

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL  
LITORAL

**Facultad de Ingeniería en Electricidad y  
Computación**

**Aspectos Técnicos – Comerciales de la  
Interconexión Eléctrica  
Ecuador – Colombia**

PROYECTO DE TÓPICO

**Previa a la obtención del Título de:**

INGENIERO EN ELECTRICIDAD

**Especialización: POTENCIA**

**Presentado por:**

**Ricardo José Ortiz Herbener**

**Galo José Carchi Carpio**

**GUAYAQUIL – ECUADOR**

**Año: 2004 – 2005.**

## **AGRADECIMIENTO**

A todas las personas que de uno u otro modo colaboraron en la realización de este trabajo y especialmente a mis padres y a mi esposa por su paciencia y apoyo permanente.

R.O.

## **AGRADECIMIENTO**

A quienes me ayudaron a cumplir esta meta y en especial al Ing. Juan Saavedra por su apoyo constante y a mis abuelos: José Carchi y Rebeca de Carchi, por su amor incondicional, y a Dios.

G.C.

# DEDICATORIA

A MI ESPOSA

A MIS HIJOS

A MIS PADRES

A MIS ABUELOS

A MIS HERMANOS

R.O.

# DEDICATORIA

A MIS ABUELOS:

JOSÉ CARCHI B.

REBECA DE CARCHI

G.C.

# TRIBUNAL DE GRADUACIÓN

---

Ing. Miguel Yapur  
SUBDECANO DE LA FIEC  
PRESIDENTE

---

Ing. Juan Saavedra M.  
DIRECTOR DE PROYECTO

---

Ing. Gustavo Bermúdez F.  
MIEMBRO PRINCIPAL

---

Dr. Cristóbal Mera G.  
MIEMBRO PRINCIPAL

## **DECLARACIÓN EXPRESA**

“La responsabilidad de este proyecto de tópico de grado, nos corresponden exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma A LA ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL”.

---

Ricardo Ortiz H.

---

Galo Carchi C.

## RESUMEN

La interconexión con Colombia le permite al Ecuador poder utilizar al menos 1.500 millones de kilovatios-hora/año, convirtiéndose esta interconexión eléctrica en la segunda fuente de suministro de energía más importante de nuestro país, después de la central hidroeléctrica de Paute.

Con la entrada en operación de la línea Pomasqui – Jamondino, doble circuito de 230 Kv se realiza el intercambio de potencia y energía de Colombia y Ecuador desde el mes de enero del 2003.

El mercado eléctrico ecuatoriano se basa en el modelo marginalista, considerando los costos variables de producción que declaran los generadores. El mercado colombiano igualmente basado en el modelo marginalista, con la diferencia de que los generadores realizan ofertas de precios.

La optimización del sistema integrado, cumple ahorros importantes para los dos países, pues la energía fluye desde aquel sistema que oferta precios más económicos hacia aquel que tiene precios más altos. El mecanismo implementado por los dos países ha permitido el uso mas eficiente de los enlaces internacionales, pues se usa el 100% de la capacidad de transporte y además las transacciones han sido bidireccionales, tanto por precio como por confiabilidad.



En lo que tiene relación con la calidad y confiabilidad es indudable las mejoras que han producido el esquema implementado, pues los países cuentan con un respaldo para cubrir generación de seguridad tanto en operación normal como emergencia, y además, se atiende la demanda con precios más competitivos.

Los beneficios obtenidos por la operación de las transacciones internacionales de electricidad de corto plazo (TIE's), son el resultado de la solidez técnica de los desarrollos regulatorios, emprendidos en Colombia y Ecuador. Estos beneficios podrían ser ampliado a todos los países de la Comunidad Andina, siempre y cuando se fortalezcan los procesos de armonización regulatoria.

# ÍNDICE GENERAL

	Pág.
RESUMEN	I
ÍNDICE GENERAL	II
ABREVIATURAS	III
SIMBOLOGÍA	IV
ÍNDICE DE FIGURAS	V
ÍNDICE DE TABLAS	VI
INTRODUCCIÓN	1
CAPITULO 1	
1. ANTECEDENTES HISTÓRICOS DE ECUADOR Y COLOMBIA	
1.1. Aspectos generales de la interconexión .....	
1.1.1. Oferta y demanda .....	
1.1.2. Demanda de energía y potencia .....	
1.1.3. Aspectos hidrológicos .....	
1.2. Inversiones y Beneficios .....	
1.3. Los Mercados Eléctricos de Ecuador y Colombia .....	
1.3.1. El Mercado Eléctrico Mayorista del Ecuador .....	
1.3.2. Mercado Ocasional .....	
1.3.3. Mercado de Contrato a Plazo .....	

- 1.3.4. Contratos a Plazo .....
- 1.3.5. Mercado Eléctrico Mayorista Ecuatoriano .....
- 1.4. La Bolsa Energética de Colombia .....

## CAPITULO 2

- 2. ASPECTOS TÉCNICOS DE LA INTERCONEXIÓN .....
- 2.1. Características Físicas de la Interconexión .....
- 2.2. Análisis de la Operación .....
- 2.2.1. Control de Potencia Activa .....
- 2.2.2. Control de Frecuencia .....
- 2.2.2.1. Operación Normal .....
- 2.2.2.2. Operación ante Eventos en el Sistema de Control .....
- 2.3. Soluciones Operativas .....
- 2.3.1. Operación en Estado Normal .....
- 2.3.2. Operación en Estado de Alerta .....
- 2.3.3. Operación en Estado de Emergencia .....
- 2.3.4. Restablecimiento de las Interconexiones .....

## CAPITULO 3

- 3. ASPECTOS COMERCIALES DE LA INTERCONEXIÓN ECUADOR – COLOMBIA A 230 KV .....
- 3.1. Condiciones para la Importación y Exportación de Energía ...
- 3.2. Análisis de Precios .....

- 3.2.1. Precios de Energía: Aspectos Generales .....
- 3.2.2. Modelación Comercial de la Red .....
- 3.2.3. Importación y Exportación Horaria .....
- 3.2.4. Liquidación de las Importaciones .....
- 3.2.4.1. Precio de la Energía .....
- 3.2.4.2. Liquidación Interna de las Importaciones ...
- 3.2.4.3. Precio Total de las Importaciones .....
- 3.2.4.4. Ejemplo de Importación .....
- 3.2.5. Liquidación de las Exportaciones: Aspectos Generales .....
- 3.2.5.1. Precio de la Energía .....
- 3.2.5.2. Cargos Complementarios .....
- 3.2.5.2.1. Costo Equivalente de la Potencia Remunerable puesta a disposición, RAP y Regulación Secundaria de Frecuencia .....
- 3.2.5.2.2. Precios de transmisión .....
- 3.2.5.2.2.1. Costo de la remuneración variable de la transmisión

	Tramo	Enlace
		Ecuatoriano .....
	3.2.5.2.2.2.	Costo Fijo de Transmisión .....
	3.2.5.2.3.	Costo de Arranque y Parada de las Unidades Turbo – Vapor
	3.2.5.2.4.	Costo de la Generación Obligada .....
	3.2.5.3.	Precio Total .....
	3.2.5.4.	Ejemplo de Liquidación .....
	3.2.6.	Garantías de Pago .....
CAPITULO 4		
	4.	RESULTADO DE LAS INTERCONEXIONES .....
CAPITULO 5		
	5.	DIAGNÓSTICO DE LOS RESULTADOS OPERATIVOS .....
	5.1.	Diagnóstico de los Resultados Operativos desde el punto de vista técnico .....
	5.1.1	Definición del AGC .....
	5.1.2.	Resultados Operativos .....
	5.2.	Diagnóstico de los Resultados Operativos desde el punto de vista comercial .....

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....

    Conclusiones .....

    Recomendaciones .....

ANEXOS.....

BIBLIOGRAFÍA.....

## ABREVIATURAS

AGC	Control Automático de Generación.
CENACE	Centro Nacional de Control de la Energía.
CEPR	Costo Equivalente de la Potencia Remunerable
CM	Costo Marginal
CND	Centro Nacional de Despacho
CONELEC	Consejo Nacional de Electricidad.
EMC	Energía Medida en Colombia
EME	Energía Medida en Ecuador
FAZNI	Fondo de Apoyo a Zonas No Interconectadas
FN	Factor de Nodo
FNP	Factor de Nodo Pomásqui
GWH	Giga Vatio – Hora
KM	Kilómetro
KV	Kilovatio
KVH	Kilovatio – Hora
MW	Megavatio
POEC	Precio de Exportación Ex – Post
PRPD	Potencia Remunerable Puesta a Disposición
RAP	Reserva Adicional de Potencia
SNI	Sistema Nacional Interconectado.
S/E	Subestación
TIE	Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo
TLB	Modo de Intercambio Constante con Polarización de Frecuencia
UPME	Unidad de Planeación Minera Energética de Colombia
V	Voltaje

# ÍNDICE DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1.1.	Integración Colombia – Ecuador .....
Figura 1.2.	Características generales de la interconexión Ecuador – Colombia.....
Figura 1.3.	Estudio Energético de la Interconexión Ecuador-Colombia.....
Figura 1.4.	Demanda de energía y potencia .....
Figura 1.5.	Aspectos hidrológicos .....
Figura 1.6.	Funcionamiento del mercado Colombiano
Figura 1.7.	Estructura del mercado mayorista .....
Figura 1.8.	Reguladores de los mercados eléctricos Ecuador – Colombia
Figura 2.1.	Costo del proyecto de Interconexión Ecuador – Colombia
Figura 2.2.	Línea de transmisión Pomasqui – Frontera .....
Figura 2.3.	Análisis de la Operación
Figura 2.4.	Topología de la interconexión Ecuador – Colombia
Figura 3.1.	Regla para la no discriminación de precios entre mercados nacionales y externos
Figura 3.2.	Modelación Comercial de la Red
Figura 3.3.	Liquidación de las importaciones
Figura 3.4.	Cargos Asociados con la Interconexión
Figura 3.5.	Costo de la remuneración variable de transmisión del tramo del enlace Ecuatoriano
Figura 3.6.	Precio Total de la Exportación desde Colombia
Figura 3.7.	Criterio de Prepagó
Figura 4.1.	Energía importada y exportada .....
Figura 4.2.	Facturación TIE.....
Figura 4.3.	Demanda local abastecida por la importación.....
Figura 4.4.	Precios de la energía en el mercado ocasional.....
Figura 4.5.	Ahorro por disminución en el costo marginal por influencia de la importación de energía.....
Figura 4.6.	Ahorro por disminución en el consumo de combustible .....
Figura 4.7.	Evolución de los precios de bolsa para el mercado Colombiano .....
Figura 4.8.	Montos, mes a mes, de las rentas de congestión del mercado Colombiano .....



Figura 5.1.	Frecuencia entre los sistemas eléctricos de Colombia y Ecuador.....
Figura 5.2.	Activación de AGC de respaldo.....
Figura 5.3.	Distribución del consumo en la actualidad
Figura 5.4.	Precios medio TIE.....
Figura 5.5.	Influencia de la interconexión en el costo marginal de Ecuador .....

# ÍNDICE DE TABLAS

	Pág.
Tabla # 1.	Datos de población y características Hidráulicas y Eléctricas de Ecuador y Colombia .....
Tabla # 2.	Energía importada y exportada .....
Tabla # 3.	Facturación TIE .....

## INTRODUCCIÓN

Desde hace muchos años se realizaron intentos por interconectar los sistemas eléctricos de Colombia y Ecuador, pero el resultado fue una interconexión a 138kv, débil desde el punto de vista eléctrico, que permitía realizar transferencias de potencias en pequeñas cantidades.

Es necesario resaltar el impulso que dieron los Ministros de Energía y Minas de Colombia, Ecuador y Perú al proceso de interconexión, pues en el año de 2001 se tomó la decisión de que los Organismos Reguladores se encarguen directamente de identificar los puntos que dificultaban las interconexiones (S/E POMASQUI), y por ende las transferencias de electricidad.

Es así que los Reguladores de los países indicados anteriormente, sumado Venezuela, desarrollaron el trabajo de armonización de los marcos normativos, lo que llevó a definir reglas comunes para los países de la legión andina. Las reglas comunes se plasmaron en la decisión 536 de la Comunidad Andina: "Marco General para la interconexión de sistemas eléctricos e intercambio intracomunitario de electricidad ", aprobada el 19 de diciembre de 2002.

El caso que se describe en el presente Proyecto, es resultado del proceso de implementación del marco regulatorio basado en la decisión 536 en Colombia y Ecuador, por parte de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) y el Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC), respectivamente.

Las transacciones internacionales de electricidad de corto plazo (TIE's) entre los dos países iniciaron el 1 de marzo de 2003, a través del enlace a 230kv, con una capacidad máxima de transferencia de 250MW; Adicionalmente se tienen transacciones a través del enlace de 138kv, con transferencias de aproximadamente 35MW, ambas operando de forma radial.

# CAPÍTULO 1

## 1. ANTECEDENTES HISTÓRICOS DE ECUADOR Y COLOMBIA

La transformación del sector eléctrico, en la República del Ecuador, se circunscribe dentro de un esquema de profundo cambio en el ámbito económico, difundido en toda América Latina, donde se promueve una participación creciente de la actividad privada, delegando al Estado la definición de políticas de expansión eléctrica, y organismos autónomos la regulación del sector a fin de conseguir que las nuevas actividades se desarrollen en una forma equilibrada y armónica.

En el caso ecuatoriano, el proceso de reformas arranca a fines de 1996 con la promulgación de una Ley específica que determinó el establecimiento de un mercado competitivo y desregulado, descentralizando su estructura estatal, a través de esquemas de desintegración horizontal y vertical, escindiendo las actividades de generación, transporte y distribución, procurando promover una amplia participación del sector privado. (Ver Figura 1.1.)

Sin embargo, no fue hasta abril de 1999, cuando el nuevo esquema inició sus operaciones, determinando así cambios profundos en las prácticas operativas y comerciales de la industria eléctrica.

En el caso de Colombia la estructura para el suministro de la energía eléctrica fue el resultado de un prolongado proceso de intervención estatal, que se inició prácticamente en 1928 con la expedición de la Ley 113 que declaró de utilidad pública el aprovechamiento de la fuerza hidráulica. Desde entonces funcionó de manera centralizada hasta alcanzar las reformas efectuadas en 1994. Más tarde el sistema eléctrico colombiano se interconectó, y fue así como nació ISA -Interconexión Eléctrica S.A, permitiendo el intercambio de energía entre los sistemas regionales.

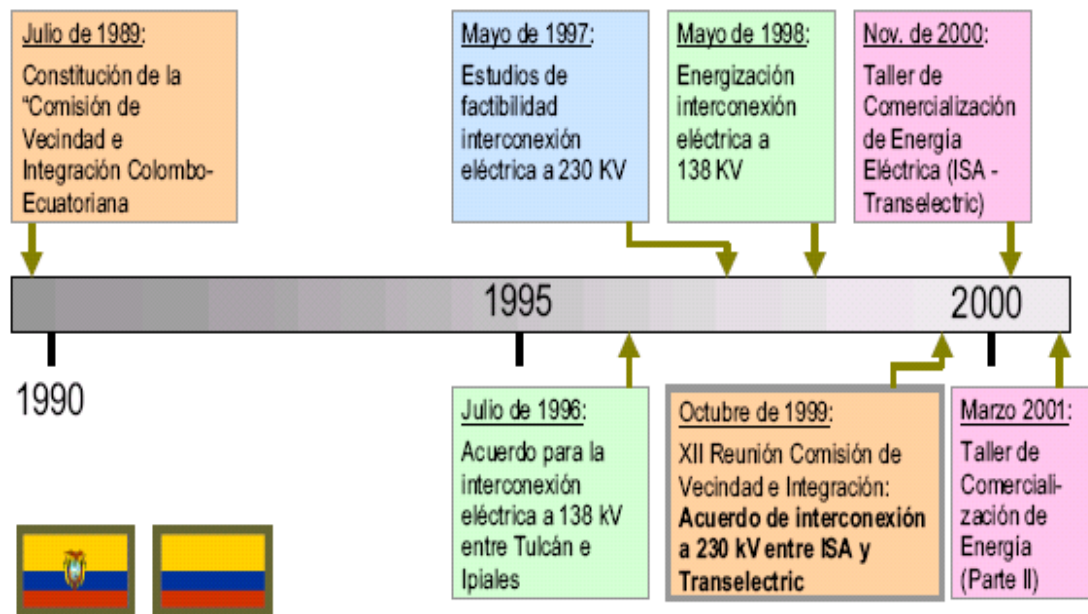
Durante los años ochenta, el Sector Eléctrico Colombiano entró en crisis, al igual que en la mayoría de países de América Latina. Esta situación se debió especialmente al subsidio de tarifas y a la politización de las empresas estatales, lo cuál generó un deterioro en el desempeño de este sector. Al mismo tiempo, se desarrollaron grandes proyectos de generación, con sobre costos y atrasos considerables, lo que llevó a que finalmente el sector se convirtiera en una gran carga para el Estado.

Por otro lado, en todo el mundo comenzó a ponerse en duda la eficacia de los monopolios estatales para prestación de los servicios públicos, iniciándose grandes reformas en algunos países tales como el Reino Unido, Noruega y Chile.

Como se puede observar en la tabla # 1, la población total de los dos países supera los 50 millones de habitantes, lo que convierte a este mercado en un atractivo para los inversionistas, principalmente en Colombia por ser el consumo per-cápita de energía 20% mayor en relación a Ecuador.

Se puede observar que los dos países obtienen principalmente su energía de la generación hidráulica, sin embargo el potencial en todos ellos es todavía muy grande en este tipo de generación.

Hoy en día por el alto costo de combustible es importante ir reemplazando y optimizando las centrales térmicas por centrales hidráulicas.



**FIGURA 1.1. INTEGRACIÓN ECUADOR – COLOMBIA.**



**TABLA # 1**

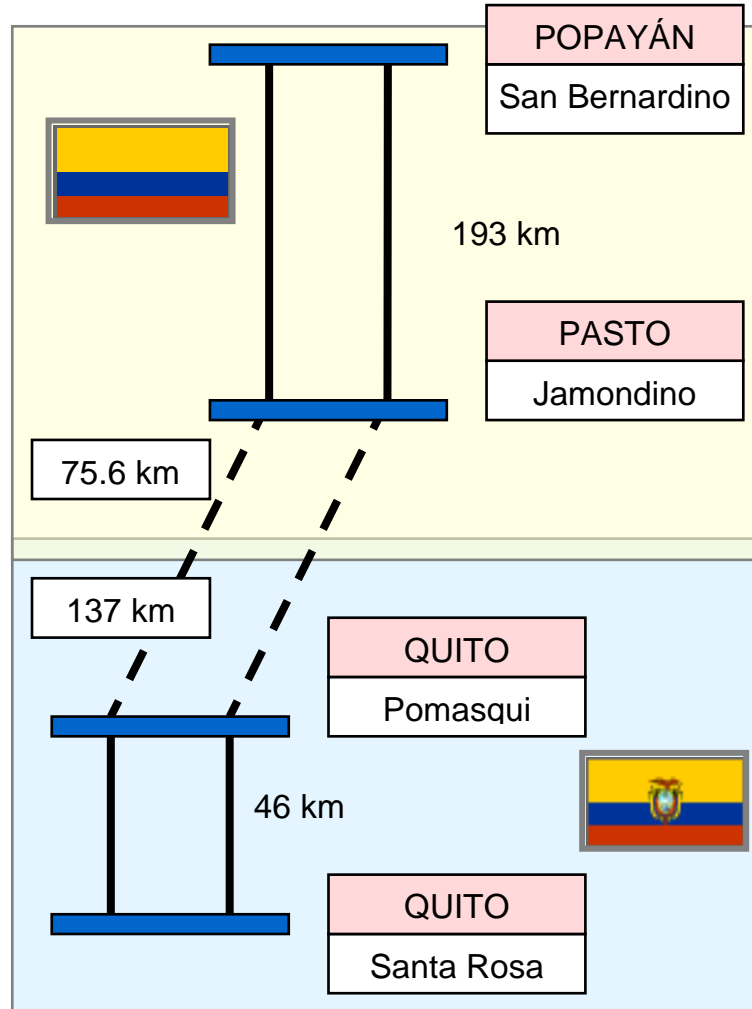
**DATOS DE POBLACIÓN Y CARACTERÍSTICAS DE PARAMETROS ELÉCTRICOS DE ECUADOR Y COLOMBIA**

<b>DATOS BÁSICOS</b>			
<b>AÑO 2000</b>	<b>UNIDADES</b>	<b>COLOMBIA</b>	<b>ECUADOR</b>
Población (1)	Nº de habitantes.	42,000,000	12,700,000
PIB Total (1)	MUS \$ corr	82,800	10,010
Demanda de energía.	GWh	42,377	10,612
Demanda de Potencia	MW	7,712	1,941
Capacidad Instalada	MW	12,264	3,350
Hidráulica	MW	8,026	1,707
Térmica	MW	4,238	1,643
Generación Total	GWh	42,296	10,612
Hidráulica	GWh	31,853	7,609
Térmica	GWh	10,443	3,003
Longitud de líneas total - transmisión	Km	11,669	3,109
Consumo per capita	KW / hab / año	1,009	836
Generación Hidráulica	%	75,3%	71,7%
Densidad de líneas	Hab / Km de línea	3,599	4,085
Densidad de líneas	Km de líneas / 100 Km <sup>2</sup>	1,022	1,143

## **1.1. Aspectos generales de la interconexión.**

Antes de pasar a detallar los aspectos relacionados con los enlaces internacionales, a continuación (Figura # 1.2) se presenta una breve descripción de las características del enlace entre Colombia y Ecuador.

Tanto en Colombia como Ecuador, los activos de transmisión correspondientes a los enlaces internacionales, pueden ser clasificados como activos de uso y activos de conexión. Para el efecto, un enlace internacional será clasificado como activo de uso cuando el mismo forme parte del plan de expansión de transmisión; en otro caso, será un activo de conexión.



**FIGURA 1.2. CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LA INTERCONEXIÓN COLOMBIA – ECUADOR.**

### **1.1.1. Oferta y demanda.**

Como anteriormente se mencionó el mercado eléctrico ecuatoriano se basa en el modelo de costo marginal, considerando los costos variables de producción que declaran los generadores. La oferta de generación es limitada, y la existente, concretamente la termoeléctrica, presenta altos costos de producción debido al tipo de combustible que utilizan (combustibles líquidos). Adicionalmente, el país presenta dos estaciones hidrológicas muy marcadas, de octubre a marzo se tiene la época de estiaje y de abril a septiembre, la época lluviosa en la que se incrementa la oferta de generación hidroeléctrica.

Lo indicado puede ocasionar que los costos marginales tengan una volatilidad muy marcada, superando, en determinadas horas y periodos del año, los 10 cUSD / kWh, con la consecuente repercusión en la tarifa al usuario final.

El mercado colombiano igualmente está basado en el modelo marginalista, con la diferencia de que los generadores realizan ofertas de precios. Los precios de la energía, a nivel de bolsa son muy estables en el largo plazo, además que sus valores

son relativamente más bajos si se los compara con los costos marginales del mercado ecuatoriano. La generación termoeléctrica consume básicamente gas natural, lo que ayuda a mantener precios bajos a nivel de la bolsa de energía.

En cuanto a las estaciones hidrológicas, es muy similar a la del sistema eléctrico ecuatoriano, además, la reserva en la oferta es aproximadamente el 30% de la generación instalada en ese sistema.

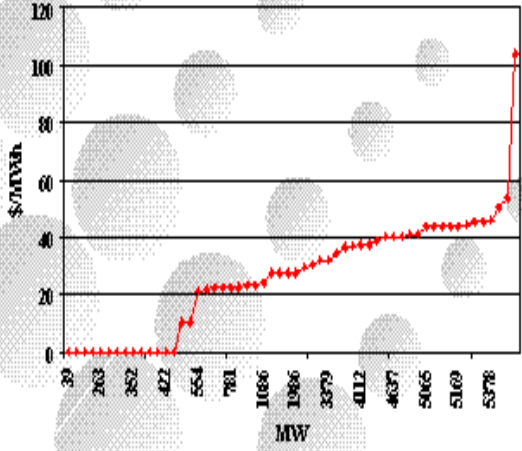
Para ilustrar de mejor manera las diferencias de precios a nivel del mercado de corto plazo, en la Figura # 1.3. se presentan las curvas de oferta térmicas de los sistemas de los dos países.

Como se puede apreciar en la figura 1.3. en la descripción de los sistemas la oferta térmica en Ecuador es muy inferior a la oferta térmica de Colombia, sin embargo su costo en dólares por MWH, tomando como punto de referencia 2000 MW es 4 veces superior. Esto lleva a descubrir que nuestras centrales térmicas comparadas con las de Colombia son altamente ineficientes.

### Colombia

Capacidad Simulada  
Hidroeléctrico = 8914 MW  
Termoeléctrico = 5646 MW

Curva Oferta Térmica Colombia



### Ecuador

Capacidad Simulada  
Hidroeléctrico = 1716.15 MW  
Termoeléctrico = 1296.86 MW

Curva Oferta Térmica Ecuador

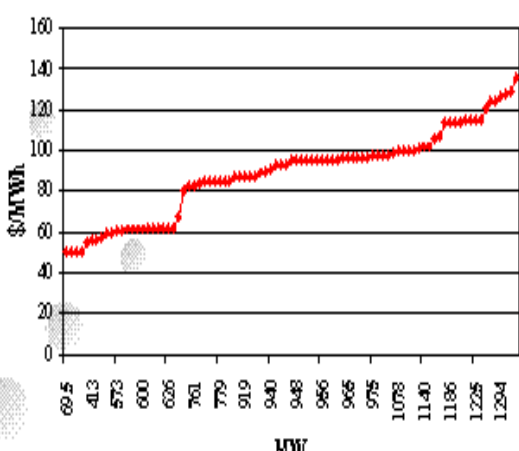


FIGURA 1.3. ESTUDIO ENERGÉTICO DE LA INTERCONEXIÓN ECUADOR-COLOMBIA.

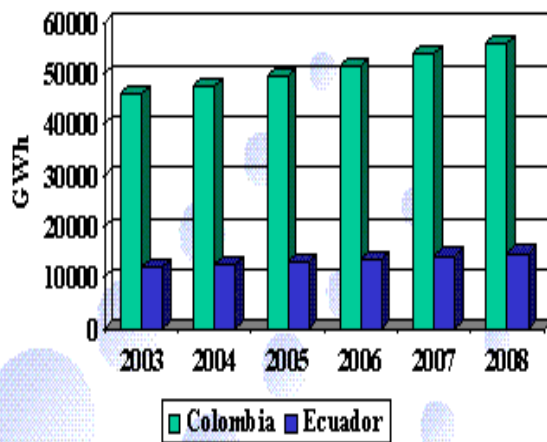
### **1.1.2. Demanda de energía y potencia.**

Como se puede observar en la figura 1.4 se ha proyectado un crecimiento en energía y potencia del alrededor de 20% para ambos países. Por lo tanto la interconexión eléctrica entre Ecuador y Colombia será uno de los más importantes de crecimiento en el sector eléctrico.

Los proyectos para el refuerzo para esta interconexión ya se han culminado, y según los resultados obtenidos por la UPME (Unidad de Planeación Minera Energética de Colombia). Se recomienda la ampliación de la interconexión Ecuador – Colombia a 350 MW.

Esta interconexión que entrará en operación en Octubre del 2005 tendría un costo aproximado de 60 millones de dólares, este acuerdo incluiría además el inicio de acciones para impulsar la libre realización de contratos de compra y venta de energía entre los agentes de los dos países.

### Energía



### Potencia

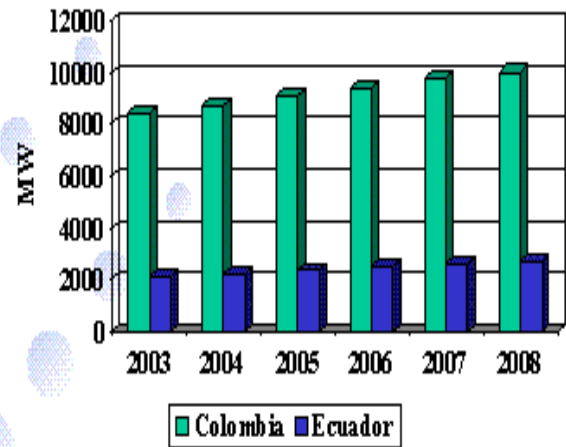


FIGURA 1.4. DEMANDA DE ENERGÍA Y POTENCIA.

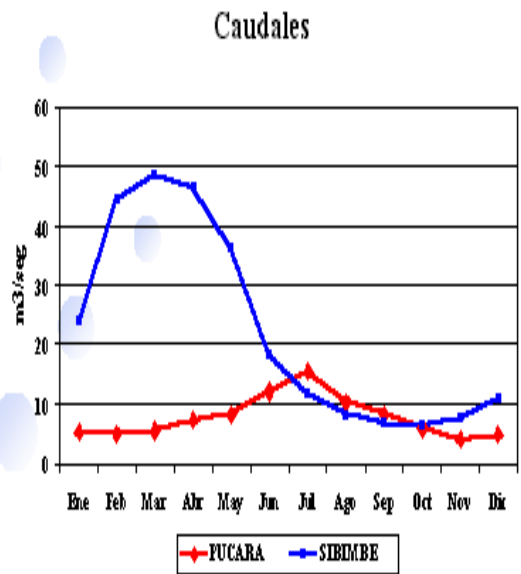
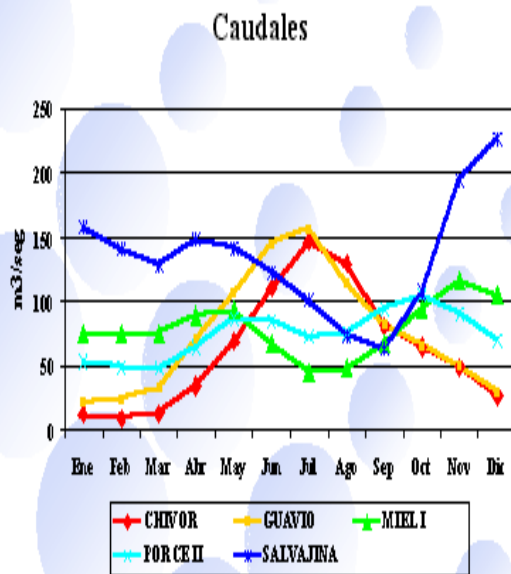
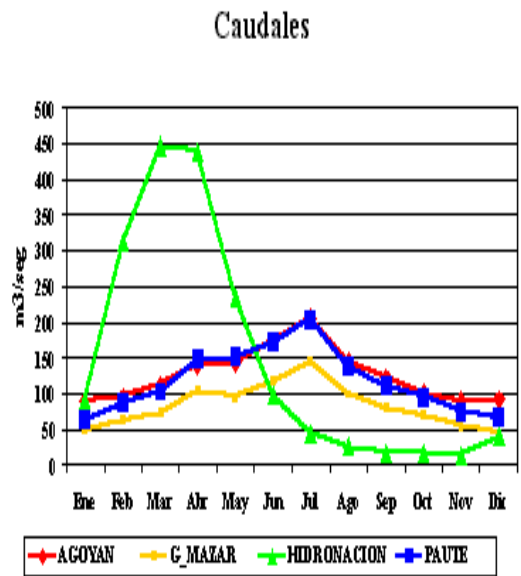
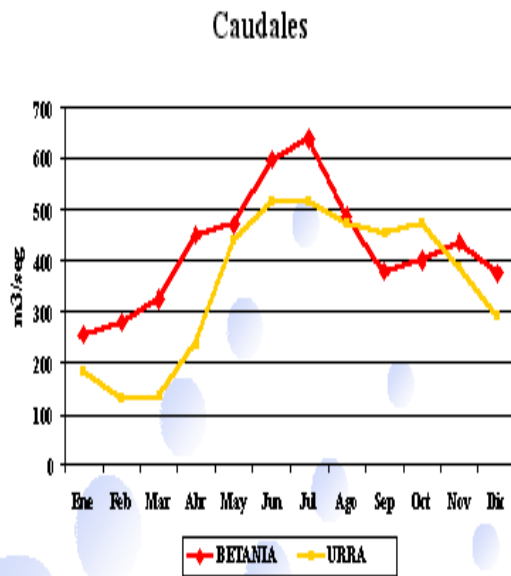


### **1.1.3. Aspectos hidrológicos.**

Dentro de los aspectos importantes a analizar en países como Colombia y Ecuador, en el que las tres cuartas partes de su generación eléctrica son hidráulicas, son los aspectos hidrológicos de las centrales existentes y futuras.

En las curvas de la figura 1.5 se observa que el comportamiento de las centrales Ecuatorianas es muy similar a excepción de HIDRONACIÓN que presenta una curva significativamente mayor en los meses de invierno, lo que compensa su brusca caída en los meses de verano.

Las centrales Colombianas tienen en la mayoría de ellas un comportamiento similar a las nuestras, sin embargo sus caudales son tres veces mayor.



**FIGURA 1.5. ASPECTOS HIDROLÓGICOS**

## **1.2. Inversiones y beneficios.**

- El 31 de mayo del 2001 los Ministros de Ecuador y Colombia Pablo Terán Y Ramiro Valencia respectivamente suscribieron el acuerdo político, con el que se definió la ejecución del Proyecto, mientras que el convenio se firmo el 06 de Junio del mismo año, lo que permitió iniciar la ejecución de la obra ya que en ella se regulan las relaciones técnicas, financieras, administrativas y comerciales.
- El sábado 28 de Diciembre del 2002 el Presidente Ecuatoriano Gustavo Noboa. Inauguró la línea de interconexión Eléctrica con Colombia de 230 Kv y 212.6 Km. de longitud.
- La línea fue construida en los últimos 2 años a un costo 30.8 millones de dólares por las empresas TRANSELECTRIC de Ecuador e ISA de Colombia. La línea de Interconexión forma parte de los acuerdos que sobre la materia han desarrollado los cinco socios de la comunidad andina (Bolivia, Colombia, Ecuador, Perú y Venezuela). La línea entró en operación el 10/01/03 después de un periodo de prueba.

- La interconexión con Colombia es la segunda fuente de energía de Ecuador después de la planta hidroeléctrica de Paute, la mayor del país situada en el Sur Andino y que produce el 65% de la demanda nacional.
- La central de Paute en periodos de sequía reduce su producción, lo que ha obligado en años anteriores a establecer periodos de racionamiento en todo el país.
- Ecuador, Colombia y Perú prevén adelantar proyectos de Interconexión Multimodal con Brasil, con el ánimo de unir al pacífico y el atlántico, por la amazonía con eje, fluviales, aéreos de comunicación y electricidad, y que permiten a ambos países comprar y vender energía barata.

### **1.3. Los Mercados Eléctricos de Ecuador y Colombia.**

#### **1.3.1. El Mercado Eléctrico Mayorista del Ecuador.**

El MEM está constituido por diversos participantes del mercado:

- Generadores, Distribuidores, Grandes Consumidores y Auto productores.

Los mismos que deben suministrar oportunamente al CENACE, la información que les sea solicitada, y deben cumplir con las obligaciones.

### **1.3.2. Mercado Ocasional**

Basado en el costo marginal instantáneo de corto plazo (Mercado Horario), con un pago adicional por potencia, y declaración de costos por parte de los generadores.

### **1.3.3. Mercado de Contratos a Plazo**

Precio acordado libremente entre comprador y vendedor, Prioridad de suministro.

### **1.3.4. Contratos a Plazo**

Pactados libremente, Plazo mínimo de un año Cumplimiento a través del CENACE.

### **1.3.5. Mercado Eléctrico Mayorista Ecuatoriano**

El Mercado Eléctrico Mayorista abarcará la totalidad de las transacciones de suministro eléctrico que se celebren entre generadores; entre generadores y distribuidores; y, entre generadores y grandes consumidores.

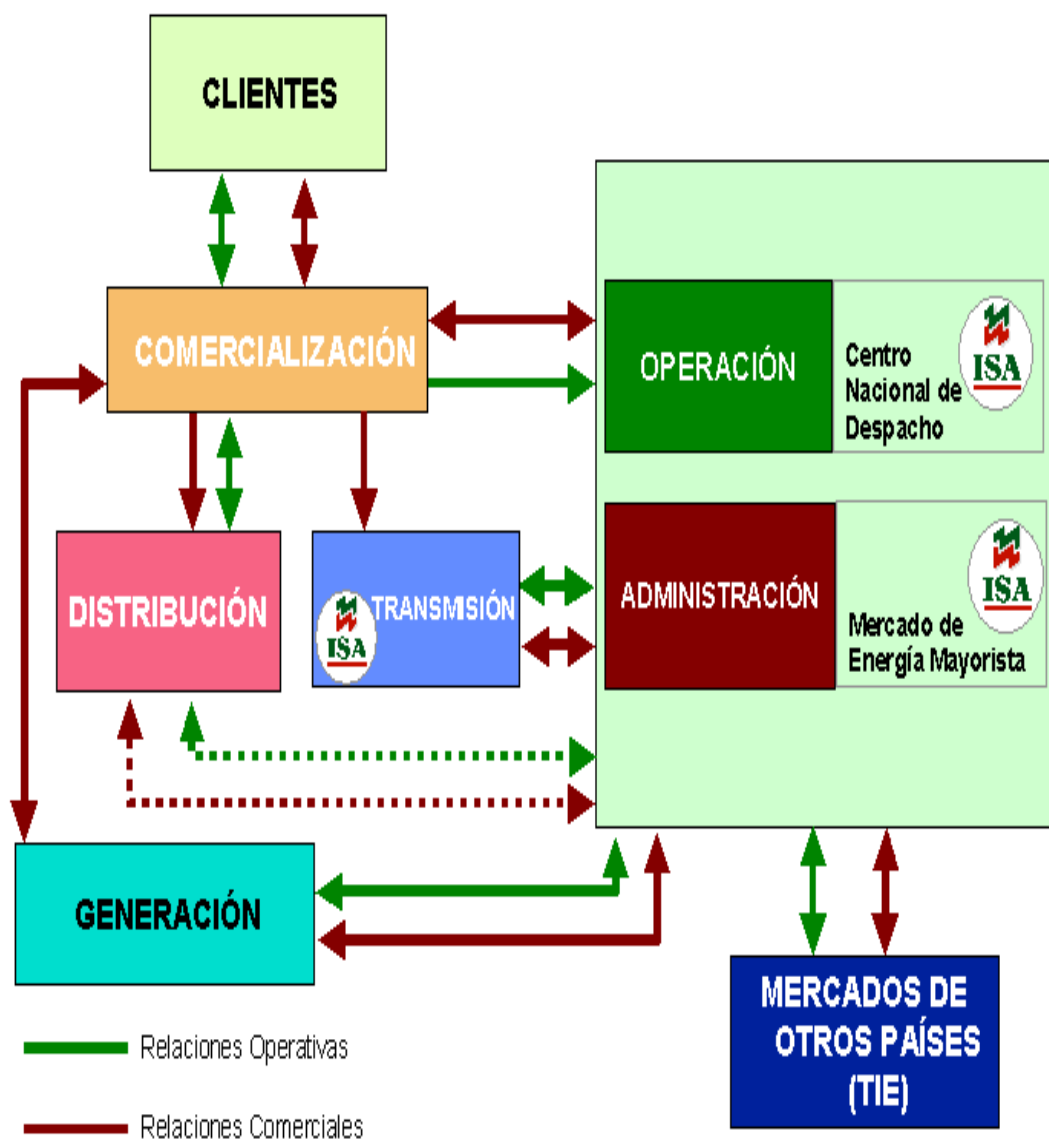
Igualmente se incluirán las transacciones de importación y exportación de energía y potencia.

#### **1.4. La Bolsa Energética de Colombia.**

El funcionamiento del Mercado Mayorista de Electricidad, está soportado en la existencia de una bolsa de energía ("pool de generadores") donde se realizan intercambios comerciales definidos en el contexto de un mercado "spot" con resolución horaria y, un operador central del Sistema Interconectado Nacional (Centro Nacional de Despacho CND). (Ver figura 1.6)

Las transacciones realizadas entre generadores y comercializadores en el Mercado Mayorista de Electricidad, se efectúan bajo dos modalidades: i) Mediante la suscripción de contratos bilaterales de compra garantizada de energía y/o ii) Por medio de transacciones directas en la bolsa de energía, en la cual los precios se determinan por el libre juego de la oferta y la demanda.

Los generadores que participan en el Mercado Mayorista de Electricidad deben presentar ofertas de precio en la bolsa de energía. Los precios a los cuales las empresas generadoras ofrecen diaria y horariamente al Centro Nacional de Despacho (CND) energía por planta y/o unidad de generación, deben reflejar los costos variables de generación en los que esperan incurrir.



**FIGURA 1.6. FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO COLOMBIANO**



El sector eléctrico adoptado por Colombia se fundamenta en los principios establecidos en la carta constitucional, XII, Capítulo 5, " De la finalidad del Estado y los servicios públicos".

Con la expedición de las Leyes 142 y 143 de 1994 se reestructuró el Sector Eléctrico Colombiano. Como parte de dicha reestructuración se establecieron límites a la integración vertical con la determinación de cuatro actividades: generación, transmisión, distribución y comercialización, se creó el Mercado Mayorista de Electricidad y se reorganizó el esquema institucional del sector.

En la Figura 1.7, se puede observar la estructura del Mercado mayorista.

Las transacciones realizadas entre generadores de comercializadores en el Mercado Mayorista de Electricidad, se efectúan bajo dos modalidades:

- Mediante la suscripción de contratos bilaterales de compra garantizada de energía.
- Por medio de transacciones directas en la bolsa de energía, en la cual los precios se determinan por el libre juego de la oferta y la demanda.

En la figura 1.8, se puede observar los agentes reguladores de ambos países, ISA en Colombia y CENACE en Ecuador, los cuales se encargan de manejar los acuerdos comerciales y operativos, y las transacciones internacionales entre ambos.

# El Mercado Mayorista y el Mercado Libre

## Mercado Competitivo

### MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA

• Sólo participan las ESP y otros agentes autorizados

DE LARGO PLAZO  
(Contratos)

DE CORTO PLAZO  
(Bolea)

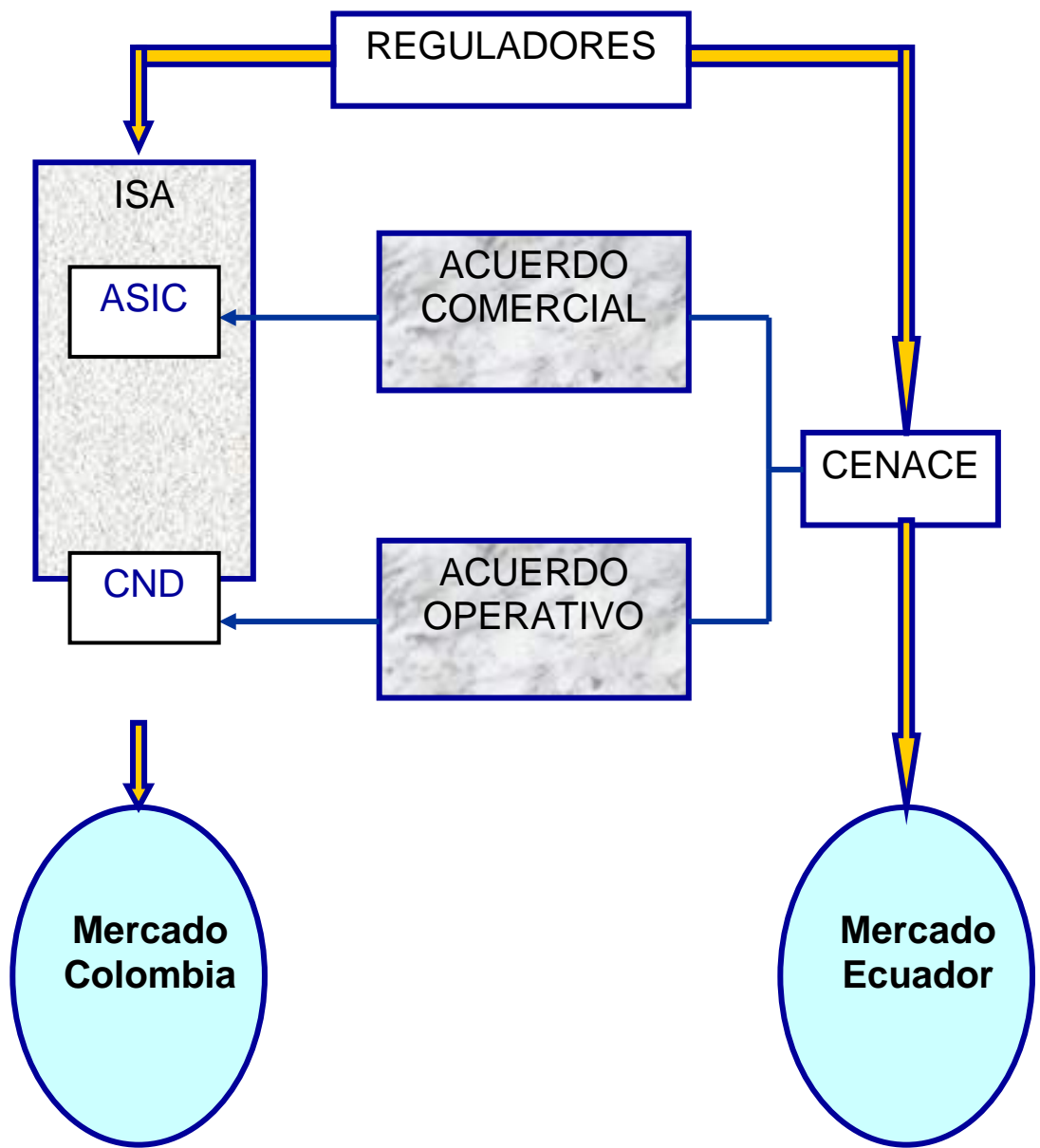
### MERCADO LIBRE

- Participan como vendedores las ESP Comercializadoras y como compradores los grandes usuarios

### MERCADO REGULADO

- Participan como vendedores las ESP Comercializadoras y como compradores los usuarios regulados

FIGURA 1.7. ESTRUCTURA DEL MERCADO MAYORISTA



**FIGURA 1.8. REGULADORES DE LOS MERCADOS ELÉCTRICOS ECUADOR – COLOMBIA**

# CAPÍTULO 2

## 2. ASPECTOS TÉCNICOS DE LA INTERCONEXIÓN.

La interconexión con Colombia le permitirá al Ecuador poder utilizar al menos 1.500 millones de kilovatios-hora/año, convirtiéndose esta interconexión eléctrica en la segunda fuente de suministro de energía más importante de nuestro país, después de la central hidroeléctrica de Paute.

### 2.1. Características Físicas de la Interconexión.

→ LINEA DE TRANSMISIÓN A 230Kv. – Estructuras metálicas –  
Doble circuito con conductor ACAR 1200- 213 Km. de longitud. -2  
Cable de guardia, uno de los cuales con fibra óptica de 48 pares.

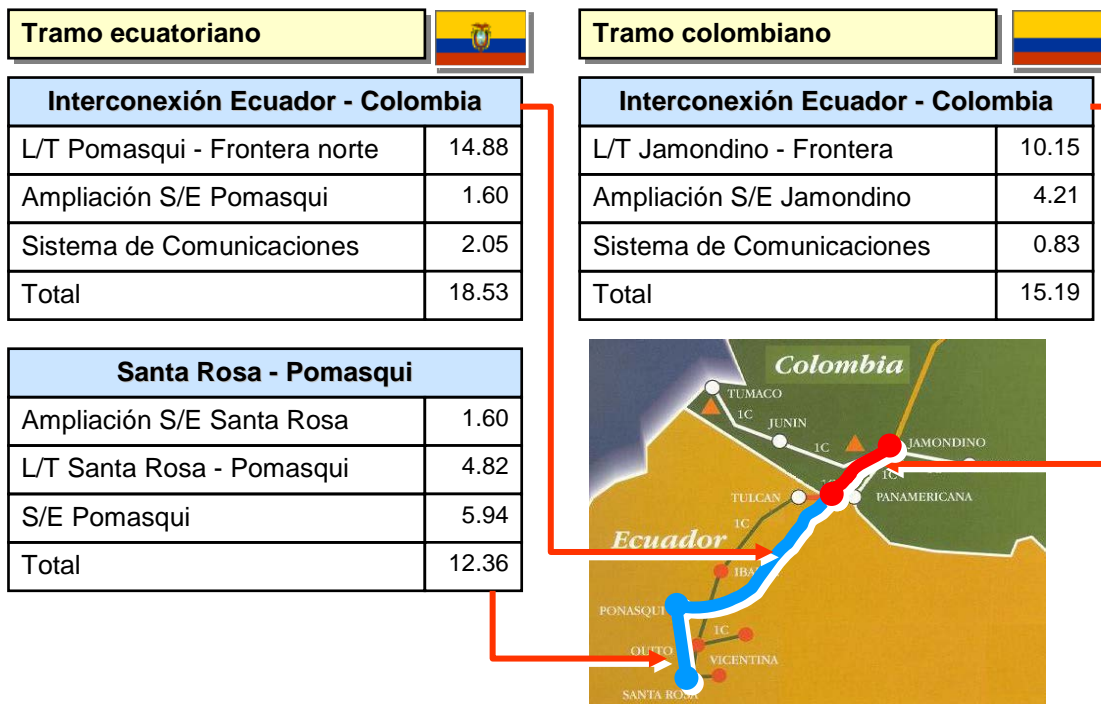
→ CONSTRUCCION S/E POMASQUI. EN QUITO: 2 posiciones de  
seccionamiento de línea.

→Tramo Ecuatoriano 135 Km.

→Tramo Colombiano 78 Km.

→AMPLIACION SUBESTACIÓN JAMONDINO EN PASTO.- 2  
posiciones de seccionamiento de línea.- Compensación inductiva /  
capacitiva para control de voltaje.

En la figura 2.1 se detalla el costo de la interconexión por tramo, y  
en las figura 2.2 la línea de Transmisión Pomasqui-Frontera.



**FIGURA 2.1 COSTO DEL PROYECTO DE INTERCONEXION ECUADOR-COLOMBIA.**



**FIGURA 2.2. LÍNEA DE TRANSMISIÓN POMASQUI – FRONTERA.**



## **2.2. Análisis de la operación.**

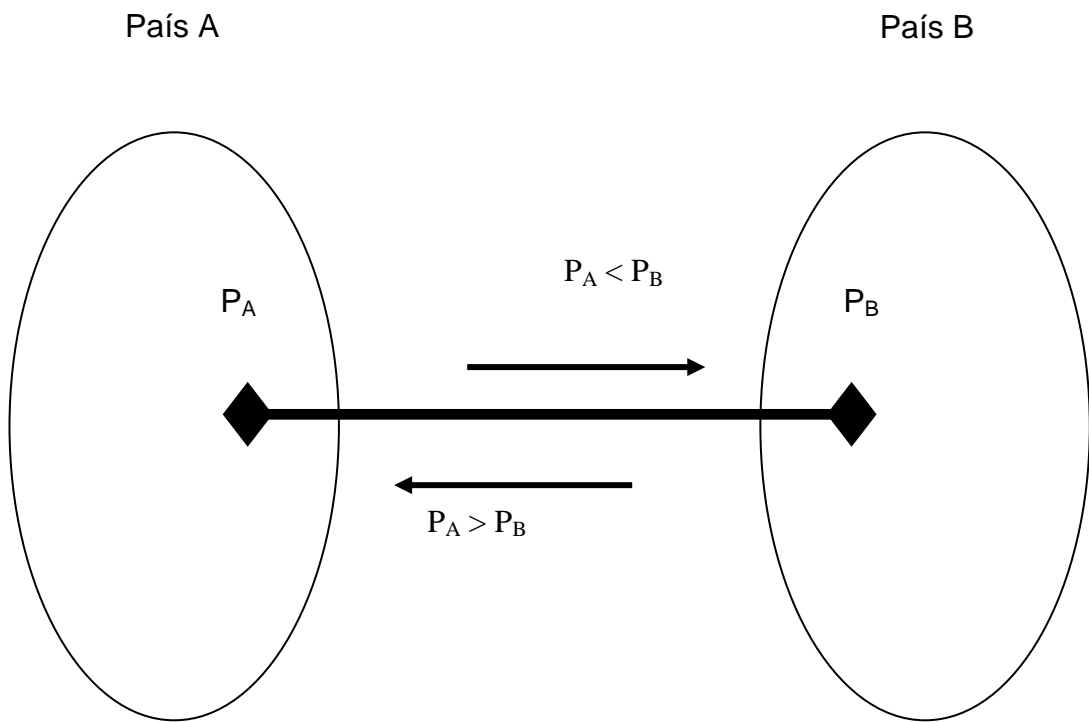
La decisión del sentido de la transacción (importación o exportación) se representa esquemáticamente en la figura 2.3. Además, desde el punto de vista operativo, la importación es considerada como un generador ubicado en el nodo frontera (generador virtual), mientras que una exportación es considerada como una demanda ubicada en el nodo frontera.

En términos generales, las líneas de interconexión se energizarán y/o desenergizarán desde cualquier extremo. Los Centros de Despacho realizarán periódicamente los estudios detallados con el objeto de definir las condiciones óptimas para realizar las maniobras de sincronización.

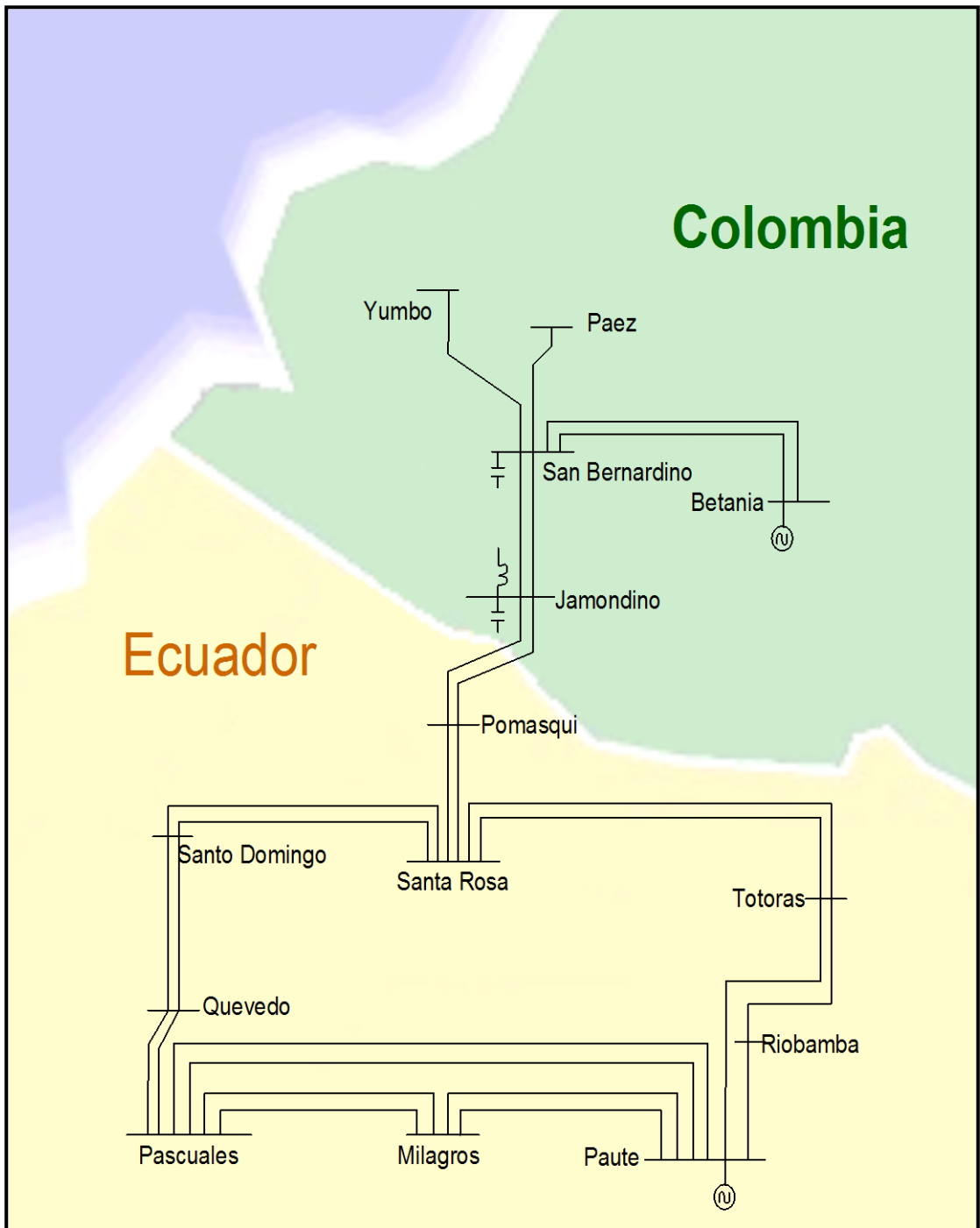
Si el precio marginal en el nodo de frontera en el país es menor que el precio marginal en el país "B", entonces fluirá energía del país "A" al país "B"; por otro lado si el precio marginal en el nodo de frontera del país "A" es mayor que el precio marginal del país "B", entonces fluirá energía del país "B" al país "A".

En la práctica como el precio marginal del Ecuador es mayor que el de Colombia, en casi todos los meses del año, se produce una continua importación de energía por parte del Ecuador.

En la figura 2.4 se detalla una topología sencilla de la interconexión Colombia – Ecuador.



**FIGURA 2.3. ANÁLISIS DE LA OPERACIÓN.**



**FIGURA 2.4. TOPOLOGÍA DE LA INTERCONEXIÓN ECUADOR-COLOMBIA.**

### **2.2.1. Control de potencia activa.**

Se mantiene un valor de potencia a ser suministrado cada hora de acuerdo con los intercambios programados en cada interconexión. Dichos intercambios son controlados por los respectivos Centros de Despacho, minimizando la Energía Inadvertida que se pudiera presentar.

Cuando los sistemas operan sincronizados, la corrección de las desviaciones se hace de forma automática, mediante el Control Automático de Generación (AGC) de cada país, en el modo de intercambio constante con polarización de frecuencia "Tie Line Bias" (TLB).

Siendo el A.G.C un mecanismo de control compuesto por un software, PLC, que a través de las UTR, controlan potencia y frecuencia.

Cuando los sistemas operan en forma sincronizada pueden prestarse el servicio de regulación de frecuencia entre si, lo cual es coordinado entre los Centros de Despacho.

El tratamiento comercial del servicio de regulación de frecuencia corresponderá al establecido en la Reglamentación Aplicable.

Para el correcto funcionamiento del AGC en cada país, se requiere la sintonización de las variables de control (rangos de control, constantes de tiempo, filtros de medidas, bandas muertas entre otras) de tal forma que no se presenten inconvenientes en la operación de la Interconexión.

### **2.2.2 Control de Frecuencia.**

El control de la frecuencia y/o intercambios de los sistemas sincronizados será mediante el Control Automático de Generación (**AGC**) de cada país.

#### **2.2.2.1 Operación Normal.**

- El AGC en ambos países opera en modo de intercambio TLB (Control frecuencia e intercambio).

- Cuando los sistemas operan en forma sincronizada pueden prestarse el servicio de regulación de frecuencia entre sí, lo cual será coordinado entre los Centros de Despacho.

#### **2.2.2.2 Operación ante Eventos en el Sistema de Control.**

- Ante pérdida de medida del intercambio del AGC, el programa debe pasar automáticamente a modo frecuencia.
- Ante pérdida de medida de frecuencia del AGC, el programa debe suspenderse automáticamente. De ser necesario se suspenderá el Intercambio entre ambos países.
- Cuando se considere inconveniente la utilización del modo TLB se operará en modo frecuencia o modo Intercambio. Bajo esta condición el sistema con mayor inercia operará en modo frecuencia, en tanto que los sistemas restantes operarán en modo intercambio.
- Si el AGC del Ecuador quedase indisponible, el CENACE como responsable de la frecuencia en el

sistema ecuatoriano, podrá solicitar el servicio de control automático de generación (AGC) al CND.

### **2.3. Soluciones Operativas.**

Dentro de las soluciones operativas se presentan los siguientes estados:

- Normal
- Alerta
- Emergencia
- Restablecimiento de las Interconexiones.

#### **2.3.1. Operación en Estado Normal**

Es el estado del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional en el que se mantienen los intercambios internacionales programados por los Centros de Despacho dentro de los parámetros normales de seguridad y calidad establecidos en la Ley Aplicable.

#### **2.3.2. Operación en Estado de Alerta**

Es el estado del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional que



se encuentra operando bajo condiciones normales de operación, pero que de no tomarse acciones correctivas en el corto plazo, las variables de control excursionarían fuera de las bandas de tolerancia.

### **2.3.3. Operación en Estado de Emergencia**

El Estado Operativo de Emergencia es aquel en el que, como consecuencia de un Evento en el Sistema Eléctrico Interconectado, una o varias Interconexiones Internacionales no están operando dentro de los parámetros normales de seguridad y calidad, o cuando se presente peligro para la vida de las personas y/o integridad de las instalaciones.

### **2.3.4. Restablecimiento de las Interconexiones**

Ante la pérdida de una Interconexión, los Centros de Despacho de los países involucrados deberán iniciar coordinadamente, y con base a la información intercambiada, el proceso de recuperación, facilitando la normalización de las áreas afectadas con rapidez y seguridad, y de acuerdo a dos fases: la primera de reconocimiento y la segunda de recuperación.

# **CAPÍTULO 3**

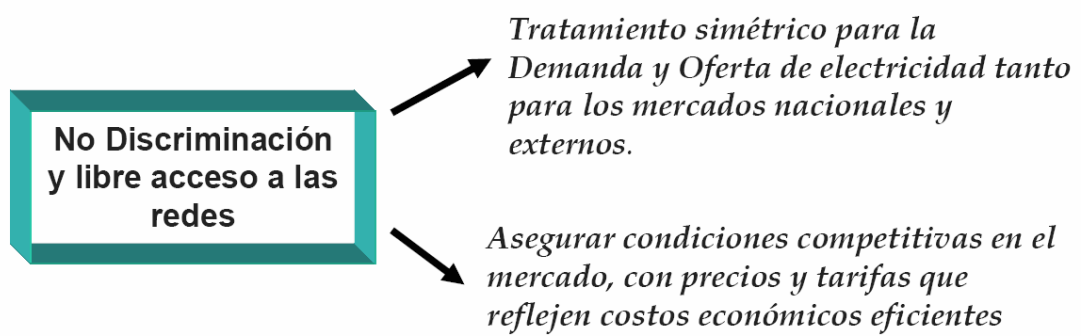
## **3. ASPECTOS COMERCIALES DE LA INTERCONEXIÓN ECUADOR – COLOMBIA A 230 KV.**

### **3.1. Condiciones para la importación y exportación de Energía.**

La Comisión de la Comunidad Andina, reunida en Lima el 19 de diciembre de 2003, aprobó la Decisión 536 “Marco General para la interconexión subregional de sistemas eléctricos e intercambio intracomunitario de electricidad”, que en la primera parte establece las reglas fundamentales bajo las cuales se desarrollan las transacciones internacionales de electricidad entre los países miembros de la comunidad andina.

A continuación, se exponen las reglas fundamentales contenidas en la Decisión 536:

1. Países Miembros no mantendrán discriminaciones de precios entre sus mercados nacionales y los mercados externos, ni discriminarán de cualquier otra manera en el tratamiento que concedan a los agentes internos y externos en cada País, tanto para la demanda como para la oferta de electricidad.
2. 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.
3. 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.
4. 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.
5. Los Países Miembros asegurarán condiciones competitivas en el mercado de electricidad, con precios y tarifas que reflejen costos económicos eficientes, evitando prácticas discriminatorias y abusos de posición dominante.



**FIGURA 3.1. REGLA PARA LA NO DISCRIMINACIÓN DE PRECIOS ENTRE MERCADOS NACIONALES Y EXTERNOS.**

6. Los Países Miembros permitirán la libre contratación entre los agentes del mercado de electricidad de los Países, 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 estipuladas en los contratos para los mercados nacionales.
7. Los Países Miembros promoverán la participación de la inversión privada en el desarrollo de la infraestructura de transporte de electricidad para las interconexiones internacionales.
8. Las rentas que se originen como resultado de la congestión de un enlace internacional no serán asignadas a los propietarios del mismo.
9. Los Países Miembros no concederán ningún tipo de subsidio a las exportaciones ni importaciones de electricidad; tampoco impondrán aranceles ni restricciones específicas a las importaciones o exportaciones intracomunitarias de electricidad.
10. Los precios de la electricidad en ambos extremos de los enlaces intracomunitarios deberán servir para valorar las transacciones internacionales de electricidad, de corto plazo, producto de los flujos físicos determinados por los despachos económicos coordinados.

De los puntos anteriores, alguno de ellos no se cumplen. En el caso del punto 3, por el momento no se han llevado a cabo contratos a largo plazo, solamente en el mercado ocasional.

En el punto 6, no se ha podido regular el funcionamiento de los agentes de mercado y por lo tanto no se ha podido comprar energía directamente del mercado colombiano. Se está trabajando en esta área en el nuevo acuerdo a ser firmado con Colombia para el refuerzo de la interconexión.

En lo que respecta al punto 7, no se tienen datos sobre la participación de la empresa privada en la transmisión de energía. Las empresas estatales siguen manejando el 100% del transporte de electricidad.

### **3.2. Análisis de Precios.**

Los Administradores de Mercado son los responsables de liquidar, facturar, cobrar y pagar, de acuerdo con la Ley Aplicable, de manera coordinada las Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo que resultan de las transacciones entre los mercados de corto plazo de los países interconectados a través de enlaces internacionales, originados por las diferencias de precios en los nodos terminales de dichos enlaces.

#### **3.2.1. Precios de Energía: Aspectos Generales.**

Las TIE entre Ecuador y Colombia son transacciones horarias originadas en el despacho económico coordinado la dirección del flujo de energía depende de los precios ofertados en los nodos de frontera tomando en consideración lo siguiente:

- La energía fluye desde el sistema con precios más económicos hacia aquel que posea los precios más elevados.
- Los flujos de energía se dan en ambos sentidos con la independencia del tipo de red utilizada.

- Los precios nodales reflejan en el corto plazo los costos de la entrega de la energía y las restricciones.

### **3.2.2. Modelación comercial de la red.**

Cuando la energía fluye desde el lado Colombiano hacia el Ecuatoriano, es decir Ecuador importa desde Colombia, todo el Sistema Nacional Interconectado incluido el tramo ecuatoriano de enlace es considerado como una carga equivalente visto desde el lado Colombiano, como se puede observar en las figura 3.2.

Desde el lado ecuatoriano, esta importación es considerada como un generador. Se modela la red tomando en consideración los siguientes aspectos:

- Se modela la red considerando la TIE como un Generador (importación) o un Distribuidor (exportación).
- Si es un Generador es necesario representarlo mediante un Costo Variable Equivalente (Cveq): por reglamentación se obtiene restando del Precio de Oferta de Colombia (POEc) el Cargo Equivalente de la Potencia Remunerable (CEPR).



- Tanto el POEc como el CEPR son susceptibles de ajuste (Varias versiones de liquidación y definición de parámetros al final del mes).
- Es necesario, por tanto, recalcular el Costo Marginal del Sistema en función de los plazos de liquidación.
- Si la TIE es un Distribuidor los procesos de cálculo del costo marginal se simplifican.

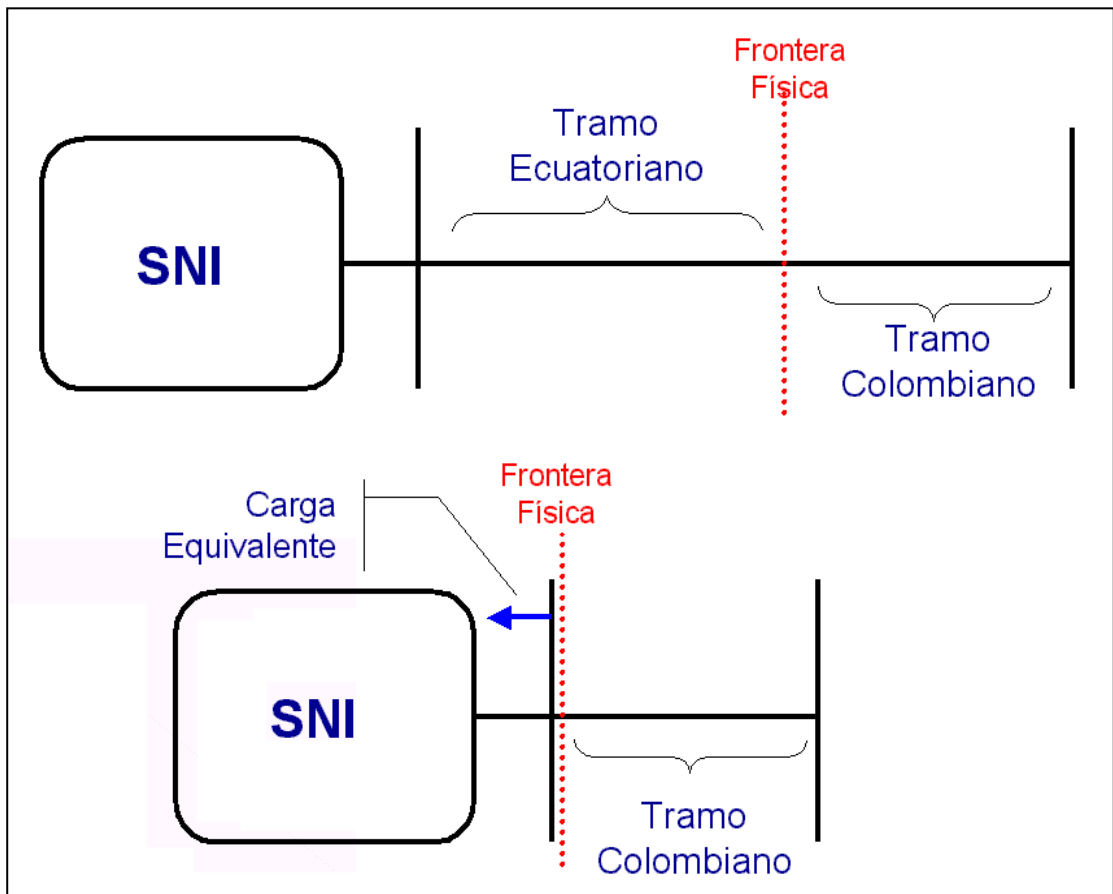


FIGURA 3.2. MODELACIÓN COMERCIAL DE LA RED.

### **3.2.3. Importación y exportación horaria.**

Las transacciones internacionales de electricidad de corto plazo, TIE, son transacciones horarias entre los mercados de corto plazo entre Colombia y Ecuador por uno o más enlaces internacionales. Las TIE son producto del despacho económico coordinado efectuado por los operadores de los sistemas de los dos países interconectados tomando en consideración lo siguiente:

- En una misma hora los países pueden importar y exportar.
- Sin embargo el precio es único para cada hora del día.
- Es necesario “netear” la energía para obtener solo una transacción (importación ó exportación).
- El neto se obtiene empleando las lecturas de exportación:

Si  $E_{me}(exp) > E_{mc}(Exp)$  entonces

Ecuador Exporta =  $E_{me}(exp) - E_{mc}(Exp)$ .

### **3.2.4. Liquidación de las importaciones**

La liquidación de las TIE será realizada utilizando los precios Ex\_Post de corto plazo del sistema importador calculados con

posterioridad a la transacción y determinados en igualdad de criterios a los utilizados por el sistema importador para la liquidación de sus transacciones.

#### **3.2.4.1 Precio de la Energía.**

Para liquidar las TIE se usará el siguiente procedimiento:

- a) El mercado exportador determina el precio de oferta final en el nodo virtual (ex-post) y lo informa al mercado importador.
- b) El mercado importador obtiene su precio de mercado de corto plazo con el mecanismo utilizado en el mercado importador.
- c) El mercado importador liquidará al precio más alto entre el precio de corto plazo determinado por el mercado importador y el precio de oferta final en el nodo virtual (ex-post). Ver figura 3.3

Cada mercado determinará la forma de distribución entre los agentes de su mercado de los ingresos por exportaciones en

TIE, de acuerdo con la normativa que establezca para tal fin el Organismo Regulador respectivo.

El valor en dólares que se necesite para remunerar a los generadores del sistema Ecuatoriano por los conceptos de PRPD (Potencia Remunerable Puesta a Disposición), RAP (Reserva Adicional de Potencia) y RSF (Regulación Secundaria de Frecuencia), serán repartidos también a la demanda de exportación en proporción a la energía exportada en hora de demanda media y punta.

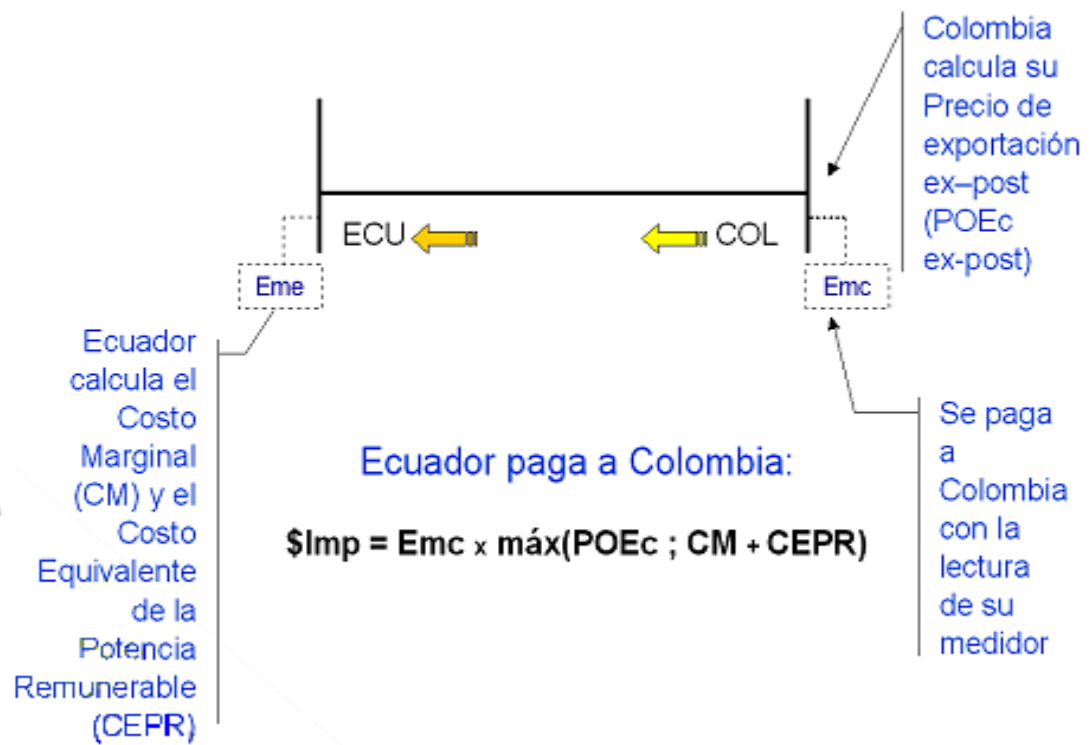
A continuación se dan la definición de los siguientes conceptos:

PRPD.- Es el Aporte de Potencia de los Generadores para abastecer la demanda máxima del sistema durante los meses de estiaje (Noviembre a Febrero).

FN.- Es el factor que penaliza el costo de llevar o traer la energía de un generador o de una carga hacia o desde la barra de mercado.

CM.- El costo marginal, se define como el costo que sería evitado al producir una unidad menos, es decir, el costo de producir la última unidad.

CEPR.- Costo equivalente de la potencia remunerable, es la relación entre el valor en dólares proyectado a pagar a los generadores en el mes y la energía proyectada al ser consumida en horas de demanda media y punta de distribuidores y grandes consumidores e incluida la exportación.



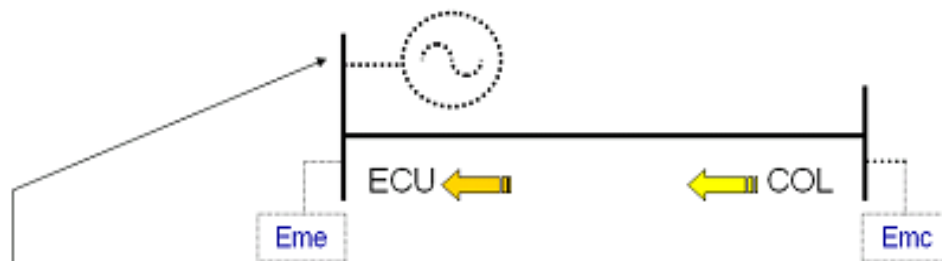
**FIGURA 3.3 LIQUIDACIÓN DE LAS IMPORTACIONES.**

#### **3.2.4.2 Liquidación Interna de las Importaciones**

Es la distribución del pago de la importación de energía de Colombia dentro del MEM, y se calcula tal como se muestra en la figura 3.4

La diferencia entre lo pagado a Colombia y la liquidación interna son los Cargos por Interconexión.





Se considera:

- Un Generador "Importación" (GI)
- Se calcula un Factor de Nodo en Pomasqui (FNp)
- Se remunera a Generador "Importación" a costo marginal
- Se emplea la lectura del medidor de Pomasqui

Remuneración a Generador "Importación" :

$$\$GI = Eme \times CM \times FNp$$

FIGURA 3.4 LIQUIDACIÓN INTERNA DE LAS IMPORTACIONES.

### **3.2.4.3 Precio Total de la Importación**

Se paga a Colombia con el valor de la energía leída en su medidor, multiplicada por el mayor valor entre: el precio ex – post Colombiano y la suma del costo marginal más el costo equivalente de la potencia remunerable Ecuatoriano.

Tal como se muestra en el gráfico arriba detallado.

#### 3.2.4.4 Ejemplo de Importación.

$$\begin{aligned} \$\text{Imp} &= \$11'772.099,38 & \leftarrow & \quad \$\text{Imp} = \text{Emc} \times \text{POEc} \\ \text{POEc} &= \$0,0866 & & \quad \text{POEc} = \text{PBolsa} + \text{Peajes} \\ \text{EMc} &= 135'829.628,85 & & \end{aligned}$$

#### Liquidación Interna

$$\$G1 = \text{Eme} \times \text{CM} \times \text{Fn} = \$9'959.435,85$$

$$\text{Imp. Cargos por Conex} = \$\text{Imp} - \$G1 = 1'812.633,53$$

VER ANEXO 1.

#### 3.2.5 Liquidación de las Exportaciones: Aspectos Generales.

La liquidación de las (TIE), es realizada utilizando los precios ex-post del mercado de corto plazo del sistema importador. Es decir, el CENACE utiliza para efectos de liquidación de una TIE, los precios que se presentan en el mercado, posteriores a la realización de dicha transacción.

Cuando Ecuador exporta se considera a la TIE como una demanda más del Sistema Nacional Interconectado y participa de todos los cargos que le corresponda, como a cualquier

demanda nacional. Estos cargos son reflejados en el Precio de Oferta ex-post (luego de la operación) en el Nodo Frontera.

El CENACE liquida, publica los reportes de liquidación y factura únicamente cuando se realicen transacciones de exportación del Mercado Ecuatoriano al Mercado Colombiano. Si la TIE fuese de importación para Ecuador, su función se limitará al suministro de información y comprobación de las liquidaciones que se generen en el otro mercado.

#### **3.2.5.1 Precio de la Energía.**

Se liquida la exportación con el mayor valor entre el (POEex-post) ecuatoriano y el precio de corto plazo del Mercado Importador descontados los cargos "G" (AGC, FAZNI, servicios ASIC/CND) y conforme a los lineamientos de la Regulación CONELEC 002/03.

Para liquidar las TIE se usa el mismo procedimiento usado en el caso de las importaciones, tal como se muestra en la figura 3.5.

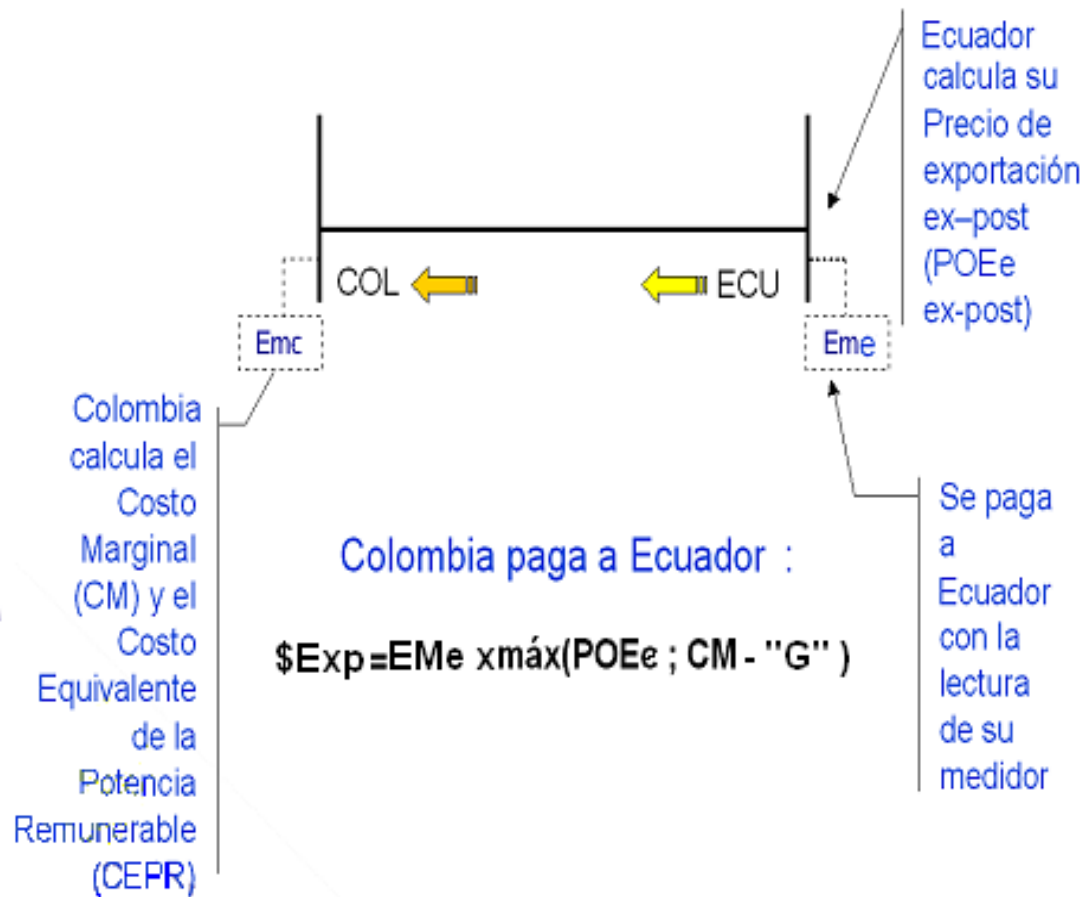
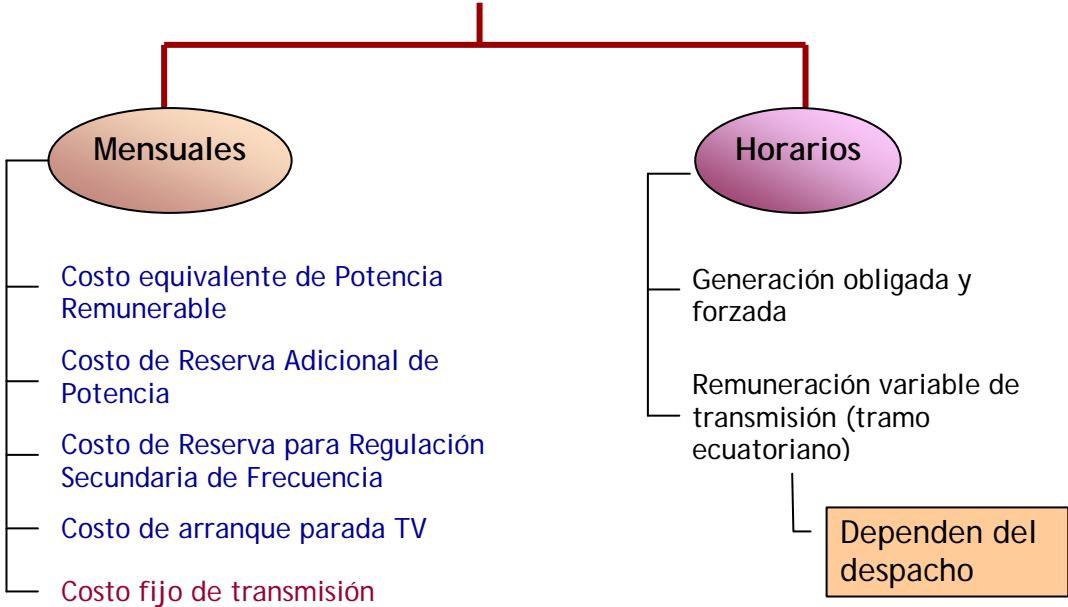


FIGURA 3.5 LIQUIDACIÓN DE LAS EXPORTACIONES.

### **3.2.5.2 Cargos Complementarios.**

Dentro de los cargos complementarios asociados con la interconexión para el caso de exportación de Ecuador hacia Colombia, existen cargos mensuales y horarios tal como se muestran en la figura 3.6.

# CARGOS ASOCIADOS



**FIGURA 3.6. CARGOS ASOCIADOS CON LA INTERCONEXIÓN.**

#### **3.2.5.2.1 Costo equivalente de la Potencia remunerable puesta a disposición, RAP y regulación secundaria de frecuencia.**

El valor en dólares que se necesita para remunerar a los generadores del sistema ecuatoriano por los conceptos de Potencia Remunerable Puesta a Disposición, Reserva Adicional de Potencia y Regulación Secundaria de Frecuencia son repartidos también a la demanda de exportación en proporción a la energía exportada en horas de demanda media y punta. Estos son cargos mensuales.

En las liquidaciones diarias se emplea como Costo Equivalente de la Potencia Remunerable a la relación entre, el valor en dólares proyectado pagar a los generadores en el mes por estos conceptos y la energía proyectada a ser consumida en horas de demanda media y punta de Distribuidores y Grandes Consumidores incluida la exportación.

Al finalizar el mes, conforme se disponga de información más precisa, y en función de los plazos



de liquidación, se establece un Costo Equivalente de la Potencia Remunerable, en función del valor en dólares real a pagar a los generadores por los servicios anteriormente enunciados y el valor acumulado de energía en horas de demanda media y punta incluida la exportación.

#### **3.2.5.2.2 Precios de Transmisión.**

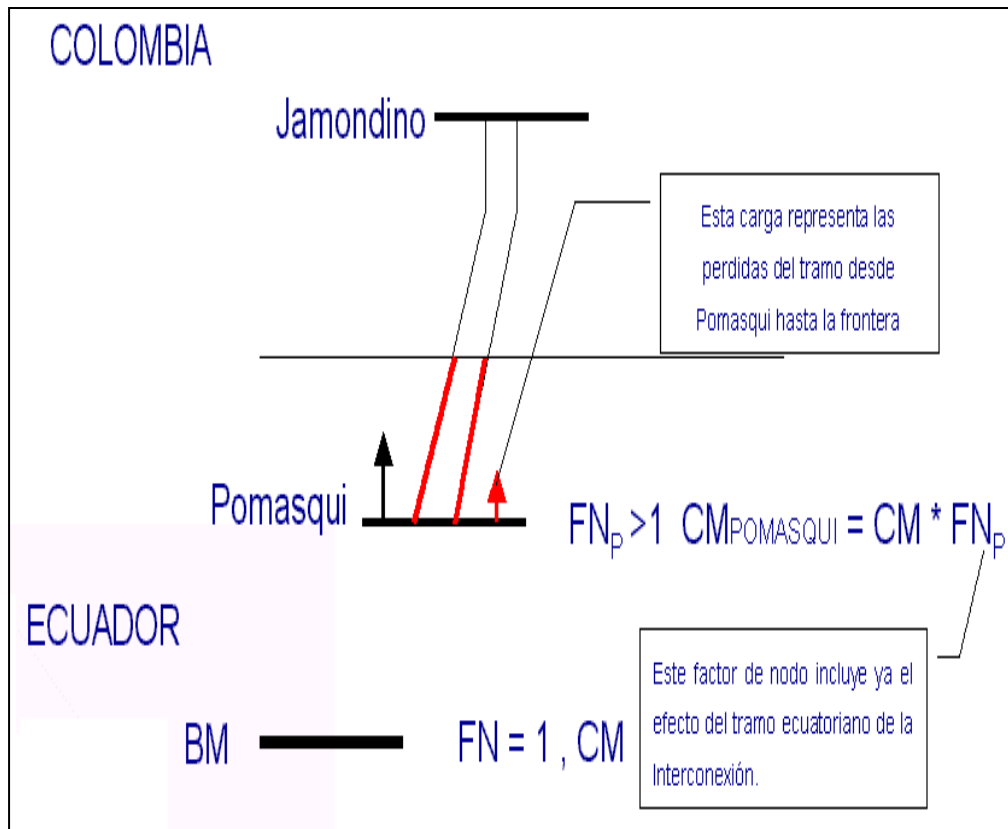
Dentro de los precios de transmisión analizaremos:

- Costo de la Remuneración Variable de la Transmisión Tramo de Enlace Ecuatoriano.
- Costo fijo de la Transmisión.

##### **3.2.5.2.2.1 Costo de la Remuneración variable de la Transmisión tramo enlace Ecuatoriano.**

Para obtener el factor de nodo que le corresponde a la demanda internacional se incluye también en la modelación el tramo ecuatoriano del enlace, de manera de representar inclusive los cargos variables de transmisión de este tramo, tal como se muestra en la figura 3.7.

El costo de estos cargos variables de transmisión, por tanto, está implícito al determinar el Costo Marginal de Mercado reflejado en el nodo frontera. Estos son cargos horarios que dependen del despacho.



**FIGURA 3.7. COSTO DE LA REMUNERACIÓN VARIABLE DE TRANSMISIÓN DEL TRAMO DEL ENLACE ECUATORIANO.**

#### **3.2.5.2.2.2 Costo Fijo de Transmisión.**

Para las liquidaciones diarias se utiliza la tarifa de transmisión definida por el CONELEC, en función de la energía consumida (0.761 US¢/kWh). El pago que deba efectuar el mercado importador en cada hora, es determinado como el producto de este precio por la energía exportada por Ecuador.

El valor final del pago por la tarifa fija de transmisión será actualizado al término del mes considerando que:

Si la exportación es inferior a 478 horas-mes, se liquida con la tarifa energizada de transmisión.

Si la exportación supera este número de horas-mes, se liquida en función de la demanda máxima de la Exportación y la tarifa fija de transmisión definida por el CONELEC expresada en función de la potencia.

### **3.2.5.2.3 Costos de Arranque y Parada de las Unidades Turbo – Vapor.**

El valor en dólares que se requiere para remunerar el costo de arranque - parada de las unidades turbo vapor del sistema ecuatoriano, obtenido en función de la programación anual y semanal, es repartido a la interconexión en función de la energía exportada en horas de demanda media y punta.

Al finalizar el mes, conforme se disponga de información más precisa, y en función de los plazos de liquidación, se establecen un costo unitario único para todas las horas del mes, en función del valor acumulado de energía exportada en horas de demanda media y punta, al igual que los Agentes ecuatorianos.

### **3.2.5.2.4 Costo de la Generación Obligada.**

Cuando en el MEM Ecuatoriano se producen cargos por generación obligada por demanda, seguridad del sistema o seguridad de área se incluye también

en el pago, cuando corresponde, a la demanda internacional, siguiendo las mismas reglas que se aplican a la demanda nacional.

Este pago, calculado en dólares, se transformará en costo unitario al dividir el pago horario en dólares que le corresponde a la demanda internacional por la cantidad de energía exportada en esa hora.

### **3.2.5.3 Precio Total.**

El precio total de la exportación viene dado por el precio nodal más los cargos asociados con la entrega de electricidad.

### **3.2.5.4 Ejemplo de Exportación.**

Ver Anexo No. 2

### **3.2.6 Garantías de pago**

Aseguran el cumplimiento de las obligaciones que las TIE generen en los Agentes y que corresponden al mercado ocasional (Ecuador) o bolsa de energía (Colombia).

Dado que el esquema de garantías adoptado en la Ley aplicable es un prepago semanal, el Administrador del Mercado Exportador recibe en la semana anterior a la operación el monto estimado de las transacciones de la semana de

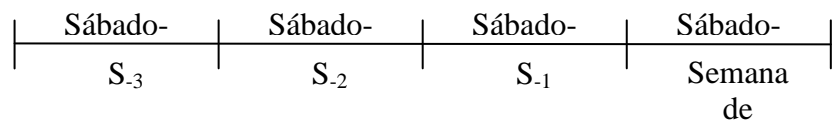
operación, los dineros destinados para el mecanismo de prepago se depositarán en cuentas independientes, a nombre del Administrador del Mercado Exportador.

En todos los casos el vencimiento de las facturas de las TIE será el día hábil siguiente a la fecha de facturación. Para el efecto, se entiende por día hábil, aquel del Mercado Importador. Para aquellos casos en los cuales el valor total depositado en el mes como anticipo a las transacciones, resultare inferior al valor facturado, la diferencia será depositada por el Mercado Importador a más tardar el jueves de la semana de operación siguiente a la semana de emitida la factura. Esta consideración no ocasionará para el Mercado Importador ningún recargo financiero.

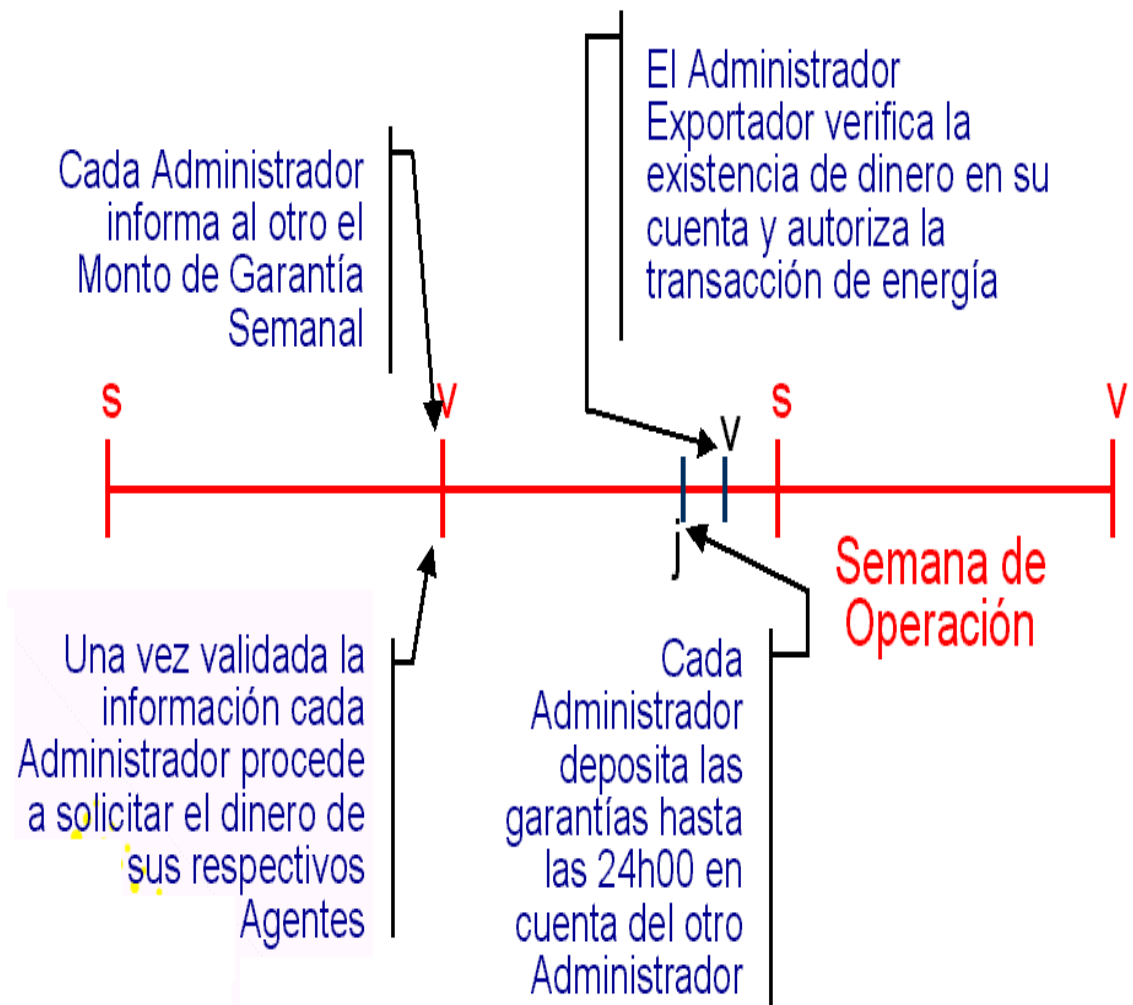
Al cumplir las obligaciones a que se refiere este Acuerdo, los Administradores de los Mercados, actuarán como administradores de recursos ajenos y en interés de terceros, sin que los ingresos que recibe puedan aumentar su propio patrimonio El Monto de Garantía Semanal se determinará tomando como base las transacciones de exportación



efectuadas tres semanas antes de la Semana de Operación, conforme al siguiente esquema:



El Monto de las Garantías Semanales podrá ajustarse, incrementarse o disminuirse, conforme se disponga de información más precisa. Estos ajustes se podrán asignar o descontar en el siguiente período de garantía, tal como se muestra en la figura 3.8.



**FIGURA 3.8. CRITERIO DEL PREPAGO**

# **CAPÍTULO 4**

## **4 RESULTADO DE LAS INTERCONEXIONES.**

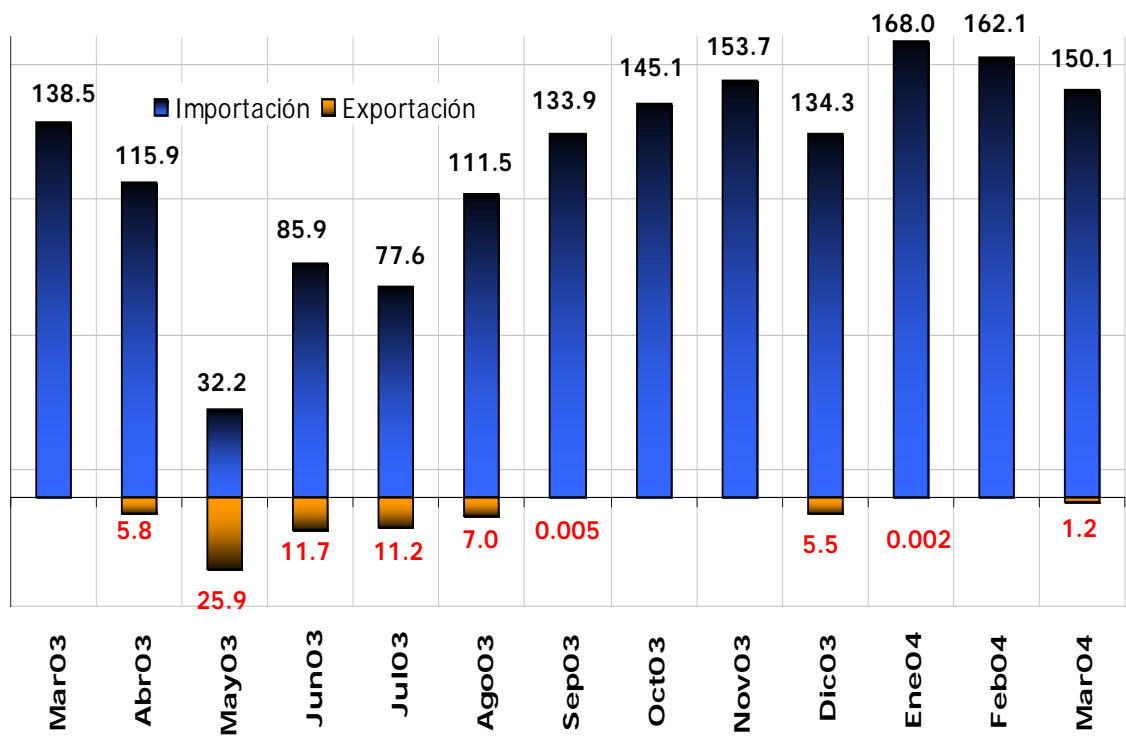
A continuación se presenta un resumen de la energía importada y exportada, desde el lado del sistema ecuatoriano, durante el primer año de funcionamiento de las TIE's, ver tabla No. 2 y Figura 4.1.

TABLA # 2

ENERGÍA IMPORTADA Y EXPORTADA

GWh	Imp.	Exp.
Mar03	138.550	
Abr03	115.858	5.838
May03	32.225	25.916
Jun03	85.926	11.743
Jul03	77.622	11.156
Ago03	111.539	7.021
Sep03	133.934	0.005
Oct03	145.073	
Nov03	153.705	
Dic03	134.288	5.523
Ene04	168.029	0.002
Feb04	162.146	
Mar04	150.148	1.241
Tot	1,609.042	68.446

### Energía Importada y Exportada (GWh)



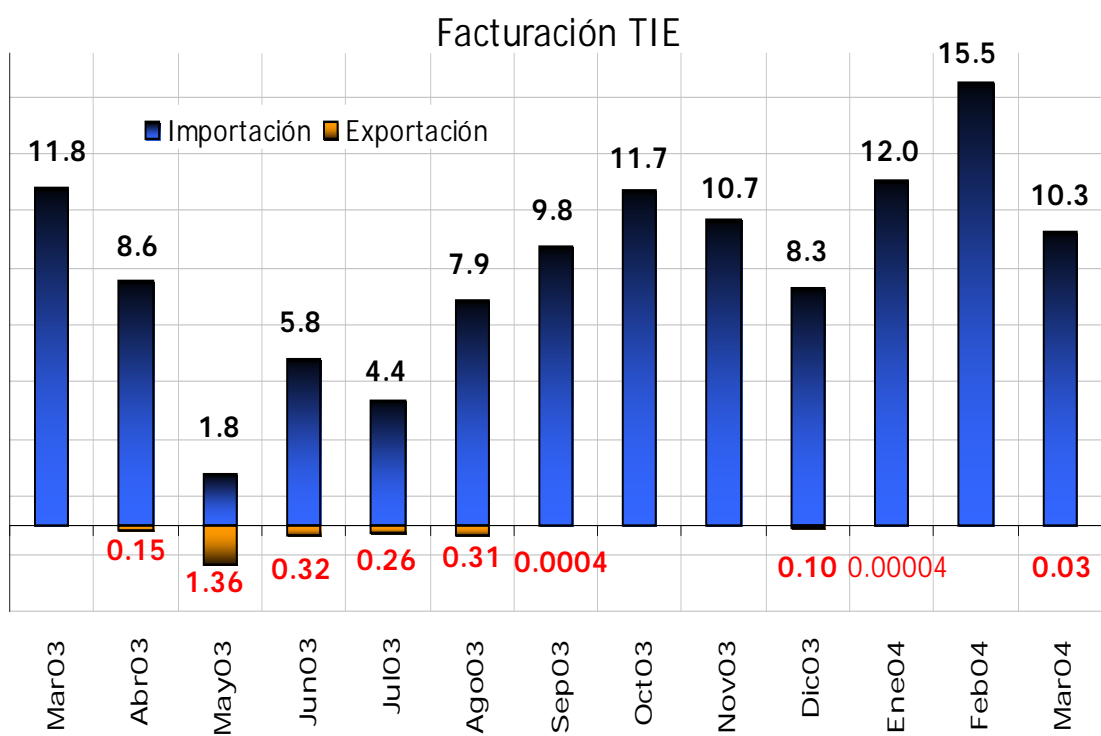
**FIGURA 4.1. ENERGÍA IMPORTADA Y EXPORTADA**

En función de los resultados presentados, se puede decir que el sistema ecuatoriano es netamente importador, excepto en el mes de mayo de 2003 en el que los volúmenes de importación y exportación estuvieron muy cercanos. Esto se debe a que la zona sur del sistema eléctrico colombiano sufrió graves daños a la infraestructura de transporte, lo que ocasionó que el sistema ecuatoriano abastezca esa zona para evitar racionamientos eléctricos. Es claro que las interconexiones están dando beneficios muy importantes, como por ejemplo evitar racionamientos eléctricos.

En la tabla No. 3 y en la Figura 4.2. se presenta en términos económicos, lo que significó la importación y exportación de electricidad, desde el lado ecuatoriano.

TABLA # 3  
FACTURACIÓN TIE

millón USD	Imp.	Exp.
Mar03	11.8	
Abr03	8.6	0.14512
May03	1.8	1.35525
Jun03	5.8	0.31829
Jul03	4.4	0.26030
Ago03	7.9	0.31071
Sep03	9.8	0.00037
Oct03	11.7	
Nov03	10.7	
Dic03	8	0.10066
Ene04	12	0.00004
Feb04	15	
Mar04	10	0.03137
Tot	118.39	2.522



**FIGURA 4.2. FACTURACIÓN TIE**

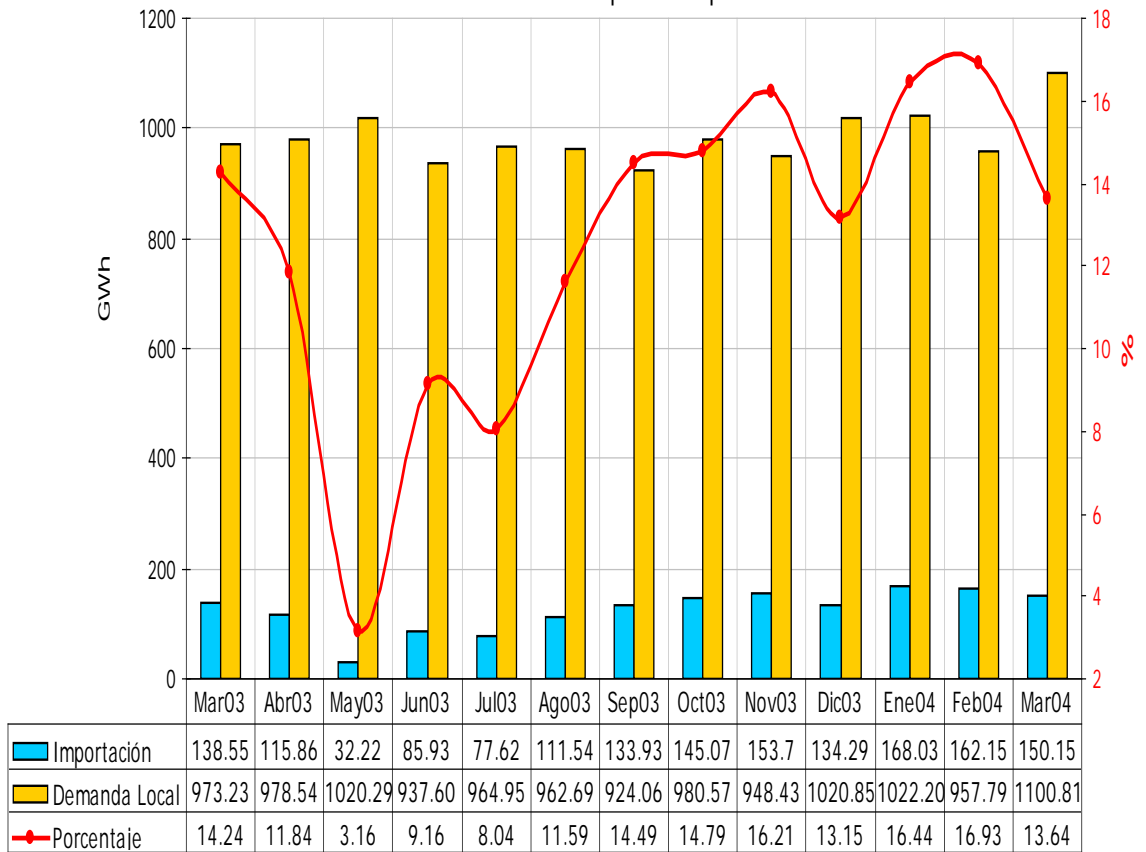


Para la demanda ecuatoriana, la importación representó el 12,6% del abastecimiento energético, cuyo detalle a nivel mensual se presenta en la Figura 4.3.

Los costos marginales en el mercado ecuatoriano disminuyeron producto de la importación de electricidad, pues ese aporte energético se realizó en condiciones económicas favorables para ese mercado, pues representa una oferta más económica y consecuentemente desplazó la generación térmica con costos elevados. La evolución de los costos marginales del mercado ecuatoriano, con y sin el aporte de la importación desde Colombia, se presenta en la Figura 4.4.

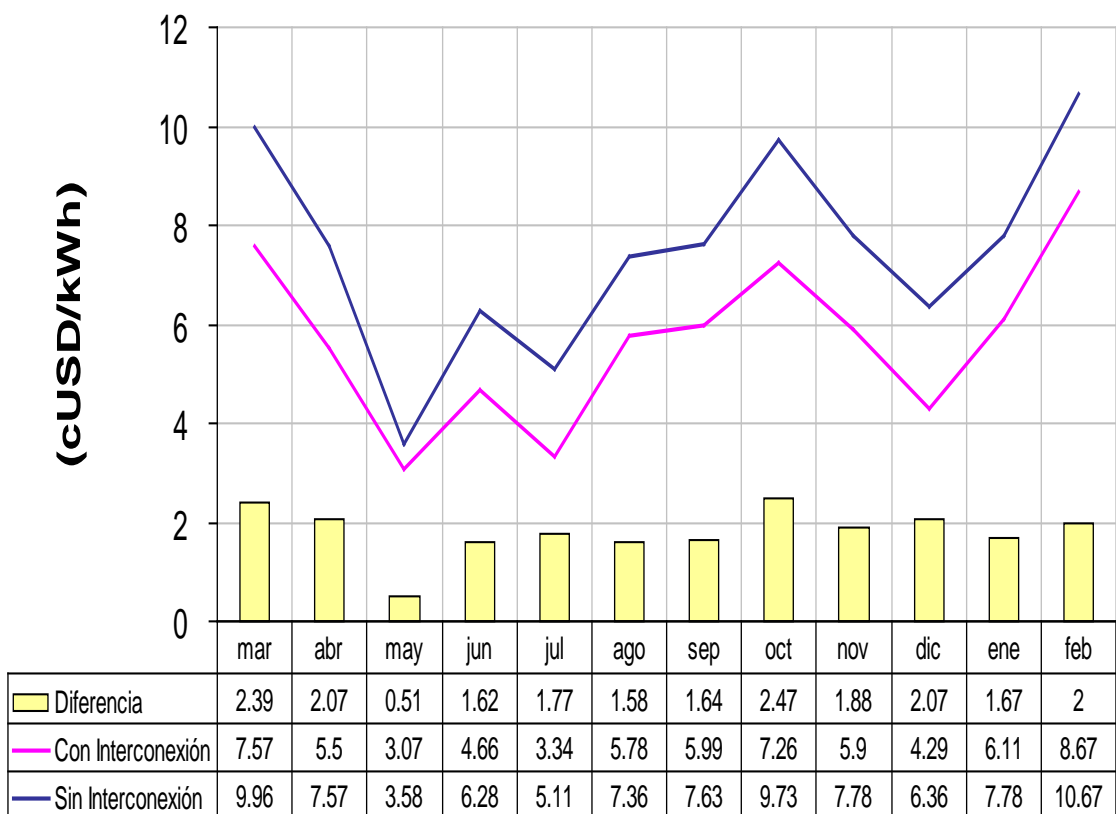
Si se considera únicamente la energía que la demanda ecuatoriana transa en el mercado ocasional, es decir descontando los montos de energía comprometidos en contratos a plazo, la reducción de los costos marginales de mercado representaron un beneficio importante para la demanda. Para el periodo marzo/2003 – marzo/2004, el ahorro para la demanda por la representó aproximadamente 97 millones de dólares. En la Figura 4.5. se presenta la evolución, a nivel mensual, de los ahorros para la demanda.

Demanda Local abastecida por la Importación



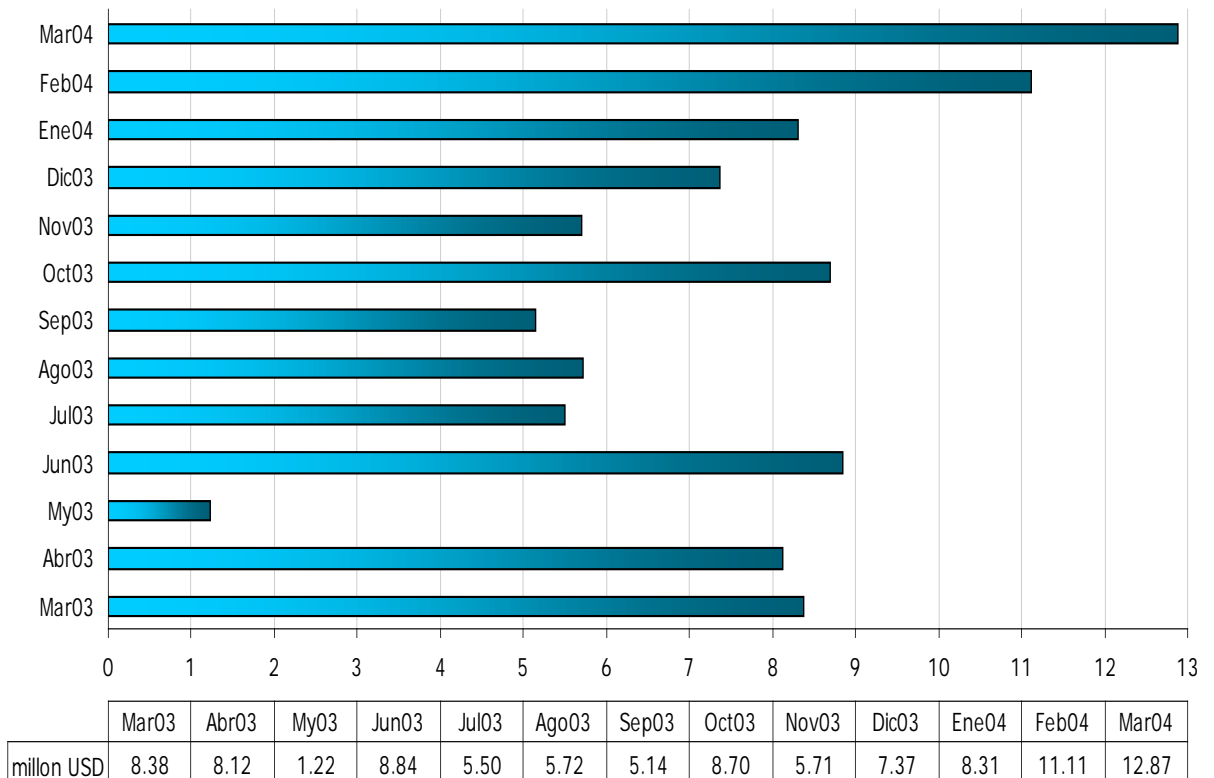
**FIGURA 4.3. DEMANDA LOCAL ABASTECIDA POR LA IMPORTACIÓN**

## Precios de la energía en el mercado ocasional



**FIGURA 4.4. PRECIOS DE LA ENERGIA EN EL MERCADO OCASIONAL**

Ahorro por disminución en el Costo Marginal por influencia de la Importación de Energía



**FIGURA 4.5. AHORRO POR DISMINUCIÓN EN EL COSTO MARGINAL POR INFLUENCIA DE LA IMPORTACIÓN DE ENERGÍA**

Adicionalmente al beneficio que representó para la demanda del Ecuador la disminución del costo marginal de mercado, el país también se benefició por una reducción en el consumo de combustibles para la generación termoeléctrica. En números, este ahorro significó, para el periodo marzo/2003 – febrero/2004, aproximadamente 83 millones de dólares. En la Figura 4.6. se presenta los volúmenes de combustibles que se dejaron de consumir.

### Ahorro por disminución en el consumo de combustible

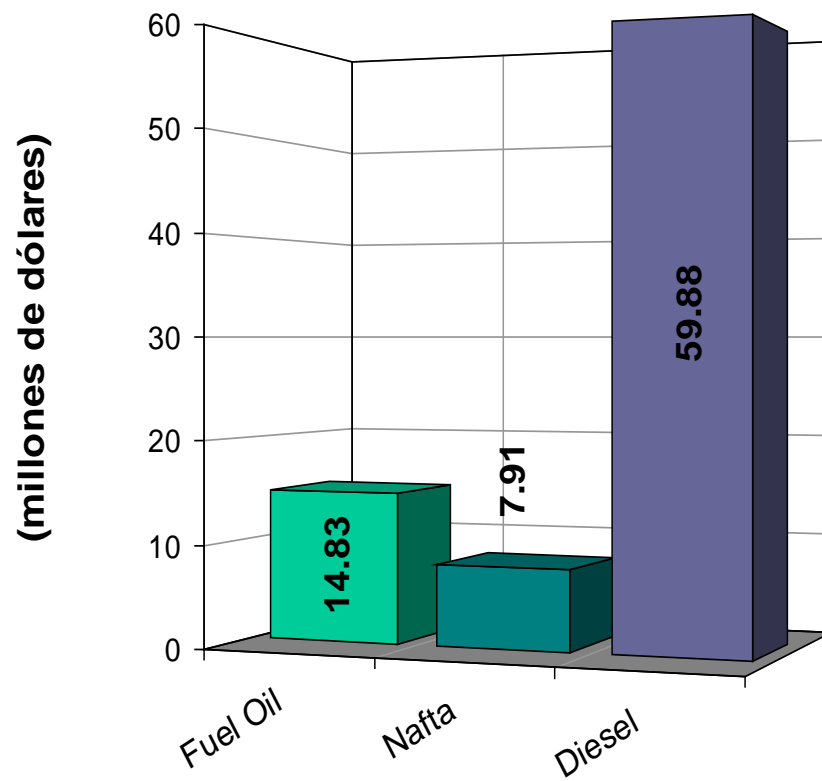


FIGURA 4.6. AHORRO POR DISMINUCIÓN EN EL CONSUMO DE COMBUSTIBLE

El precio de bolsa en Colombia, considerando la demanda de exportación al Ecuador, ha sufrido un incremento mínimo. El incremento promedio entre el precio de Bolsa incluyendo la demanda de Ecuador y el precio de Bolsa que se hubiera obtenido sin incluirla, ha sido de 0,4 \$/kWh, para el periodo marzo/2003 – enero/2004.

En la Figura 4.7. se presenta la evolución de los precios de bolsa para el mercado colombiano, con desagregación mensual, para el periodo antes señalado.

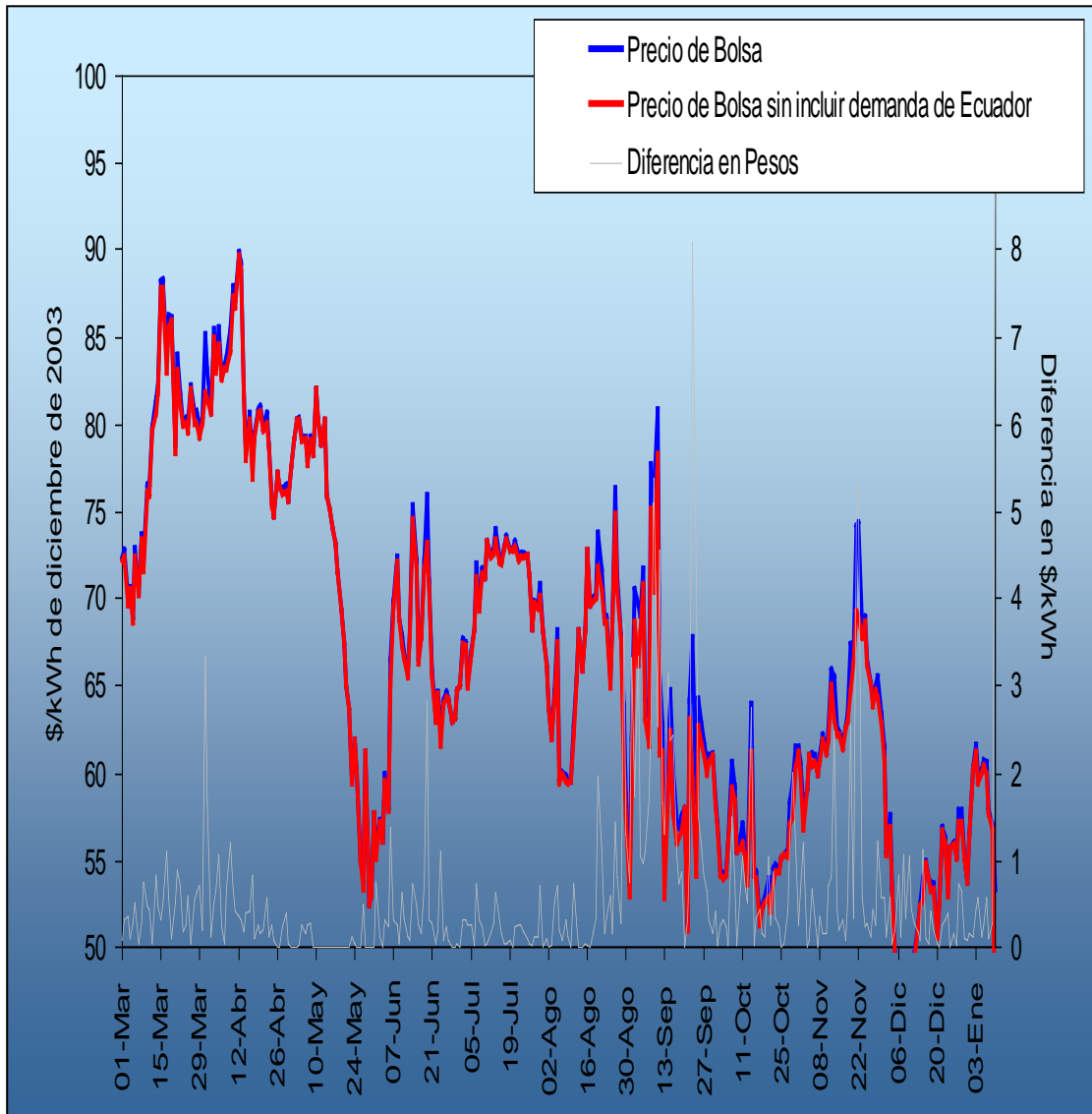
En cuanto a las rentas de congestión, recibidas por el mercado colombiano, de acuerdo a la Regulación en ese país, estas han sido destinadas a aliviar las tarifas de los usuarios, como un menor costo de restricciones (USD 15,4 millones rentas de marzo a junio de 2003).

En la Figura 4.8. se presentan los montos, mes a mes, de las rentas de congestión del mercado colombiano.

Las rentas de congestión a partir del mes julio de 2003 tienen la siguiente asignación de acuerdo con la Ley del Plan Nacional de Desarrollo:

- El 80% de las rentas se destinarán a cubrir hasta 40 \$Kwh. de la factura del usuario
- El 20% para disminuir el costo de restricciones que asumen los usuarios.





**FIGURA 4.7. EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS DE BOLSA PARA EL MERCADO COLOMBIANO.**

# CAPÍTULO 5

## 5 DIAGNOSTICO DE LOS RESULTADOS OPERATIVOS.

Dentro del diagnostico de los resultados Operativos analizaremos desde dos puntos de vista:

- Técnico
- Comercial

### 5.1. Diagnostico de los Resultados Operativos desde el Punto de Vista Técnico

#### 5.1.1 Definición del AGC

La NERC (North American Reliability Council) define la AGC como aquel mecanismo que ajusta automáticamente la generación de cada área de control, para mantener el intercambio programado y cumplir con su responsabilidad en la regulación de frecuencia. Este ajuste se basa en el cálculo

del ACE que es el error de control de área (Area Control Error).

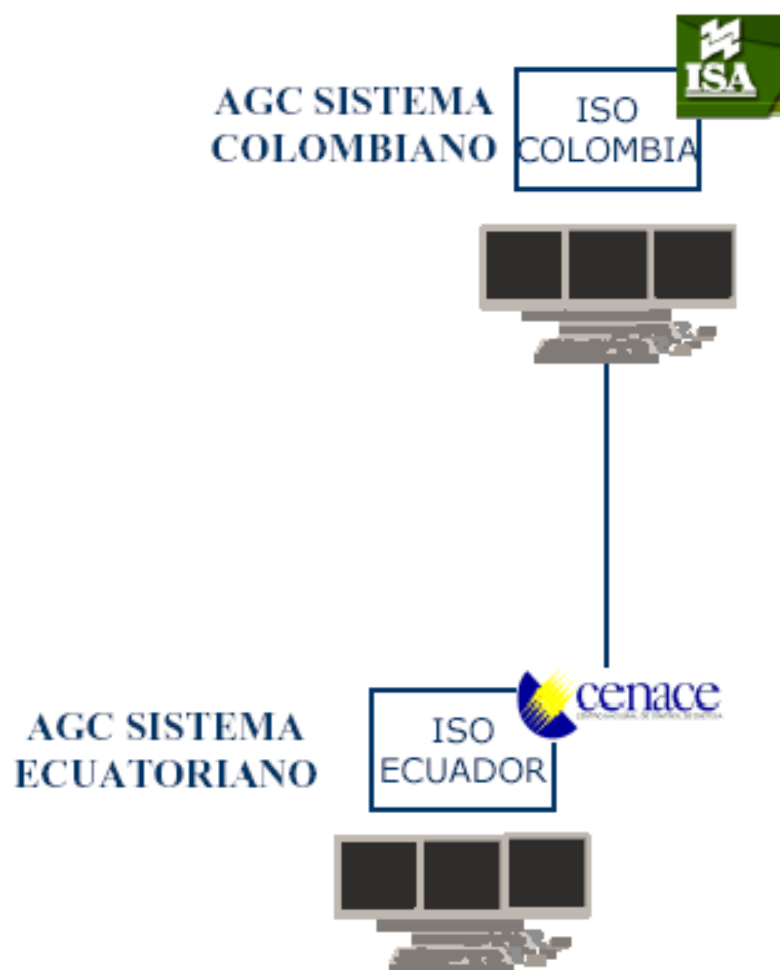
### **5.1.2 Resultados Operativos.**

Luego de las pruebas realizadas en el mes de Julio de 2004, las mismas que fueron exitosas, desde 1 de Agosto de 2004, se halla operativo el AGC de Respaldo, servicio sin costo brindado por el CND de Colombia.

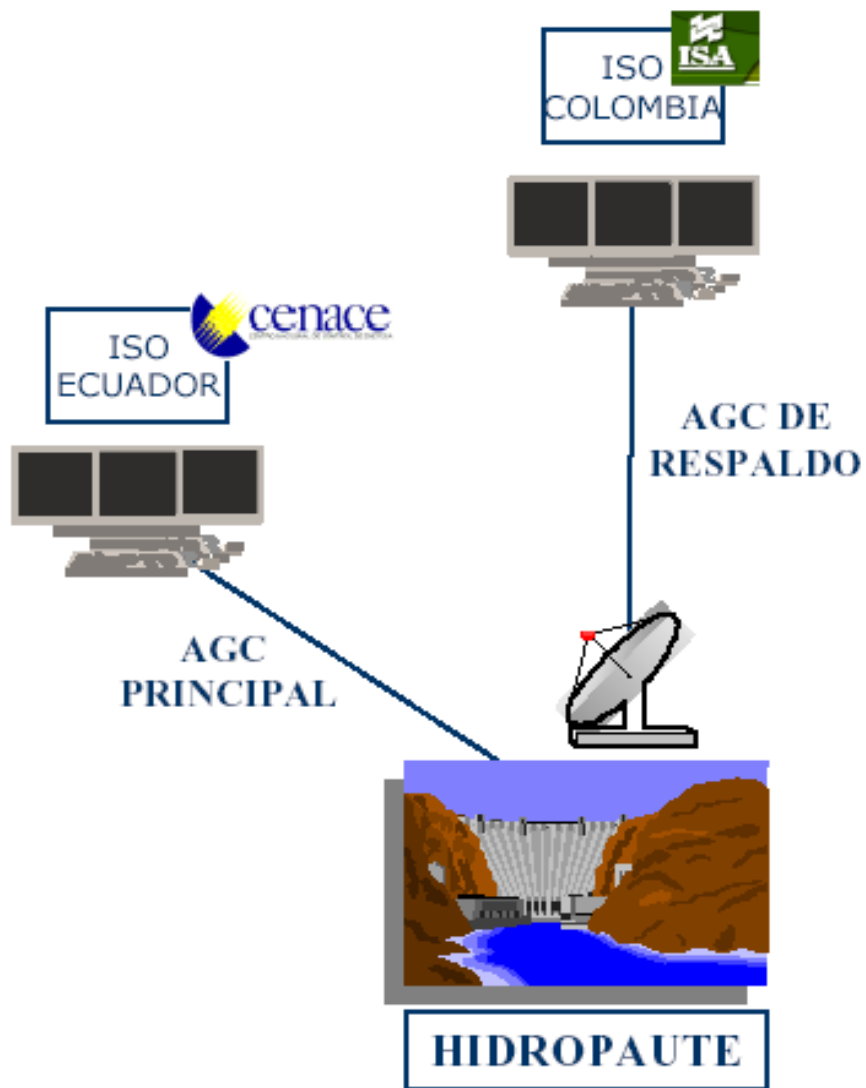
Ante una eventual indisponibilidad del AGC Principal, el CENACE puede solicitar al CND la activación del AGC de Respaldo.

El CENACE realizó los estudios para la activación del instructivo para el Reestablecimiento del Sistema Eléctrico Ecuatoriano, en caso de ocurrir un Colapso Total.

En la actualización del presente acuerdo operativo, entre otros temas, se establece la creación del Comité de Operación Binacional – COB, como se puede observar en las figuras 5.1 y 5.2.



**FIGURA 5.1. FRECUENCIA ENTRE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE COLOMBIA Y ECUADOR.**



**FIGURA 5.2. ACTIVACIÓN DEL AGC DE RESPALDO.**

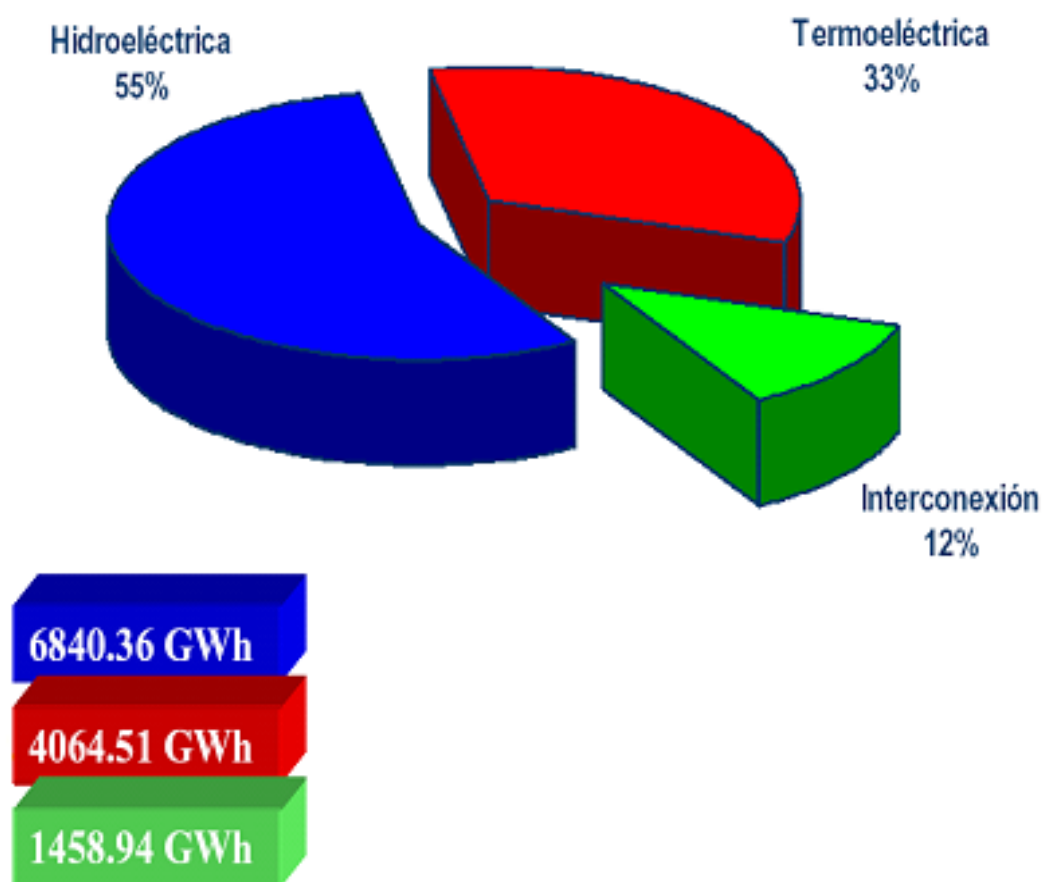
En cuanto a la interconexión eléctrica entre Colombia y Ecuador se puede concluir que:

La interconexión asíncrona entre los sistemas eléctricos de Colombia es viable técnicamente, debido a que presenta pocas oscilaciones electromecánicas no amortiguadas.

## **5.2. Diagnostico de los Resultados Operativos desde el Punto de Vista Comercial.**

Como podemos apreciar en el gráfico 5.3 la interconexión con Colombia es ya una parte importante en la Distribución Nacional del consumo de Energía.

Este porcentaje irá aumentando una vez que entre en operar el refuerzo de la Interconexión con Colombia y Perú.



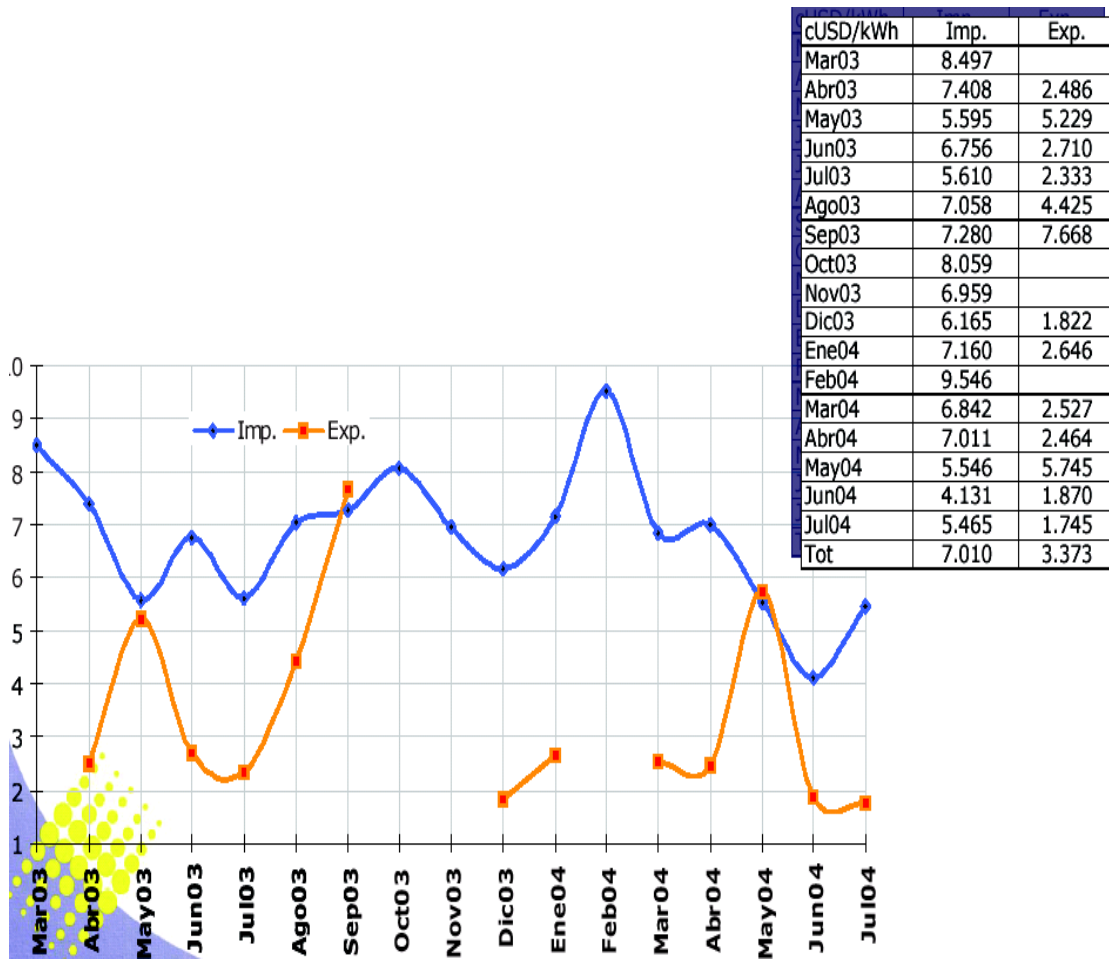
**FIGURA 5.3 DISTRIBUCIÓN DEL CONSUMO EN LA ACTUALIDAD.**

Revisando los precios medios de las TIE'S en el periodo de Marzo del 2003 ha Julio del 2004 (Figura 5.4), podemos observar que los valores de importación de energía son mas del doble que los de exportación.

Esto es una evidencia clara que el espíritu de la decisión del CAN 536 no se cumple a cabalidad, porque “Las Reglas y Condiciones Operativas- Comerciales para los Intercambios de Electricidad entre los países miembros de la CAN y para el funcionamiento de un mercado de intercambio de energía, deben basarse en criterios de no discriminación en el tratamiento entre los respectivos países.”

Esta diferencia de precios de liquidaciones de las TIE'S es una muestra evidente de discriminación de parte de Colombia.

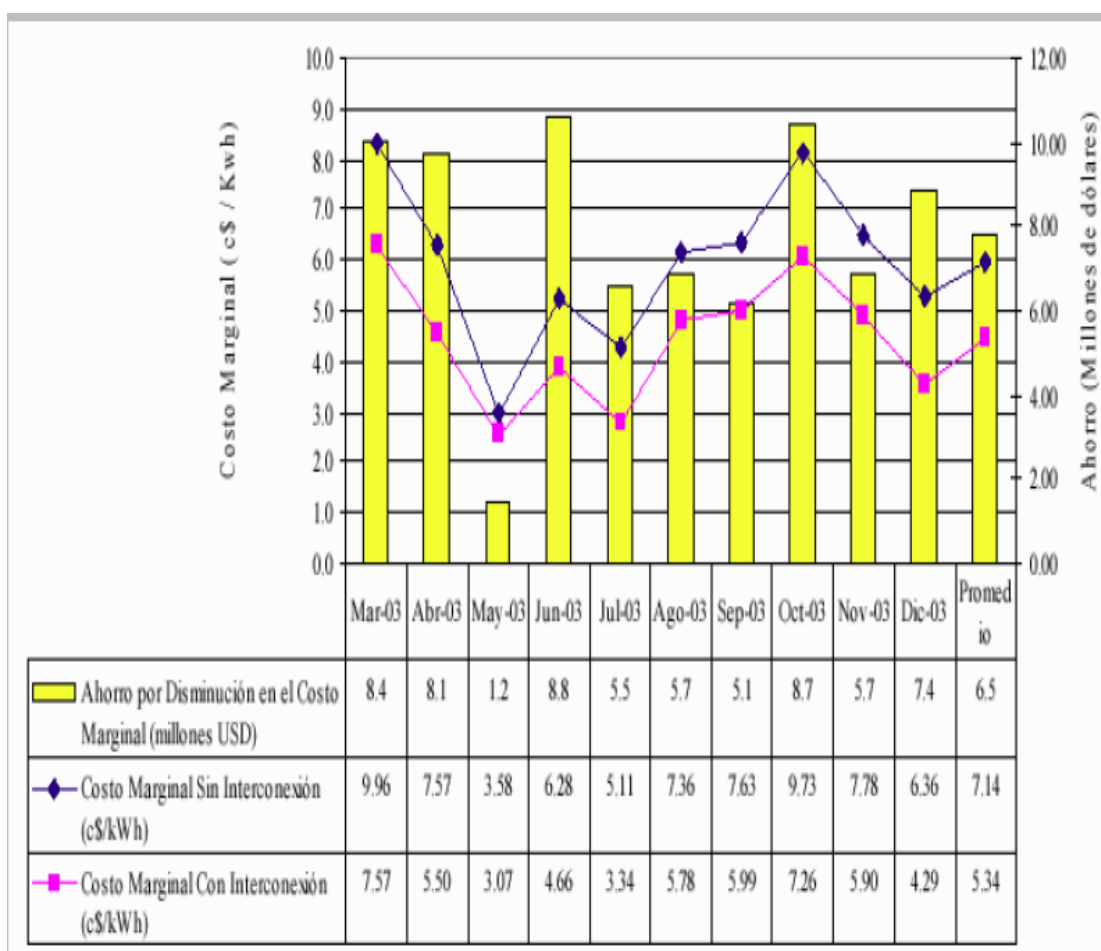




**FIGURA 5.4 PRECIOS MEDIOS TIE**

El costo marginal de Ecuador ha disminuido de manera clara y evidente una vez que empezamos la Importación de Energía desde Colombia.

Se estima que el ahorro por disminución del costo marginal de la energía eléctrica del Ecuador fue de aproximadamente ochenta y cuatro millones de dólares durante el primer año de operación es decir un promedio de siete millones de dólares por mes, como se observa en la Fig. 5.5.



**FIGURA 5.5. INFLUENCIA DE LA INTERCONEXIÓN EN EL COSTO MARGINAL DE ECUADOR**

Durante Octubre del 2004, el sector eléctrico Colombiano exportó 151,2 GWh de energía hacia Ecuador, los cuales representaron para nuestro país USD \$ 15.95 millones.

En el mismo periodo Colombia importó electricidad de Ecuador por 0.84 GWh, lo que representa un pago total USD \$ 20,976 millones.

Entre Enero y Octubre de este año se ha exportado un total de 1352,59 GWh, equivalentes a USD \$ 102,71 millones.

Las transacciones internacionales de electricidad de corto plazo son un esquema comercial que opera desde Marzo del 2003 entre los mercados eléctricos de Colombia – Ecuador, gracias a los enlaces internacionales y los acuerdos regulatorios que han permitido optimizar los recursos energéticos para beneficio mutuo.

En 20 meses de operación, las TIE han permitido al sector eléctrico Colombiano ventas de energía por USD \$ 183,32 millones, lo que convierte al Ecuador en un mercado de gran interés para ese país.

Un concepto importante de mencionar es el concepto de Rentas de Congestión. Estas se originan como efecto de la congestión de un enlace internacional y se producen por las diferencias de precios que se tienen en los nodos de fronteras congestionados las mismas que son de carácter temporal y dependen de las expansiones de transmisión.

En otras palabras, las Rentas de Congestión son beneficios económicos que se producen al presentarse precios diferentes a los dos lados de un Enlace Internacional. Al existir un precio de compra de la electricidad mayor que el precio de venta se produce una ganancia y dado que según las reglas establecidas el país importador siempre paga el máximo entre el precio de su mercado y el precio de oferta del país exportador.

Dentro del monto de los USD \$ 183,32 millones que han generado las TIE desde su entrada en operación, USD \$ 100,36 millones se traducen en rentas de congestión, de las cuales se han destinado USD \$ 67,97 millones al fondo de energía social (FOES), USD \$ 31,41 millones al alivio de restricciones asignables a la demanda doméstica de electricidad y USD \$ 1016, 007 a la Demanda Internacional del Despacho Económico coordinado.

A su vez, Ecuador ha realizado exportaciones a Colombia por 102,18 GWh que equivalen a USD \$ 3,10 millones.

En cuanto a los aportes para la sociedad y el mercado durante octubre del 2004, las rentas de congestión llegaron a USD \$ 9,88 millones, como efecto de la congestión en enlaces internacionales y la consecuente diferencia de precios que se tienen en los nodos de frontera.

En octubre del 2004 las exportaciones a Ecuador aumentaron en 25,54GWh con respecto a septiembre del 2004, incrementándose el valor facturado en USD \$ 3,14 millones. Las importaciones desde Ecuador disminuyeron en 3,66GWh con respecto a septiembre del 2004.

En octubre del 2004, la producción de energía se incrementó el 1,60% frente al mismo periodo del año anterior debido al crecimiento de la demanda del país y de las transacciones Internacionales de Electricidad TIE.

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### Conclusiones

- La interconexión Ecuador – Colombia ha sido una realidad beneficiosa para ambos países que contribuyen a la consolidación del Mercado Eléctrico de la Región Andina.
- En los próximos años el Ecuador será un importador neto. La Interconexión con Colombia representa el 14% de la energía requerida para abastecer la demanda de Ecuador
- Ecuador exporta energía solo en los periodos de demanda base y cuando el embalse de Amaluza está en condiciones de vertimiento.
- La interconexión con Colombia disminuye el costo marginal del sistema y los costos operativos. La disminución de consumo de combustibles generan importantes ahorros de divisas al país.
- La Interconexión con Colombia disminuye el riesgo de déficit en el sistema Ecuatoriano, particularmente sino se cumple el plan de expansión de generación.

- La Interconexión permite el uso óptimo de la infraestructura eléctrica y la disminución de inversiones de generación. Mejora la calidad del servicio a los usuarios, aunque también representa nuevos y más complejos operativos.
- Las interconexiones eléctricas entre Colombia y Ecuador representan mejoras en la confiabilidad, seguridad y calidad en la presentación de servicios de energía eléctrica en los dos sistemas.
- Con los recursos energéticos disponibles en Colombia y Ecuador, así como la complementariedad hidrológica entre los mismos, se presentan transferencias de energía, optimizando los recursos de la región.
- En los seis meses de bajos aportes hidrológicos en el Ecuador, el factor de utilización de la interconexión Jamondino – Pomasqui ha sido del 90% que en términos anuales significa alrededor del 70%.



## **Recomendaciones**

- Solicitar a los organismos correspondientes, una revisión a las reglas de la CAN 536, para que las Rentas de Congestión que se generen por la interconexión, sean compartidas en partes equitativas por los países involucrados en una TIE.
- Eliminar el sistema de pagos anticipados de las importaciones lo cual genera un gasto adicional innecesario en intereses.
- Fomentar la creación y ejecución de nuevos proyectos hidroeléctricos, para disminuir la dependencia de los países vecinos y pasar a convertirnos en exportadores de energía.

# ANEXOS

## ANEXO 1.

Detalle del ejemplo:

Generación vendida	135,829,628.85 Kwh
Precio ExPost Colombia	\$0.0867 US\$/Kwh
Total a cancelar	<b>\$11,772,099.38</b>

El total a cancelar se divide en:

Ingreso por generación vendida + Cargos por interconexión

Donde los cargos por interconexión se calculan así:

Precio de la Potencia	5.70 US/Kw
PR a remunerar	1,910.15 Mw
Total US\$	\$10,887.86
Generación del sistema	815,867.52 Mwh
Precio en US\$	\$0.01335
Energía de Interconexión	135,829,628.85
TOTAL por Interconexión	<b>\$1,812,663.53</b>

Por lo tanto:

El ingreso por generación vendida es de : **\$9,959,435.85**

## ANEXO 2.

### Ejemplo de Exportación.

$$\text{\$Exp} = 73,27 \text{ MWh} \times 2,13 = \text{\$1,561}$$

Liquidación Interna.	Eme x CM x Fn=	\$ 162,42
	Peaje	\$ 557,58
	Total	\$ 720,00

$$\text{R.C. } 1561 - 720 = 841,35 \quad \text{Generadores}$$

## **BIBLIOGRAFÍA**

1. I.S.A. Operación de Mercados de Energía.
2. I.S.A. C.E.N. Resultados de los Estudios de Refuerzo Colombia – Ecuador.
3. C.E.N.A.C.E. Soluciones a la problemática del sector eléctrico Ecuatoriano.
4. C.E.N.A.C.E. Estimación y Beneficios de Interconexión Colombia–Ecuador–Perú.
5. AUTOR. Experiencias de las Transacciones Internacionales de la Electricidad Colombia – Ecuador.
6. C.R.E.G. Regularización e Integración Eléctrica Regional. Principios Generales para los Intercambios Internacionales y de Electricidad. Comisión de Regularización de Energía y Gas.
7. C.E.N.A.C.E. Interconexión Eléctrica Colombia – Ecuador.
8. C.E.N.A.C.E. Copia de AGC.
9. DIRPLAN. Despacho Económico Coordinado.
10. DIRPLAN. Experiencias Operativas – Interconexión.

11. C.E.N.A.C.E. Proyecto de Acuerdo Operativo Andino Versión 05.
12. I.S.A. - C.E.N.A.C.E. Acuerdo Comercial.
13. C.E.N.A.C.E. Coordinación Operativa de la Interconexión.
14. C.E.N.A.C.E. Estudios Eléctricos para la Operación Interconectada.
15. DIRPLAN. Las Interconexiones Internacionales. Situación Actual.
16. C.E.N.A.C.E. Acuerdo Operativo Colombia – Ecuador.
17. C.E.N.A.C.E. Descripción y Experiencias del Proyecto de Interconexión Colombia – Ecuador.
18. C.E.N.A.C.E. Estudios Energéticos Interconexión Ecuador – Colombia 2003.
19. C.E.N.A.C.E. Proyecto de Acuerdo Operativo Andino Versión 0.5.
20. C.E.N.A.C.E. Sanción de Precios con Importación y Exportación.
21. CIER. Interconexiones Eléctricas Regionales de Sudamérica. Diciembre 2004