Para el año de 1987, fue concebido por los gobiernos centroamericanos el Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC), cuyos estudios de factibilidad y estudios eléctricos especializados, fueron otorgados por el BID y el gobierno español, y elaborados por la Power Technologies Inc. (PTI) de Estados Unidos y el Instituto de Investigaciones Tecnológicas (IIT) de España los cuales duraron hasta 1995, dichos estudios demostraron que crear un mercado eléctrico regional, con la disponibilidad de un primer sistema de transmisión regional, a construir en paralelo con el sistema eléctrico existente, era muy positivo para los habitantes de la región, dado que podía bajar los costos de suministro de electricidad, aumentar la continuidad y seguridad del servicio e incentivar la inversión privada en el sector.

Luego en 1996 se destaca el elemento más importante de esta iniciativa y es la firma de un acuerdo legal de intención de las partes llamado Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central. Este tratado ha sido el primer ejercicio jurídico supranacional del SICA para la consolidación de un Mercado Eléctrico Regional (MER). Así mismo, con esta dirección se crearon dos entidades complementarias, la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) y el Ente Operador Regional (EOR), como legislador y operador del sistema internacional. De igual manera, el objetivo del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central es la formación y el crecimiento gradual de un mercado eléctrico regional competitivo, basado en el trato recíproco y no discriminatorio, que contribuya al desarrollo sostenible de la región dentro de un marco de respeto y protección al medio ambiente. Así mismo, se contempla que la competencia, gradualidad y reciprocidad, son los principios rectores del Tratado Marco.

El Tratado está compuesto por 40 artículos donde se define a manera de títulos los Objetivos, los Fines y Principios; el Modo de Operación del MER; la Generación Eléctrica Regional; la Transmisión Regional; la función de los Organismos Regionales; los Compromisos de los Gobiernos; la Solución de

Controversias; los Protocolos; los Privilegios e Inmunidades; la Vigencia, Ratificación, Adhesión, Registro y Denuncia; y por último las Disposiciones Transitorias.

3.1. Componentes del SIEPAC

El proyecto SIEPAC tiene como objetivo integrar los sistemas eléctricos de los países Panamá, Nicaragua, Costa Rica, Honduras, El Salvador y Guatemala consolidando un mercado eléctrico regional que permita ayudar a satisfacer la demanda de energía de los países de América Central (Caro & ECLAC, 2006). SIEPAC hace parte de una iniciativa regional del Proyecto Mesoamérica, conocido como Plan Puebla- Panamá, el cual consiste en la integración de la infraestructura de transporte, comunicaciones y energía de nueve países, incluyendo los seis países del SIEPAC, junto con México, Belice y Colombia (López & Shankar, 2011).

El acuerdo para este proyecto fue firmado por los gobiernos de los seis países y ratificado en 1998. Consiste en el desarrollo de una infraestructura de interconexión eléctrica, de líneas de transmisión a 230 kW con una capacidad de 300 MW de transporte de energía (Tinoco, 2009), para facilitar el intercambio de energía entre los agentes del mercado eléctrico regional de América Central. El proyecto SIEPAC permitirá la conexión regional centroamericana mediante una red de transmisión eléctrica de una longitud de aproximadamente 1.800 kilómetros desde Guatemala hasta Panamá (EPR, 2010; Martin, 2010).

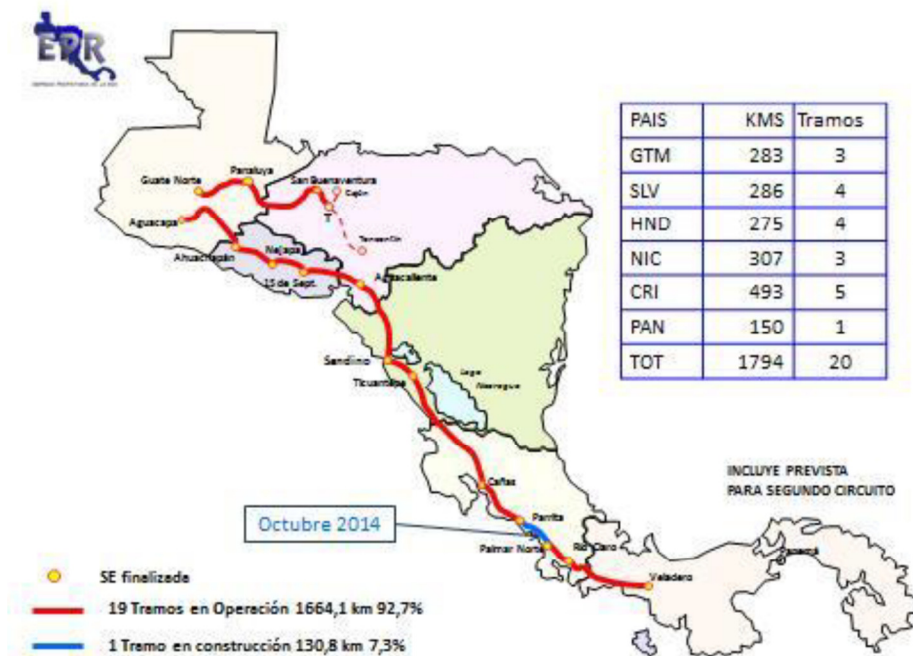
Con la integración de los sistemas eléctricos de los países centroamericanos se busca optimizar los recursos energéticos de la región y su infraestructura, así como progresar en la implementación de marcos regulatorios (UPME, 2011). Las redes de interconexión deben ser estructuradas de forma que todos los agentes participantes tengan libre acceso a éstas (Enamorado et al., 1999). Sin embargo, debe tenerse en cuenta que los obstáculos que debe afrontar este proyecto en relación con la seguridad de suministro, diversificación e integración son numerosos desde el campo regulatorio hasta geopolítico (Martin, 2010). Los

diferentes tramos que conforman el proyecto SIEPAC se pueden observar a continuación tanto en la Tabla 3 como en la Figura 7.

Tabla 3. Tramos en operación SIEPAC.

Tramo	Línea	km	Fecha de Entrada
1	Río Claro - Veladero	172,7	3 de diciembre de 2010
2	Ticuantepe - Cañas	255,9	31 de diciembre de 2010
3	Aguacapa - Ahuachapán	118,5	14 de marzo de 2011
4	15 Sept - Agua Caliente	147	15 de julio de 2011
5	Ahuachapán - Nejapa	89	15 de agosto de 2011
6	San Buenaventura. - T43	12,5	31 de agosto de 2011
7	Nejapa - 15 Sept.	85	31 de octubre de 2011
8	Cañas – Parrita	159,2	10 de febrero de 2012
9	Panaluya - San Buenaventura	216,1	30 de marzo de 2012
10	Guate Norte - Panaluya	109,9	29 de junio de 2012
11	Palmar Norte - Río Claro	50,7	31 de agosto de 2012
12	Agua Caliente - Sandino	182,9	19 de diciembre de 2012
13	Sandino - Ticuantepe	64,7	19 de diciembre de 2012
14	Parrita - Palmar Norte	130,8	1 de octubre de 2014
		1794,9	

Figura 7. Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central. SIEPAC.



Fuente: Ente Operador Regional (EOR, 2014).

El primer tramo de la línea Río Claro-Veladero entre Costa Rica y Panamá entró en operación el 3 de diciembre del 2010, y los restantes tramos entraron gradualmente hasta culminar el proyecto durante el año 2012, con excepción del tramo Parrita-Palmar Norte en Costa Rica, que tiene proyecciones de finalización en octubre de 2014.

3.2. Futuro del SIEPAC

Además del proyecto SIEPAC, hay dos proyectos adicionales que conforman el ámbito de la cooperación e integración eléctrica en la región. Por un lado se encuentra la interconexión México-Guatemala, que consiste en una línea de 400 kV de 130 km de longitud (32 km en el lado mexicano y 71 km en el lado guatemalteco) y la expansión de dos subestaciones, la primera en Tapachula México y la segunda en Retalhuleu en Guatemala. El proyecto se encuentra actualmente en etapa de finalización terminado el lado mexicano, y por terminar el lado de Guatemala (Ruiz Caro, 2010, pp. 52).

Así mismo, estos dos países firmaron el 22 de mayo del 2008, un contrato de compraventa de potencia firme y de energía asociada, por medio del cual el Instituto Nacional de Electrificación adquirirá de la Comisión Federal de Electricidad 120 Megawatts (MW) de potencia firme, ya que este último cuenta con excedentes que hacen posible esta venta. Por lo pronto, las pruebas para la interconexión entre Guatemala y 32 México, realizadas en abril del 2009, han dado resultados positivos (www.eprsiepac.com).

Por último, podemos decir que desde el año 2005 y por iniciativa de México, junto a los países del SICA, Belice y Colombia, se formalizó el Programa de Integración Energética Mesoamericana (PIEM) donde, mediante la Declaración de Cancún, los Presidentes acordaron impulsar y fortalecer los mercados integrados de productos petrolíferos, gas natural y electricidad, bajo una óptica de maximizar el uso de las fuentes renovables y la eficiencia energética. Dentro de la iniciativa del PIEM, se encuentra el proyecto de interconexión de los sistemas eléctricos de México, Centroamérica y Colombia.

En relación a la interconexión eléctrica Panamá-Colombia, cuya construcción todavía no inicia, podemos decir que se presentan las siguientes debilidades. Por un lado, de acuerdo a los estudios realizados solo hay confiabilidad en un circuito de 230 kV y además existen restricciones por seguridad operativa y no poseen comunicación incorporada. Por otra parte, es útil para contratos de corto plazo, y además, se requiere de refuerzos y compensaciones económicas por cada una de las partes (Ruiz A., 2010, pp. 54).

Para finalizar, un aspecto importante del proyecto SIEPAC es que desde 2007 se están realizando gestiones para obtener la calificación como proyecto de Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL), por lo cual se están realizando los cálculos de las emisiones de CO2 evitadas, bajo una nueva metodología, para presentar la documentación requerida y adquirir la calificación MDL por parte de las Naciones Unidas (www.eprsiepac.com).

4. Mercado Económico del Sur (Mercosur), Cooperación e Integración Energética

El MERCOSUR está formado por Brasil, Argentina, Paraguay, Uruguay y recientemente Venezuela, mientras que Chile y Bolivia son países asociados. Los países miembros del MERCOSUR cuentan con interesantes experiencias en materia de interconexiones eléctricas, que tradicionalmente han estado vinculadas con el desarrollo de proyectos hidroeléctricos binacionales en los ríos que forman parte de sus fronteras comunes. Tales son los casos de las centrales de Salto Grande entre Uruguay y Argentina, Itaipú entre Brasil y Paraguay y Yacyretá entre Argentina y Paraguay.

Las normativas más importantes en el área energética del Mercosur, corresponden a dos Decisiones aprobadas por el Consejo del Mercado Común en 1998 y 1999, respectivamente. La primera, es el Memorándum de Entendimiento Relativo a los Intercambios Eléctricos e Integración Eléctrica en el Mercosur, y la segunda responde a un Memorándum Relativo a los Intercambios Gasíferos e Integración Gasífera en el Mercosur. Los principios y disposiciones establecidos

son similares. En ambos casos, se busca avanzar en la integración eléctrica y gasífera, con el objetivo de complementar sus recursos energéticos, optimizar la seguridad de abastecimiento a los usuarios, así como la colocación de excedentes de energía y la capacidad instalada de los países de la subregión.

Dentro de los Memorándum los Estados se comprometen principalmente a la no imposición de políticas que alteren las condiciones normales de la competencia; a la no discriminación en relación a los agentes de la demanda y la oferta; asegurar que los precios y tarifas de compra y venta de electricidad y gas natural se efectúe sin ningún tipo de subsidios y bajo tarifas justas; permitir la utilización de los enlaces internacionales y el respeto de acceso de la capacidad remanente de las instalaciones de transporte y distribución, así como la libre contratación de empresas públicas y privadas por parte de los agentes involucrados. Además, lo dispuesto en las decisiones responde, a su vez, a las pautas acordadas en una resolución del Grupo de Mercado Común en 1993 donde se acuerdan las directrices de las políticas energéticas del Mercosur.

4.1. Potencial de energía Eléctrica en el Mercosur

El Cono Sur de América es una región privilegiada con recursos renovables y autosuficiente en insumos energéticos (solar, eólica, hidroeléctrica y biomasa). Su matriz energética es satisfecha en un alto porcentaje con recursos hidroeléctricos, Paraguay el 100%, Brasil alrededor del 85%, y Argentina y Uruguay 50% en promedio, quedando aun importantes recursos hidroeléctricos por ser aprovechados.

Así mismo, para los países del Mercosur, el uso eficiente, coordinado e integrado de estos recursos podría traer beneficios importantes como la reducción de costos asociados a ganancias de escala; el aumento de la eficiencia de las empresas participantes de mayor competencia; economías derivadas de la cooperación industrial; flujo activo de innovación tecnológica sobre el estímulo de mercados ampliados; mejora de la seguridad de abastecimiento asociado a la malla de redes nacionales; incremento de la calidad de abastecimiento; acuerdos de intercambios

en situaciones de emergencia; integración de regiones aisladas; reducción de los precios medios de los países tanto en el corto como en el largo plazo; disminución de la volatilidad de los precios y mejoras en la calidad del servicio, entre otros (Rosental y Castro, 2010, pp. 2 -13).

4.2. Desafíos y futuro de la integración energética del Mercosur

A pesar de los problemas presentados en esta área, es claro que los países del Mercosur poseen un potencial de recursos energéticos existentes, que no está siendo utilizado eficaz y estratégicamente para atender la creciente demanda de energía eléctrica de la región. Brasil por su dimensión económica y experiencia de operación y comercialización, es un factor importante para definir una estrategia de integración. Sin embargo, la asimetría económica entre los países sudamericanos lleva a que los beneficios previstos de una integración eléctrica, no se dividan equitativamente ni entre los países ni entre los agentes nacionales.

De igual manera, podemos concluir que la búsqueda por la aceptabilidad de los acuerdos regionales tiene grandes impases con características técnicas, económicas y diplomáticas. Además, si bien existen iniciativas bilaterales desarrolladas y que están en marcha, éstas no reflejan indicadores de integración energética regional, conforme a sus problemas derivados se convierten en una barrera para la integración.

Por último, es importante mencionar que a falta de una integración eléctrica han presentado enormes pérdidas económicas. Argentina, Brasil, Chile y Uruguay han sufrido reiteradas crisis de abastecimiento eléctrico. De acuerdo con el Tribunal de Cuentas de la Unión, sólo el Brasil perdió más de 23.000 millones de dólares en la crisis de abastecimiento eléctrico del 2001 y 2002 (Canesse, 2010, pp.8). Por lo tanto, con una potente interconexión se habrían minimizado estas pérdidas y se haría un uso eficiente y estratégico de los recursos que posee la región.

Las centrales hidroeléctricas binacionales en operación como Itaipú (Paraguay–Brasil), Yacyretá (Argentina–Paraguay), y Salto Grande (Argentina–Uruguay), en

la práctica conforman un “anillo hidroeléctrico”. En relación al anillo hidroeléctrico, es importante mencionar que existe una fuerte interconexión entre Itaipú y Sao Pablo y está en proceso de construcción una línea de 500 Kv entre Itaipú y Asunción (Villa Hayes). Así mismo, existe una fuerte interconexión entre Yacyretá –Garabí–Salto Grande–Montevideo Buenos Aires. Por lo tanto, teóricamente, hace falta una línea de 500 kV entre Itaipú y Yacyretá, o bien entre Asunción y Yacyretá.

5. Comunidad Andina de Naciones, Integración de Sistemas de Energía Eléctrica e Intercambio de Electricidad

La acción más representativa de la Integración Energética en la Comunidad Andina se refiere a las interconexiones eléctricas. En el primer informe entregado a los Presidentes de los Países Andinos sobre el potencial energético de la Región Andina, se establecía que en los países de la región los recursos energéticos resultan abundantes, y por lo tanto, son más que suficientes para dar garantía de autosuficiencia energética con tarifas razonables y con grandes capacidades de exportación así como enormes posibilidades de un consumo más eficiente de los recursos energéticos disponibles.

Con relación a la energía eléctrica, en la actualidad Colombia cuenta con una capacidad instalada de generación de aproximadamente 14.559 MW, en su mayor parte representada por centrales hidroeléctricas debido a la alta pluviosidad en casi todo el territorio, razón por la cual puede producir electricidad a precios relativamente bajos.

La demanda actual del sistema es de aproximadamente 60.890,3 GWh/año, y se esperan crecimientos entre el 3.0 y el 4.5% anual durante los próximos 15 años, alcanzando una demanda de aproximadamente 100.000 GWh/año para el 2025.

Ecuador por su parte, tiene una capacidad instalada de generación de aproximadamente 4.000 MW en el sistema nacional interconectado, distribuidos casi por partes iguales entre centrales hidroeléctricas y térmicas. El 85% de la capacidad instalada en centrales hidroeléctricas está constituida por cinco grandes

centrales: Paute con 1.075 MW, San Francisco con 230 MW, Marcel Laniado con 213 MW, Agoyán con 156 MW y Pucará con 73 MW. La demanda actual de energía eléctrica en Ecuador es de cerca de 20.634 GWh/año, y se espera un crecimiento de 7,5% en un escenario de crecimiento moderado de la economía para lo cual el país se propone la instalación de múltiples centrales hidroeléctricas y termoeléctricas en un período estimado de 2010 hasta 2015 (CONELEC, 2009).

En el caso del Perú, este país cuenta con una demanda de potencia de aproximadamente 1.700 MW, y una capacidad instalada de generación cercana a los 6.000 MW distribuidos equitativamente entre centrales térmicas e hidroeléctricas. La capacidad de regulación del recurso hídrico es relativamente baja, la capacidad agregada de sus cuatro mayores embalses: Lago Junín, Lagunas Edegel, Laguna Aricota y Río Chili suma aproximadamente 1.300 GW/h, siendo los aportes promedio totales al sistema cerca de 1.500 GWh/mes. De acuerdo con el escenario planteado en el Plan de Expansión 2017, se espera un crecimiento de la demanda del 7,6% anual para lo cual el país también se propone la entrada en operación de varios proyectos.

Con relación a Bolivia, la generación bruta en el sector es de aproximadamente 5.632,7 GW/h y tiene una capacidad instalada de aproximadamente 1.403 GW. El Sistema Interconectado Nacional cuenta con 11 empresas de las cuales 780,82 MW son de producción térmica, mientras 478,14 MW son de fuentes hidroeléctricas. En la presente gestión 2011 se ha puesto en marcha el Programa Estratégico de Electricidad (PEAE) que consiste en la instalación de cinco plantas termoeléctricas para cubrir las demandas de energéticas del país.

5.1. Integración Eléctrica

En diciembre de 2002, se aprobó la Decisión 536 “Marco General para la Interconexión Subregional de Sistemas Eléctricos e Intercambio Intracomunitario de Electricidad”, que brindó el marco jurídico comunitario para impulsar el desarrollo del tema eléctrico entre los Países Miembros.

En el contexto de esta Decisión, en marzo de 2003 se inauguró la interconexión eléctrica Colombia – Ecuador, con importantes beneficios para ambos Países Miembros. Y en julio de 2005, Bolivia anunció su decisión de adherirse a dicha norma comunitaria.

Posteriormente, con la Decisión 720 de noviembre de 2009, se suspendió la aplicación de la Decisión 536 por un período de dos (2) años y se instruyó efectuar una revisión integral de la Decisión 536, con la finalidad de establecer un nuevo marco general para los intercambios de energía eléctrica entre los países andinos. En vista que la norma andina era el marco regulatorio sobre el cual se basaban los intercambios de electricidad entre Colombia y Ecuador, la Decisión 720 estableció además, un régimen transitorio para los intercambios eléctricos entre Colombia y Ecuador sobre los fundamentos establecidos en la Decisión 536 que regirían para el período en que estuviera suspendido el marco general de estos intercambios.

Por otra parte, desde el año 2004, en Perú existen instalaciones para realizar la interconexión eléctrica con Ecuador, sin embargo, en el esquema de intercambio planteado en la Decisión 536 no resultaba viable para llevar a cabo las operaciones entre Ecuador y Perú. En este sentido, ambos países solicitaron que en el marco andino se les extendieran las facultades otorgadas a Colombia y Ecuador para, de esta manera, puedan suscribir acuerdos de intercambio de electricidad, con un carácter de régimen transitorio, de modo de incluir un anexo similar al contenido en la Decisión 720 entre Ecuador y Colombia.

Los organismos reguladores de electricidad y de los ministerios de Energía de los Países Miembros de la CAN realizaron el análisis de regímenes bilaterales transitorios para Colombia y Ecuador y para Ecuador y Perú. Las instancias andinas para tales efectos son el Grupo de Trabajo de Organismos Reguladores (GTOR) y el Comité Andino de Organismos Normativos y Reguladores de Servicios de Electricidad (CANREL). Estos foros cuentan con la participación de Chile, en su calidad de País Miembro Asociado.

Como resultado del trabajo de estas instancias, la Comisión de la CAN aprobó, el 22 de agosto de 2011, la Decisión 757, que sustituye a la Decisión 720, y que incorpora un régimen temporal para los intercambios eléctricos entre Ecuador y Perú (Anexo II), además del régimen bilateral transitorio para Colombia y Ecuador (Anexo I).

Cabe señalar que estos esquemas son transitorios porque el objetivo último para los Países Miembros de la Comunidad Andina es contar con un Marco General para la interconexión subregional de sistemas eléctricos en el que se establezcan los principios y reglas generales para realizar los intercambios intracomunitarios de electricidad que incluya a todos los países andinos.

La construcción de un nuevo marco general es un proceso que se basa tanto en el marco regulatorio andino existente, en las disposiciones de la legislación nacional vigente en los países andinos, así como en la adecuación de la factibilidad de las interconexiones de los sistemas eléctricos de los Países Miembros que tome en cuenta la necesidad de los agentes que participan en este proceso.

5.2. Desafíos y futuro de la integración en la comunidad andina

El Consejo de Ministros de Energía del Sistema de Interconexión Eléctrica Andina (SINEA) que integra los países de Perú, Ecuador, Chile, Colombia y Bolivia firmó el pasado 28 de abril la Declaración de Lima con la que se establece la hoja de ruta para la integración eléctrica progresiva en el área andina.

El SINEA se constituyó hace tres años con el objetivo de evaluar la construcción de la infraestructura necesaria para la interconexión regional y el diseño de un marco regulatorio que facilite los intercambios y las transacciones de energía eléctrica.

La Declaración de Lima

Los acuerdos de este encuentro se han plasmado en la Declaración de Lima, en la que se ha establecido avanzar en una 'hoja de ruta' concreta, que comenzará con procesos de interconexión binacionales.

Posteriormente, se adoptará de forma gradual un acuerdo de armonización que permita conformar un mercado eléctrico regional y, en un plazo de seis meses, está prevista una reunión para conocer los avances en la materia.

En concreto, se ha establecido que en una primera etapa Perú tendrá su sistema eléctrico interconectado con Ecuador, entre los años 2014 y 2015; para luego seguir con la integración eléctrica con Chile, la cual se estaría completando entre el 2020 y 2021.

La Declaración de Lima fue firmada por el ministro de Energía y Minas del Perú, Eleodoro Mayorga, el ministro de Electricidad y Energía Renovable de Ecuador, Esteban Albornoz, el ministro de Energía de Chile, Máximo Pacheco, el viceministro de Minas y Energía de Colombia, Orlando Cabrales, y el representante del Ministerio de Hidrocarburos y Energía de Bolivia (Ronald Veizaga).

“El reto es grande pues los intercambios y transacciones de energía eléctrica se deben realizar con un marco regulatorio que brinde seguridad jurídica, eficiencia y equidad para los países participantes”, señaló el presidente del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin, Jesús Tamayo).

Competitividad con la integración

“Estos son los cimientos de un gran tendido eléctrico, que irá desde Colombia hasta Chile, contribuyendo a la integración económica y haciéndonos una región mucho más competitiva, con un suministro seguro”, ha afirmado el ministro chileno.

La región cuenta con grandes avances que permitirán en el corto plazo la integración energética entre Ecuador y Perú, y Colombia y Ecuador, que han demostrado que es posible consensuar los marcos regulatorios de diferentes países y promover el desarrollo energético.

Será el Grupo de Trabajo de Organismo Reguladores (GTOR), que reúne a los reguladores del Perú, Bolivia, Colombia, Ecuador y Chile, el encargado de formular las propuestas para el proceso de armonización de los marcos

normativos necesarios para la implementación de la interconexión regional de los sistemas eléctricos.

Luego de revisar y conocer el estado actual de los diferentes sistemas de interconexión eléctrica existentes en América Latina, pasaremos ahora a detallar un poco más el funcionamiento de estas interconexiones e intercambios de energía en el próximo capítulo.

Capítulo III: Comportamiento de las TIE en la integración regional de mercados

Introducción

Durante los últimos treinta años la integración energética ha tomado fuerza en América Latina y el Caribe, independientemente de los cambios en los paradigmas de organización sectorial que se han registrado en las últimas décadas. Primero, con la presencia de monopolios públicos y posteriormente durante el período de la reestructuración del sector eléctrico y de gas en los años noventa del siglo XX, con la cual se privilegió la participación privada y la creación de mercados competitivos, la integración energética ha sido un tema permanente en las agendas de los gobiernos y de los organismos regionales de integración.

En la primera década del presente siglo, cuando este proceso de cambios se detuvo e inclusive se revirtió en algunos países, para dar paso a una mayor participación del Estado, el interés por la integración energética ha sido una constante; sin embargo, durante el último lustro se han observado hechos que han afectado negativamente la integración y que han hecho dudar de la capacidad de liderazgo de los Estados en profundizar dicho proceso.

Este interés, público y privado, por la integración energética no es difícil de explicar ya que inversionistas y Gobiernos conocen bien los beneficios que se derivan de ella: ampliación de los mercados, optimización y/o complementariedad en el uso de los recursos naturales, las economías de escala, la explotación de

recursos compartidos y el mejoramiento de los niveles de seguridad de abastecimiento. La integración, al optimizar la utilización de los recursos naturales, también puede lograr beneficios ambientales locales y globales importantes al reducir la emisión de contaminantes o al evitar la construcción de proyectos socialmente impopulares. Podrán haber diferencias sobre cómo se reparten los beneficios, que es un tema de fondo, pero empresarios y Gobiernos favorecen la integración.

Para que funcionen los procesos de integración, éstos deben producir beneficios económicos identificables y equitativos para todos los participantes, que compensen los costos y/o pérdidas que los Estados, o los participantes privados, deban eventualmente asumir en el proceso. En la práctica los procesos de integración no son ni armónicos ni regulares y requieren un alto nivel de voluntad política de las partes por su alto nivel de complejidad. La velocidad que le imprimen los Gobiernos no es homogénea porque las prioridades asignadas no son las mismas entre los países. La integración significa además de compartir recursos de distinto tipo, el libre acceso a los mercados nacionales.

A las dificultades impuestas por las barreras nacionales, que pueden ir desde los obstáculos producidos por accidentes geográficos (desiertos, montañas, territorios insulares, etc.), a problemas ambientales, o a las políticas de los Gobiernos de turno, hasta las diferencias culturales, se deben agregar las distintas formas de articulación de los países involucrados en el proceso de integración, con el cambiante panorama de la globalización. Por tales razones los procesos de integración suelen ser muy lentos y a veces desalentadores (Sierra, José., 2006).

La integración energética se pudiera pensar como la dimensión sectorial de un proceso más amplio de integración económica. Así debiera ser; sin embargo, en la práctica los países persiguen, al menos inicialmente, metas específicas en sectores bien identificados y en proyectos concretos. Se debe recordar que el ejemplo más emblemático de la integración económica: La Unión Europea, se originó en 1951 con la Comunidad del Carbón y del Acero (CECA), mediante la

firma del Tratado de París, que después condujo a la firma de los Tratados de Roma en 1957.

Los Tratados de Roma que crearon la Comunidad Económica Europea (CEE) originaron también la Comunidad Europea de la Energía Atómica (CEEA), que jugaría un papel clave para el desarrollo de la industria energética europea. También se deben mencionar procesos surgidos en el norte de Europa y otros casos de interconexiones entre grandes sistemas eléctricos de distintos Estados dentro de un mismo país, como es el caso de la Pennsylvania, New Jersey y Maryland Interconnection (PJM) en los Estados Unidos de América, que puede ser útil conocer. El PJM es uno de los mercados eléctricos competitivos más grande del mundo.

En América Latina y el Caribe los procesos de integración energética han iniciado su historia con la suscripción de acuerdos bilaterales para desarrollos de proyectos binacionales específicos, como son los casos de las centrales de Salto Grande entre Uruguay y Argentina, de Itaipú entre Paraguay y Brasil o el de Yacyretá entre Argentina y Paraguay en el llamado Cono Sur. En otras regiones, como en América Central, la integración de los sistemas eléctricos surge como una combinación de procesos más amplios de integración regional y de intereses bilaterales; por citar sólo dos casos.

No existe un patrón o un orden establecido de las cosas en los procesos de integración energética. Pero en cualquiera de los casos y de los paradigmas de organización sectorial que se adopten, la participación de los Estados es un elemento indispensable en todas las fases del proceso de integración energética, la firma de acuerdos diplomáticos o la adecuación de los marcos regulatorios o la creación de organismos bi, o multinacionales, son aspectos que sólo pueden llevar adelante los Estados. El equilibrio entre la participación del Estado y el capital privado, en el proceso de integración energética regional, es una discusión aún abierta y seguramente exclusiva de cada realidad regional (OLADE, 2013).

En el presente capítulo se intentará abordar los problemas que han surgido en los procesos de integración a nivel mundial y en la América Latina en el sector de la electricidad, tratando de identificar las causas de estos problemas y de sugerir algunas acciones que posibiliten mitigar dichos obstáculos, con el fin de proseguir en el camino de apoyar la integración energética regional entre los países miembros de la CAN y en particular el comportamiento de los mercados de Colombia y Ecuador.

6. Integración de mercados eléctricos

La integración de los sistemas y los mercados eléctricos es un tema de gran importancia en la actualidad y se ha llevado a cabo en diversos países gracias a los grandes beneficios que trae consigo y dado que es un aspecto indispensable del desarrollo regional. Para los participantes de estos mercados, se pueden encontrar diferentes ventajas de las cuales se pueden destacar una mayor competitividad en la región, mayor capacidad de negociación y un mejor acceso a mercados mundiales de capital (Bulmer-Thomas et al., 2001). Los procesos de reforma energética dentro de los países permitieron promover la competencia y el libre mercado, lo que ha incentivado a que se dé la construcción de interconexiones eléctricas y gasoductos transnacionales, permitiendo intercambios energéticos a nivel regional.

La integración de mercados eléctricos es un tema que actualmente se encuentra en crecimiento. Consiste en la creación de interconexiones entre los sistemas eléctricos de dos o más países vecinos de manera que se pueda tener un mejor aprovechamiento de la explotación y uso de los recursos naturales de cada uno, mediante la armonización de los mercados que permita llegar a un marco regulatorio común. América Latina y el Caribe son de las regiones con mayor potencialidad de integración eléctrica en el mundo, gracias a sus grandes recursos naturales y energéticos (Muñoz, 2004). En Norte América y en Europa también existen mercados integrados (Muller et al., 2009; Pineau et al., 2004), así como existen diversas interconexiones eléctricas en África (Gnansounou et al., 2007).

Los intercambios en materia de energía eléctrica entre mercados de distintos países permiten optimizar el costo de producción y la seguridad de suministro, la colocación de excedentes de energía y el aprovechamiento de los atributos de la capacidad instalada de los países involucrados.

No obstante, uno de los principales problemas en la integración energética entre países es escoger el esquema de mercado más adecuado para el manejo de la congestión en las redes de transmisión, dificultad asociada con la particularidad de que el total de potencia que puede ser transmitida a través de la red sea limitada (Osorio Ramírez, 2013).

De aquí surge la necesidad de analizar el comportamiento de la integración entre países bajo diferentes esquemas de intercambio de electricidad, en particular, se propone realizarlo para la integración ya existente entre Colombia y Ecuador, de manera que se pueda observar el comportamiento a futuro de ambos mercados y en especial el colombiano, ya que en el corto plazo Ecuador presentará excedentes de generación y también se convertirá en exportador de energía con lo que se vuelve importante consolidar una integración regional, en especial la interconexión con Panamá.

6.1. Interconexiones e intercambios internacionales

En la actualidad Colombia cuenta con varias interconexiones de electricidad con sus países vecinos:

Interconexiones con Ecuador

Tres interconexiones: Ipiales (Colombia)/ Tulcán (Ecuador) a 115/138 kV. Dos de 230 kV, Pasto – Quito y Jamondino – Santa Rosa. Con una capacidad de interconexión con Ecuador de 535 MW.

Interconexiones con Venezuela

Actualmente cinco interconexiones. Las dos interconexiones eléctricas principales entre Colombia y Venezuela son: Cuestecita-Cuatricentenario y San Mateo-Corozo.

Cuestecitas – Cuatricentenario (230 kV de doble terna), ubicada entre La Guajira (Colombia) y Zulia (Venezuela). Data de 1992. La interconexión Cuestecita-Cuatricentenario permite intercambiar un máximo de 150 MW y operar en forma sincronizada. Esta línea de transmisión tiene 128 km (42 en Colombia y 86 en Venezuela).

Luego está la línea Corozo – San Mateo (230 kV y 230 MW), entre Norte de Santander y Táchira. Esta interconexión permite intercambiar 140 MW y tiene una longitud de 48 km. (10 en Colombia y 38 en Venezuela). Data de 1996. En la misma región (Norte de Santander – Táchira) también está la interconexión Tibú – La Fría, con 115 kV y capacidad de 36 MW. Data de 1969.

Luego están las interconexiones más pequeñas por el sector de Puerto Carreño (Colombia) - Puerto Páez (Venezuela). Puerto Carreño, es una población que no está conectada al SIN colombiano. Y la interconexión Puerto Inírida y San Fernando de Atabapo, poblaciones en la selva de la cuenca del alto Orinoco, ambas aisladas de los sistemas interconectados de cada país.

Adicionalmente se espera para el 2018 esté construida la interconexión con Panamá y así poder conectar el sistema colombiano con el sistema SIEPAC de América Central. El presupuesto de este Proyecto es de alrededor de 400 millones de dólares. Se hará en corriente directa (HVCD), con voltaje entre 250 y 450 kV, con capacidad de 300 MW ampliables a 600 MW. Longitud 614 km (340 en Colombia y 274 en Panamá). El proyecto considera un tramo marino y otro terrestre.

A continuación en la Tabla 4 se muestran las interconexiones mencionadas anteriormente:

Tabla 4. Interconexiones internacionales de energía en Colombia.

Región	Tensión (kV)	Capacidad Transporte (MW)	Fecha de Operación
Colombia - Ecuador			
Quito - Pasto	220	250	2003
Tulcán - Ipiales	115/138	35	1999
Quito (Pomasqui) - Pasto (Jamondino)	230	250	2007
Colombia - Venezuela			
Líneas de alto voltaje			
Tibú (Col.) - La Fria (Ven.)	115	36	1969
Cuestecita (Col.) - Cuatricentenario (Ven.)	230	150	1992
San Mateo (Col.) - El Corozo (Ven.)	230	150	1996
Líneas de Bajo Voltaje			
Cúcuta (Col.) - San Antonio de Táchira (Ven.)	13,8 kV y 34,5 kV	0,7 MW y 2,0 MW	1964
Arauca (Col.) - Guasdualito	13,8	0,7	1975
Arauca (Col.) - Guasdualito (Ven.)	34,5	0,7	1988
Casualito (Col.) - Puerto Ayacucho (Ven.)	13,8	0,7	2008
Inírida (Col.) - San Fernando de Atabapo (Ven.)	13,8	0,7	2008
San Felipe (Col.) - San Carlos de Río Negro (Ven.)	13,8	0,7	2008
Puerto Colombia (Col.) - Maroa (Ven.)	13,8	0,7	2004

Fuente: OLADE, Unidad de Planeamiento Minero - Energético (UPME).

De las interconexiones mostradas, solo tienen esquemas comerciales con algún tipo de acuerdo regulatorio, las interconexiones con Ecuador a niveles de 138 kV y 230 kV y con Venezuela en el nivel de 230 kV. Existen algunas conexiones que operan mediante contratos de energía a voltajes más bajos, y los demás son enlaces que operan en caso de emergencia o racionamiento en uno de los países.

Anualmente XM en conjunto con CENACE realiza un estudio de Interconexión Colombia – Ecuador, para el 2013 los resultados de los análisis de este estudio indicaron que la máxima transferencia en el sentido Colombia – Ecuador es de 460 MW en los períodos de demanda mínima y 420 MW en los períodos de demanda media. Estos valores dependen de las máximas transferencias permitidas por los elementos de la red del área Suroccidental del sistema Colombiano, que a su vez dependen de la generación de la Central Hidroeléctrica Betania, y de la presencia de oscilaciones con bajo amortiguamiento ante eventos.

El requerimiento de unidades de seguridad para soportar las máximas transferencias Colombia – Ecuador tiene como base las contingencias críticas definidas por ambos países, después de las cuales las condiciones de tensión,

frecuencia y carga de equipos deben permanecer dentro de límites aceptables para la operación, sin poner en riesgo la estabilidad de los sistemas.

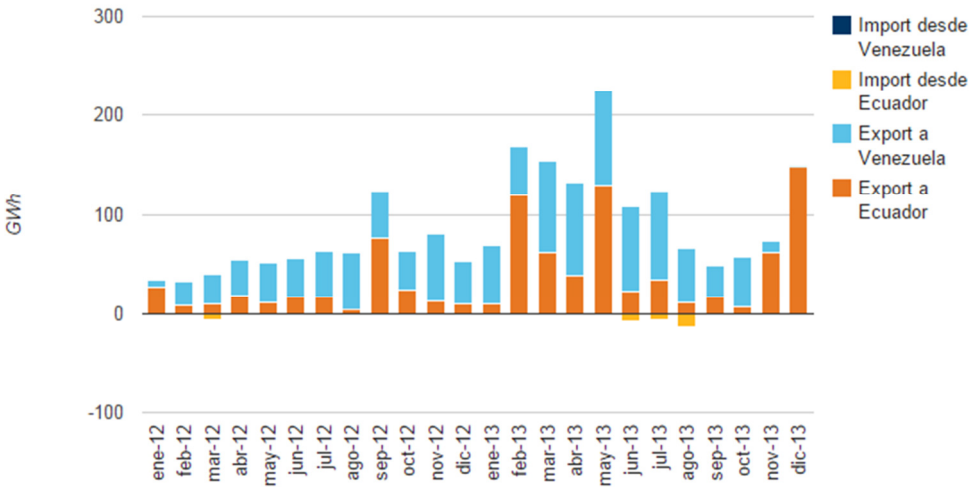
De acuerdo con el primer informe de planeamiento operativo eléctrico de mediano plazo de 2013, la capacidad de exportación a Venezuela por el enlace Cuestecitas – Cuatricentenario 230 kV oscila entre 40 MW - 110 MW, y esta capacidad es función de la demanda de la subárea operativa GCM (Guajira, Cesar y Magdalena) y del número de unidades disponibles en la planta térmica Guajira.

La exportación a Venezuela por el enlace San Mateo – Corozo 230 kV oscila entre 170 MW - 275 MW, y esta capacidades función de la demanda del área Nordeste y del número de unidades del área (Tasajero, Paipa 1, Paipa 2, Paipa 3, Paipa 4, Yopal).

Durante el 2013 se realizaron intercambios de energía con Ecuador y Venezuela, exportándose un total de 662,3 GWh y 714,98 GWh respectivamente, superando los valores registrados durante el 2012 de 236 GWh a Ecuador y de 714,98 GWh a Venezuela. Por su parte, Colombia importó desde Ecuador 28,5 GWh valor superior al registrado en 2012 de 6,5 GWh.

A continuación en la Figura 8 se muestra el comportamiento de dichos intercambios entre el 2012 y el 2013.

Figura 8. Intercambios internacionales de energía.



Fuente: XM S.A. E.S.P.

6.2. Transacciones Internacionales de Electricidad, TIE

Los acuerdos comerciales que han permitido los intercambios de energía se denominan Transacciones Internacionales de Energía o TIE, concepto que se fundamenta simplemente en aprovechar las diferencias en los costos marginales de corto plazo de los sistemas, resultando exportador aquel país que presente en el punto de interconexión el menor costo de la energía. El precio de la oferta de energía en el punto de interconexión, además del costo marginal del sistema de generación incluye las pérdidas, los cargos por transmisión y los cargos por potencia.

Las TIE establecen los siguientes acuerdos generales:

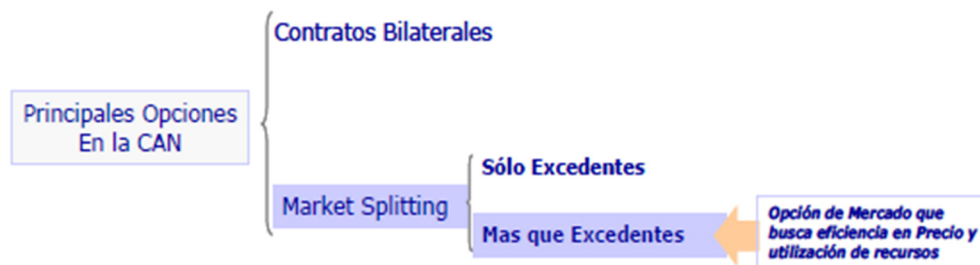
- La exportación se administra como un generador virtual en el punto de interconexión y el precio de venta corresponde al costo marginal del país importador.
- Las rentas de congestión que se originen por la diferencia de precios en los extremos del enlace internacional, serán asignadas en partes iguales para cada mercado, es decir el 50% para el sistema importador y el 50% para el sistema exportador y no serán afectadas por la ejecución de contratos de exportación.
- Las pérdidas de la interconexión las asume el país importador.
- El exportador recibe además del precio de exportación, que equivalente al costo marginal del país importador, percibe además un cargo por capacidad igual al que reciben los agentes generadores en el país.
- El precio de exportación en la frontera es en definitiva el costo marginal del país importador más otros costos (remuneración de los costos de transmisión y los costos por capacidad).

El método de las Transacciones Internacionales de Electricidad (TIE), implementada por Colombia y Ecuador para sus intercambios de energía, es un método basado en un esquema de mercado Market Splitting, en donde los intercambios se realizan sobre una curva horaria, de acuerdo a la oferta y al precio de la energía, en ese momento en ambos mercados, los precios nodales en la

frontera reflejan en el corto plazo los costos de la entrega de la energía y las restricciones ocasionadas, los flujos de energía son producto de las diferencias de precios reportados por los países en los nodos fronteras (Fonseca, 2004).

Para que este esquema funcione, se requiere la existencia de un mercado de corto plazo y despachos económicos debidamente coordinados en cada país, así, el ajuste de los precios y cantidades se realiza en forma automática y no es fijada por los despachos económicos de cada país, es decir las transacciones no se encuentran subordinadas a la existencia de excedentes en uno u otro país, donde, para los generadores implica atender a una demanda mayor, en la que ellos no pueden discriminar directamente, garantizándose así la no segregación entre el Mercado Interno y Externo (Ver Figura 9) (Endesa Internacional, 2004).

Figura 9. Mercado de las TIE.



Fuente: Endesa Internacional. Informe de Interconexiones en Europa y Latinoamérica.

Si bien el esquema aplicado inicialmente por Colombia y Ecuador, y que se pretende extender para la CAN ha funcionado bien en el desarrollo de reglas y redes, el cual siempre se encontrará sujeto a la estabilidad política de los países que la conforman.

Adicionalmente las TIE constituyen el segundo escalón dentro de las posibilidades de integración de mercados eléctricos. La primera fase de integración consiste en transacciones por medio de contratos bilaterales entre países (caso Colombia - Venezuela); la segunda corresponde al despacho coordinado, que para Colombia y Ecuador se denomina TIE; la tercera etapa implica el despacho integrado, es

decir, unificación del despacho; la cuarta la constituye la integración regional, siendo indispensable para esta la presencia de un operador y administrador regional; y la etapa más avanzada estaría compuesta por la integración suprarregional, con una integración total de los mercados regionales.

Sin ir muy lejos geográficamente, se tiene como ejemplo el Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC), el cual se encuentra en la cuarta etapa de integración, con los mercados eléctricos de Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá. Allí existe un Mercado Eléctrico Regional (MER), el cual es un séptimo mercado con los seis sistemas nacionales existentes, con regulación regional por parte de la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) y en donde se realizan transacciones internacionales de electricidad por medio del Ente Operador Regional (EOR) (EPR, 2012).

El caso más avanzado en integración lo constituye el Nord Pool, el cual integra los mercados eléctricos de Noruega, Suecia, Finlandia y Dinamarca. Estos países de la región nórdica europea tienen un elevado consumo de energía eléctrica, dada su industria intensiva en energía y por las necesidades de calefacción que exige el clima de esa región. Dado lo anterior, la importancia de la seguridad del suministro energético incentivó a adelantar el proceso de integración de sus sistemas eléctricos, acompañado con las complementariedades en los recursos de generación que se presentan entre los mismos países. Las transacciones ocurren por medio de contratos bilaterales, acompañado con un mercado financiero creciente compuesto por futuros y opciones. En lo referente a los precios, estos han convergido a uno solo para el mercado como tal, en donde los países que inicialmente producían a altos costos (caso Finlandia y Suecia) se benefician de los que producen a menores costos (caso Noruega); los beneficios para el país con recursos de generación se resumen en la ampliación del mercado y el pago a un precio mayor de sus exportaciones.

6.3. Antecedentes y evolución de las TIE en Colombia y Ecuador

En cuanto al marco histórico de las TIE entre Colombia y Ecuador, estas empiezan luego de que se firmara la Decisión CAN 536 en diciembre de 2002 “Marco General para la Interconexión Subregional de Sistemas Eléctricos e Intercambio Intracomunitario de Electricidad”, la cual constituye el marco jurídico que soporta la iniciativa integracionista de los mercados de energía eléctrica entre los países miembros. Desde 2003 se empiezan a dar efectivamente las transacciones de energía eléctrica entre Colombia y Ecuador, y hasta la fecha, bajo la modalidad y normativa de las TIE. Los intercambios de electricidad entre Colombia y Ecuador se han presentado desde antes del esquema TIE por medio de contratos bilaterales tal como se realizan transacciones con Venezuela en la actualidad. En noviembre de 2009 se aprueba la Decisión CAN 720, por la que se suspende la Decisión CAN 536 (excepto el Artículo 20) hasta por un período de dos años y durante dicho tiempo Colombia y Ecuador aplican el Régimen Transitorio, el cual consiste en la división de las rentas de congestión en 50 % para cada país (se utilizan como instrumentos de redistribución, p.e. para electrificar zonas pobres que no tienen acceso al servicio), sin obligación alguna de vender energía en momentos de déficit del país exportador. Por último, la Decisión CAN 757 (2011) sustituye a la Decisión 720 e incorpora un régimen temporal para los intercambios eléctricos entre Ecuador y Perú, además del régimen bilateral transitorio para Colombia y Ecuador (CAN, 2012). En noviembre de 2011 los presidentes de los países miembros de la CAN manifestaron la voluntad de acelerar la integración eléctrica, por lo que es indispensable la interconexión física de los cuatro países miembros (Bolivia, Colombia, Ecuador y Perú) y la armonización regulatoria con miras a la conformación del bloque energético del Pacífico.

Desde el comienzo de las TIE, Colombia se ha caracterizado por ser el país exportador; el nivel de importaciones registrado ha sido bastante reducido, este se ha presentado en períodos en que Ecuador declaró precios más bajos o cuando el sistema eléctrico colombiano expuso alguna contingencia.

Dado que las TIE surgen del diferencial de precios en el nodo frontera, se evidencia que el costo de la energía eléctrica en Colombia es menor que el de Ecuador, lo que puede explicarse en los recursos de generación que utiliza cada uno de los países. En el caso de Colombia, se encuentra que para 2013 el 67,3 % de la oferta de energía eléctrica fue hidráulica y 27,1 % térmica.

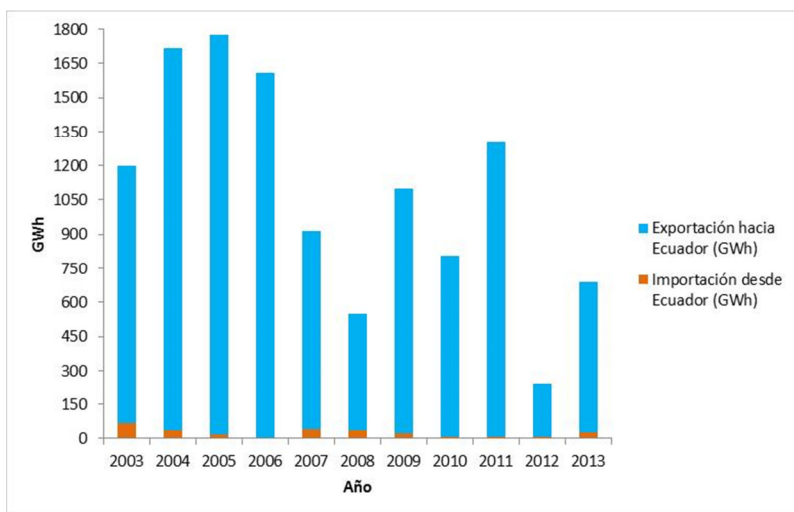
6.3.1. Evolución de las TIE en Colombia

Como se ha mencionado anteriormente, en el año 2009 con la Decisión CAN720 se modificaron algunas definiciones de las TIE aplicables a Colombia y Ecuador, tales modificaciones impactaron el mercado en dos aspectos fundamentales, el primero relacionado a como los países exportadores discriminan los precios de la energía de consumo local y la de exportación y el segundo en la forma de distribución de las rentas de congestión.

Tales modificaciones no cambiaron los criterios de activación de las transacciones ni la forma de cálculo de las rentas de congestión.

Desde la implementación en el 2003 de las Transacciones Internacionales de Electricidad TIE con Ecuador, se han exportado a Ecuador alrededor de 11.630 GWh por un valor cercano a USD 973 millones.

Figura 10. Importaciones y exportaciones de energía.

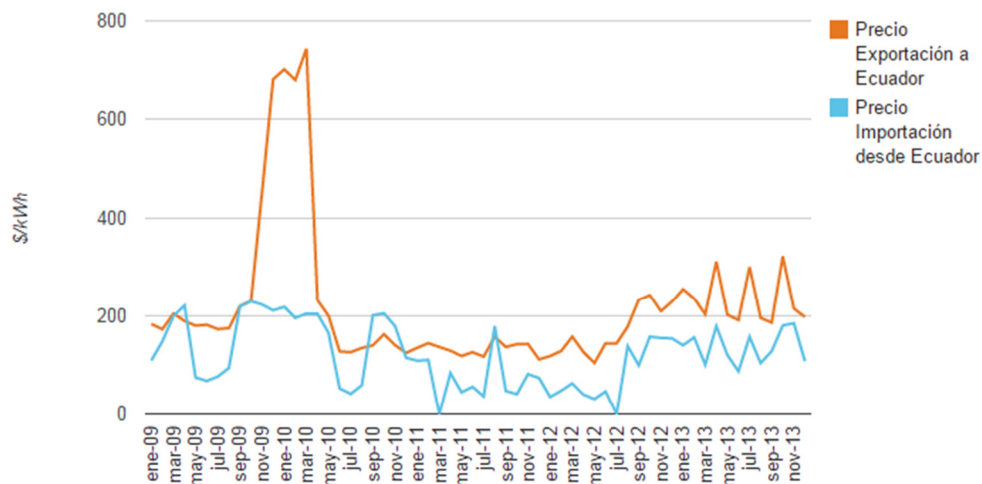


Fuente: XM S.A. E.S.P., 2013.

Como se puede apreciar en la Figura 10, las TIE con Ecuador se han realizado de manera casi continua desde su inicio en el año 2003 a pesar de que en algunos períodos han disminuido, generalmente coincidentes con fenómenos climatológicos, como El Niño que se presentó desde el mes de diciembre de 2009.

A continuación en la Figura 11 se muestra el comportamiento de los precios equivalentes a los que Colombia ha transado con Ecuador en los últimos años.

Figura 11. Precios equivalentes a los que Colombia ha transado con Ecuador.



Fuente: XM S.A. E.S.P., 2013.

6.3.2. Evolución de las TIE en Ecuador

En el mes de diciembre de 2004, se culminó la construcción de la primera etapa de la interconexión con el Perú, que consistió en una línea de transmisión de 230 kV, en estructuras doble circuito, de 107 km de longitud, de los cuales 55 km son en territorio ecuatoriano. Además, se realizó la ampliación de la subestación Machala, mediante un banco de transformadores de 165 MVA de capacidad, de 230/69 kV. Las obras incluidas en la primera etapa, permiten una transferencia de hasta 100 MW, con una operación radial de los dos sistemas nacionales.

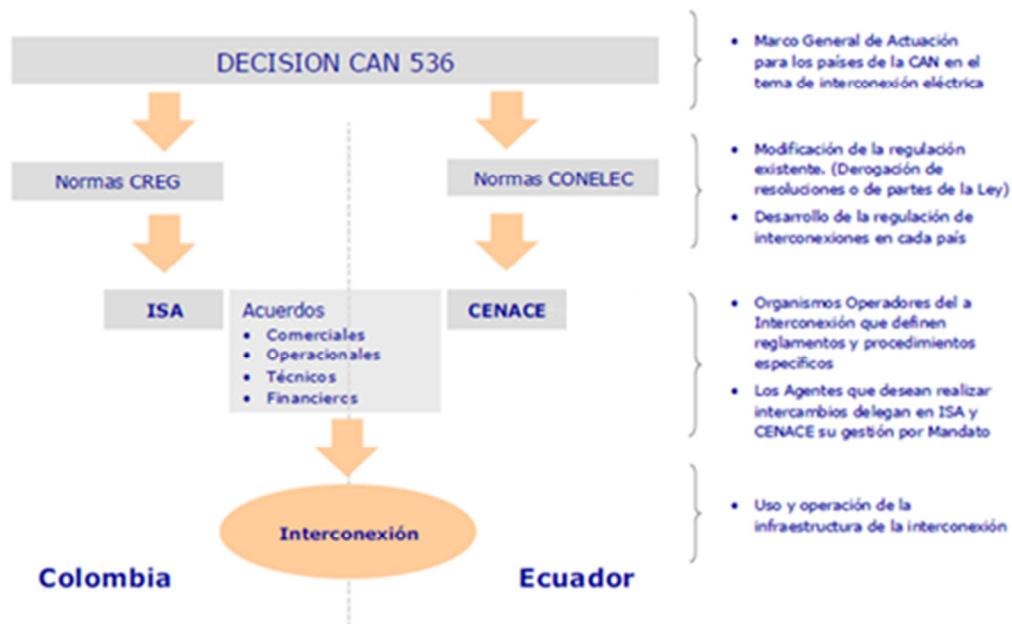
A partir del 21 de noviembre de 2009, al ser declarada la emergencia energética en Ecuador, se inició el flujo de energía desde Perú hacia el Ecuador, aportando al

Sistema Nacional en el 2009 unos 62,04 GWh, equivalentes al 0,32% de la oferta de energía del país, para el año 2010 hasta el mes de abril, fecha en la cual fue levantada la emergencia en el Ecuador. La energía importada, a través de contratos, desde Perú, medida en S/E Zorritos, fue de 111,89 GWh equivalente al 0,64% del total de energía bruta producida en el país.

6.4. Aspectos regulatorios de la interconexión Colombia – Ecuador

A continuación en la Figura 12 se puede observar la adaptación de las regulaciones en cada país para posibilitar el intercambio de energía.

Figura 12. Aspectos regulatorios interconexión Colombia – Ecuador.



Fuente: Endesa Internacional. Informe de Interconexiones en Europa y Latinoamérica.

En la Tabla 5, se muestra a manera de resumen las principales leyes y resoluciones para Colombia, en donde la Resolución 004 de 2003 establece la regulación aplicable a las TIE y que es complementada por la Resolución 014 de 2004.

Tabla 5. Marco normativo Colombia.

Ley 142, 1994. Art. 23	Fija la política en cuanto al intercambio internacional de electricidad.
Ley 143, 1994. Art. 34	Asigna funciones al Centro Nacional de Despacho (CND), entre las que se encuentra ejercer la coordinación, supervisión, control y análisis de la operación de los recursos de generación, interconexión y transmisión incluyendo las interconexiones internacionales.
RESOLUCIÓN CREG 004 - 2003	Regulación TIE Corto plazo.
CREG 006 - 2003	Normas sobre registro de fronteras comerciales.
RESOLUCIÓN 014 - 2004	Planeación, coordinación, supervisión y control operativo de los enlaces internacionales.
RESOLUCIÓN 160 - 2009	Por la cual se adopta la regulación aplicable a las Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo TIE, entre Colombia y Ecuador, de conformidad con el Régimen Transitorio adoptado por la Decisión CAN 720.

Fuente: Elaboración con base en datos CREG.

Para el caso de Ecuador, la Tabla 6 muestra un resumen de las leyes más importantes y que involucran las TIE, la Regulación 004/10 se encarga del desarrollo de las TIE en el período de vigencia de la Decisión CAN 720.

Tabla 6. Marco normativo Ecuador.

Ley del Régimen del Sector Eléctrico, 1996	Contiene las normas relacionadas con la estructura del sector eléctrico y de su funcionamiento.
Aplicación del Mandato Constituyente No. 15 Regulación No. CONELEC 006/08	Establecer los parámetros regulatorios específicos para el establecimiento de una tarifa única que deben aplicar las empresas eléctricas de distribución para cada tipo de consumo de energía eléctrica. Relacionado: Generación, Distribución, Mercado Eléctrico Mayorista, Transmisión, Grandes Consumidores, Transacciones Internacionales y Tarifas.
CONELEC - 004/10	Desarrollo de las Transacciones Internacionales de Electricidad en el periodo de vigencia de la Decisión 720 de la Comunidad Andina.

Fuente: Elaboración con base en datos CONELEC.

Adicionalmente cada país por separado tiene su propia legislación, sin embargo, al estar Colombia y Ecuador inmersos en la Comunidad Andina de Naciones (CAN), ambos están sujetos a disposiciones supranacionales, tales como el Acuerdo de Cartagena, que dio su origen en 1996; la Decisión CAN 536 de 2002, la Decisión

CAN 720 de 2009 y la vigente transitoriamente Decisión CAN 757. Estas se resumen en la Tabla 7.

En la actualidad se encuentra este marco jurídico bajo construcción y se opera con condiciones transitorias, ya que se está construyendo un marco general que tiene en cuenta el marco regulatorio andino existente y la legislación de cada país miembro de la comunidad.

Tabla 7. Marco normativo TIES – CAN.

Acuerdo de Cartagena (1996)	Acuerdo que tiene por objetivo promover el desarrollo equilibrado y armónico de los países miembros en condiciones de equidad, mediante la integración y la cooperación económica y social.
Decisión CAN 536 (2002)	Marco jurídico comunitario para impulsar el desarrollo del tema eléctrico en los países miembros.
Decisión CAN 557 (2003)	Creación del Consejo de Ministros de Energía, Electricidad, Hidrocarburos y Minas de la Comunidad Andina.
Decisión CAN 720 (2009)	Se suspende por dos años la Decisión CAN 536, para establecer un nuevo marco general para los intercambios de energía eléctrica entre los países miembros.
Decisión CAN 757 (2011)	Sustituye la Decisión 720 e incorpora un régimen temporal para los intercambios eléctricos entre Ecuador y Perú, además del régimen bilateral transitorio para Colombia y Ecuador.

Fuente: CAN (2012).

6.5. Aspectos técnico económicos de la integración de mercados eléctricos

6.5.1. Aspectos favorables de la integración de mercados eléctricos

6.5.1.1. Reducción de costos

Reducción de costos de inversión y operativos, debido a la operación conjunta entre los países participantes, aprovechando los elementos activos – pasivos del sistema eléctrico con un mayor factor de utilización, dada por las diferentes condiciones que pudiesen presentarse como: complementariedad hidroeléctrica entre países por su clima, complementariedad hidrotérmica entre sistemas y complementariedad estacional de la demanda. Adicionalmente diversidad horaria de cargas y un menor requerimiento de potencia de reserva, al tener un sistema eléctrico más robusto y por ende, mayor confiabilidad y seguridad.

6.5.1.2. Economías de escala

El incremento del tamaño de los mercados propicia escenarios para la mayor intervención de la inversión privada, el aumento en economías de escala en generación y transmisión, el aumento del número de agentes y de la competencia, una mayor eficiencia en las inversiones para expandir el sistema y un menor impacto ambiental por diversidad de opciones de inversión.

6.5.1.3. Oportunidades de mercado

Para los agentes generadores, transportadores, comercializadores e inversionistas se presentarían menores riesgos de remuneración, mayor posibilidad de ser despachados, en el caso de generadores, un incremento en las posibilidades comerciales por la diversidad de consumidores, un mejor perfil financiero de los proyectos y una mayor potencialidad de expansión y participación en el mercado.

6.5.1.4. Confiabilidad

Para garantizar el suministro de energía eléctrica se tendría un uso complementario de recursos energéticos y una diversidad tanto de fuentes de energía como de unidades de producción. Una red de transmisión más amplia y extensa y se compartirían las reservas de potencia entre sistemas eléctricos lo que convertiría a la red en un sistema más robusto y estable lo que minimizaría el riesgo de racionamiento.

6.5.2. Aspectos desfavorables de la integración de mercados eléctricos

6.5.2.1. Distribución irracional de los beneficios

Las experiencias recogidas por la Corporación Andina de Fomento (CAF) evidencian que las integraciones que producen beneficios globales pueden provocar perjuicios unilaterales a actores o países, lo que señala la conveniencia de prestar atención a los mecanismos de asignación de los beneficios. En caso contrario, los países o actores perjudicados pueden generar resistencias al

proceso de integración, no por la carencia de beneficios, sino por la distribución no equitativa de los recursos económicos.

6.5.2.2. Políticas locales sobre recursos energéticos no renovables

En los casos en los que la libre disponibilidad del recurso y el libre acceso a los mercados dan preferencia a los operadores privados en las decisiones sobre recursos energéticos no renovables, probablemente sea conveniente que las políticas oficiales regulen los volúmenes de reservas y niveles de producción asignables a la exportación, así como la asignación de costos internos de transporte a la exportación y el consumo doméstico.

6.5.2.3. Equidad de costos en proyectos de integración

Es importante diseñar políticas nacionales, mecanismos de mercado y medidas gubernamentales que alienten iniciativas de los operadores privados en favor de proyectos de integración energética, atendiendo a principios de equidad en la distribución de los costos.

6.5.2.4. Barreras y resistencias a la integración

Creación de barreras y resistencias a la integración por parte de los actores privados. Estas barreras y resistencias pueden manifestarse de manera pasiva o activa. En el primer caso significa la falta de iniciativa privada respecto a la integración, en mercados en los que esta iniciativa es altamente prioritaria. En el segundo, una oposición activa por los canales disponibles, destinada a desalentar actividades que les acarrearán perjuicios. En el conjunto de actores cabe señalar principalmente los generadores y los transportadores, ya que los distribuidores prácticamente no son afectados.

6.5.2.5. Consumidores o usuarios finales

Los consumidores también pueden recibir impactos importantes y pueden desarrollar presiones contrarias a la integración. Finalmente, las autoridades

públicas no pueden desconocer los impactos que afectan sectores importantes de la comunidad y en cierta medida, el desarrollo estratégico del país.

Capítulo IV: Conclusiones y recomendaciones

Este capítulo presenta las conclusiones y recomendaciones luego de revisar el panorama de los mercados eléctricos de los países de la Comunidad Andina de Naciones (CAN), particularmente los mercados de Colombia y Ecuador, por medio del conocimiento de sus estructuras, su forma de operación, sus fortalezas y debilidades ante una inminente integración regional, como se evidenció a través de los diferentes capítulos de este documento con el fin de dar a conocer el estado actual y futuro de las TIE y la consolidación de un mercado eléctrico regional.

- Luego de revisar las diferentes características del mercado eléctrico colombiano se ratificó como la matriz energética sigue contando con un alto grado de componente hidroeléctrico en su estructura, esto dado a la gran abundancia en recursos hídricos lo que conlleva a tener un menor precio en la producción de energía y al mismo tiempo convertir al país en un exportador de electricidad. Por su parte Ecuador avanza rápidamente en la expansión de generación principalmente hidroeléctrica, que de consolidarse en el corto plazo lo convertiría también en un país exportador al igual que Colombia, lo que ratificaría la urgencia inmediata de la interconexión con Panamá y la consolidación del intercambio de electricidad entre Ecuador y Perú.
- También fue posible establecer que la capacidad de generación actual instalada en Colombia supera con un margen amplio la demanda del sistema, es decir, existen excedentes, que luego de considerar los valores necesarios de seguridad y los requeridos para cubrir las restricciones de la red y las inflexibilidades de las unidades de generación, podrían ser comercializados en otro mercado sin poner en riesgo el suministro interno de electricidad, lo anterior, manteniendo y desarrollando incentivos para garantizar el suministro de energía en condiciones hidrológicas desfavorables, como el cargo por confiabilidad definido actualmente.

- Colombia opera por medio del despacho económico coordinado, y en este esquema debe satisfacer inicialmente las necesidades internas con los recursos más económicos y luego proceder a suministrar energía eléctrica a Ecuador, utilizando lógicamente recursos más costosos, ya que el despacho se realiza por orden de mérito. Se percibe que en la medida de que ambos mercados continúen separados, no integrados (un solo mercado), y en el corto plazo Ecuador cuente con excedentes de energía y se convierta en exportador, se debe hacer imperioso considerar la integración de un mercado regional para lo cual es necesario primero afianzar los intercambios de electricidad con despachos coordinados (como ocurre actualmente entre Colombia y Ecuador) y posteriormente con despachos integrados (como podría ocurrir entre Panamá, Colombia, Ecuador y Perú).
- La mayor ventaja del esquema regulatorio definido por la CAN y que está vigente, es que es transparente en cuanto a la forma en que se participa en el mercado, sin embargo, la discriminación de la demanda local de la internacional, hace que no sea de integración completa. Lo anterior se convirtió en motivo de indisposición política básicamente por el desequilibrio en la dirección del flujo de la energía, que es mayoritariamente de Colombia a Ecuador.
- La distribución de las rentas de congestión es un tema, que si bien ha sido estudiado con profundidad en el mundo, no tiene un consenso frente a su repartición. Las experiencias en los países de la CAN han sido contradictorias y generadoras de diferencias entre algunos países, que han sentido que su distribución no es equitativa y que han conducido a reconsideraciones, que más que económicas, han sido políticas.
- Los acuerdos de integración de la región son también incipientes; por un lado, el acuerdo de la CAN, por otro lado el MER y en el medio de estos dos sistemas, el acuerdo entre Colombia y Panamá, cada uno con características especiales, que exigen operación coordinada y liquidación de cuentas particular. Lo anterior, aunque puede llevar a pérdidas de eficiencia y a desaprovechar posibilidades de

mayor optimización de los recursos disponibles en la región, puede aunarse a trabajos e iniciativas que planteen esquemas completos de integración, que conducirán sin dudas a un mayor desarrollo que llevará a la postre a que haya mayor libertad para el tránsito de energía en la región unificada.

- Se considera como fundamental el análisis de los intercambios de energía considerando la disponibilidad de los medios de transporte en alta tensión (líneas de alta tensión, subestaciones y equipos especiales) y los mecanismos coordinados y concertados para el pago de los diferentes peajes o cargos por uso de los transportadores a los dueños de dichos activos.

- Para hablar de integración de mercados eléctricos, por ejemplo como lo ha hecho el Nord Pool se requiere avanzar no solo desde el punto de vista institucional y normativo, sino que es necesario la conformación de entes supranacionales como un único ente operador del sistema y regulador, así se apoyen en los entes existentes en cada mercado. Por su parte, la voluntad política cumple un papel determinante, ya que si esta no existe o es muy volátil como en el caso de Venezuela es muy complicado establecer acuerdos que ayuden al beneficio de los países implicados.

- No obstante, surgen preguntas interesantes tales como si el objetivo final es la existencia de un único mercado o por el contrario, a pesar de que no haya una convergencia en precios, aún se justifica el funcionamiento de estas transacciones internacionales de electricidad, dado el beneficio que representan no únicamente en términos de la garantía de suministro, sino para los agentes implicados en el proceso, pues es claro que el país con recursos más costosos tiene una reducción en el precio para la prestación del servicio final.

- Es claro, que desde los objetivos de política energética el que prima es el de confiabilidad en el suministro, pues la evidencia del apagón en California en 2005, Brasil en 2008 y el racionamiento en Colombia en 1992, dejan evidencia clara de

los altos costos de estos hechos y por lo tanto, así no haya una integración total las TIE traen grandes beneficios en el funcionamiento de los mercados energéticos, ya que permiten utilizar las redes de interconexión para abastecer déficits en períodos adversos.

- Para que los mercados operen de manera eficiente, deberán tener un ámbito supranacional con visión de largo plazo, inmune a decisiones políticas de los gobernantes de turno. Esto exige una madurez política que pareciera todavía lejana en Latinoamérica.

BIBLIOGRAFÍA

- Arango Zapata, J. C., & Londoño Estrada, J. G. (2004). De la Interconexión Eléctrica entre Países a la Integración de Mercados Eléctricos Regionales. Medellín, Colombia.
- Arango Zapata, J. C., & Londoño Estrada, J. G. (2006). Propuesta Metodológica para el Cálculo de la Energía en Tránsito en un Mercado Transfronterizo. Medellín, Colombia.
- Bastidas Orrego, L. M. (Julio de 2007). *Aproximación metodológica para el seguimiento de la evolución futura de los mercados eléctricos basada en escenarios de prospectiva. Caso de aplicación Colombia*. Medellín.
- Beno Ruchansky, CEPAL. (2013). *Integración Eléctrica en América Latina: antecedentes, realidades y caminos por recorrer*.
- Castaño, S. (2007). Mercado no regulado de electricidad en Colombia: Análisis regional del sector, con énfasis en el sector industrial. Medellín, Colombia.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). (1994). *Resolución CREG 054*. Bogotá D.C., Colombia.
- Comunidad Andina de Naciones (CAN). (Diciembre de 2002). Decisión CAN 536, Marco General para la interconexión subregional de sistemas eléctricos e intercambio intracomunitario de electricidad. Lima, Perú.
- Comunidad Andina de Naciones (CAN). (22 de Agosto de 2011). Decisión CAN 757. Lima, Perú.
- Comunidad Andina de Naciones (CAN). (14 de Junio de 2013). Decisión CAN 789. Lima, Perú.
- Congreso de Colombia. (1994). Ley 142, Ley de servicios públicos domiciliarios. Bogotá D.C, Colombia.
- Congreso de Colombia. (1994). Ley 143, Ley eléctrica. Bogotá D.C, Colombia.
- Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC). (2012). Plan Maestro de Electrificación 2013 - 2022. Perspectiva y Expansión del Sistema Eléctrico Ecuatoriano. Quito, Ecuador.
- Corporación Andina de Fomento (CAF). (Junio de 2012). Nuevas Oportunidades de Interconexión Eléctrica en América Latina. Bogotá D.C., Colombia.
- Díaz, F. A. (2011). *Análisis de la Integración de Bolivia a los acuerdos de Interconexión Eléctrica con los Países Andinos*. Quito.
- Endesa Internacional. (2004). *Informe de Interconexiones en Europa y Latinoamérica*. Madrid.
- Estrada, F., & Canete, I. (2012). Interconexión Eléctrica Regional. Santiago de Chile, Chile.

- Fonseca, S. (2004). Principios y experiencia de intercambios internacionales de electricidad: Colombia y Ecuador. Comisión Reguladora de Energía y Gas (CREG). Bogotá D.C., Colombia.
- García, M. D. (2005). Escenarios del sector energético colombiano. Boletín del Observatorio Colombiano de Energía. 3-14.
- Jaramillo, M. C., & Cardona, C. J. (s.f.). La Integración Eléctrica Panamá - CAN Bajo el Esquema de Mercado Market Splitting. Medellín, Colombia.
- Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER). (Enero de 2014). Plan estratégico institucional 2014 - 2017. Quito, Ecuador.
- Montoya, S. (2003). *Opciones de Inversión y Desinversión en el Sector Eléctrico*.
- Neira y Ramos. (Julio de 2003). Diagnóstico del sector eléctrico ecuatoriano. Ecuador.
- OLADE, I. A. (2013). *Apuntes sobre la Integración Eléctrica Regional y Propuestas para Avanzar*.
- Osorio Ramírez, D. (2013). Impacto del Esquema de Intercambio de Electricidad en la Integración Energética entre Ecuador, Colombia y Panamá. Medellín, Colombia.
- Ossa López, D. F. (2012). Análisis del comportamiento estratégico de los agentes generadores en el mercado eléctrico colombiano. Medellín, Colombia.
- Sandoval, A.M. (2004). Monografía del sector de electricidad y gas colombiano: Condiciones actuales y retos futuros. Colombia.
- Sierra, José. (Julio-Agosto de 2006). "Una Historia Atormentada: La Energía en Europa"; ICE. (831).
- Stoft, S. (2002). Power system economics. En S. Stoft, *Power system economics*.
- Suárez Chimbo, J. A., & Gallardo Jaén, R. R. (s.f.). *Calculo de las Transacciones de Energía y Potencia en el Mercado Eléctrico Mayorista y su Evaluación Contable*. Guayaquil.

ANEXOS

ANEXO I

Régimen Transitorio Aplicable a las Transacciones Internacionales de Electricidad entre Colombia y Ecuador

Capítulo I

Reglas fundamentales

Artículo 1.- La interconexión subregional de los sistemas eléctricos y el intercambio intracomunitario de electricidad entre Colombia y Ecuador se hará conforme a las siguientes reglas:

1. No se discriminará en el tratamiento que se conceda a los agentes internos y externos de cada país, excepto para la oferta de electricidad, en la cual se discriminarán los precios para la demanda nacional y demanda externa.
2. Se garantiza el libre acceso a las líneas de interconexión internacional.
3. El uso físico de las interconexiones será consecuencia del despacho económico coordinado de los mercados, el cual será independiente de los contratos comerciales de compraventa de electricidad.
4. Los contratos que se celebren para la compraventa intracomunitaria de electricidad serán únicamente de carácter comercial.

Ningún contrato de compraventa podrá influir en el despacho económico de los sistemas.

5. La remuneración de la actividad del transporte de electricidad en los enlaces internacionales tendrá en cuenta que la aplicación del principio de libre acceso a los enlaces elimina la vinculación entre el flujo físico y los contratos de compraventa internacional de electricidad.
6. Colombia y Ecuador asegurarán condiciones competitivas en el mercado de electricidad, con precios y tarifas que reflejan costos económicos eficientes, evitando prácticas discriminatorias y abusos de posición dominante.
7. Colombia y Ecuador permitirán la libre contratación entre los agentes del mercado de electricidad, respetando los contratos suscritos de conformidad con la legislación y marcos regulatorios vigentes en cada país, sin establecer restricciones al cumplimiento de los mismos, adicionales a las estipulaciones en los contratos para los mercados nacionales. Colombia y Ecuador permitirán también la libre contratación de sus agentes con agentes de otros países conforme a los marcos bilaterales contenidos en la presente Decisión y demás acuerdos bilaterales que se suscriban con otros países también en el marco de la presente Decisión.

8. Colombia y Ecuador permitirán las transacciones internacionales de electricidad, de corto plazo.
9. Colombia y Ecuador promoverán la participación de la inversión privada en el desarrollo de la infraestructura de transporte de electricidad para las interconexiones internacionales.
10. Las rentas de congestión que se originen por la diferencia de precios en los extremos del enlace internacional, entre Colombia y Ecuador, no serán asignadas a los propietarios del mismo, sino que serán asignadas en partes iguales para cada mercado, es decir el 50% para el sistema importador y el 50% para el sistema exportador, y no serán afectadas por la ejecución de contratos de exportación. En caso de haber contratos de exportación, el agente exportador deberá reconocer a los mercados las rentas de congestión, en una cantidad igual a la proporción de su intercambio horario respecto del intercambio total en la respectiva hora.
11. Los precios de la electricidad en ambos extremos de los enlaces intracomunitarios deberán servir para valorar las transacciones internacionales de electricidad de corto plazo, producto de los flujos físicos determinados por los despachos económicos coordinados. Durante el periodo de transición, Colombia y Ecuador acuerdan retomar la discusión acerca del tratamiento dado a los subsidios que tienen efecto sobre el valor de las transacciones internacionales de electricidad.

Capítulo II

Agentes participantes en las transacciones internacionales

Artículo 2.- Las autorizaciones, licencias, permisos o concesiones para la actuación en el mercado de electricidad o para la realización de transacciones comerciales internacionales no podrán ser negados cuando el interesado haya cumplido los requisitos señalados en la normativa de cada país para sus propios agentes.

Artículo 3.- Un agente debidamente autorizado y habilitado para comercializar internacionalmente electricidad en un país podrá realizar este tipo de actividades en el otro país.

Artículo 4.- Los entes normativos y entes reguladores de los países intercambiarán periódicamente información sobre la propiedad y la participación accionaria de los agentes en sus respectivos mercados.

Capítulo III

Tratamiento de restricciones e inflexibilidades

Artículo 5.- Las restricciones e inflexibilidades operativas asociadas con las transacciones de importación y exportación serán tratadas en las mismas condiciones para agentes internos y externos.

Capítulo IV

Cargos adicionales en las transacciones

Artículo 6.- La importación y la exportación de electricidad estarán sujetas a los mismos cargos propios del sector eléctrico, que se aplican a la generación y demandas locales.

Capítulo V

Desarrollo de los enlaces internacionales

Artículo 7.- Colombia y Ecuador establecerán mecanismos para la remuneración de la actividad del transporte de electricidad en los enlaces internacionales.

Artículo 8.- Colombia y Ecuador garantizarán, en los términos que definen las respectivas regulaciones, el acceso libre, oportuno y transparente a la información que los organismos y los agentes del mercado requieran para la planificación de construcción de enlaces internacionales, incluyendo datos acerca de los recursos, oferta y demanda.

Artículo 9.- En los procesos de planificación de la expansión de los sistemas nacionales de transmisión y los enlaces internacionales, Colombia y Ecuador tomarán en cuenta la información de otro país, buscando coordinar la planificación con una visión de integración regional.

Artículo 10.- Colombia y Ecuador coordinarán los procesos dirigidos a la construcción de enlaces. En el caso de que dichos enlaces sean considerados como activos de uso común, la coordinación será efectuada por los organismos encargados de la licitación para su realización.

Capítulo VI

Remuneración de potencia en las transacciones internacionales

Artículo 11.- Los reguladores de Colombia y Ecuador propondrán una metodología para el cálculo del cargo de capacidad.

Los contratos de compraventa no serán incluidos en los mecanismos de cálculo para la asignación y pago del cargo de capacidad.

Capítulo VII

Transacciones internacionales de electricidad de corto plazo

Artículo 12.- El despacho económico de cada País considerará la oferta y la demanda del otro país equivalente en los nodos de frontera. Los flujos en los enlaces internacionales y, en consecuencia, las transacciones internacionales de electricidad de corto plazo, se originarán en el despacho coordinado entre Colombia y Ecuador, de conformidad con las respectivas regulaciones. El despacho coordinado que se determine y que sirva de base para cubrir las demandas, será cumplido por Colombia y Ecuador y podrá ser objeto de modificaciones posteriores por parte de los operadores solamente por razones de emergencia y seguridad. Los reguladores de Colombia y Ecuador efectuarán los ajustes en las normativas internas para reflejar estas causales de modificación al despacho, así como su verificación.

Artículo 13.- Las transacciones internacionales de electricidad de corto plazo únicamente estarán limitadas por la capacidad de los enlaces internacionales. En condiciones de racionamiento interno los países no estarán obligados a exportar energía a otro sistema. Las condiciones de racionamiento deberán ser objetivamente establecidas en las respectivas regulaciones.

Artículo 14.- Los administradores de los mercados nacionales de Colombia y Ecuador serán los entes encargados de liquidar de manera coordinada las transacciones internacionales de electricidad. Para este fin, de conformidad con las respectivas regulaciones, los administradores de los mercados nacionales de Colombia y Ecuador liquidarán de manera coordinada los intercambios internacionales de energía, a través de la suscripción de acuerdos de administración de los mercados, liquidación de las transacciones e intercambio de información.

Artículo 15.- Los operadores de los sistemas eléctricos de Colombia y Ecuador celebrarán acuerdos para la coordinación de la operación de los enlaces internacionales.

Artículo 16.- Los administradores de los mercados de Colombia y Ecuador constituirán garantías que cubran el monto esperado de las transacciones internacionales de electricidad de corto plazo. La metodología para el cálculo de dichas garantías será desarrollada en conjunto por los reguladores. Sólo podrán efectuarse transacciones internacionales de electricidad de corto plazo si existen tales garantías.

Artículo 17.- En el pago al país exportador se reconocerá el máximo entre la oferta del país exportador y el costo o precio marginal del país importador, según el caso. Este último no incluirá el equivalente al valor de la potencia aplicable en el caso de Ecuador, ni el valor de la confiabilidad, ni los cargos G, en el caso Colombiano. Los cargos G están definidos como "Cargos adicionales establecidos en la regulación vigente asignados a la Generación de Colombia".

Artículo 18.- La definición de los precios de la electricidad en cada lado de la frontera deberá considerar todos los cargos propios del sector eléctrico existentes en cada sistema y expresarse en dólares de los Estados Unidos de América.

Capítulo VIII

Armonización de normativas nacionales

Artículo 19.- Colombia y Ecuador impulsarán los cambios en sus respectivas normativas nacionales que promuevan la armonización de sus marcos normativos en materia de operación de interconexiones eléctricas y de transacciones comerciales de electricidad.

Capítulo IX

Disposiciones Finales

Artículo 20.- Colombia y Ecuador dictarán las normas que sean necesarias para alcanzar los objetivos previstos en el presente Régimen Transitorio, incluso a través de Convenios, los mismos que formarán parte del ordenamiento jurídico de la Comunidad Andina.

Conforme a lo previsto en el ordenamiento comunitario andino, la Secretaría General publicará los textos de los Convenios en la Gaceta Oficial del Acuerdo de Cartagena.

Mediante la Resolución de la Secretaría General, y a propuesta del Comité Andino de Organismos Normativos y Organismos Reguladores de Servicios de Electricidad, se desarrollará la terminología y las definiciones comunes a ser aplicadas para la correcta interpretación de las normas contenidas en el presente Régimen Transitorio y de las que de él se deriven.

Artículo 21.- Nada de lo previsto en el presente Régimen Transitorio impedirá que Colombia o Ecuador suscriban acuerdos con otros países de la región para promover la interconexión de sistemas eléctricos y el intercambio internacional de energía.

DECISIÓN 757

Sobre la Vigencia de la Decisión 536 “Marco General para la Interconexión Subregional de Sistemas Eléctricos e Intercambio Intracomunitario de Electricidad”

LA COMISIÓN DE LA COMUNIDAD ANDINA,

VISTOS: Los artículos 3, 22, 50, 51 y 54 del Acuerdo de Cartagena, el Tratado de Creación del Tribunal de Justicia de la Comunidad Andina, la Decisión 536 “Marco General para la Interconexión Subregional de Sistemas Eléctricos e Intercambio Intracomunitario de Electricidad” y la Decisión 720; la Propuesta 275 de la Secretaría General; y,

CONSIDERANDO: Que el Acuerdo de Cartagena dispone que la integración física será uno de los mecanismos para alcanzar los objetivos de la Comunidad Andina;

Que la interconexión de los sistemas eléctricos de los Países Miembros y los intercambios comerciales intracomunitarios de electricidad pueden brindar importantes beneficios a los Países Miembros en términos económicos, sociales y ambientales y pueden conducir a la utilización óptima de sus recursos energéticos y a la seguridad y confiabilidad en el suministro eléctrico;

Que para la operación de las interconexiones intracomunitarias y el desarrollo de transacciones comerciales de electricidad entre los Países Miembros, se han identificado aspectos legales y regulatorios que deben ser armonizados;

Que es deseable que la operación de interconexiones intracomunitarias y el desarrollo de las transacciones comerciales de electricidad entre los Países Miembros conduzcan al desarrollo de sistemas regionales interconectados y al futuro funcionamiento de un mercado integrado de energía entre los Países Miembros de la Comunidad Andina;

Que mediante la Decisión 536 de la Comisión de la Comunidad Andina se adoptó el “Marco General para la interconexión subregional de sistemas eléctricos e intercambio intracomunitarios de electricidad”, la cual se publicó en la Gaceta Oficial del Acuerdo de Cartagena, el 19 de diciembre de 2002;

Que con el fin de fortalecer los intercambios de electricidad entre los Países Miembros, se ha considerado necesario hacer una revisión integral de la Decisión 536;

Que mediante la Decisión 720 de la Comisión de la Comunidad Andina, se suspendió la aplicación de la Decisión 536 y se adoptó un Régimen Transitorio Aplicable a las Transacciones Internacionales de Electricidad entre Ecuador y Colombia por un período de hasta dos años;

Que para los intercambios de energía entre Colombia, Ecuador y Perú, es necesario establecer un régimen transitorio que permita la continuidad de los intercambios de energía, en tanto se adopte una Decisión definitiva que rijá los intercambios en todos los Países Miembros;

Que durante la XXII Reunión Ordinaria del Grupo de Trabajo de los Organismos Reguladores de la Comunidad Andina (GTOR), celebrada el 6 de julio de 2010, se presentaron propuestas y un cronograma para abordar la revisión de la Decisión 536;

Que en la XXIII Reunión Ordinaria del GTOR, celebrada el 9 de diciembre de 2010, se acordó solicitar a CANREL se le permita al Perú suscribir acuerdos de régimen transitorio con Ecuador para promover la interconexión eléctrica y el intercambio de energía;

Que, el 2 de abril del 2011, en la provincia de Galápagos, de la República del Ecuador, los señores Ministros, Viceministros y Altos Funcionarios del sector energético de las Repúblicas de Bolivia, Colombia, Chile, Ecuador y Perú, instruyeron que a través de los mecanismos pertinentes de la Comunidad Andina se prorrogue la vigencia de la Decisión 720 hasta que se adopte una determinación sobre la Decisión 536, así como para que se puedan suscribir convenios bilaterales entre Ecuador y Perú;

Que en su XXIV Reunión Ordinaria, llevada a cabo el 20 de junio de 2011, el GTOR acordó solicitar la prórroga de la vigencia de la Decisión 720. Asimismo, Ecuador y Perú presentaron una propuesta conjunta de régimen transitorio aplicable a las transacciones internacionales de electricidad entre los dos países;

Que en la XXV Reunión Ordinaria del GTOR, celebrada el 11 de julio de 2011, se recomendó prolongar la suspensión de la Decisión 536 por un plazo de hasta 2 años;

Que durante su XXVI Reunión Ordinaria, celebrada los días 4 y 5 de agosto de 2011, el GTOR acordó los regímenes transitorios para Colombia y Ecuador y para Ecuador y Perú, en tanto se adopte una normativa común que rijá los intercambios en todos los Países Miembros;

Que el Comité Andino de Organismos Normativos y Organismos Reguladores de Servicios de Electricidad (CANREL), en su XIII Reunión Ordinaria, realizada el 11 de agosto de 2011, recomendó prorrogar el plazo de suspensión, revisar la Decisión 536 y aprobar los regímenes transitorios para Colombia y Ecuador y para Ecuador y Perú;

DECIDE:

Artículo 1.- Con excepción del artículo 20, se mantiene la suspensión de la aplicación de la Decisión 536 “Marco General para la Interconexión Subregional de Sistemas Eléctricos e Intercambio Intracomunitario de Electricidad” por un plazo de hasta 2 años, con el fin de concluir la revisión de la mencionada Decisión y establecer un nuevo régimen comunitario para los intercambios de energía eléctrica entre los Países Miembros.

Artículo 2.- Durante el período a que se refiere el artículo 1 de la presente Decisión, el Régimen Transitorio a aplicarse para el caso de Colombia y Ecuador será el establecido en el Anexo I. El Régimen Transitorio a aplicarse entre Ecuador y Perú, será el previsto en el Anexo II. Los anexos citados forman parte integrante de la presente Decisión.

Las transacciones comerciales que se realicen a partir de la entrada en vigencia de la presente Decisión, se liquidarán con aplicación de las reglas establecidas en los respectivos anexos.

Artículo 3.- Los Países Miembros no concederán ningún tipo de subsidio a las exportaciones ni a las importaciones de electricidad; tampoco impondrán aranceles ni restricciones específicas a las importaciones, exportaciones o al tránsito intracomunitario de electricidad.

Artículo 4.- Los agentes que participen en contratos internacionales para la compraventa de electricidad entre Colombia, Ecuador y Perú podrán utilizar el sistema arbitral previsto en el Tratado de Creación del Tribunal de Justicia de la Comunidad Andina, con el fin de que la Secretaría General o el Tribunal de Justicia diriman las controversias que se puedan suscitar respecto de la aplicación o interpretación de aspectos contenidos en los contratos que suscriban a tal efecto.

Artículo 5.- A partir de la vigencia de la presente Decisión, queda derogada la Decisión 720.

Artículo 6.- Colombia, Ecuador y Perú dispondrán de un plazo de hasta 120 días, contado a partir de la publicación de la presente Decisión, para expedir los respectivos marcos normativos internos para la aplicación plena de esta Decisión.

Artículo 7.- La presente Decisión entrará en vigencia a partir de su publicación en la Gaceta Oficial del Acuerdo de Cartagena.

Dada en la ciudad de Lima, Perú, a los veintidós días del mes de agosto del año dos mil once.

ANEXO II

Régimen Transitorio Aplicable a las Transacciones Internacionales de Electricidad entre Ecuador y Perú

Artículo 1

Marco General

Ecuador y Perú acuerdan establecer el siguiente Marco General para el intercambio de electricidad que comprenda el desarrollo de las transacciones y contratos bilaterales de suministro de electricidad, bajo los siguientes lineamientos:

1. Los intercambios de electricidad entre Ecuador y Perú estarán sujetos a la disponibilidad de excedentes de potencia y energía del país exportador, aplicando como base:
 - a. Los excedentes de potencia y energía serán determinados por los operadores de cada país, y serán aquellos recursos de generación que no sean requeridos para atender la demanda interna o mantener la seguridad del suministro de cada uno de ellos, sobre la base de la normativa interna de cada país.
 - b. Los intercambios de electricidad no se basan en despachos económicos conjuntos de ambos sistemas.
2. El intercambio de electricidad se realizará mediante contratos bilaterales de suministro entre los Agentes que, para tal fin, sean autorizados por las entidades que designen Ecuador y Perú, hasta el límite de la capacidad de transmisión que establezcan los operadores de los sistemas eléctricos. Para tal efecto, se tomará en cuenta lo siguiente:
 - a. En el caso de Perú, se entiende por Agentes peruanos a los Generadores, los Distribuidores y los Usuarios Libres, conforme a su marco legal interno.
 - b. En el caso de Ecuador, se entiende por Agentes ecuatorianos a los definidos conforme a su marco normativo interno.
 - c. El suministro de electricidad, a través de los contratos bilaterales, tendrá el carácter de interrumpible, para lo cual, el operador del

sistema exportador considerará el abastecimiento a su demanda, las restricciones técnicas y las situaciones de emergencia de su sistema.

- d. La demanda asociada a los contratos bilaterales no requiere respaldo en potencia ni energía firme.
- e. Los contratos bilaterales podrán contar con mecanismos de garantía de pago y los esquemas de pago, que sean acordados por los Agentes.
- f. En los contratos bilaterales que suscriban los Agentes se podrán estipular mecanismos de solución de controversias, al amparo de las normas que rigen la Comunidad Andina, o a través de un proceso arbitral.
- g. Los precios en los contratos bilaterales serán estipulados por acuerdo entre los Agentes intervinientes.

Ecuador y Perú permitirán la libre contratación de sus agentes con agentes de otros países, conforme a los marcos bilaterales contenidos en la presente Decisión y demás acuerdos bilaterales que se suscriban con otros países también en el marco de la presente Decisión. Dichos agentes deberán estar habilitados para realizar operaciones de importación o exportación de electricidad de acuerdo con la legislación interna de sus respectivos países.

- 3. El tratamiento interno de los intercambios de electricidad en la programación y operación del despacho económico, debe considerar las decisiones de importación y exportación reportadas por los Agentes contratantes, para lo cual cada país expedirá la normativa que corresponda.
- 4. La demanda asociada a los intercambios de electricidad no se tomará en cuenta para la determinación de: a) los costos marginales de los sistemas; b) la máxima demanda del sistema exportador; y, c) las tarifas aplicables a los consumidores del sistema exportador.
- 5. El Agente exportador asumirá, internamente en su país, los costos marginales de su sistema, más todos los costos asociados al intercambio de electricidad, entre los cuales se consideran los siguientes:
 - a. Los costos adicionales de las unidades que operaron para atender la energía exportada.
 - b. Los costos por servicios complementarios e inflexibilidades operativas asociados a la exportación.
 - c. Los cargos regulados como peajes u otros que correspondan.
 - d. Un cargo por capacidad para la exportación, según se determine en la normativa interna de Ecuador y Perú.

6. Cuando se requiera utilizar el sistema eléctrico de Ecuador o Perú como tránsito y exista la factibilidad técnica para atender un contrato con un Agente de un tercer país, el Agente exportador deberá pagar al país de tránsito por los conceptos a que hacen referencia los literales b y c del numeral 5 del artículo 1 del presente Anexo.
 - a. Esta operación no obligará al país de tránsito a suplir la energía no entregada por el país exportador, ni afectará a su mercado interno.
 - b. El país de tránsito no podrá utilizar esta energía para cubrir su demanda interna.
7. El Agente exportador peruano no asumirá el cargo por potencia regulado asociado a la energía exportada. Al Agente exportador ecuatoriano no se le asignará pago por potencia asociado a la energía exportada.
8. El Agente importador asumirá, internamente en su país, los cargos determinados regulatoriamente, como potencia, peajes u otros que correspondan.
9. El Agente importador peruano, en el caso de atender a consumidores regulados, podrá trasladar el precio contractual estipulado a dichos consumidores, sólo cuando se trate de situaciones de emergencia o restricciones declaradas conforme a la normativa interna.
10. Los operadores de los respectivos sistemas se comunicarán recíprocamente sobre las situaciones de emergencia o restricciones técnicas que se produzcan en sus sistemas y que puedan afectar a los intercambios de electricidad.

Artículo 2

Compromiso de las Partes

Para el cumplimiento del presente Acuerdo, Ecuador y Perú se comprometen a:

- a. Adecuar, en caso sea necesario, su normativa interna a fin de viabilizar los intercambios de electricidad;
- b. Autorizar, conforme a la normativa interna de Ecuador y Perú, la suscripción de acuerdos operativos entre los operadores de los sistemas eléctricos;
- c. Disponer que los respectivos operadores establezcan mecanismos de intercambio de información técnica que sea necesaria; y,
- d. Llevar a cabo programas de cooperación en los campos de formación y capacitación profesional, intercambio tecnológico y asistencia técnica especializada, orientados, entre otros, a la planificación y operación de

los sistemas eléctricos interconectados; para lo cual, Ecuador y Perú asignarán los recursos correspondientes.

Artículo 3

Desarrollo Sostenible

Todas las actividades que se realicen para el cumplimiento del objeto del presente Acuerdo, se efectuarán en un contexto de Desarrollo Sostenible, considerando los estándares ambientales exigibles en la normativa de Ecuador y Perú, según corresponda.

* * * *

PERÍODO CIENTO ONCE DE SESIONES
ORDINARIAS DE LA COMISIÓN
14 de junio de 2013
LIMA - PERÚ

DECISION 789

Sobre la modificación de la Decisión 757, que determina la Vigencia de la Decisión 536 “Marco General para la Interconexión Subregional de Sistemas Eléctricos e Intercambio Intracomunitario de Electricidad”

LA COMISIÓN DE LA COMUNIDAD ANDINA,

VISTOS: Los Artículos 3, 22, 50, 51 y 54 del Acuerdo de Cartagena, la Decisión 536 “Marco General para la Interconexión Subregional de Sistemas Eléctricos e Intercambio Intracomunitario de Electricidad”, la Decisión 757; la Propuesta 307 de la Secretaría General; y,

CONSIDERANDO: Que mediante Decisión 536 de la Comisión de la Comunidad Andina (CAN), publicada en la Gaceta Oficial del Acuerdo de Cartagena el 19 de

diciembre de 2002, fue adoptado el “Marco General para la interconexión subregional de sistemas eléctricos e intercambio intracomunitario de electricidad”;

Que a través de Decisión 720, de fecha 4 de noviembre de 2009, se dispuso suspender la aplicación de la Decisión 536 y adoptar un Régimen Transitorio Aplicable a las Transacciones Internacionales de Electricidad entre Ecuador y Colombia por un periodo de hasta dos años;

Que mediante Decisión 757, publicada en la Gaceta Oficial del Acuerdo de Cartagena el 22 de agosto de 2011, se acordó mantener la suspensión de la aplicación de la Decisión 536 por un plazo adicional de dos años, con el fin de concluir la revisión del citado instrumento y establecer un nuevo régimen comunitario para los intercambios de energía eléctrica entre los Países Miembros;

Que los señores Ministros, Viceministros y Altos Funcionarios del sector energético de las Repúblicas de Bolivia, Colombia, Chile, Ecuador y Perú, en el marco de la Iniciativa denominada “Sistema de Interconexión Eléctrica Andina” (SINEA), han acordado implementar acciones sobre los temas relacionados con la infraestructura eléctrica de cada país y los mecanismos para avanzar en un proceso de integración eléctrica regional, expresados en las reuniones efectuadas en Lima, Perú (25 de febrero de 2011); Galápagos, Ecuador (2 de abril de 2011); Lima, Perú (22 de julio de 2011); Bogotá, Colombia (15 de noviembre de 2011); y Santiago, Chile (27 de septiembre de 2012);

Que en la XIV Reunión del Comité Andino de Organismos Normativos y Organismos Reguladores de Servicios de Electricidad (CANREL) realizada en la ciudad de Santiago de Chile el 26 de septiembre de 2012, se acordó articular y complementar los procesos de la Iniciativa SINEA y las discusiones para estructurar un nuevo marco general para la integración de los mercados de electricidad de la Comunidad Andina y Chile, sugiriéndose que las consultorías a ser desarrolladas en el marco de dicha Iniciativa tomen como elementos los avances desarrollados en la CAN;

Que en el marco de la Iniciativa SINEA, el 27 de septiembre de 2012, en Santiago de Chile, los señores Ministros, Viceministros y Altos Funcionarios del sector energético de Bolivia, Colombia, Chile, Ecuador y Perú aprobaron iniciar dos Estudios financiados por el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), uno de Armonización Regulatoria y otro de Planificación de la Infraestructura;

Que en la XXVIII Reunión Ordinaria del Grupo de Trabajo de los Organismos Reguladores de la Comunidad Andina (GTOR), celebrada el 25 y 26 de febrero de 2013, se recomendó prolongar la suspensión de la Decisión 536 hasta contar con los resultados de la Consultoría de Armonización Regulatoria que se desarrolla en el marco de la Iniciativa SINEA – BID y, adicionalmente, incluir en las disposiciones de la Decisión 757 una instrucción para que los operadores de los sistemas definan las causales de modificación al redespacho entre Colombia y Ecuador por razones de emergencia y seguridad;

Que el Comité Andino de Organismos Normativos y Organismos Reguladores de Servicios de Electricidad (CANREL), en su XV Reunión Ordinaria, realizada el 8 de mayo de 2013, recomendó prorrogar el plazo de suspensión de la Decisión 536 máximo hasta el 31 de agosto de 2016, disponiendo además que hasta el 30 de noviembre de 2013 los operadores de los sistemas de Colombia y Ecuador –bajo instrucción de sus respectivos reguladores– incluyan las causales de emergencia y seguridad para la realización de operaciones de redespacho;

DECIDE:

Artículo 1.- Sustituir el artículo 1 de la Decisión 757, por el siguiente texto:

“Con excepción del artículo 20, se mantiene la suspensión de la aplicación de la Decisión 536 “Marco General para la Interconexión Subregional de Sistemas Eléctricos e Intercambio Intracomunitario de Electricidad” máximo hasta el 31 de agosto de 2016, con el fin de concluir la revisión de la mencionada Decisión y establecer un nuevo régimen comunitario para los intercambios de energía eléctrica entre los Países Miembros.”

Artículo 2.- Sustituir el artículo 12 del Anexo I de la Decisión 757 por el siguiente texto:

“Artículo 12.- El despacho económico de cada País considerará la oferta y la demanda del otro país equivalente en los nodos de frontera. Los flujos en los enlaces internacionales y, en consecuencia, las transacciones internacionales de electricidad de corto plazo, se originarán en el despacho coordinado entre Colombia y Ecuador, de conformidad con las respectivas regulaciones. El despacho coordinado que se determine y que sirva de base para cubrir las demandas, será cumplido por Colombia y Ecuador y podrá ser objeto de modificaciones posteriores por parte de los operadores solamente por razones de emergencia y seguridad. Los reguladores de Colombia y Ecuador instruirán a los operadores de los sistemas para que hasta el 30 de noviembre de 2013, incluyan estas causales de modificación al despacho en los respectivos acuerdos operativos.”

Artículo 3.- La presente Decisión entrará en vigencia a partir de su publicación en la Gaceta Oficial del Acuerdo de Cartagena.

Dada en la ciudad de Lima, Perú, a los catorce días del mes de junio del año dos mil trece.