

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



**MODELO MATEMÁTICO DE CORTO PLAZO PARA
MINIMIZAR COSTOS DE OPERACIÓN EN
TRANSFERENCIAS INTERNACIONALES**

INFORME DE SUFICIENCIA

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE :

INGENIERO ELECTRICISTA

PRESENTADO POR :

ENRIQUE MOLDAUER LUQUE

**PROMOCIÓN
2000 - II**

**LIMA-PERU
2006**

**MODELO MATEMÁTICO DE CORTO PLAZO PARA MINIMIZAR COSTOS DE
OPERACIÓN EN TRANSFERENCIAS INTERNACIONALES**

*Dedico este trabajo a:
A las personas que más quiero,
A mis padres Isaac y Teresa,
A mis hermanos, mis sobrinos
Y a mi enamorada Silvia*

SUMARIO

El presente trabajo pretende plantear un modelo de despacho coordinado entre los países de Perú, Ecuador y Colombia, en relación a la pronta puesta en operación de la línea Zorritos – Machala, que iniciaría la participación de Perú en el mercado internacional de energía.

Se da una visión general de los beneficios que han aportado estas transacciones en otros mercados del mundo. Se demuestra que los países de la comunidad andina tienen una gran cantidad de energía primaria aún sin explotar que, contando con una normativa legal, tratados y acuerdos internacionales específicos, podrían reactivar los proyectos de inversión en generación y transmisión pensando en la exportación.

El modelo parte de la necesidad de diseñar un método de despacho entre los países involucrados, considerando simultáneamente las restricciones propias de los enlaces, sobre todo el enlace Perú – Ecuador que empezará a operar de forma radial.

El presente trabajo simula varios casos de despacho considerando las restricciones del enlace antes mencionado, operación coordinada en base a costos fijos, a costos fijos más variables, el efecto del umbral de precios para evitar posibles transacciones antieconómicas, etc.

ÍNDICE

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

1.1.	Planteamiento del Problema	2
1.2.	Objetivo	2
1.3.	Alcances y Limitaciones	3

CAPÍTULO II

EXPERIENCIAS INTERNACIONALES DE INTEGRACIÓN ELÉCTRICA

2.1.	Unión Europea	4
2.2.	Centro América	5
2.3.	Mercosur	5

CAPÍTULO III

INTERCONEXIONES ELÉCTRICAS EN LA REGIÓN ANDINA

3.1.	Potencial Energético de la Región Andina	7
3.1.1.	Reservas de Petróleo	7
3.1.2.	Reservas de Gas Natural	8
3.1.3.	Reservas de Carbón	9
3.1.4.	Recursos Hídricos	10
3.1.5.	Parque Generador	11
3.2.	Proceso de la Interconexión Andina	12
3.3.	Estudio de Interconexión Colombia – Ecuador – Perú	14
3.3.1.	Escenarios de Interconexión Perú – Ecuador	15
	a.- Interconexión Síncrona Perú – Ecuador	15
	b.- Interconexión Asíncrona Perú – Ecuador (Back to Back)	16
	c.- Interconexión Radial Perú – Ecuador	18
3.3.2.	Previsión de las Transferencias a Largo Plazo	19

3.4.	Proyectos de Nuevas Interconexiones Eléctricas con Perú	27
3.4.1.	Interconexión con Chile	27
3.4.2.	Interconexión con Bolivia	27
3.4.3.	Interconexión con Brasil	28

CAPÍTULO IV

MARCO LEGAL REGIÓN ANDINA	29	
4.1.	Antecedentes	29
4.2.	Decisión N° 536	30
4.3.	Reglamento de Importación y Exportación de Electricidad (RIEE)	32
4.4.	Marco Regulatorio de los Países Integrantes del CAN	34
4.4.1.	Estructura del Mercado	34
4.4.2.	Criterios para el Despacho de Generación	35
4.4.3.	Mecanismos para la Conformación de Precios de Energía	36
4.4.4.	Remuneración de la Potencia	36
4.4.5.	Criterios para el Tratamiento de Inflexibilidades y Restricciones	36
4.4.6.	Criterios para el Tratamiento de las Reservas y Otros Servicios	37
4.4.7.	Remuneración de la Red de Transmisión y Subtransmisión	37
4.4.8.	Mecanismos para el Tratamiento de la Coordinación de la Operación	38
4.4.9.	Mecanismos para el Tratamiento de las Transacciones y su Liquidación	38

CAPÍTULO V

TRANSACCIONES INTERNACIONALES DE ELECTRICIDAD DE CORTO PLAZO (TIE)	39	
5.1.	Definiciones	39
5.2.	Procedimiento para la Activación de una TIE según el RIEE	41
5.2.1.	Formación del precio ofertado en los nodos frontera	42
5.2.2.	Tratamiento de los Ingresos por Potencia	42
5.2.3.	Garantías de Pago de las TIE	43
5.2.4.	Despacho Económico Coordinado y Despacho Programado	43
5.3.	Rentas por Congestión	45
5.4.	Experiencia de Interconexión Ecuador – Colombia	47
5.4.1.	Procedimiento de Activación de una TIE entre Ecuador y Colombia	49

5.4.2.	Aspectos Comerciales entre Ecuador y Colombia	52
5.4.3.	Conformación de Precios entre Ecuador y Colombia	52

CAPÍTULO VI

MODELO MATEMÁTICO	55	
6.1.	Identificación de las Restricciones de las Interconexiones	55
6.2.	Planteamiento del Problema	58
6.3.	Modelo Matemático	60
6.3.1.	Unidireccionalidad del Flujo	61
6.3.2.	Restricción en Operación de los Enlaces	62
6.3.3.	Tiempos Mínimos de Operación de Enlaces	62
	a.- Tiempos Mínimos de Conexión	62
	b.- Tiempos Mínimos de Desconexión	63
6.3.4.	Instantes de Conexión y Desconexión de Enlaces	65
6.3.5.	Número Máximo de Operaciones	65
6.3.6.	Disponibilidad de las Centrales	66
6.3.7.	Límites de Transmisión	66
6.3.8.	Restricciones para Mantener la Calidad de Suministro	67
6.3.9.	Costos Asumidos por Países	68
6.3.10.	Despacho en cada Zona	69
6.3.11.	Función Objetivo	71

CAPÍTULO VII

CASOS DE SIMULACIÓN	73	
7.1.	Periodo 1: Estiaje en Ecuador	74
7.1.1.	Escenario 1: Operación Autónoma de Cada País	74
7.1.2.	Escenario 2: Operación Coordinada Base	77
	a.- Caso 1: Sin Restricciones Operativas y con la TGN4 de Malacas	78
	b.- Caso 2: Sin Restricciones Operativas y sin la TGN4 de Malacas	80
	c.- Caso 3: Con Restricciones Operativas y con la TGN4 de Malacas	82
	d.- Caso 4: Con Restricciones Operativas y sin la TGN4 de Malacas	84
	e.- Comparación de los Casos	86
7.1.3.	Escenario 3: Operación Coordinada con Umbral de Precios	87

a.- Caso 1: Sin Restricciones Operativas y con la TGN4 de Malacas	88
b.- Caso 2: Sin Restricciones Operativas y sin la TGN4 de Malacas	90
c.- Caso 3: Con Restricciones Operativas y con la TGN4 de Malacas	92
d.- Caso 4: Con Restricciones Operativas y sin la TGN4 de Malacas	94
e.- Comparación de los Casos	96
7.1.4. Escenario 4: Operación Coordinada con Umbral y Cargos Fijos	97
a.- Caso 1: Sin Restricciones Operativas y con la TGN4 de Malacas	98
b.- Caso 2: Sin Restricciones Operativas y sin la TGN4 de Malacas	100
c.- Caso 3: Con Restricciones Operativas y con la TGN4 de Malacas	102
d.- Caso 4: Con Restricciones Operativas y sin la TGN4 de Malacas	104
e.- Comparación de los Casos	106
7.1.5. Escenario 5: Operación Coordinada Caso Especial	107
a.- Caso 1: Sin Restricciones Operativas y con la TGN4 de Malacas	108
b.- Caso 2: Sin Restricciones Operativas y sin la TGN4 de Malacas	110
c.- Caso 3: Con Restricciones Operativas y con la TGN4 de Malacas	112
d.- Caso 4: Con Restricciones Operativas y sin la TGN4 de Malacas	114
e.- Comparación de los Casos	116
7.2. Periodo 2: Avenida en Ecuador	117
7.2.1. Escenario 1: Operación Autónoma de Cada País	117
7.2.2. Escenario 2: Operación Coordinada Base	120
a.- Caso 1: Sin Restricciones Operativas y con la TGN4 de Malacas	121
b.- Caso 2: Sin Restricciones Operativas y sin la TGN4 de Malacas	123
c.- Caso 3: Con Restricciones Operativas y con la TGN4 de Malacas	125
d.- Caso 4: Con Restricciones Operativas y sin la TGN4 de Malacas	127
e.- Comparación de los Casos	129
7.2.3. Escenario 3: Operación Coordinada con Umbral de Precios	130
a.- Caso 1: Sin Restricciones Operativas y con la TGN4 de Malacas	131
b.- Caso 2: Sin Restricciones Operativas y sin la TGN4 de Malacas	133
c.- Caso 3: Con Restricciones Operativas y con la TGN4 de Malacas	135
d.- Caso 4: Con Restricciones Operativas y sin la TGN4 de Malacas	137
e.- Comparación de los Casos	139
7.2.4. Escenario 4: Operación Coordinada con Umbral y Cargos Fijos	140
a.- Caso 1: Sin Restricciones Operativas y con la TGN4 de Malacas	141

b.- Caso 2: Sin Restricciones Operativas y sin la TGN4 de Malacas	143
c.- Caso 3: Con Restricciones Operativas y con la TGN4 de Malacas	145
d.- Caso 4: Con Restricciones Operativas y sin la TGN4 de Malacas	147
e.- Comparación de los Casos	149
7.2.5. Escenario 5: Operación Coordinada Caso Especial	150
a.- Caso 1: Sin Restricciones Operativas y con la TGN4 de Malacas	151
b.- Caso 2: Sin Restricciones Operativas y sin la TGN4 de Malacas	153
c.- Caso 3: Con Restricciones Operativas y con la TGN4 de Malacas	155
d.- Caso 4: Con Restricciones Operativas y sin la TGN4 de Malacas	157
e.- Comparación de los Casos	159
7.3. Análisis de los Resultados por Países	160
7.3.1. Resumen Periodo de Estiaje en Ecuador	160
7.3.2. Resumen Periodo de Avenida en Ecuador	162
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	165
ANEXOS	168
BIBLIOGRAFÍA	184

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

El intercambio de electricidad entre sistemas interconectados permite lograr una mayor cobertura de los servicios y mejores estándares de confiabilidad y seguridad. Tiene además otros efectos económicos positivos ampliamente comprobados en el ámbito internacional. Entre los beneficios se destacan los siguientes:

- Reducción de costos de inversión y de gastos operativos y de mantenimiento, debido a la optimización de la operación conjunta, por la complementariedad de las fuentes de energía entre países y la demanda estacional, la diversidad horaria de cargas y el menor requerimiento de potencia de reserva.
- Incremento del tamaño de los mercados concerniente a economías de escala en generación y transmisión.
- Incremento del número de agentes y de la competencia, y por tanto incremento de la confiabilidad y eficiencia en costos.
- Mayor eficiencia en las inversiones para expandir el sistema.
- Menor impacto ambiental por diversidad de opciones de inversión.
- Oportunidad de mercado para los agentes a través del incremento en las posibilidades comerciales.
- Aumento en la utilización de la capacidad instalada.
- Sistema eléctrico regional robusto y estable.

1.1. Planteamiento del Problema

En la actualidad Ecuador y Colombia mantienen un intercambio de energía que se basa en que ambos países presentan sus curvas de oferta de energía en el nodo frontera y se decide una importación si es que el país exportador presenta un costo menor al que incurriría el país importador en generar un MW adicional de manera autónoma (para mayor detalle ver el sub-capítulo 5.4), este método empleado tiene la virtud de ser muy sencillo, rápido y fácil de verificar, inclusive sin necesidad de utilizar computadoras.

La debilidad del método es que funciona muy bien sólo para transferencias en un solo enlace internacional y en los que el flujo de potencia puede darse en ambos sentidos. Con el inminente ingreso de Perú, el esquema anterior ya no podría aplicarse principalmente por dos razones:

- 1) Ecuador deberá de coordinar transacciones con Perú y Colombia a la vez, esto implica que Ecuador debería presentar sus curvas de oferta a sus dos vecinos, lo cual no es posible ya que las decisiones que se hagan para un lado de la interconexión van a repercutir necesariamente en el otro.
- 2) Debido a que el enlace Perú – Ecuador es muy débil y no permite una transferencia de energía en ambos sentidos, se plantea manejar el enlace de forma radial, lo cual consiste en transferir carga de Ecuador o Perú al país que pueda suministrarle energía a mejor precio, entonces hay que hacer decisiones de transferencia de carga entre Perú y Ecuador considerando los tiempos mínimos de operación de los enlaces, el número de maniobras diarias que se pueden realizar como máximo, etc.; el método en discusión no puede manejar apropiadamente estas nuevas variables.

1.2. Objetivo

El presente trabajo plantea una metodología de cálculo de transacciones eléctricas entre Perú, Ecuador y Colombia a mínimo costo que cumpla con los tratados establecidos para las transacciones internacionales de electricidad y que tome en cuenta las restricciones técnicas de operación de los enlaces, en especial aquellas del enlace Perú – Ecuador, el cual en un principio operará en forma radial.

1.3. Alcances y Limitaciones

El modelo planteado corresponde a un despacho coordinado de corto plazo entre los países de Perú, Ecuador y Colombia.

Las transacciones internacionales de electricidad, según se da actualmente entre Ecuador y Colombia, se basan principalmente en la coordinación semanal y la diaria.

La coordinación semanal se da con el fin de efectuar los pagos correspondientes a las garantías financieras que se deben depositar por adelantado en cuentas del país exportador, y la diaria se efectúa para coordinar las transferencias de energía entre los países y planear las aperturas y cierres de los enlaces internacionales.

El presente trabajo se centrará en plantear un modelo de despacho diario de energía entre los países de Perú, Ecuador y Colombia, con una resolución horaria, según lo exigen los acuerdos pactados por los países antes mencionados. Cabe destacar que el modelo planteado puede ampliarse fácilmente para programar un despacho para un periodo mayor a un día, agregando algunas restricciones más al modelo.

El modelo corresponde a la programación de despachos y transferencias de energía entre países, no está planteado para efectuar redespachos de energía ya que estos se resuelven generalmente en tiempo real y mediante procedimientos preestablecidos.

El presente trabajo se ocupará de desarrollar una metodología para programar de manera eficiente las Transferencias Internacionales de Electricidad de Corto Plazo (TIE) sin abarcar los aspectos comerciales, tales como contratos, procesos de liquidación, etc.

CAPÍTULO II

EXPERIENCIAS INTERNACIONALES DE INTEGRACIÓN ELÉCTRICA

El objetivo de este capítulo es el de conocer las experiencias en otras latitudes en lo que corresponde a intercambios de energía entre países.

A continuación se presentan algunas experiencias internacionales de integración eléctrica [1].

2.1. Unión Europea

La energía eléctrica en Europa ha sido la primera en integrar a los países en ese continente, el sistema eléctrico interconectado europeo cuenta con más de medio siglo de existencia y es considerado como el más grande y seguro del mundo, incluso sus redes han superado el estrecho de Gibraltar, extendiéndose hasta los países norteros del Africa. La experiencia europea demuestra que el proceso de integración eléctrica puede demandar varias décadas de negociaciones y ajustes, que debe ser un desarrollo paralelo e interactivo con cada uno de los países integrante, está lleno de obstáculos y fracasos (especialmente en intentos y medidas de rápida ejecución), pero también de grandes éxitos que pueden llevar a la integración progresiva de la comunidad.

El tratado que establece la Comunidad Europea ha sido el texto legal que suplió la falta de política energética común de la Unión Europea. La competencia equitativa y las prácticas no discriminatorias fueron principalmente el punto de partida para el desarrollo sin obstáculos del mercado internacional de energía de la región.

2.2. Centro América

Desde el año 1976, los países de América Central han buscado interconectar sus respectivos sistemas de transmisión eléctrica. Los gobiernos de esta parte del continente crearon en 1985 el Consejo de Electrificación de América Central (CEAC) para acelerar el proceso de coordinación e integración eléctrica de la región. Dado que estos países enfrentaban dificultades de suministro eléctrico, los gobiernos de la región dispusieron realizar importantes reformas.

El 19 de Diciembre de 2001 los gobiernos y las empresas eléctricas estatales de Guatemala y México acordaron un plan de acción para interconectar los sistemas eléctricos de sus países en el marco del Plan Puebla – Panamá (PPP).

El acuerdo de interconexión eléctrica entre Guatemala y México forma parte de la iniciativa de integración energética del PPP y complementa el proyecto de Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC), el cual desarrollará la primer red de transmisión regional centroamericana y creará un mercado eléctrico mayorista entre Costa Rica, El Salvador, Honduras, Guatemala, Nicaragua y Panamá.

Estas interconexiones eléctricas podrían facilitar, en el mediano – largo plazo, transferencias y comercio de energía desde Estados Unidos al istmo centro americano, a través de México, en la medida que las condiciones técnicas y económicas así lo permitan.

2.3. Mercosur

Las políticas energéticas en los países del MERCOSUR, más Bolivia y Chile, se han orientado con propósitos de complementar la actividad energética entre los distintos países, dando amplias oportunidades al sector privado. La localización de importantes recursos energéticos en los distintos países permite que las demandas sean abastecidas por medio de interconexiones eléctricas o gasíferas. La integración energética se facilita por un avance homogéneo en los procesos de reforma.

La interconexión eléctrica del Mercado Común del Sur y sus países asociados (Bolivia y Chile), se planificó en consecuencia de las necesidades energéticas de los países de la región. En un principio, la ampliación de la frontera energética fue implementada por el estado, sin embargo, actualmente se están consolidando a través de proyectos privados,

como el gasoducto Bolivia – Brasil o las interconexiones entre Argentina – Chile, Argentina – Uruguay y Argentina – Brasil.

CAPÍTULO III

INTERCONEXIONES ELÉCTRICAS EN LA REGIÓN ANDINA

El presente capítulo tiene como finalidad mostrar el potencial energético de la región andina, presentar los esfuerzos de la comunidad en el proceso de la integración eléctrica de sus países miembros, los primeros pasos dados por Ecuador, Colombia y Venezuela en abrir sus fronteras al mercado eléctrico, presentar los estudios de factibilidad y rentabilidad para que Perú pueda comercializar energía con Ecuador y Colombia y finalmente presentar algunos proyectos de interconexión de Perú con sus otros vecinos.

3.1. Potencial Energético de la Región Andina

Los países que conforman la Comunidad Andina de Naciones (CAN) poseen individualmente características propias que los hacen atractivos para una integración eléctrica. El balance de energía primaria de la región es positivo, es decir, el consumo es menor a la producción, sin embargo, geográficamente no está uniformemente distribuida al interior de los países miembros, lo que ocasiona diferencias significativas de precios de la energía en cada país. A continuación se presenta un resumen del potencial energético de cada país integrante, en escala logarítmica.

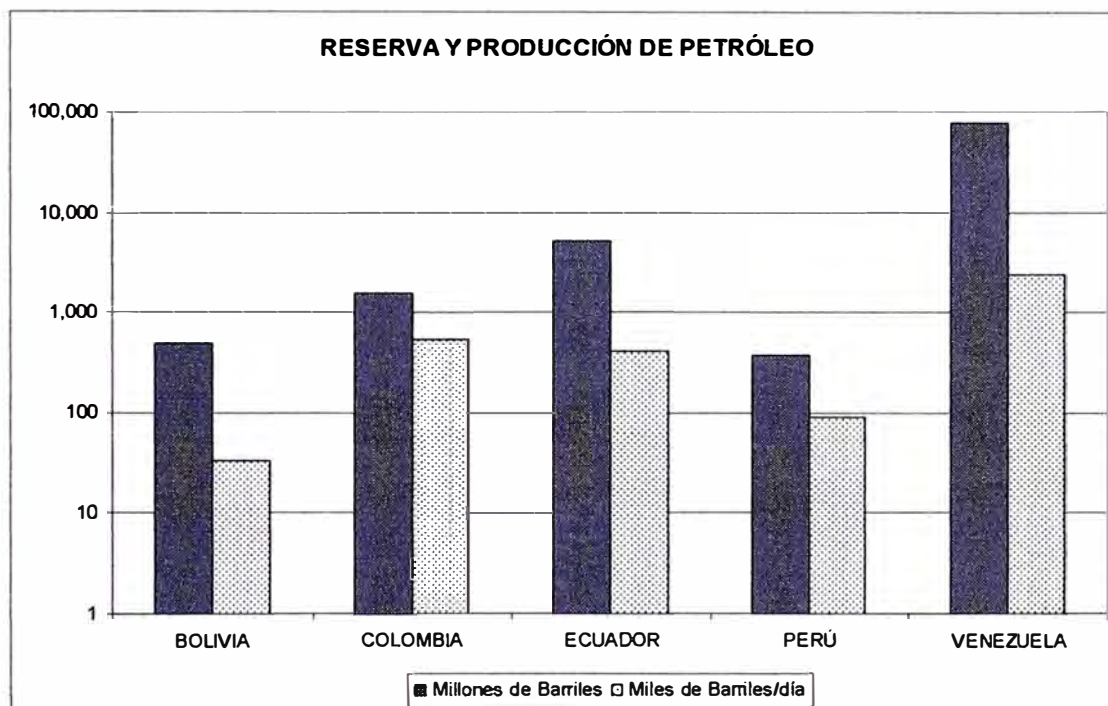
3.1.1. Reservas de Petróleo

La Fig. N° 3.1 muestra una comparación entre las reservas comprobadas y la producción diaria de petróleo de cada uno de los países integrantes de la CAN.

CUADRO N° 3.1: Reserva y producción de petróleo

País	Reservas Comprobadas (Millones de Barriles)	Producción (Miles de Barriles/día)	Ratio (Años)
Bolivia	486.11	33.35	39.93
Colombia	1,542.40	541.33	7.81
Ecuador	5,060.00	417.80	33.18
Perú	374.05	91.35	11.22
Venezuela	77,383.31	2,404.06	88.19

Fuente: OLADE 2004



Fuente: OLADE 2004

Fig. N° 3.1: Reserva y producción diaria de petróleo

3.1.2. Reservas de Gas Natural

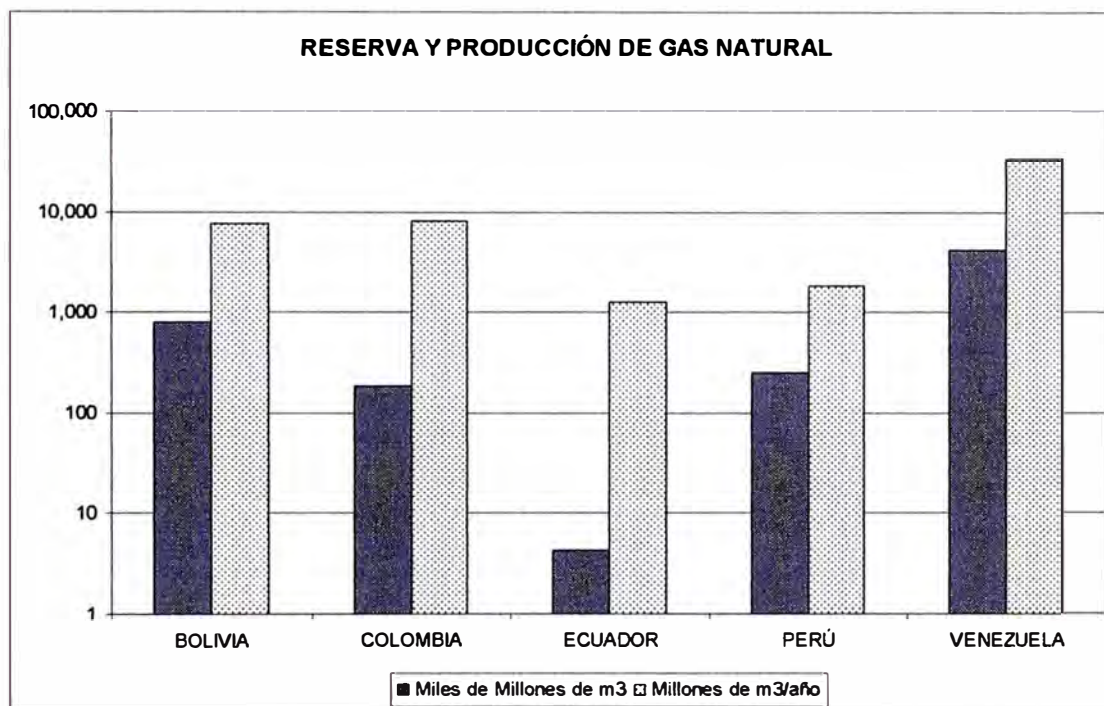
El Cuadro N° 3.2 muestra que comparativamente Perú tiene aproximadamente 31% más reservas de gas natural que Colombia, sin embargo la extracción anual de Colombia cuadruplica la de Perú. Este análisis indica que a Perú le conviene ampliar su parque generador con turbinas a gas natural con miras a la exportación de energía inicialmente a Ecuador y quizá posteriormente a Chile.

La Fig. N° 3.2 muestra una comparación entre las reservas comprobadas y la producción diaria de gas natural de cada uno de los países integrantes de la CAN, expresado en escala logarítmica.

CUADRO N° 3.2: Reserva y producción de gas natural

País	Reservas Comprobadas (Miles de Mills. de m ³)	Producción (Millones de m ³ /año)	Ratio (Años)
Bolivia	810.70	7,624.62	106.33
Colombia	188.04	8,013.67	23.46
Ecuador	4.30	1,275.95	3.37
Perú	246.79	1,844.64	133.79
Venezuela	4,147.45	33,752.68	122.88

Fuente: OLADE 2004



Fuente: OLADE 2004

Fig. N° 3.2: Reserva y producción anual de gas natural

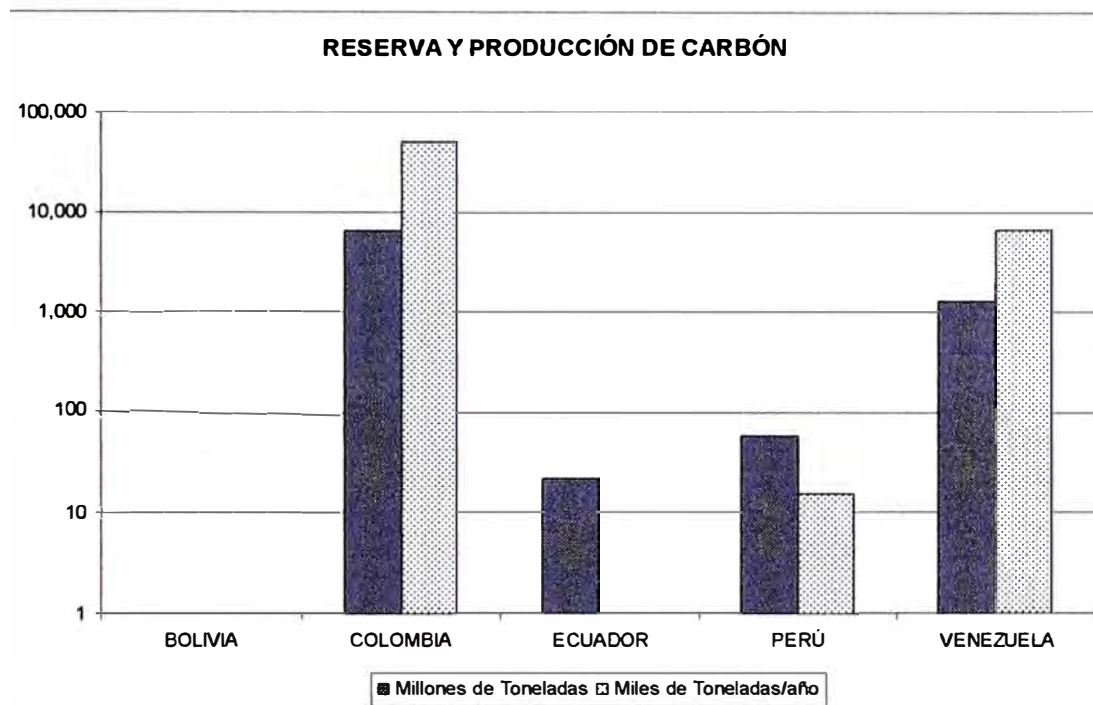
3.1.3. Reservas de Carbón

La Fig. N° 3.3 muestra una comparación entre las reservas comprobadas y la producción diaria de carbón de cada uno de los países integrantes de la CAN, expresado en escala logarítmica.

CUADRO N° 3.3: Reserva y producción de carbón

País	Reservas Comprobadas (Millones de Tons.)	Producción (Miles de Tons./año)	Ratio (Años)
Bolivia	-	-	-
Colombia	6,521.70	50,028.49	130.36
Ecuador	22.00	-	-
Perú	58.66	15.67	3,743.46
Venezuela	1,288.39	6,612.71	194.84

Fuente: OLADE 2004



Fuente: OLADE 2004

Fig. N° 3.3: Reserva y producción anual de carbón

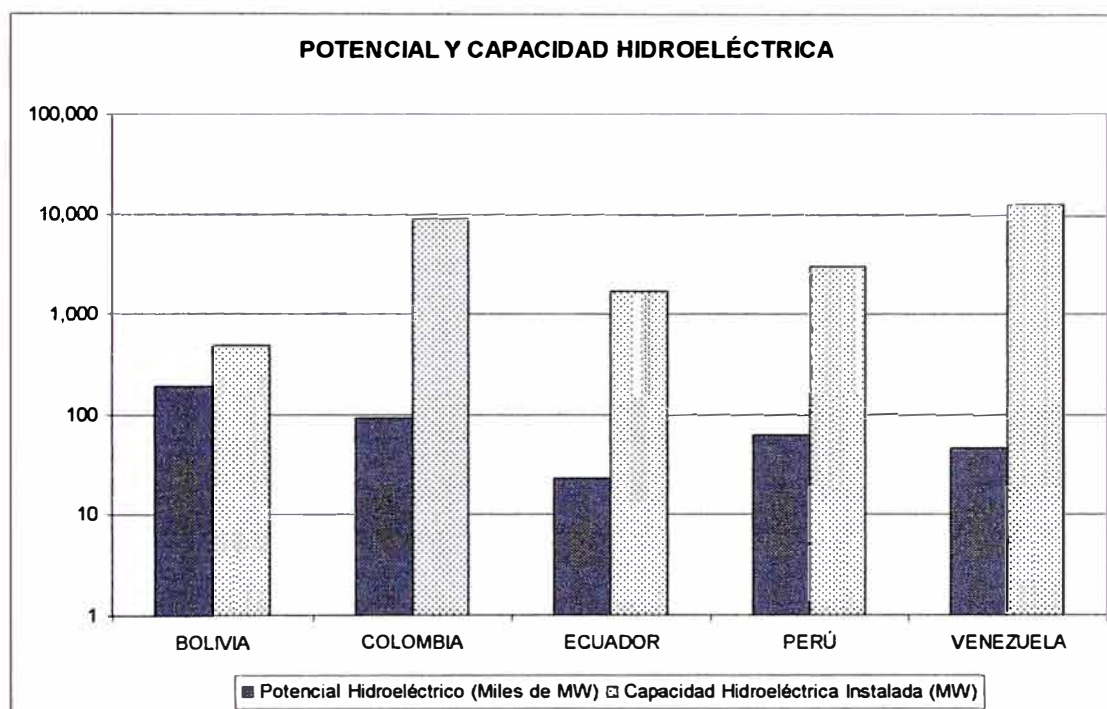
3.1.4. Recursos Hídricos

La Fig. N° 3.4 se observa en escala logarítmica, que Bolivia tiene la menor capacidad instalada de los cinco países analizados; sin embargo, es el país de mayor potencial hidroeléctrico de toda la región, lo que nos hace pensar que Bolivia tiene una enorme posibilidad de ampliar su parque hidroeléctrico con miras a la exportación de energía a sus países vecinos (no solo a los de la CAN).

CUADRO N° 3.4: Potencial y capacidad hidroeléctrica

País	Potencial Hidroeléctrico (Miles de MW)	Capacidad Instalada (MW)	Ratio
Bolivia	190.00	479.20	396.49
Colombia	93.09	8,893.34	10.47
Ecuador	23.47	1,733.58	13.54
Perú	61.83	3,032.31	20.39
Venezuela	46.00	12,491.00	3.68

Fuente: OLADE 2004



Fuente: OLADE 2004

Fig. N° 3.4: Potencial y capacidad hidroeléctrica

3.1.5. Parque Generador

La Fig. N° 3.5 y el Cuadro N° 3.5 presenta la potencia instalada de cada país de la región, el rubro *otros* corresponde a generación geotérmica, solar y eólica.

CUADRO N° 3.5: Parque generador desagregado

País	Hidro (MW)	Térmica (MW)	Otros (MW)	Total (MW)
Bolivia	479.20	872.86	1.20	1,353.26
Colombia	8,893.34	4,690.15	70.00	13,653.49
Ecuador	1,733.58	1,410.00	397.80	3,541.38
Perú	3,032.31	2,937.05	0.70	5,970.06
Venezuela	12,491.00	8,086.00	0.0	20,577.00

Fuente: OLADE 2004

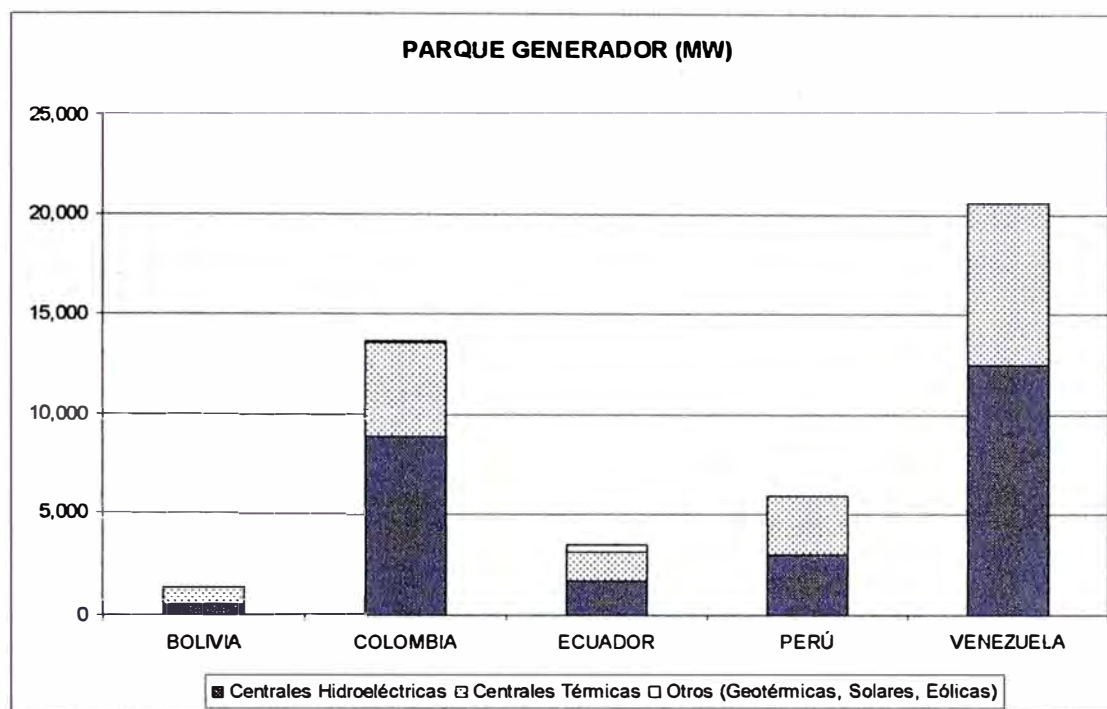


Fig. N° 3.5: Parque generador desagregado

3.2. Proceso de la Interconexión Andina

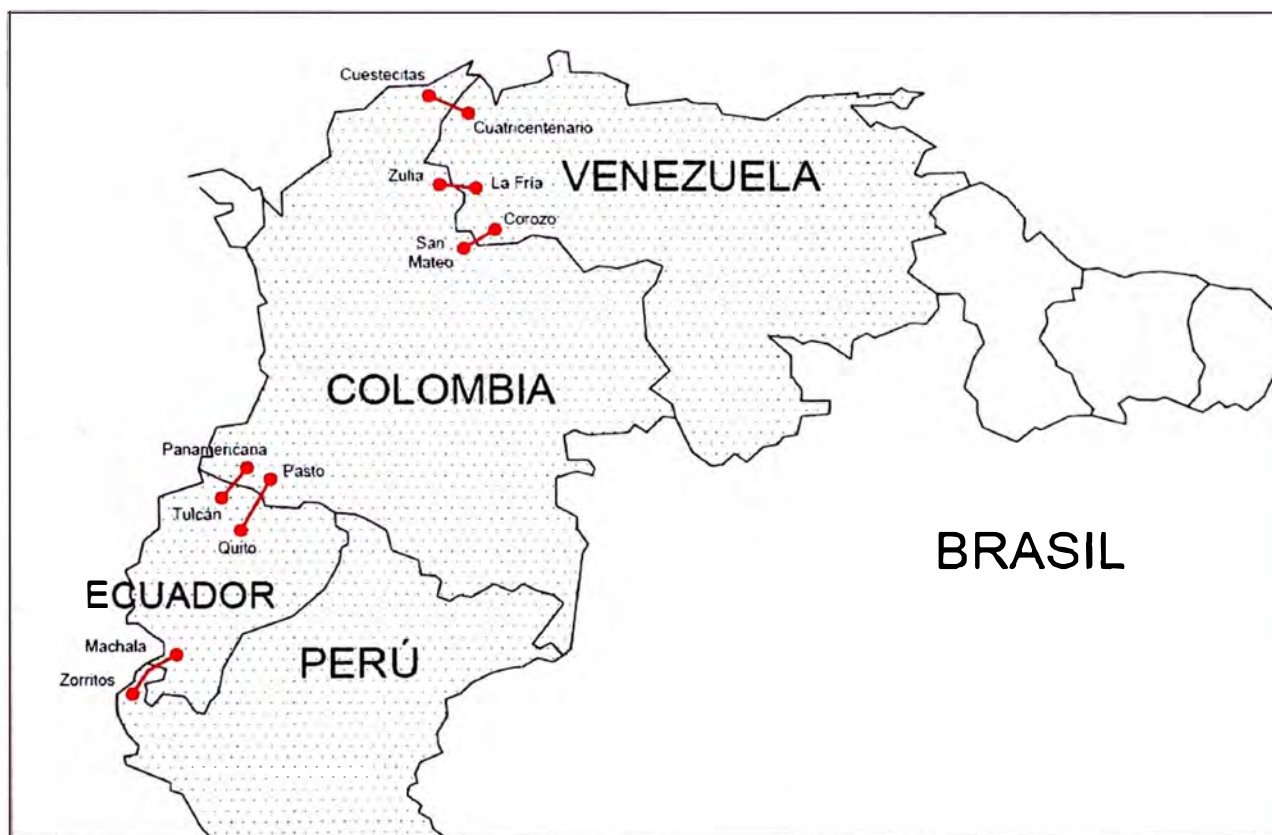
El proceso de interconexión de los países miembros de la Comunidad Andina de Naciones se inició en el año 1969 con la construcción de la línea Zulia – La Fría entre Colombia y Venezuela, luego se desarrollaron las líneas Cuestecitas – Cuatricentenario en 1992 y Corozo – San Mateo en 1996. Posteriormente, en 1998, se puso en servicio la línea Panamericana – Tulcán que interconectó a los países de Colombia con Ecuador.

Sin embargo, los intercambios de energía entre los países nunca fueron significativos y siempre se dieron como consecuencia de problemas de seguridad de suministro, atención de demanda en condiciones de emergencia y a la solución de problemas específicos de abastecimiento en las zonas de frontera. Cabe recordar que Colombia ha sufrido por mucho tiempo de atentados guerrilleros contra sus líneas e infraestructura de transmisión y las interconexiones eléctricas le han proporcionado el respaldo adecuado a su sistema.

Hasta 2002, los intercambios de energía dependían de la existencia de contratos bilaterales, pero con la Decisión N° 536 se ha adoptado un nuevo esquema de transacciones internacionales que consiste en el intercambio coordinado de energía entre los países miembros, con el que se trata de optimizar de la mejor manera los recursos energéticos de

la región en su conjunto. Bajo este último esquema de transacciones se puso en operación la línea Pasto – Quito que une Ecuador con Colombia en el año 2003.

Perú y Ecuador desarrollan la línea Zorritos – Machala (los estudios iniciales consideraron el desarrollo de Zorritos - San Idelfonso) con el fin de interconectar sus sistemas e iniciar junto a Colombia un plan de transacciones coordinadas de energía bajo el esquema de la Decisión N° 536. Para esto se tuvieron que hacer estudios técnicos y económicos que se presentarán en el sub-capítulo siguiente.



Fuente: Elaboración Propia

Fig. N° 3.6: Interconexiones internacionales existentes entre los países andinos

CUADRO N° 3.6: Principales líneas de interconexión eléctrica de la región

Países	Línea	Tensión (kV)	Potencia (MW)	Año
Venezuela – Colombia	Cuestecitas – Cuatricentenario	230	150	1992
	Zulia – La Fria	115	36	1969
	Corozo – San Mateo	230	150	1996
Colombia – Ecuador	Panamericana – Tulcán	138	35	1998
	Pasto – Quito	230	260	2003
Perú – Ecuador	Zorritos – San Idelfonso	230	100	2004

Fuente: Elaboración Propia

La Fig. N° 3.6 y el Cuadro N° 3.6 muestran las principales líneas de interconexión eléctrica de los países de la Región Andina, existen algunas otras líneas de menor importancia de Perú con Ecuador y Bolivia pero no pertenecen al SEIN de Perú.

3.3. Estudio de Interconexión Colombia – Ecuador – Perú

El proceso de análisis para la integración eléctrica entre Colombia y Ecuador fue iniciado en el año 1970 por las áreas de planeación de Colombia y Ecuador. En 1998 se realizó el estudio de interconexión Colombia – Ecuador, en el cual se analizaron 5 alternativas de conexión, cuatro de ellas a 230 kV y una a 500 kV entre las subestaciones de Jamondino (Pasto, Colombia) y Pomasqui (Quito, Ecuador). Se concluyó que desde el punto de vista técnico la mejor alternativa para conectar los sistemas eléctricos de Ecuador y Colombia era mediante un doble circuito a 230 kV entre ambas subestaciones.

De las evaluaciones técnicas llevadas a cabo en el 2001 por ISA y el CENACE, se desprende que con la línea Jamondino – Pomasqui 230 kV (220 km) es factible una transferencia de 150 MW en demanda máxima y 100 MW en demanda mínima. Los límites de transferencia se deben al requerimiento de amortiguamiento para la oscilación de potencia a través de la interconexión.

Una segunda etapa del proyecto incluiría una compensación serie del 50% en la línea San Bernardino (Popayán, Colombia) – Jamondino, lo cual permitiría una transferencia adicional de 300 MW en demanda máxima y 100 MW en demanda media y mínima.

Por otro lado, en Noviembre de 2000, Hydro-Québec Internacional Inc. suscribió un convenio de colaboración con ETECEN y TRANSELECTRIC de Perú y Ecuador respectivamente, para la realización de un estudio de interconexión eléctrica entre ambos países. Para el análisis, se tomaron en cuenta criterios como la instauración de un mercado eléctrico libre y equitativo, así como el despacho económico de las centrales de generación eléctrica sobre la base de costos marginales de corto plazo. En esta evaluación no se consideró aspectos tributarios ni arancelarios internacionales.

De acuerdo con los resultados obtenidos en el estudio, la alternativa idónea seleccionada fue la del enlace asíncrono “Back to Back” (que significa separados eléctricamente) de 250 MW (capacidad de transferencia). El sistema debía ser ejecutado en dos etapas, de 125 MW cada una.

El 19 de Noviembre de 2002 se suscribió un convenio entre REP y Transelectric para la construcción de la línea Zorritos – Machala.

En Octubre de 2003, en la ciudad de Medellín (Colombia) se reunieron representantes de la empresa transmisora Transelectric y del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), ambos de Ecuador, del Comité de Operación Económica (COES) y de la empresa de transmisión Red de Energía del Perú (REP). En esa reunión se confirmó la viabilidad de la interconexión entre los sistemas eléctricos de Colombia, Ecuador y Perú. En este punto, cabe indicar que los sistemas eléctricos de Colombia y Ecuador están interconectados desde el 1 de Marzo de 2003.

Así, el proyecto de interconexión entre el Perú y Ecuador comprendería en su primera etapa, la construcción de una línea de transmisión de 220 kV entre las subestaciones de Zorritos (Perú) y Machala (Ecuador), así como la ampliación de la subestación Zorritos.

Paralelamente los reguladores y operadores de cada país han venido desarrollando los acuerdos que permitirán consolidar un mercado de energía eléctrica en la región. En el caso de la interconexión Perú – Ecuador tienen un importante papel el Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC) y el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) de Ecuador, así como el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía (OSINERG) y el Comité de Operación Económica del Sistema (COES) de Perú.

3.3.1. Escenarios de Interconexión Perú – Ecuador

A continuación se presentan los tres principales escenarios analizados para la interconexión eléctrica entre Perú y Ecuador.

a.- Interconexión Síncrona Perú – Ecuador

Dentro de los estudios de factibilidad de la interconexión Perú – Ecuador se planteó la interconexión síncrona entre ambos países mediante una línea de transmisión Zorritos – Machala.

Los estudios y análisis hechos llegaron a la conclusión de que no es técnicamente posible dicha interconexión debido a la presencia de oscilaciones electromecánicas no amortiguadas, fundamentalmente en el sistema peruano.

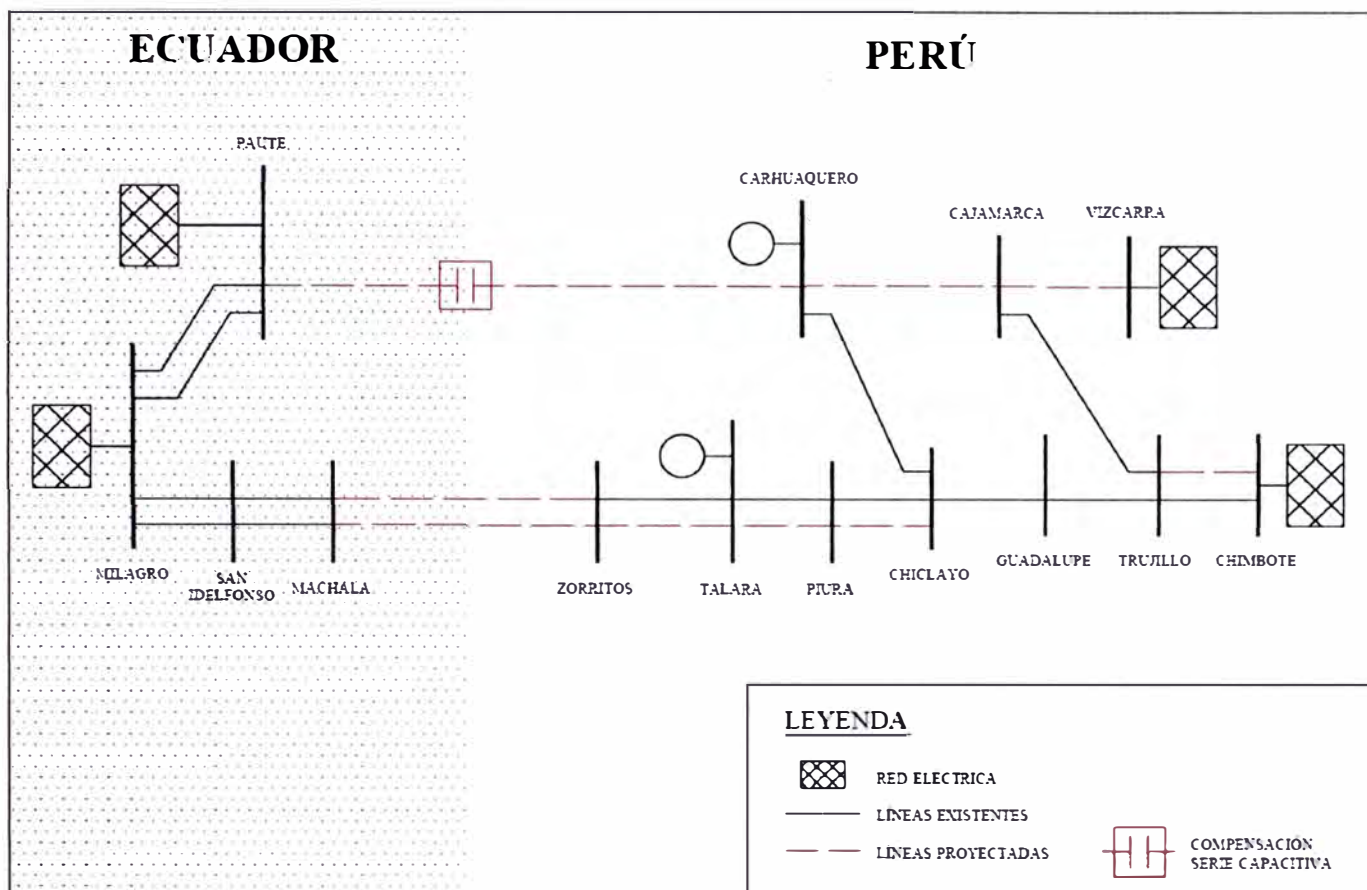
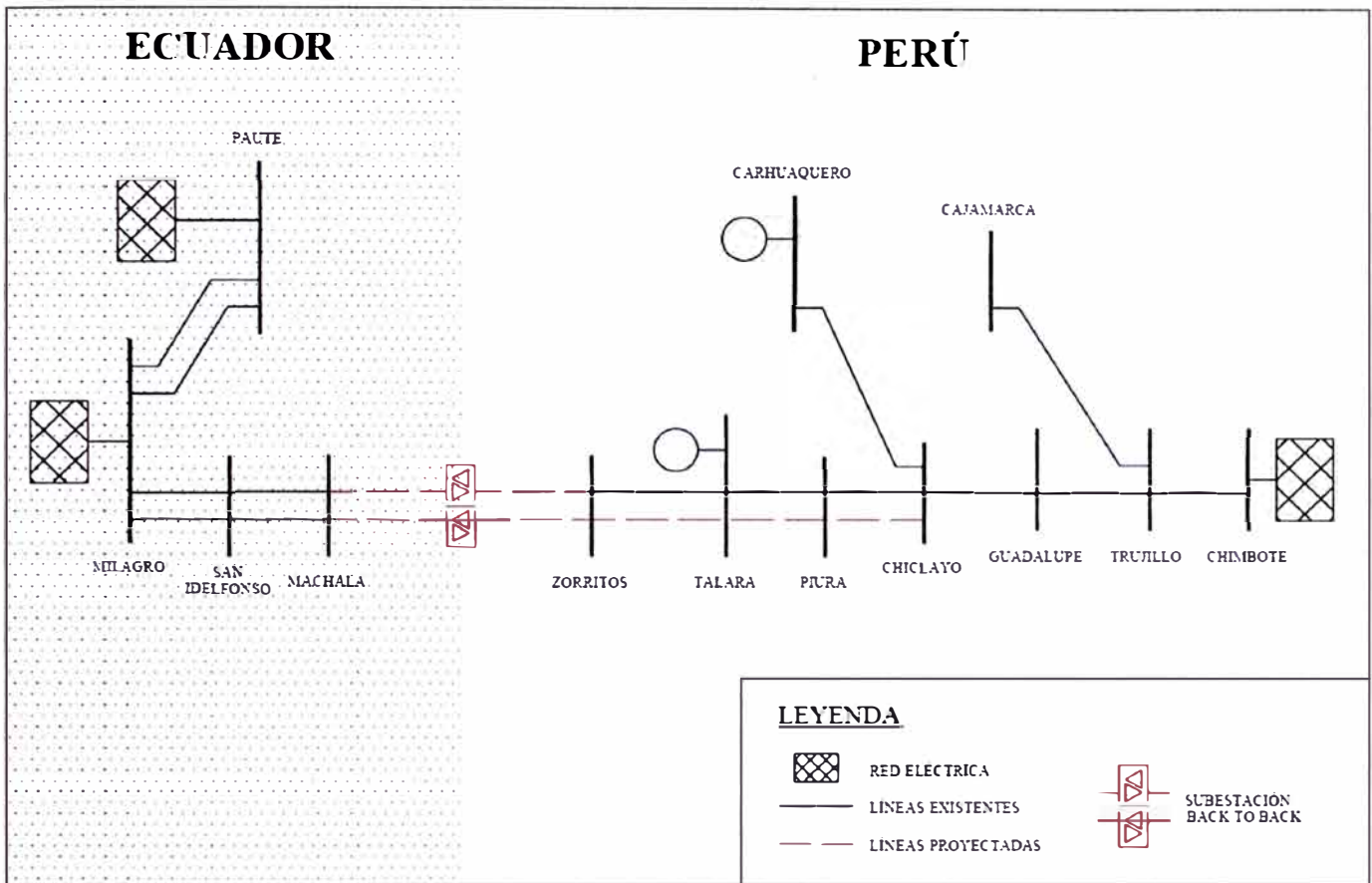


Fig. N° 3.7: Diagrama unifilar de interconexión síncrona Perú y Ecuador

Una de las posibilidades planteadas fue llevar una línea de transmisión de Carhuauquero a Paute con un capacitor serie intermedio así como reforzar y construir otras líneas tal y como se muestra en el Fig. N° 3.7, en el que se estiman 238.5 millones de US\$ sólo en líneas de transmisión (250 km en la línea Machala – Zorritos en doble terna y 11 circuitos 2 218 km que corresponde a la línea Paute – Carhuauquero y en el refuerzo de la red eléctrica del norte del Perú), 21.8 millones de US\$ en 29 módulos de subestaciones y 20 millones de US\$ en el compensador serie capacitivo, lo cual da un costo de inversión total de 280.3 millones de US\$.

b.- Interconexión Asíncrona Perú – Ecuador (Back to Back)

Como segunda alternativa se planteó un sistema Back to Back, tal como se muestra en la Fig. N° 3.8, el cual hizo el esquema de interconexión técnicamente viable, se optó como la alternativa final a ejecutar.



Fuente: COES

Fig. N° 3.8: Diagrama unifilar de interconexión asincrónica Perú y Ecuador

Para este proyecto se estiman 70.7 millones de US\$ en líneas de transmisión (250 km en la línea Machala – Zorritos en doble terna y 435 km de línea para reforzar la red eléctrica del norte del Perú), 10.5 millones de US\$ en 14 módulos de subestaciones y 58 millones de US\$ en el convertidor Back to Back de 250 MW, lo que hace finalmente un costo de inversión de 139.2 millones de US\$.

Sin embargo, el costo de inversión es muy elevado, por lo que se optó por dividir el proyecto en dos etapas. La primera consiste en la construcción de una línea simple terna Zorritos – Machala en 230 kV, a través de un enlace síncrono, con una capacidad de diseño de 100 MW, para atender de manera radial la demanda de Ecuador ubicada en la subestación El Milagro. La segunda etapa, en caso de desarrollarse, consistirá en la ejecución de la primera fase de la instalación de la subestación “Back to Back”, para una misma capacidad de transporte. La tercera etapa, es la ejecución de la segunda fase de la referida subestación con el respectivo refuerzo del sistema de transmisión peruano, para soportar una importación o exportación de hasta 250 MW.

c.- Interconexión Radial Perú – Ecuador

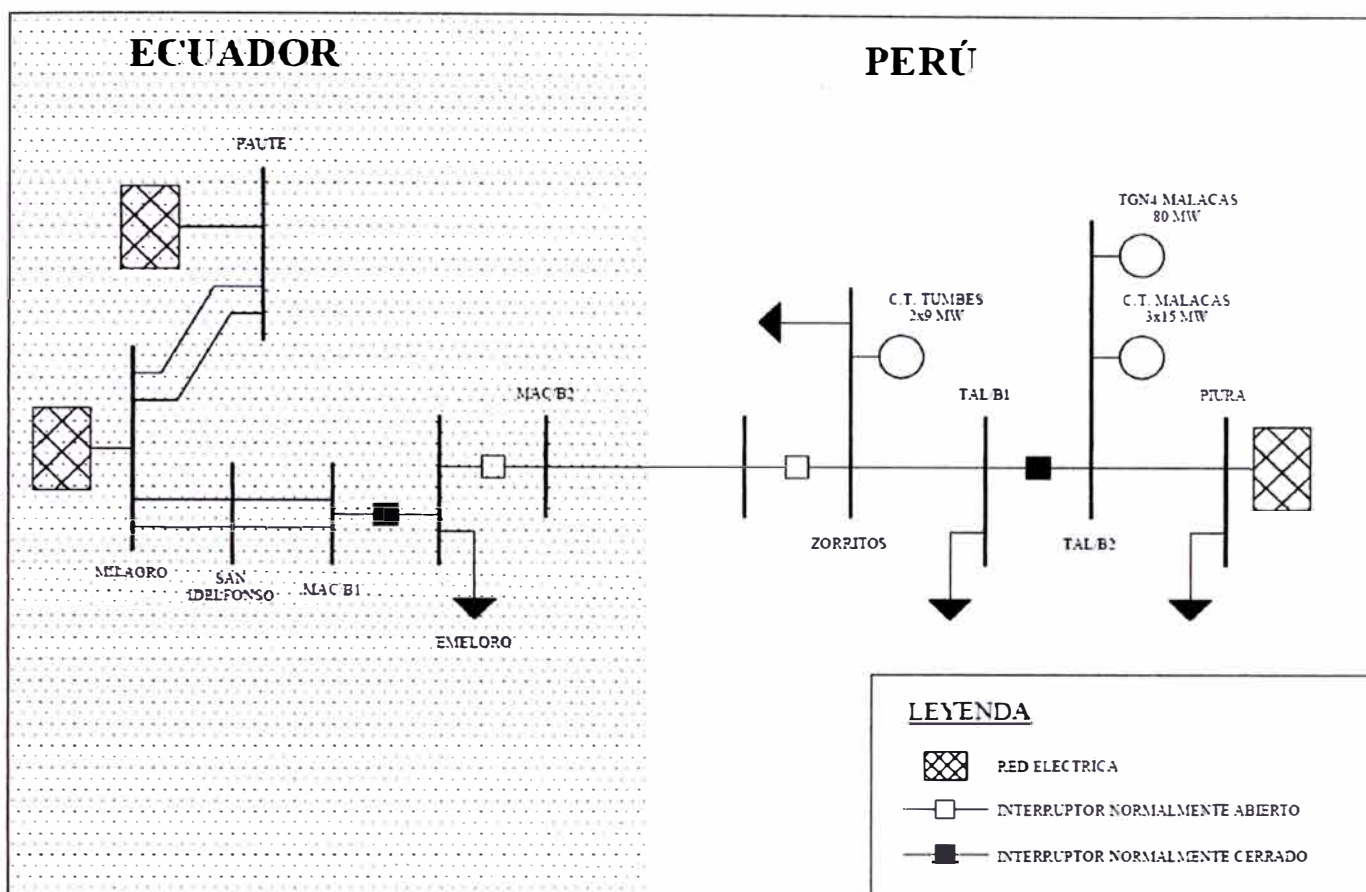
En esta primera fase se han hecho los estudios correspondientes de estabilidad tanto en régimen dinámico como estacionario observándose que es factible su implementación, sin embargo, para mantener la estabilidad del enlace y mantener los niveles de tensión, se deben de tomar en cuenta algunas consideraciones técnicas en la operación para la transferencia de carga que se concluyeron en el Informe de Estudios de Interconexión Colombia – Ecuador – Perú [2].

El estudio concluye que para poder alimentar la carga de Machala desde Perú es necesario conectar elementos de compensación capacitiva en la subestación Machala y que en el lado de Perú opere la unidad TGN4 de Malacas (80 MW), en caso de que dicha unidad este fuera de servicio se ha considerado la operación de las 3 unidades adicionales de la central térmica Malacas, con 15 MW cada una, 27 MW de generación en Chiclayo y 20 MW en Piura (lo que cubre el déficit de 80 MW de la unidad TGN4).

En el caso de que la carga de Tumbes y Talara sea alimentada por Ecuador, el estudio indica de que debería operar sólo una unidad de la central térmica Malacas con 15 MW.

Debe de tenerse en cuenta de que este estudio considera que también se transfiere la carga de Piura a Ecuador, ya que se plantea la apertura de la línea Piura – Chiclayo 220 kV, por lo que quizá no sea necesario el ingreso de los 15 MW de Malacas, deberá de efectuarse un estudio de estabilidad para el caso de no transferir Piura.

En la Fig. N° 3.9 se muestra el diagrama unifilar de la primera etapa de operación del enlace Perú – Ecuador.



Fuente: Elaboración Propia

Fig. N° 3.9: Diagrama unifilar de operación radial Perú y Ecuador

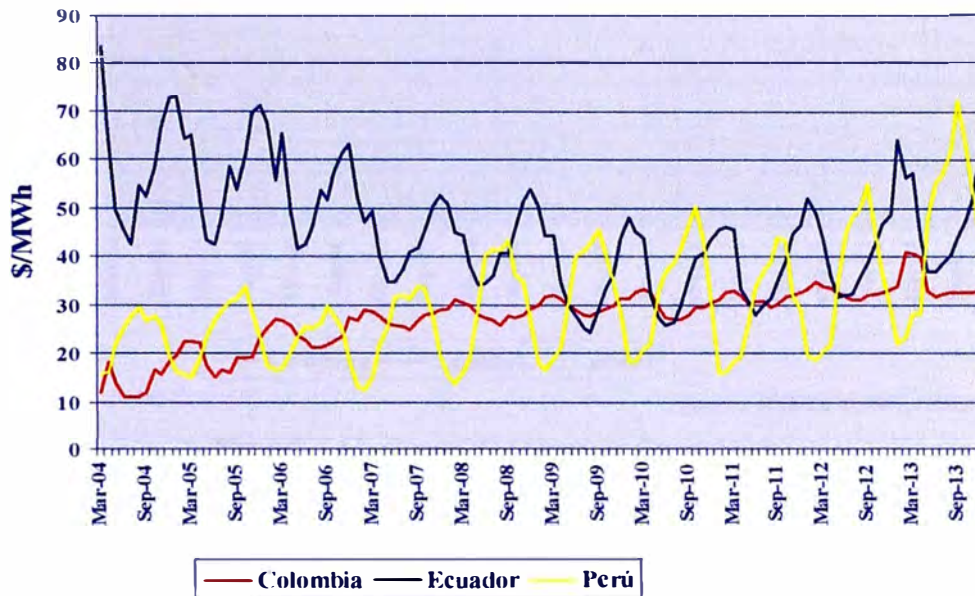
3.3.2. Previsión de las Transferencias a Largo Plazo

En el Informe de la Interconexión Ecuador – Perú con Segundo Enlace Colombia – Ecuador [3], se simuló una operación coordinada de los tres sistemas se realizó en el ámbito del uso óptimo de los recursos para un periodo de 10 años, las Transacciones Internacionales de Electricidad TIE (se verá más adelante) y la fijación del precio de la energía bajo la normativa que aplica cada país internamente.

En el Caso N° 1 del referido informe, que corresponde a un escenario medio de crecimiento de demanda y una posible expansión de generación, se han estimado, en promedio, tasas de crecimiento de la demanda de: 3.6% para Colombia, 4.9% para Ecuador y 4.0% para Perú, así como incremento en el parque generador de 851 MW para Colombia, 959 MW para Ecuador y 791 MW para Perú en todo el periodo de estudio.

Asimismo, se han considerado las restricciones de las redes de transmisión en el estudio, las cuales limitan las transferencias de energía.

La Fig. N° 3.10 presenta los precios de oferta de importación de los tres sistemas, este precio es el máximo que cada país está dispuesto a pagar por la compra de energía y es igual al costo marginal autónomo.



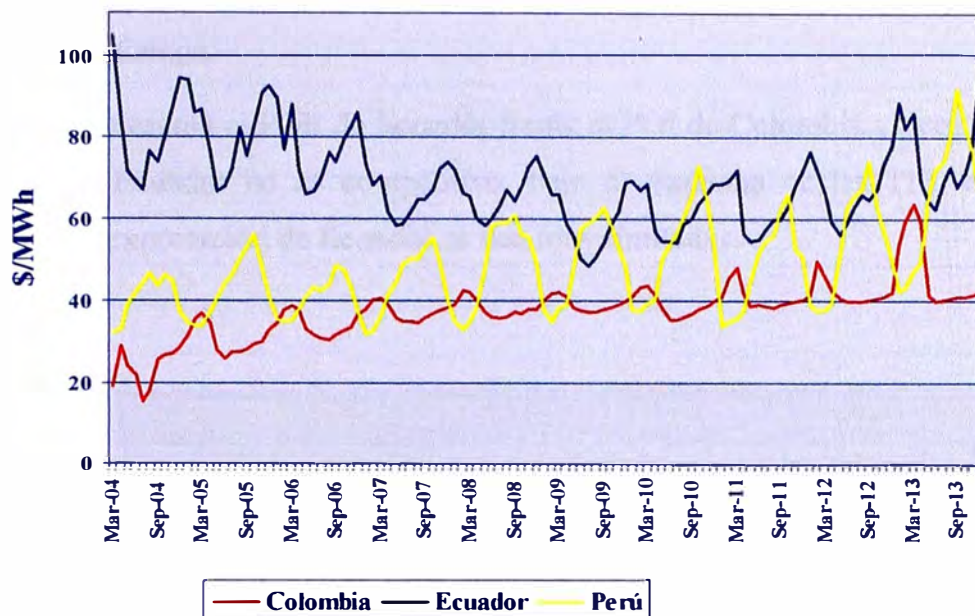
Fuente: CENACE, ISA, COES

Fig. N° 3.10: Precio de Oferta de Importación

El costo marginal de Ecuador tiene una característica decreciente en el período de análisis debido al ingreso de proyectos como Termoriente, Machala Power, San Francisco y Mazar, su comportamiento es estacional, es decir precios altos en época de estiaje y precios bajos en época lluviosa, adicionalmente se observa la complementariedad en los precios que existe entre Ecuador y Perú.

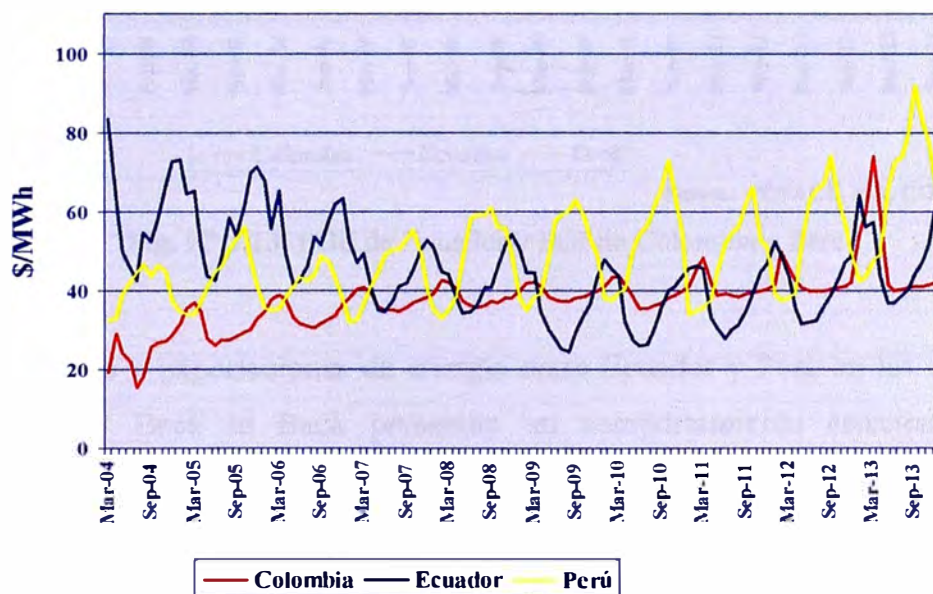
El costo marginal de Perú y el precio de bolsa de Colombia presentan una tendencia creciente en el período de análisis debido fundamentalmente los planes de expansión de generación que exhiben estos dos sistemas.

La Fig. N° 3.11 muestra el precio de oferta de exportación de los tres sistemas, se observa que el Precio de Oferta de Exportación (POE) de Ecuador es el más alto de los tres países debido fundamentalmente a su costo marginal y a la potencia remunerable o cargo por capacidad. El POE de Colombia y Perú presentan una tendencia creciente en el horizonte de análisis.



Fuente: CENACE, ISA, COES

Fig. N° 3.11: Precio de Oferta de Exportación



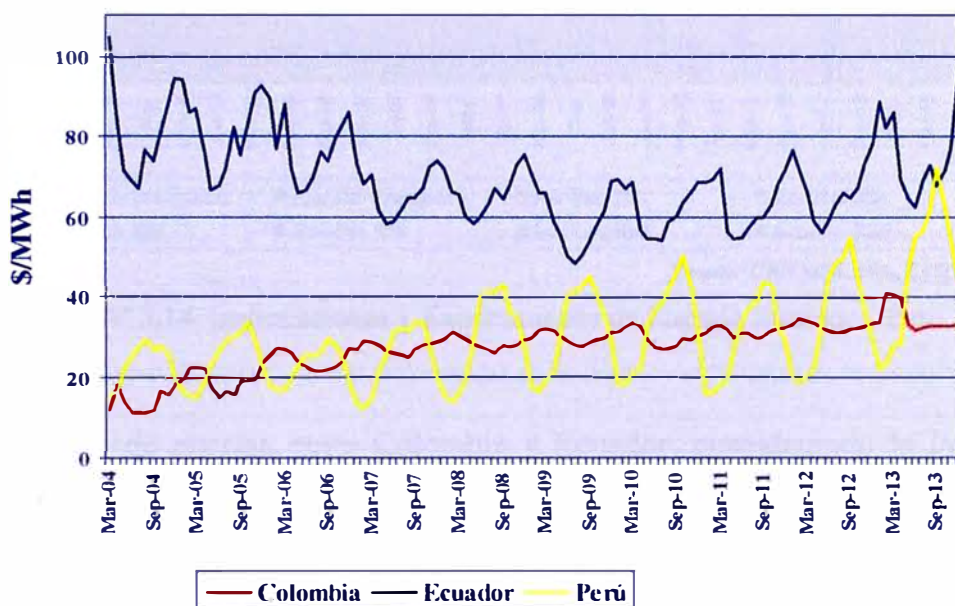
Fuente: CENACE, ISA, COES

Fig. N° 3.12: POE de Colombia y Perú y POI de Ecuador

La Fig. N° 3.12 muestra el precio de Oferta de Exportación de Colombia y Perú y el Precio de Oferta de Importación de Ecuador (POI). Se observa que el POE de Colombia pierde a lo largo del horizonte de análisis competitividad por su característica creciente. El POE de Perú presenta un incremento considerable en las épocas secas lo cual hace que también

pierda competitividad frente al POI de Ecuador, el mismo que presenta una característica decreciente en el tiempo.

La Fig. N° 3.13 presenta el POE de Ecuador frente al POI de Colombia y Perú. Se observa que el POE de Ecuador no es competitivo, bajo el esquema de las TIE, es decir las posibilidades de exportación de Ecuador se ven muy limitadas.

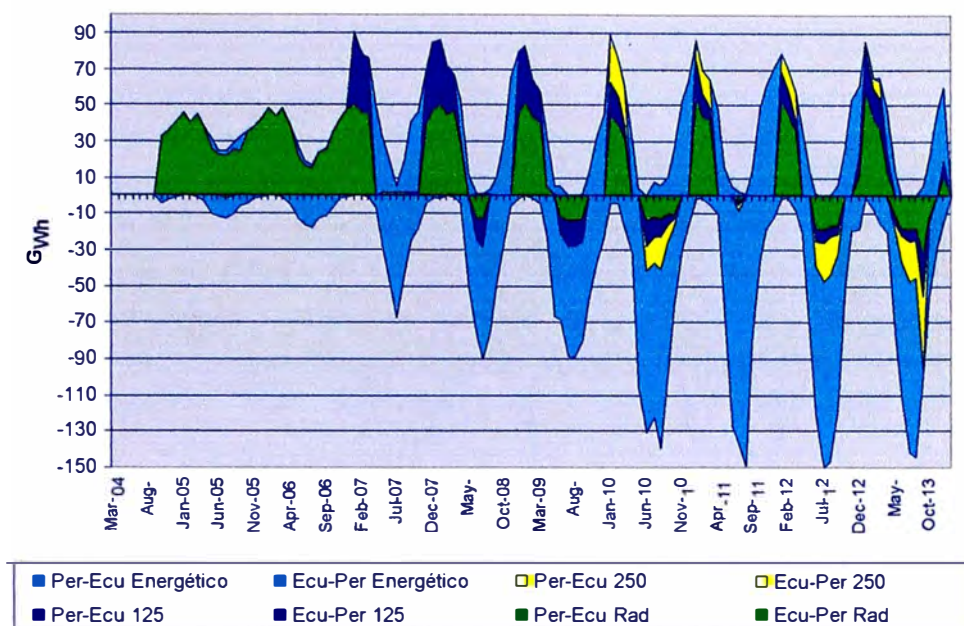


Fuente: CENACE, ISA, COES

Fig. N° 3.13: POE de Ecuador y POI de Colombia y Perú

Las importaciones y exportaciones de energía entre Ecuador y Perú en las etapas radial, 125 y 250 MW Back to Back presentan un comportamiento estacional según la complementariedad hidrológica de ambos sistemas. Las transferencias máximas de energía en la etapa radial alcanzan en promedio valores de 50 GWh/mes. Considerando las etapas de 125 y 250 MW Back to Back y suponiendo levantadas las restricciones en la parte norte de la red de transmisión de Perú, alcanzan en promedio valores máximos de 90 GWh/mes, no se observa un incremento considerable en el flujo de energía al pasar de la etapa radial a la primera fase de 125 MW Back to Back y luego a la segunda fase de 250 MW Back to Back como se muestra en la Fig. N° 3.14.

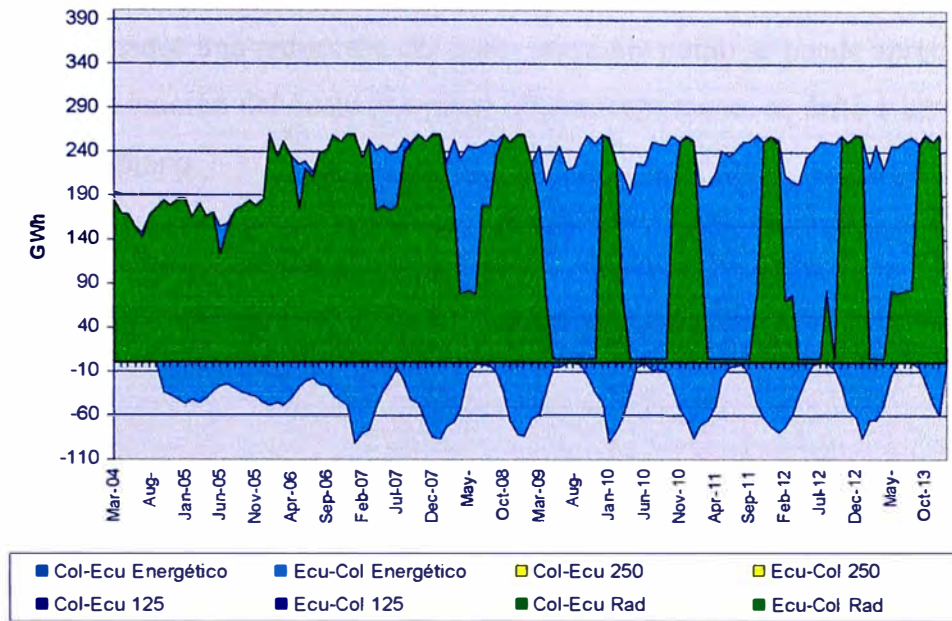
Adicionalmente se presentan en los gráficos las transferencias energéticas potenciales que se tendrían si los recursos fueran utilizados óptimamente en los tres sistemas, estos intercambios consideran las restricciones de la red de transmisión.



Fuente: CENACE, ISA, COES

Fig. N° 3.14: Importaciones y Exportaciones de Energía Ecuador – Perú

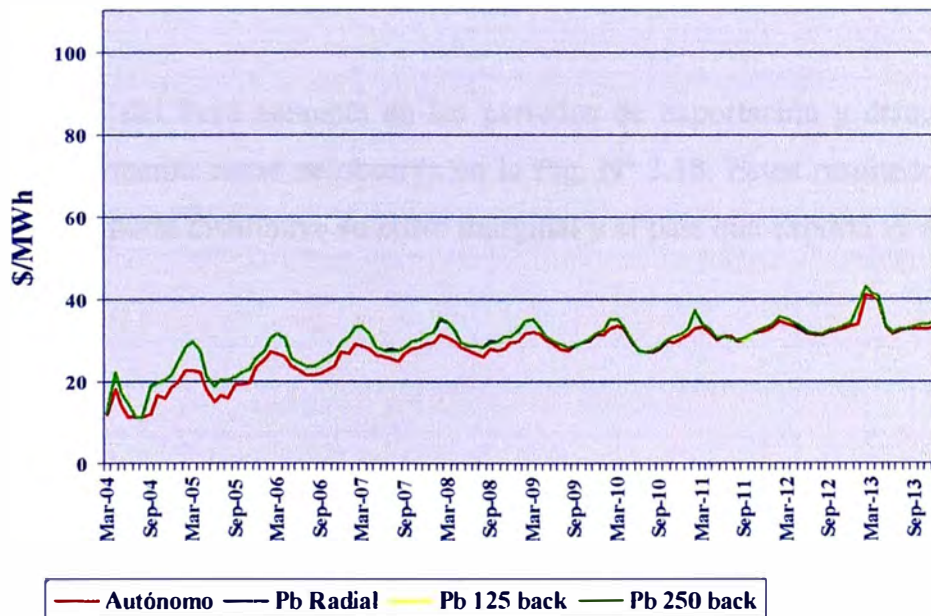
Los intercambios de energía entre Colombia y Ecuador, considerando la interconexión Ecuador – Perú en sus tres etapas, son decrecientes en el tiempo como se observa en la Fig. N° 3.14. Este resultado tiene su base en el Precio de Oferta de Exportación creciente que presenta Colombia y el costo marginal decreciente que presenta Ecuador en el período de análisis. Un segundo enlace con Colombia, el cual aumentaría la capacidad de transferencia a 350 MW, mejora los intercambios energéticos para los años 2006 y 2007 para luego disminuir durante los siguientes períodos. Básicamente el aumento de capacidad de la interconexión Colombia – Ecuador es utilizado en los períodos más secos para el sistema ecuatoriano (diciembre – enero) o en los bloques de demanda de punta.



Fuente: CENACE, ISA, COES

Fig. N° 3.15: Importaciones y Exportaciones de Energía Colombia – Ecuador

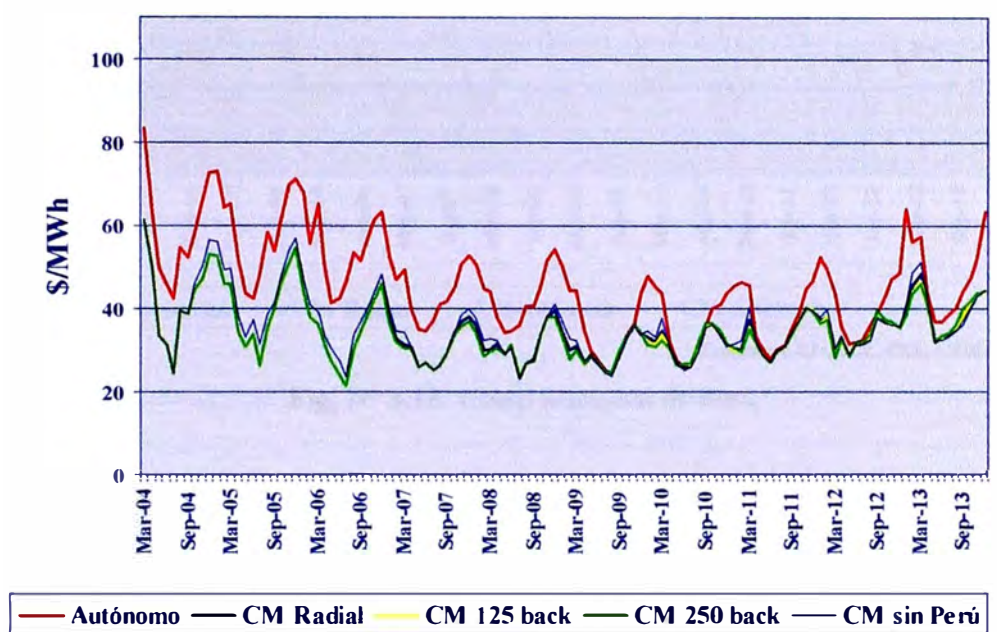
La Fig. N° 3.16 presenta el precio de bolsa de Colombia autónomo y cuando exporta, se observa un incremento cuando Colombia es exportador.



Fuente: CENACE, ISA, COES

Fig. N° 3.16: Precio de Bolsa de Colombia

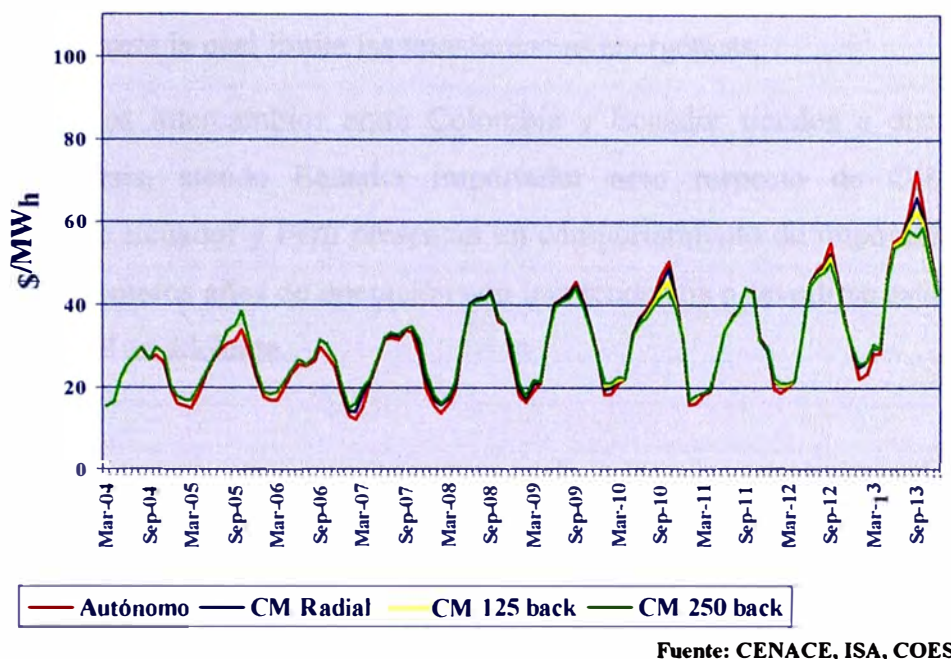
Las importaciones de energía que realiza Ecuador desde Colombia y Perú, traen como beneficio para Ecuador una reducción del costo marginal como se puede apreciar en la Fig. N° 3.17. Esta disminución del costo marginal fundamentalmente se debe a las aportaciones del sistema colombiano.



Fuente: CENACE, ISA, COES

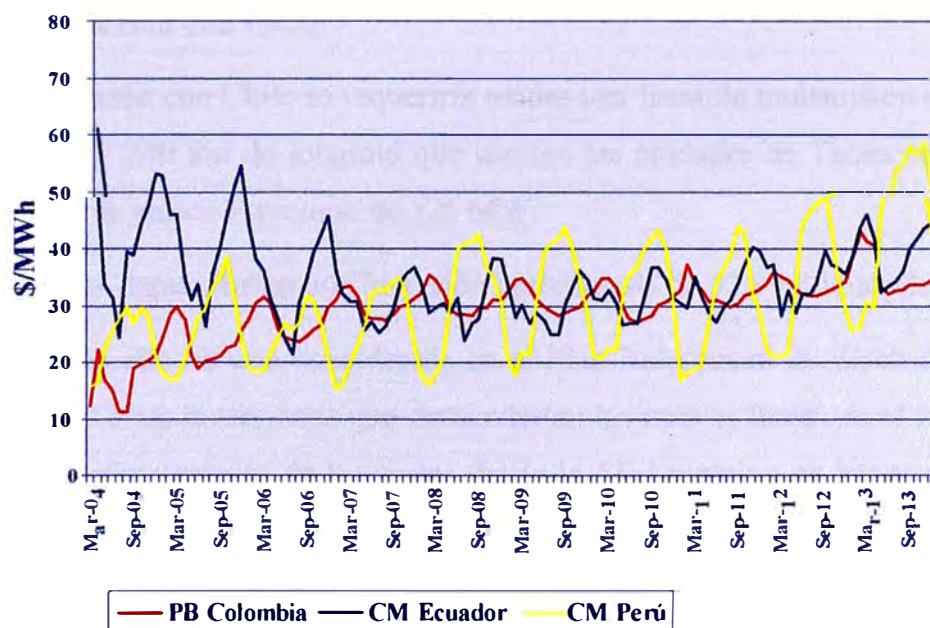
Fig. N° 3.17: Costo Marginal de Ecuador

El costo marginal del Perú aumenta en los períodos de exportación y disminuye en los períodos de importación como se observa en la Fig. N° 3.18. Estos resultados establecen que el país que importa disminuye su costo marginal y el país que exporta ve aumentado el suyo.



Fuente: CENACE, ISA, COES

Fig. N° 3.18: Costo Marginal de Perú



Fuente: CENACE, ISA, COES

Fig. N° 3.19: Costo Marginal de los Tres Pa3ses luego de las Transferencias

Una vez establecidas las transferencias de energ3a entre los tres sistemas, bajo el esquema de las TIE, en la Fig. N° 3.19 se observa que el costo marginal de Ecuador tiende a igualar al precio de bolsa de Colombia bajo el supuesto que la generaci3n del sistema ecuatoriano

se ha expandido, el costo marginal del Perú no tiende a igualarse debido a las restricciones en la red de transporte la cual limita las transferencias energéticas.

Se observa que los intercambios entre Colombia y Ecuador tienden a disminuir en el período de análisis, siendo Ecuador importador neto respecto de Colombia. Los intercambios entre Ecuador y Perú presentan un comportamiento de importador neto para Ecuador en los primeros años de operación con una tendencia a revertirse esta situación a partir del año 2008 en adelante.

3.4. Proyectos de Nuevas Interconexiones Eléctricas con Perú

En el capítulo V del Plan Referencial de Electricidad 2003 – 2012 difundido por el Ministerio de Energía y Minas del Perú, da referencia a otros posibles proyectos de interconexión eléctrica que se presentan a continuación:

3.4.1. Interconexión con Chile

Para la interconexión con Chile se requeriría tender una línea de transmisión de 220 kV de nivel de tensión y 240 km de longitud que unirían las ciudades de Tacna con Arica. Así como un sistema de enlace asíncrono de 125 MW.

Estas instalaciones demandarían una inversión aproximada de 63,8 millones de dólares.

Esta interconexión aún no está considerada en el Plan Referencial de Electricidad 2003 – 2012 debido a las altas inversiones que demandarían las nuevas líneas en el lado de Chile (200 km) y del reforzamiento de las líneas desde la SE Montalvo en Moquegua hasta la frontera con Chile (210 km).

3.4.2. Interconexión con Bolivia

La interconexión eléctrica entre el Perú y Bolivia sería posible a partir del tendido de una línea de transmisión de 220 kV y 250 MW de capacidad de transmisión, que partiría, por el lado peruano, desde la ciudad de Puno, a la frontera con Bolivia con una longitud de 120 km y continuaría hasta la SE de Kenko en Bolivia con una longitud de 110 km.

Los costos que demandaría la interconexión ascenderían a 52,4 millones de dólares.

Esta interconexión aún no ha sido considerada en la elaboración del presente plan referencial, debido a que no se cuenta con mayores estudios sustentatorios.

3.4.3. Interconexión con Brasil

Para la interconexión con Brasil se muestran las siguientes alternativas:

- En la alternativa 1 considera la instalación de una LT de 220 kV, 250 MW de capacidad y 240 km de longitud que iría desde Aguaytía a la frontera con Brasil, de allí continuaría una línea de transmisión en 220 kV de 200 km desde Cruzeiro do Sul a la frontera con Perú.
- En la alternativa 2, considera la instalación de una LT de 220 kV y 240 km de longitud que partiría desde la C.H. San Gabán hasta la ciudad de Iñapari en la frontera con Brasil y continuaría hasta la ciudad de Río Branco en Brasil.

Ambas alternativas presentan altos costos de construcción por la carencia de accesos en estas zonas que conllevaría construir 240 km en Perú y 120 km en Brasil de líneas de transmisión en selva virgen; en la segunda alternativa se requeriría la construcción de líneas de transmisión de 360 km en Perú y 220 km en Brasil. En tal sentido, ambas alternativas requieren mayores estudios. El costo de inversión es de 78,2 millones de dólares para una transferencia de 250 MW.

CAPÍTULO IV

MARCO LEGAL REGIÓN ANDINA

Algunas de las razones por la que se ha dilatado la integración eléctrica dentro de la Comunidad Andina podrían ser quizás la falta de voluntad política para superar la historia de enfrentamientos limítrofes, superar el temor de la dependencia energética y hacer coherentes las regulaciones entre países (unificar condiciones de mercado).

Quizás ésta última es la más difícil de superar debido a que requiere de un arduo trabajo en la revisión de los marcos legales y regulatorios de cada uno de los países miembros para armonizarlos y dar las garantías mínimas necesarias para la interconexión eléctrica y para los inversionistas no se vean afectados al modificarse las leyes con las que entraron a competir.

El capítulo siguiente trata de hacer conocer los acuerdos internacionales firmados en por los miembros de la comunidad andina en relación a como tratar las transacciones de energía entre países, como la Decisión N° 536 y el Reglamento de Importación y Exportación de Electricidad (RIEE), así como dar una mirada superficial a los marcos regulatorios de los países que conforman la CAN.

4.1. Antecedentes

- **Ciudad de México, Marzo de 2001:** En el marco de la V Reunión Hemisférica de los Ministros de Energía de Colombia, Ecuador y Perú suscribieron una declaración conjunta que destaca que “la interconexión eléctrica es de interés común y una prioridad dentro del proceso de integración energética regional”.

- **Bogotá, Mayo de 2001:** Los gobiernos de Ecuador y Colombia evaluaron el proyecto de interconexión a 230 kV entre los dos países.
- **Quito, Julio de 2001:** Se realizó la segunda reunión de ministros de Colombia y Ecuador, donde se suscribió un acuerdo entre ISA y Transelectric para la construcción y explotación comercial de la línea internacional a 230 kV. Asimismo, en el taller internacional denominado “Interconexión Eléctrica en la Región Andina” las delegaciones de los países andinos presentes suscribieron la “Declaración de Quito”, la cual compromete a los integrantes a acelerar la integración de la región.
- **Lima, Agosto de 2001:** Se realiza la “Reunión Estratégica de Interconexión” entre los ministros de Colombia, Ecuador y Perú. En dicha reunión los ministros de Colombia y Ecuador extienden su interés en la integración de sus mercados a la República de Perú.
- **Cartagena, Septiembre de 2001:** Se firma el Acuerdo de Cartagena, que materializa la voluntad política de los gobiernos. Convencidos de los beneficios de la integración, los Ministros de Energía y Minas de Colombia, Ecuador y Perú, con la presencia del Director General Sectorial de Energía del Ministerio de Energía y Minas de Venezuela, suscribieron el “Acuerdo para la Interconexión Regional de los Sistemas Eléctricos, y el Intercambio Internacional de Energía Eléctrica”.
- **Quito, Abril de 2002:** Los ministros de Colombia, Ecuador y Perú suscriben el “Acuerdo Complementario al de Interconexión Regional”, una extensión del Acuerdo de Cartagena dirigido a armonizar los aspectos legales y regulatorios.

4.2. Decisión N° 536

El 19 de diciembre de 2002, en la Gaceta Oficial del Acuerdo de Cartagena en su N° 878, publicó la Decisión N° 536 referente al “Marco General para la Interconexión Subregional de Sistemas Eléctricos e Intercambio Intracomunitario de Electricidad” (ver ANEXOS), según acuerdo alcanzado por representantes de Colombia, Ecuador y Perú, integrantes de la Comunidad Andina de Naciones (CAN). Esta decisión establece los principios generales para la integración eléctrica entre los países suscriptores y pone en marcha el ambicioso proyecto de la interconexión regional.

A continuación se presentan los Reglas Principales de la Decisión:

- 1) Los 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) Los países miembros garantizarán 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) 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.
- 7) 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.
- 8) Los países miembros permitirán las transacciones internacionales de electricidad, de corto plazo.
- 9) Los países miembros promoverán la participación de la inversión privada en el desarrollo de la infraestructura de transporte de electricidad para las interconexiones internacionales.

- 10) Las rentas que se originen como resultado de la congestión de un enlace internacional no serán asignadas a los propietarios del mismo.
- 11) 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.
- 12) 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.

La Decisión también trata de las Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo (TIE) que se verá más adelante, así como exhorta a los países miembros a que impulsen los cambios de 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.

Debe de considerarse que esta decisión no será aplicable a Bolivia, hasta que este país solicite su incorporación a la misma. Para la incorporación de Bolivia no se requerirá modificar la Decisión.

4.3. Reglamento de Importación y Exportación de Electricidad (RIEE)

El 25 de Diciembre de 2004 fue aprobado el Reglamento de Importación y Exportación de Electricidad (RIEE) por D.S. N° 045-2004-EM (ver ANEXOS), el cual establece las normas aplicables en el Perú a las transacciones de importación y exportación de electricidad entre el Sistema Eléctrico Peruano (SEIN) y los sistemas eléctricos de los países de la Comunidad Andina (CAN), con los que se encuentra interconectados, según se dispone en la Decisión N° 536.

Este reglamento se emite debido al vacío legal que existe en el manejo de transacciones internacionales de electricidad en los aspectos operativos, comerciales y tarifarios en el Perú.

Aquí algunos de los alcances del Reglamento:

- 1) Proporciona el marco legal para cumplir con lo establecido en la Decisión N° 536 de la CAN en el Perú, en los aspectos operativos, comerciales y tarifarios.
- 2) El COES será la entidad responsable de la programación y administración de las TIE. Actuará con sujeción al marco jurídico aplicable a la interconexión subregional de sistemas eléctricos e intercambio intracomunitario de electricidad, al RIEE y demás normas y procedimientos aprobados para la operación de las TIE.
- 3) El COES deberá coordinar todas las acciones que correspondan con los Operadores de los Otros Sistemas, tanto para la importación como para la exportación, debiendo suscribir Acuerdos Operativos con esas instituciones. Estos Acuerdos contendrán los criterios y aspectos de detalle según los cuales se operarán los Enlaces Internacionales y se efectuarán los intercambios de electricidad entre los Sistemas.
- 4) En los Acuerdos Operativos se establecerán los criterios y límites de calidad y seguridad, las medidas de protección que se utilizarán para la operación de cada Enlace Internacional, las responsabilidades para el control de la tensión y de la frecuencia, y los niveles de las reservas operativas y de los intercambios.
- 5) El COES será el responsable de la administración comercial de las TIE, que comprenderá, entre otros, las garantías del pago, la liquidación, la facturación, la cobranza de las Exportaciones y el pago de las Importaciones de electricidad.
- 6) Para efectos de las TIE el COES actuará en representación de los integrantes del SEIN ante los Administradores de los Otros Sistemas Interconectados. En particular, el COES, en representación de los integrantes del SEIN que efectúen inyecciones y retiros, será el único autorizado para efectuar los pagos y cobranzas derivadas de las TIE ante los Administradores de los Otros Sistemas. Asimismo, efectuará los pagos y cobranzas a los integrantes del SEIN que resulten de las transferencias.
- 7) El COES podrá abrir una cuenta específica para administrar las Rentas de Transmisión y los ingresos que obtenga por las subastas de los Derechos de Transmisión.
- 8) Las Rentas de Transmisión que le correspondan al SEIN serán asignadas a la demanda nacional y podrán ser subastadas mediante instrumentos financieros

denominados Derechos de Transmisión, de duración determinada, que tienen por objeto incentivar los contratos de compraventa intracomunitaria de electricidad.

- 9) Los titulares de los Enlaces Internacionales no podrán adquirir ni ser propietarios de los Derechos de Transmisión bajo ninguna modalidad directa o indirecta.
- 10) A efectos de la fijación de Tarifas en Barra, la proyección de la demanda y oferta futura de los Sistemas que se encuentren interconectados con el SEIN, se efectuará utilizando los valores de potencia y energía de las transacciones de corto plazo realizadas en los últimos doce meses anteriores al mes precedente a la fecha de presentación al OSINERG del estudio técnico-económico por el COES. Dichos valores se mantendrán constantes durante el período a que se refiere el Artículo 47 de la Ley de Concesiones Eléctricas.
- 11) Los montos recaudados por el COES por concepto de Rentas de Transmisión que no hayan sido subastadas y los montos recaudados por la subasta de los Derechos de Transmisión, serán destinados a la reducción de los peajes del Sistema Principal de Transmisión.

4.4. Marco Regulatorio de los Países Integrantes del CAN

A continuación se presenta un panorama general de los marcos regulatorios de los países integrantes según los temas que se enumeran a continuación [4]:

4.4.1. Estructura del Mercado

En todos los países con excepción de Venezuela, se han llevado a cabo las Reformas del Sector Eléctrico, habiéndose creado Organismos Reguladores y Organismos encargados de la Operación y Administración del Mercado Mayorista que están en pleno funcionamiento. En Venezuela se ha dictado la Ley de Reforma, estando pendiente su implementación.

Asimismo se ha establecido la separación en empresas independientes para las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización, creando límites de tenencia para evitar monopolios o posición dominante en el Mercado.

Solo en Colombia existen empresas comercializadoras independientes de otras actividades.

En Bolivia, Colombia y Perú se ha llevado a cabo bajo diferentes modalidades y a diversos niveles la privatización de las empresas de generación, transmisión, distribución y comercialización. En Venezuela existen empresas privadas integradas, tal como Electricidad de Caracas con anterioridad a la Ley de Reforma y se ha dispuesto que el Estado se reserva gran parte de los recursos para la generación hidroeléctrica. En Ecuador las empresas son mayormente estatales y sus acciones han sido concentradas en el Fondo de Solidaridad, con el objeto de privatizar el 51% del accionariado de cada empresa; sin embargo el proceso de privatización ha sido suspendido. Existe una pequeña empresa privada de generación que utiliza Gas Natural.

En todos los países existen Sistemas Nacionales Interconectados, cuya operación está a cargo de operadores del sistema conformados por los generadores y transmisores, principalmente. Esa función se agrupa con la de Administrador de Sistema en todos los países, salvo en Colombia, donde las funciones están separadas y a cargo del CDN y el ASIC respectivamente. En Ecuador y Colombia también están representados los distribuidores y grandes usuarios en el ente operador del sistema.

4.4.2. Criterios para el Despacho de Generación

En todos los países para la programación y coordinación del despacho o programa de generación se aplica el criterio de mínimo costo, asegurando niveles de calidad y seguridad de suministro, bajo diferentes modalidades.

En Bolivia, Ecuador y Perú el operador del sistema realiza el despacho, teniendo en cuenta los costos variables de energía de las unidades térmicas y un valor del agua calculado como el costo de oportunidad mediante un modelo de simulación de la operación, en Colombia funciona la bolsa de Energía donde los generadores ofertan el día anterior precios diarios únicos, incluyendo energía y potencia, con los que son despachados los recursos disponibles durante el día siguiente.

En Venezuela, el despacho económico lo realiza un organismo conformado por las cuatro principales empresas que sirven alrededor del 90% del mercado nacional.

4.4.3. Mecanismos para la Conformación de Precios de Energía

En Bolivia, Ecuador, Colombia y Perú los precios de energía corresponden a los costos marginales, resultantes del despacho económico de los recursos disponibles, de acuerdo con los criterios establecidos en cada uno de los países.

En Bolivia, Ecuador y Perú los generadores declaran los costos variables que pueden ser auditados por el operador del sistema.

En Venezuela no funciona aún el mercado mayorista, aunque está previsto en la Ley de Reforma del Sector Eléctrico.

4.4.4. Remuneración de la Potencia

En Bolivia, Colombia, Ecuador y Perú se cuenta con procedimientos para la remuneración de la potencia, teniendo en cuenta la unidad de menor costo de inversión para cubrir los requerimientos de potencia de punta.

Estos procedimientos tienen en cuenta la potencia efectiva de la unidad y su determinación se basa en modelos de simulación de despacho económico y/o flujos óptimos de carga.

En Bolivia y Perú el cargo por potencia en el Mercado Mayorista se abona por la máxima demanda coincidente con la máxima demanda del sistema. En Colombia y Ecuador se paga como un cargo equivalente en energía, el cual se calcula en Colombia sobre el total de energía consumida y en Ecuador en función de la energía consumida en horas de demanda en punta y media.

En Venezuela aún no se han establecido los procedimientos para la remuneración de potencia, estableciéndose en la Ley que debe ser remunerada para cubrir sus costos.

4.4.5. Criterios para el Tratamiento de Inflexibilidades y Restricciones

En Ecuador los sobrecostos por inflexibilidades son asumidos por los titulares de los equipos inflexibles, abonándoles la energía al costo marginal. En cuanto a los costos por restricciones en Ecuador son de cargo del Transmisor, ya que la tarifa considera las ampliaciones del sistema; en Colombia se considera las inflexibilidades de los equipos para el despacho, más no las restricciones, que son abonadas en forma separada.

En Perú y Bolivia se consideran las inflexibilidades y restricciones para la determinación del Costo Marginal (ex – post).

4.4.6. Criterios para el Tratamiento de las Reservas y Otros Servicios

En Bolivia, Colombia, Ecuador y Perú existen diferentes formas para la remuneración de las reservas y servicios complementarios, la que está debidamente especificada en los correspondientes procedimientos; en Venezuela, el tratamiento aún está en fase de implementación.

4.4.7. Remuneración de la Red de Transmisión y Subtransmisión

En todos los países se cuenta con Sistemas Nacionales Interconectados, los cuales suministran energía a un alto porcentaje del mercado nacional, que se sitúa alrededor del 90%.

Existen interconexiones entre Venezuela y Colombia y entre Ecuador y Colombia, estando en construcción la interconexión entre Perú y Ecuador. Existen también interconexiones con países extracomunitarios.

La remuneración está definida en función de los Costos de Inversión y Costos de Operación y Mantenimiento de un Sistema Eficiente o Sistema Económicamente adaptados según el caso. Estos costos son transferidos a los Generadores o Demanda bajo diferentes modalidades.

La expansión del Sistema de Transmisión Nacional ha tenido diferentes soluciones. Ecuador cuenta con planeamiento centralizado de la expansión y su ejecución es obligación de la empresa de transmisión, por lo que debe pagar los costos originados por restricciones en el sistema de transmisión. En Colombia la expansión se realiza por licitación, definiéndose por la Autoridad Central el Plan de Equipamiento correspondiente. En Perú no se ha definido la responsabilidad por la construcción del Sistema de Transmisión y se ha utilizado la modalidad de contratos BOOT (Build, Own, Operate and Transfer) para la expansión del Sistema Principal de Transmisión.

En Venezuela no se han implementado procedimientos para la remuneración del Sistema de Transmisión.

4.4.8. Mecanismos para el Tratamiento de la Coordinación de la Operación

En todos los países se ha conformado el organismo coordinador de la operación, excepto en Venezuela que está en proceso de implantación.

Se cuenta con procedimientos detallados para la coordinación de la operación, habiéndose implementado en los casos de Ecuador y Colombia la coordinación entre ambos para fines de Transacciones Internacionales de Energía, mediante un acuerdo operativo.

4.4.9. Mecanismos para el Tratamiento de las Transacciones y su Liquidación

En Bolivia, Colombia, Ecuador y Perú, la liquidación de las transacciones del mercado Spot es efectuada por el operador de cada del sistema, que también realizan la coordinación de la operación. En Colombia el Organismo Administrador del Mercado (ASIC) liquida las transacciones tanto el mercado Spot, como en el mercado de contratos.

En lo referente a transacciones internacionales de energía, en Colombia no están afectos a aranceles por disposición legal. En Ecuador tampoco están afectos a aranceles ni impuesto IVA, debiendo abonar el 0.5% del valor CIF para el mantenimiento de los entes aduaneros.

CAPÍTULO V

TRANSACCIONES INTERNACIONALES DE ELECTRICIDAD DE CORTO PLAZO (TIE)

El presente capítulo tiene la finalidad de explicar qué es una TIE, cual es el procedimiento para su activación y conocer sus enormes beneficios de este sistema viéndolo a través de la experiencia de Ecuador y Colombia.

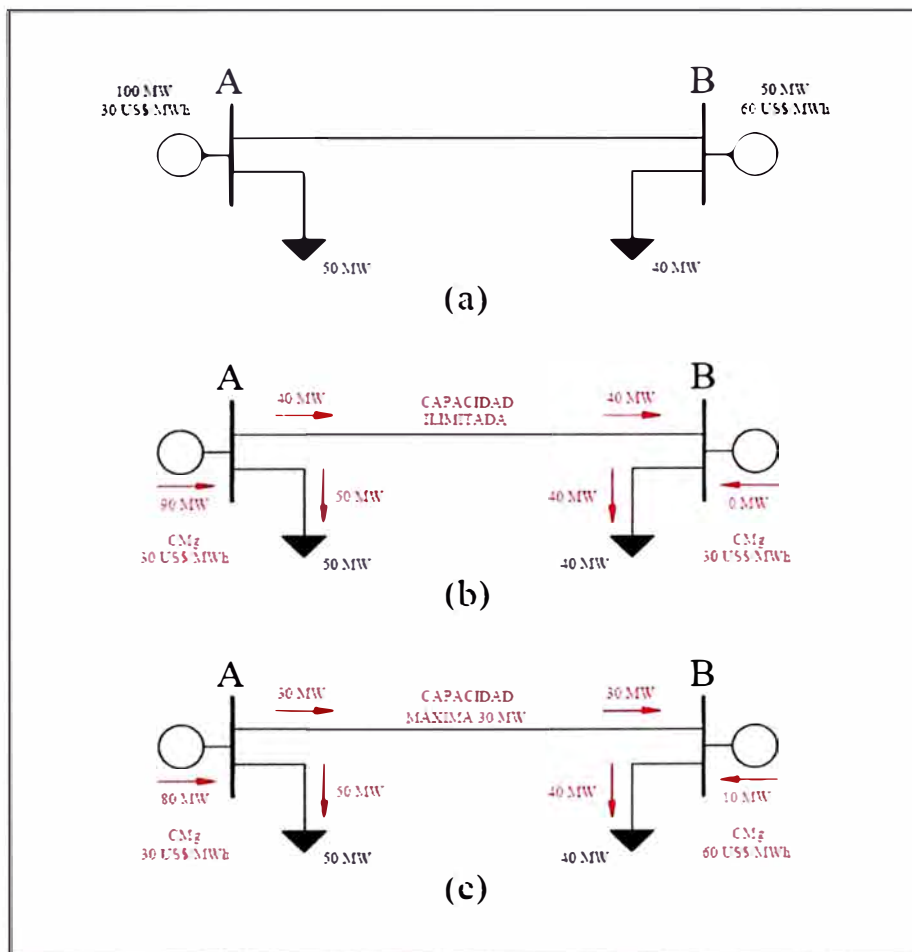
5.1. Definiciones

A continuación se darán algunas definiciones de algunos conceptos relacionados con las transacciones de energía:

- **Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo (TIE):** Son operaciones de compraventa de electricidad de corto plazo entre el SEIN y otros sistemas interconectados. Estas transacciones son producto del programa de despacho diario o del despacho ejecutado, se deciden por la comparación de las curvas de oferta de los Sistemas Interconectados.
- **Rango de Variación de Precios para Liquidación:** Es la variación máxima admitida entre los precios utilizados para las liquidaciones de las TIE respecto a los precios de la curva de oferta utilizada en el programa de despacho diario o en el último redespacho si fuera el caso.
- **Umbral de Precios:** Factor de seguridad que se aplica al precio de Importación del SEIN para efectos de la comparación de las curvas de oferta. Sirve para evitar importaciones no económicas como consecuencia de la diferencia que se presente entre el programa de despacho diario y el despacho ejecutado.

- **Rentas de Transmisión:** Cantidad de dinero que se origina como resultado de la liquidación de las TIE cuando se presenta diferencia de precios entre el nodo frontera del sistema que importa y el nodo frontera del sistema que exporta por un enlace internacional. Existirá una renta de transmisión para cada enlace internacional.
- **Rentas por Congestión:** Renta de transmisión que se origina cuando se alcanza el límite de capacidad máxima de transferencia de un enlace internacional. Para fines de programación y liquidación de las TIE, la renta de congestión forma parte de la renta de transmisión.

La Fig. N° 5.1 (a) ilustra el efecto que tienen las rentas de congestión, en la barra A se encuentra un generador de 100 MW con un costo de producción de 30 US\$/MWh y una carga de 50 MW, en la barra B se encuentra un generador de 50 MW con un costo de 60 US\$/MWh y una carga de 40 MW.



Fuente: Elaboración Propia

Fig. N° 5.1: Ejemplo ilustrativo de las rentas por congestión

Si consideramos que la línea de transmisión que une ambas barras tiene una capacidad ilimitada de transferencia de energía como se muestra en la Fig. N° 5.1 (b), entonces para efectuar un despacho a mínimo costo se requiere solamente de la operación del generador en **A** ya que éste puede abastecer la demanda total y es la más económica, por lo tanto se generan los mismos costos marginales en ambas barras (30 US\$/MWh) y se tiene que el ingreso de los generadores es:

$$90 \text{ MW} \times 30 \text{ US\$/MWh} = 2700 \text{ US\$/h}$$

Asimismo, el costo pagado por los consumidores es:

$$(50 \text{ MW} + 40 \text{ MW}) \times 30 \text{ US\$/MWh} = 2700 \text{ US\$/h}$$

Lo que indica que los pagos de los consumidores cubren la totalidad del costo de la operación.

Sin embargo en el caso de la Fig. N° 5.1 (c) se observa de que la línea de transmisión sólo puede transportar 30 MW de potencia por lo tanto, el generador **B** debe de asumir los 10 MW adicionales para abastecer la demanda de esta barra, por lo que el costo marginal en la barra **B** sería 60 US\$/MWh, mientras que el costo marginal en **A** sería 30 US\$/MWh.

Luego tenemos que el ingreso de los generadores es:

$$80 \text{ MW} \times 30 \text{ US\$/MWh} + 10 \text{ MW} \times 60 \text{ US\$/MWh} = 3000 \text{ US\$/h}$$

el pago de los consumidores es:

$$50 \text{ MW} \times 30 \text{ US\$/MWh} + 40 \text{ MW} \times 60 \text{ US\$/MWh} = 3900 \text{ US\$/h}$$

De este ejemplo se observa que existen 900 US\$/h que los consumidores están pagando de más, este desbalance se produce en los casos en los que existe congestión en la línea y se le denomina Renta por Congestión.

5.2. Procedimiento para la Activación de una TIE según el RIEE

A continuación se presenta el procedimiento que se aplicaría entre Perú y Ecuador para la activación de una TIE [5]:

5.2.1. Formación del precio ofertado en los nodos frontera

El operador del mercado peruano (COES), determinará la curva de oferta horaria que servirá de base para establecer la conveniencia de exportar o importar electricidad.

Se deberá obtener una curva de oferta para cada hora a la cual se oferte electricidad al mercado del otro sistema. La curva de precios ofertados resultante deberá ser monótonamente creciente con la potencia.

Para la formación del Precio Ofertado en los Nodos Frontera, el COES deberá considerar, entre otros, los siguientes cargos asociados con la entrega de electricidad en el Nodo Frontera de cada enlace internacional:

- El Costo Marginal de Corto Plazo programado de la energía en el Nodo Frontera del SEIN del Enlace Internacional.
- Precio Básico de Potencia Equivalente en Energía en el Nodo Frontera del SEIN del Enlace Internacional.
- Costo de las distintas reservas remuneradas en el SEIN.
- Otros costos por requerimientos de demanda, calidad del servicio y seguridad del sistema.
- Costos de transmisión en el SEIN y del Enlace Internacional.

5.2.2. Tratamiento de los Ingresos por Potencia

Para la distribución de los ingresos por potencia que se produzcan por causa de una TIE, el COES utilizaría los mismos criterios previstos en el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) para el mercado interno. El monto a distribuir será obtenido como el producto de la máxima demanda del SEIN y el Precio Básico de Potencia, al cual se le adicionará o sustraerá, según corresponda a una exportación o importación, la TIE valorizada al Precio Básico de Potencia Equivalente en Energía. Para dicho fin, el COES podría constituir y administrar un fondo específico, denominado Fondo de Estabilización de Potencia de Exportación e Importación (FEPEI).

En dicho Fondo el COES acumulará los excedentes resultantes de intercambios de potencia mediante las TIE de exportación; de dicho Fondo el COES deducirá los saldos deudores

resultantes de intercambios de potencia mediante las TIE de importación, determinados según el Procedimiento referido.

5.2.3. Garantías de Pago de las TIE

El COES determinaría el monto total a recolectar por concepto de garantías relativas a las TIE de importaciones previstas en el periodo de programación mientras que el efectivo manejo de los fondos y los depósitos en las cuentas del operador del otro sistema podrían ser efectuados a través de un fideicomiso.

Los Administradores de Mercado de los países involucrados serán responsables de estimar las transacciones de importación y exportación, y estimarán el monto de las transacciones de exportación e importación de su mercado para el periodo de programación correspondiente.

5.2.4. Despacho Económico Coordinado y Despacho Programado

La coordinación del Despacho Económico, tendría en cuenta, para la programación de los recursos de generación y transmisión de cada sistema, la oferta disponible y la demanda extranjera en el Nodo Frontera de cada enlace. Para este fin, se considera que el tratamiento de la exportación o importación de energía eléctrica será el correspondiente a una demanda o una generación en frontera respectivamente.

En relación con el mecanismo de oferta de la energía en frontera, se deberá establecer una curva de Precio Ofertado en el Nodo Frontera (PONE) para una hora determinada, en función de la demanda extranjera requerida, como se muestra en la Fig. N° 5.2.

El PONE incluirá todos los cargos asignados a una demanda propia en el mercado exportador, inclusive capacidad y cargos de transporte, resultando un valor total energizado, expresado en US\$/MWh.

Efectuado el despacho, el valor de la energía importada en el mercado importador será el costo marginal horario sancionado por ese mercado para la hora en que la TIE resulte despachada, más los cargos que regulatoriamente le correspondan en ese mercado como una generación en frontera, incluyendo un monto asignado por capacidad.

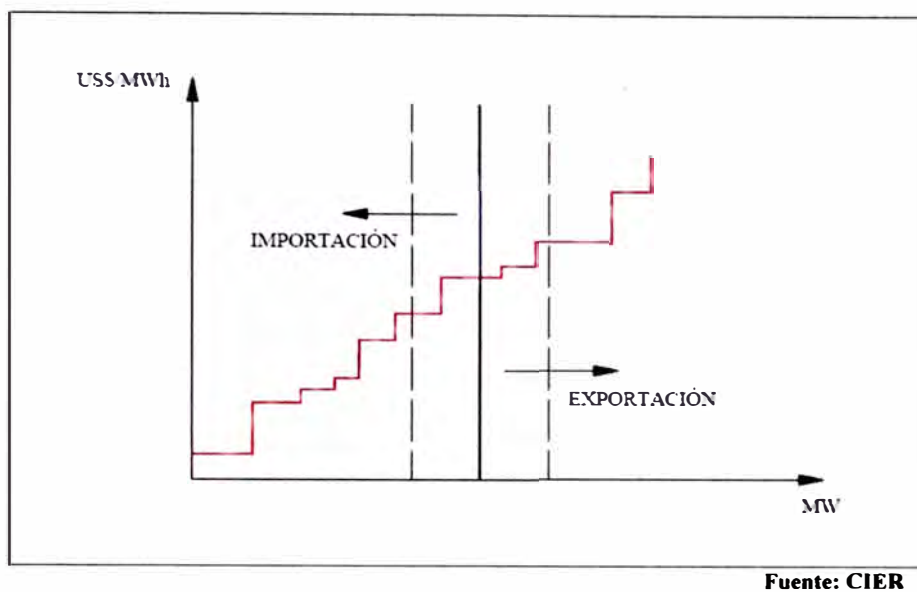


Fig. N° 5.2: Curva de oferta de precios

El pago a reconocer por el mercado importador al exportador deberá ser igual al precio sancionado en el mercado importador más el cargo por capacidad reconocida en dicho mercado, no pudiendo ser menor al PONE.

Con relación a la elaboración de la curva horaria de PONE de cada enlace para el día siguiente, estará constituida por incrementos graduales hasta la capacidad máxima de transferencia del enlace, discriminando entre plantas cuya operación implique una modificación en el costo marginal de corto plazo programado del SEIN. Resultará así una curva de precios determinados en el nodo frontera, con bloques de transferencia crecientes, para cada una de las 24 horas del día siguiente.

El COES recibirá la curva de oferta del otro sistema y comparará hora a hora los PONE del SEIN y el otro sistema, a efectos de establecer la conveniencia de programar una TIE para el día siguiente. A estos efectos, se deberá establecer una metodología objetiva, que permitirá una decisión verificable a partir del concepto de precio umbral, cuyos elementos se definen en la Fig. N° 5.3, donde se esquematiza la comparación de precios en las barras de frontera.

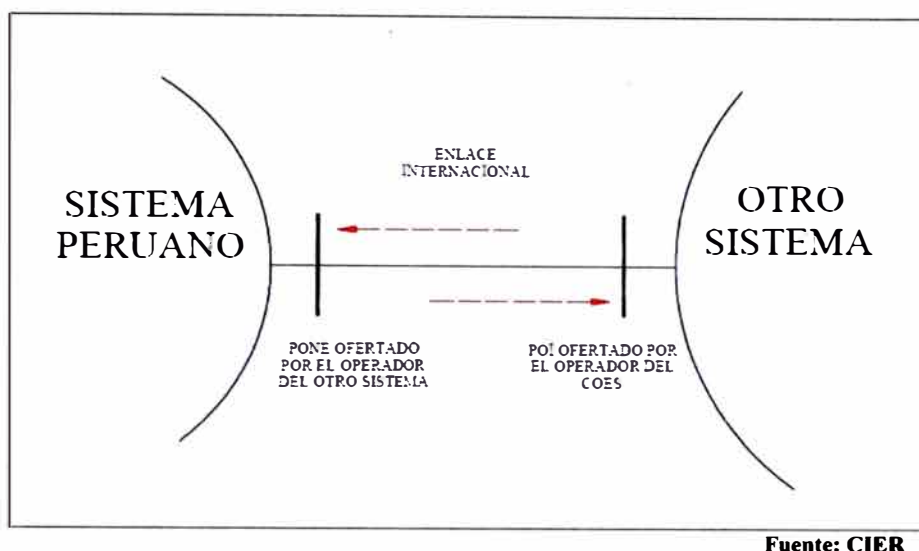


Fig. N° 5.3: Comparación de precios

Corresponderá programar una importación si se cumple la ecuación $|POI - P_{Umbral}| > POE$. A fines de evitar el riesgo de decisiones no económicas se viene proponiendo un precio umbral, con un valor inicial del 8% del POE, en consonancia con las regulaciones de los otros países.

5.3. Rentas por Congestión

Una alternativa que reconozca el carácter de elemento comunitario de infraestructura eléctrica que tienen los Enlaces debería permitir una planificación a partir de decisiones mediante criterios comunes, y la financiación de las obras utilizando fondos de origen y disposición común.

El primer aspecto no parece de solución demasiado compleja, debiendo realizarse un esfuerzo en el sentido de acordar los criterios de planificación y establecer pautas objetivas para la toma de decisiones. Esta debería ser una tarea de importancia a encarar por el grupo de trabajo de los organismos reguladores.

Respecto al segundo aspecto, el tema de financiamiento, debe tenerse presente que existe efectivamente un ingreso de carácter comunitario asociado al comercio internacional de electricidad y previsto en la Decisión N° 536, que es precisamente la renta por congestión.

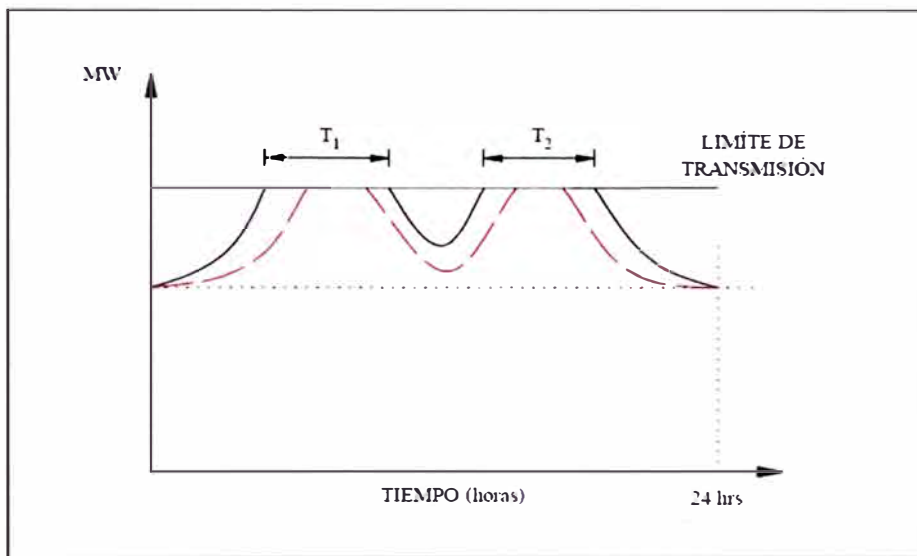
Desde el punto de vista de la eficiencia asignativa, las rentas por congestión deberían destinarse a levantar las restricciones que las originan. Bajo este enfoque, puede entonces

concebirse un fondo donde se acumulen los ingresos de congestión a medida que se producen, destinado a prefinanciar parte o todos los costos de futuras obras de transporte regional.

Respecto a las rentas por congestión, este registrará ingresos diferenciados según el límite de transmisión que corresponda, el diferencial de precios entre sus extremos bajo congestión y de su tasa de congestión o permanencia en el tiempo.

Resulta evidente que a igual límite de transmisión, una curva de carga del Enlace como la de trazos de la Fig. N° 5.4 producirá menos ingresos por congestión que línea llena, mostrando la importancia de la tasa de congestión:

$$\tau = \frac{365 \cdot (T_1 + T_2)}{8760}$$



Fuente: CIER

Fig. N° 5.4: Tasa de congestión de la línea de transmisión

Si un enlace tiene tasa de congestión y diferencial de precios elevados, generará rentas importantes, generando señales para su expansión. Construida la expansión, la tasa de congestión y el diferencial de precios reducirán las rentas hasta que la evolución en la demanda de capacidad de transporte por ese enlace reitere el ciclo.

Por su parte, un enlace que vincule sistemas nacionales que en la zona del nodo frontera resulten limitados no tendrá posibilidades de producción de rentas por congestión importantes.

5.4. Experiencia de Interconexión Ecuador – Colombia

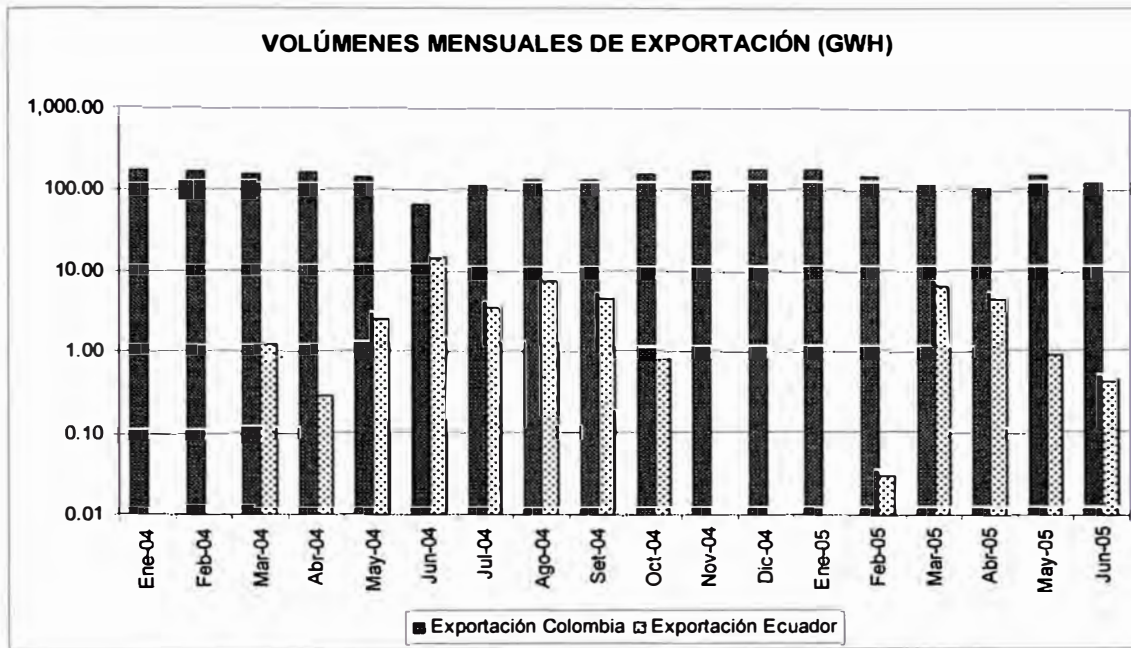
Las Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo (TIE) son un esquema comercial que opera desde el 01 de marzo de 2003 entre los mercados eléctricos de Ecuador y Colombia, gracias a los enlaces internacionales y los acuerdos regulatorios que han permitido optimizar los recursos energéticos para beneficio mutuo.

El Cuadro N° 5.1 presenta un resumen de las TIE ejecutadas hasta junio de 2005 entre Ecuador y Colombia.

CUADRO N° 5.1: Cuadro resumen

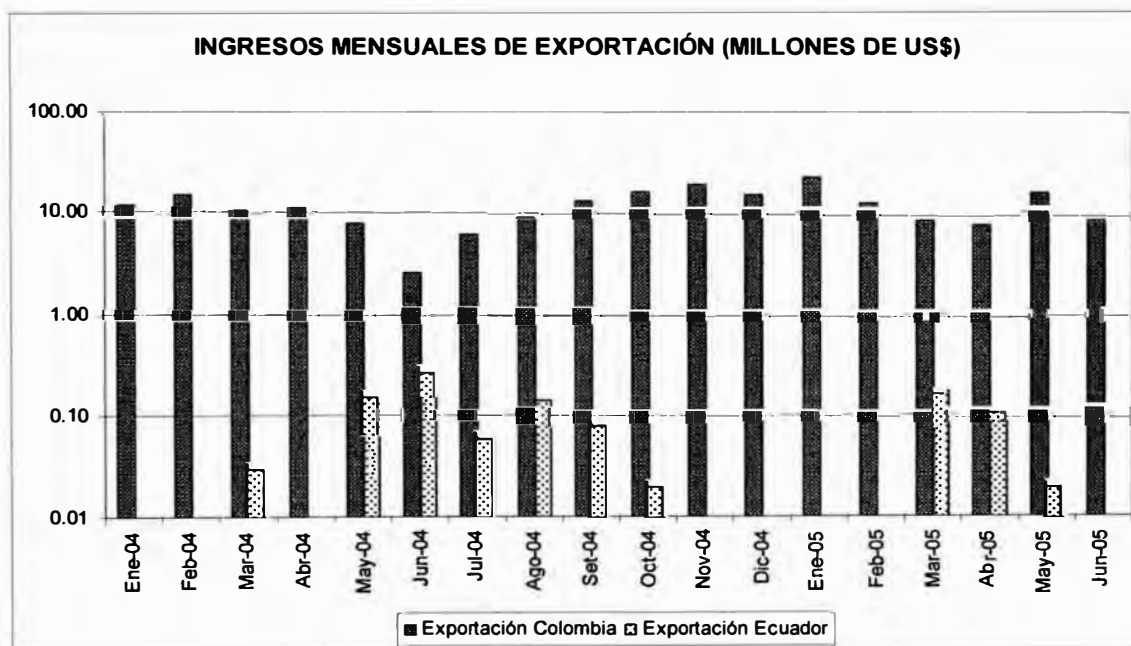
Fecha	Energía (GWh)		Valor (Millones de US\$)		
	Export. Colombia	Export. Ecuador	Export. Colombia	Export. Ecuador	Costos por Congestión
Ene-04	168.05	0.00	12.03	0.00	6.88
Feb-04	162.18	0.00	15.48	0.00	9.77
Mar-04	150.18	1.24	10.27	0.03	4.71
Abr-04	154.1	0.28	10.80	0.01	5.16
May-04	140.62	2.66	7.80	0.15	2.73
Jun-04	63.00	14.47	2.60	0.27	0.61
Jul-04	111.68	3.50	6.10	0.06	2.66
Ago-04	125.86	7.48	8.85	0.14	4.94
Set-04	125.69	4.50	12.81	0.08	8.43
Oct-04	151.23	0.84	15.95	0.02	10.33
Nov-04	161.27	0.00	18.30	0.00	12.58
Dic-04	167.22	0.00	14.59	0.00	8.50
Ene-05	172.52	0.00	21.61	0.00	13.94
Feb-05	137.86	0.03	11.96	0.00	6.19
Mar-05	115.77	6.41	8.14	0.17	3.50
Abr-05	108.32	4.55	7.31	0.11	2.92
May-05	142.75	0.89	15.09	0.02	9.27
Jun-05	120.63	0.45	8.25	0.01	3.64
Total 2003	1,129.26	67.2	80.6	2.33	44.64
Total 2004	1,681.09	34.97	135.59	0.77	77.31
Total 2005	797.86	12.33	72.36	0.32	39.46
Total Acum.	3,608.21	114.5	288.54	3.42	161.4

Fuente: ISA



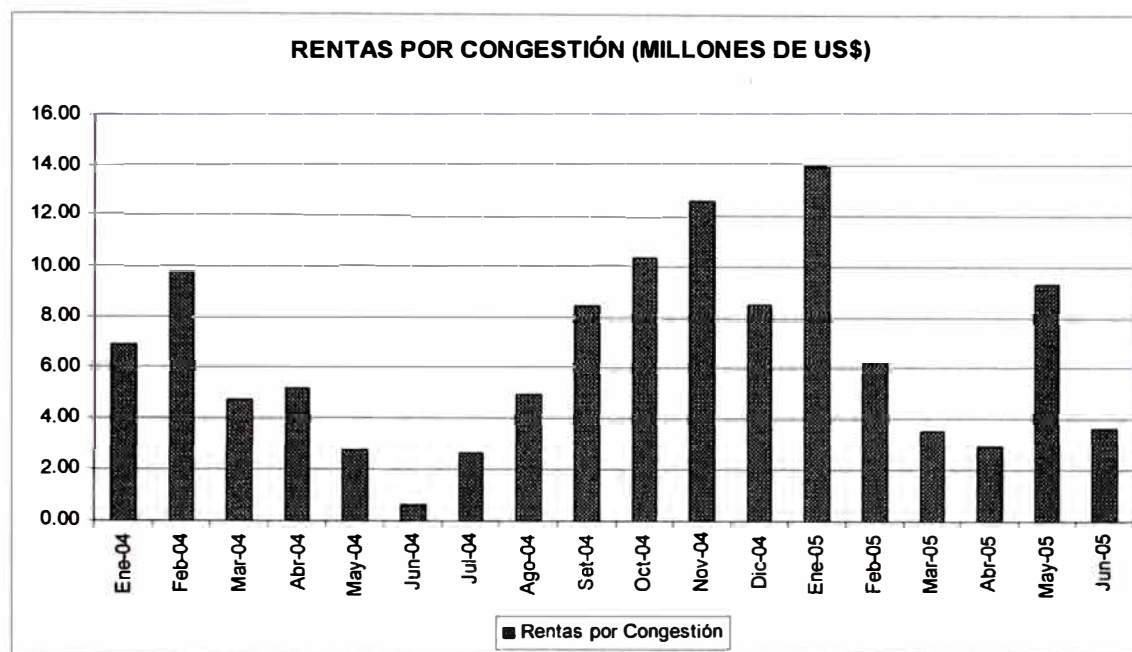
Fuente: ISA

Fig. N° 5.5: Volúmenes mensuales de exportación



Fuente: ISA

Fig. N° 5.6: Ingresos mensuales de exportación



Fuente: ISA

Fig. N° 5.7: Rentas por congestión

Según ISA, los beneficios obtenidos por la aplicación de las TIE entre ambos países han sido evidentes, solamente en el primer año de operación mediante este sistema (marzo 2003 – febrero 2004), Colombia hizo exportaciones por 108 millones de US\$, redujo la tarifa al usuario final por 24 millones de US\$ (por rentas de congestión destinadas a cubrir restricciones) y pudo atender 19 GWh de su demanda en condiciones de emergencia. Asimismo Ecuador hizo exportaciones por 2 millones de US\$, redujo las tarifas al usuario final por 97 millones de US\$ (por disminución en el costo marginal) y tuvo un ahorro por consumo de combustible de 83 millones de US\$.

No hay duda de que las transacciones internacionales de electricidad mediante este sistema traen beneficios, tanto al país importador como al exportador.

5.4.1. Procedimiento de Activación de una TIE entre Ecuador y Colombia

A continuación se presenta el procedimiento efectuado por los operadores de los sistemas de Ecuador y Colombia (Resolución N° CONELEC – 002/03 emitido el 19 de febrero de 2003 por el directorio del CONELEC).

- Se estima de forma horaria una curva escalonada de precios de oferta (PONE) para cada nodo frontera para exportación, la cual refleja un precio en dólares por cada

valor de potencia, igual a la declaración de disponibilidad realizada por los agentes generadores a la bolsa de Energía en orden de mérito, iniciando con un valor de potencia igual a la capacidad remanente del generador marginal, incrementando su valor hasta que cubra la capacidad máxima de exportación del enlace internacional.

- Cada escalón de la curva PONE debe incluir la totalidad de costos y cargos asociados con la entrega de energía en el nodo frontera de exportación.
- Se obtiene un despacho ideal para cada una de las veinticuatro horas del despacho, para la demanda total doméstica y para cada valor adicional de potencia hasta cubrir la capacidad máxima de exportación.
- El precio máximo de importación en dólares es estimado diariamente, encontrando el precio marginal horario de un despacho ideal para cubrir la demanda total doméstica, sin incluir exportaciones a través de los enlaces internacionales; restando el cargo por conexión del enlace internacional respectivo, si es del caso.

Para la realizar el despacho económico coordinado y determinar las TIE, se ejecutan los siguientes pasos:

- **Paso 1:** Los operadores de los países involucrados pone a disposición, antes de las 13:00 horas, sus respectivas curvas horarias PONE y sus precio máximo de importación.
- **Paso 2:** Entre las 13:00 y 13:05, cada operador del sistemas considera la información suministrada por los otros operadores, y determina la activación o no de una TIE, si está dentro de un umbral del 8% la comparación entre el precio máximo para importación y la curva PONE de cada uno de los enlaces internacionales suministrados por cada país; la solicitud de una exportación por parte de uno de los operadores activa la TIE si es que se dispone de las garantías exigidas.
- **Paso 3:** Si se activa una TIE, entre las 13:05 y las 13:35 horas, cada operador realiza un despacho programado e informa al otro operador la cantidad dispuesta a importar.

- **Paso 4:** Entre las 13:35 y las 14:05 horas, cada operador lleva a cabo un nuevo despacho programado, considerando los volúmenes de importación y exportación declarados en el paso anterior.
- **Paso 5:** Entre las 14:05 y las 14:15 horas, cada operador debe informar y recibir del otro, los programas de importación y exportación respectivamente, los cuales deberán ser confirmados, modificados o rechazados antes de finalizar este período, considerando esta nueva información, y aplicando la regla de comparación establecida en el **Paso 2**.

Los operadores tienen la posibilidad de realizar ajustes en el despacho programado, los cuales deben ser informados al operador del otro sistema, y a los agentes participantes a más tardar a las 14:45 horas.

Adicional a las causales establecidas en el código de operación, las siguientes son causas de redespacho para las exportaciones/importaciones internacionales de Corto Plazo:

- Cambios topológicos en los sistemas interconectados de los países que afecten la capacidad de exportación por razones de calidad, seguridad y confiabilidad en la prestación del servicio.
- Cuando el país exportador presente indisponibilidad de recursos de generación, tal que su balance entre demanda y generación, le impida cumplir con el programa de exportación definido.
- Cuando por indisponibilidad de recursos de generación, por intervención de embalses, o cambios topológicos que se presenten en el país exportador, varíe el precio marginal en el nodo frontera de redespacho (PONE), situación que será informada al país importador, con el fin de que su operador decida el redespacho respectivo.
- Cuando se informe de la indisponibilidad parcial o total del enlace internacional.
- Cuando se presenten eventos en los sistemas de los países que varíen el precio máximo de importación de los mismos, el operador del sistema importador podrá solicitar el redespacho, informando las nuevas cantidades a importar.

A continuación se presentan otras reglas operativas de importancia para las TIE entre Ecuador y Colombia:

- Los niveles mínimos de calidad y seguridad no se deben deteriorar por efectos de las TIE.
- Las transacciones por los enlaces internacionales no estarán sujetas a requisitos de entrega obligatoria de reactivos ni a reglas de remuneración por el servicio de control de voltaje. Sin embargo deberán mantenerse los niveles de voltaje dentro de los rangos permitidos por la regulación vigente.
- En caso de que no se programen TIE, el CND deberá tomar las medidas correspondientes para la operación del Enlace Internacional.

5.4.2. Aspectos Comerciales entre Ecuador y Colombia

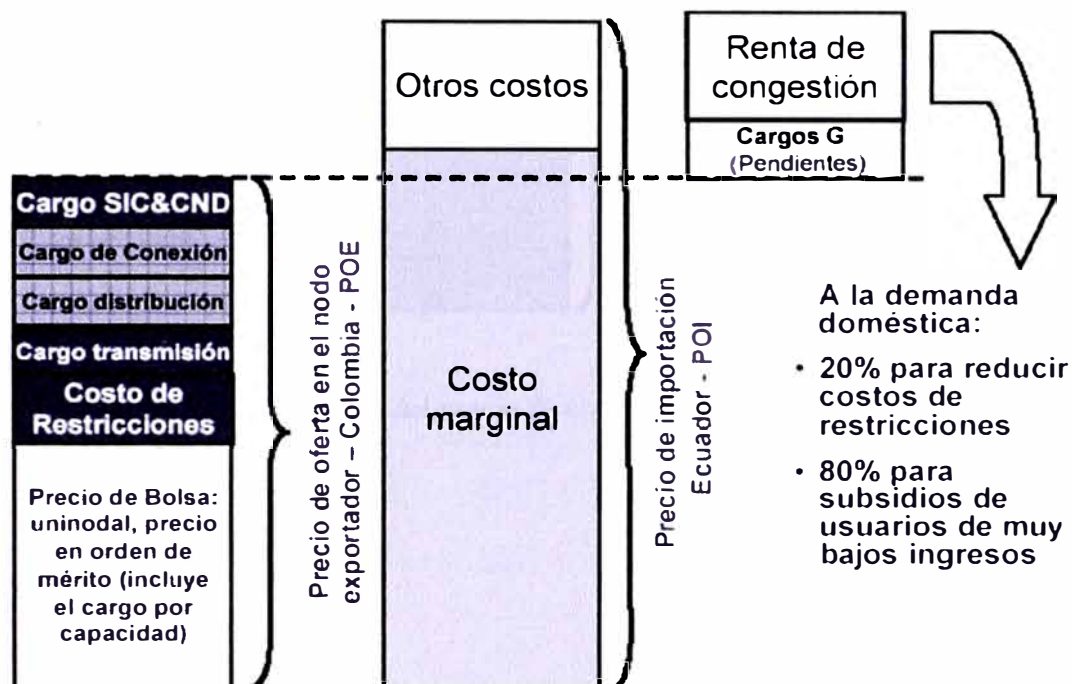
- Para efectos de la liquidación y facturación de una exportación, las pérdidas asociadas con el Enlace Internacional las asumirá la demanda del país importador.
- El valor estimado de las importaciones semanales que se realicen deberán ser pagadas de forma anticipada por el país importador.
- Las rentas de congestión serán asignadas al país exportador.
- Los enlaces internacionales podrán ser clasificados como activos de uso o de conexión. Son de uso cuando hagan parte del plan de expansión de transmisión del STN.

5.4.3. Conformación de Precios entre Ecuador y Colombia

Debido a la existencia de distintos modelos de despacho de Ecuador y Colombia, se emplea un sistema de precios específico para cada país, que respeta ya sea la existencia de una bolsa de Energía (como es el caso de Colombia) o el de la tarificación a costo marginal (como en Ecuador) [6].

La Fig. N° 5.8 ilustra la situación en que el precio de la bolsa de Energía Colombiana permite exportar energía a Ecuador. En este caso, la formación del precio de venta es la suma del precio de bolsa (esquema de despacho implementado en Colombia), más un conjunto de otros costos que incluyen los cargos por: restricción, transmisión, distribución, conexión y financiamiento de los centros de despacho. Lo anterior corresponde al precio de

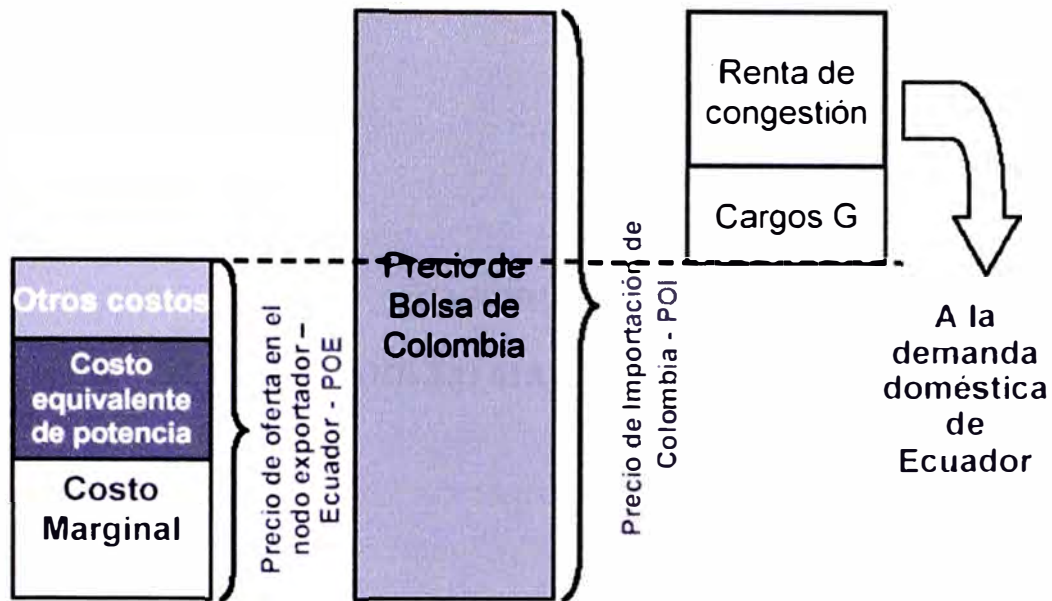
oferta colombiano (POE). A su vez, el precio de importación de Ecuador (POI), se compone del costo marginal más otros costos. La diferencia entre POI y POE corresponde a la renta por congestión y a los cargos G que se destinan a subsidiar la demanda doméstica (reducción de los costos de restricción y subsidio a los consumidores de bajos ingresos).



Fuente: ISA 2003

Fig. N° 5.8: Formación del precio de compra y venta – Colombia exporta

De manera análoga, en el caso que Ecuador exporte energía a Colombia, la formación de precios de oferta del Ecuador POE, estará constituido por el costo marginal de la energía, más el costo equivalente de potencia y más otros costos. Esto sumado a las rentas de congestión y los cargos G, serán el precio de importación en Colombia (POI) y que constituirá un precio de bolsa en el mercado spot como se ilustra en la Fig. N° 5.9.



Fuente: ISA 2003

Fig. N° 5.9: Formación del precio de compra y venta – Ecuador exporta

CAPÍTULO VI

MODELO MATEMÁTICO

El modelo planteado surge por la necesidad de obtener una operación coordinada entre los tres países interconectados: Perú, Ecuador y Colombia; asimismo, es consecuencia del inicio de la primera etapa de la interconexión eléctrica entre Perú y Ecuador, debido a que entrará en operación comercial el enlace de forma radial, es decir, no habrá una interconexión permanente entre ambos países sino que será mediante transferencias de carga.

Este tipo de interconexión tiene la dificultad de que la transferencia de carga se da por bloques, por lo que es preciso decidir si es conveniente transferir todo un bloque de carga o no; a su vez, hay seccionamiento de la red y no es recomendable técnicamente hacer muchas maniobras al día en los interruptores bajo carga porque el desgaste en los contactos del interruptor, los costo de mantenimiento y el despliegue de personal en las subestaciones no lo permitiría, por lo que se deben plantear periodos mínimos de operación y numero máximo de maniobras al día.

A continuación se procederá a identificar los problemas y a detallar los casos para analizar.

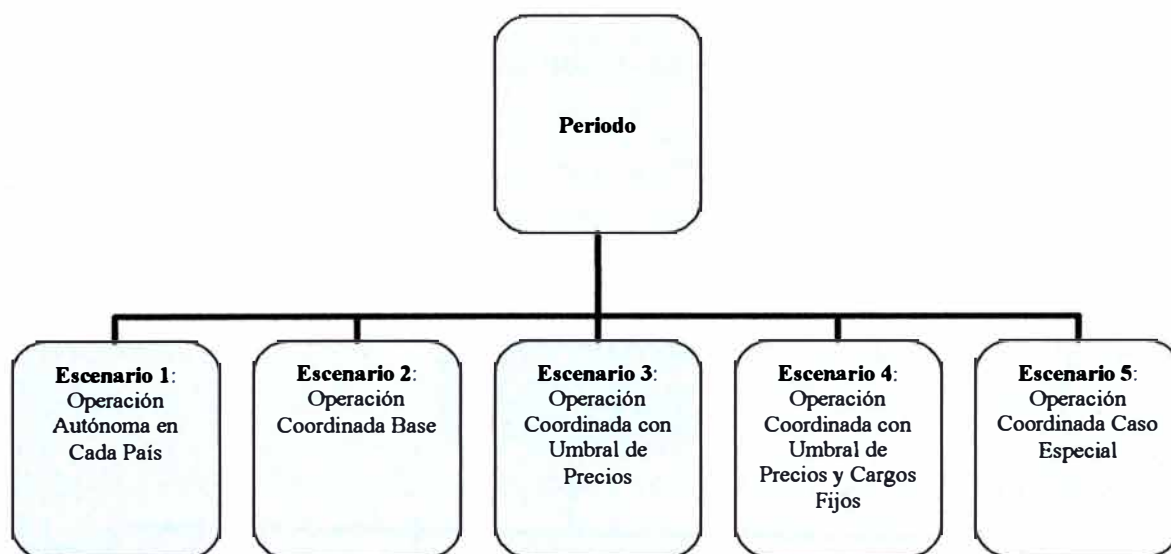
6.1. Identificación de Escenarios y Restricciones

Debido a que el operador de Colombia despacha las unidades considerando las propuestas de los agentes, las cuales incluyen costos fijos y variables; se ha creado un estancamiento en las negociaciones entre los países involucrados ya que Perú y Ecuador sólo consideran los costos variables en la programación de los despachos.

Ecuador y Colombia proponen la idea de incorporar, como parte del precio ofertado a la exportación, los cargos fijos (potencia y transmisión) y variables tal y como han estado trabajando ambos países desde 2003, sin embargo Perú propone de que los despachos deben de considerar sólo los costos variables argumentando que actuar de manera diferente implicaría una discriminación entre la demanda y/o oferta extranjera y la demanda y/o oferta nacional. (información obtenida del Informativo DGE N° 6 Junio 2005 del Ministerio de Energía y Minas – Perú).

Sin embargo, se plantea como posibilidad que Ecuador y Colombia mantengan sus mismos procedimientos y que las transferencias entre Perú y Ecuador se basen solamente en los costos variables, modelo que está enmarcado en la Decisión N° 536.

En base a esto, debemos de plantear cinco escenarios según el Esquema 6.1, que se simulará tanto en periodo de estiaje como de avenida:

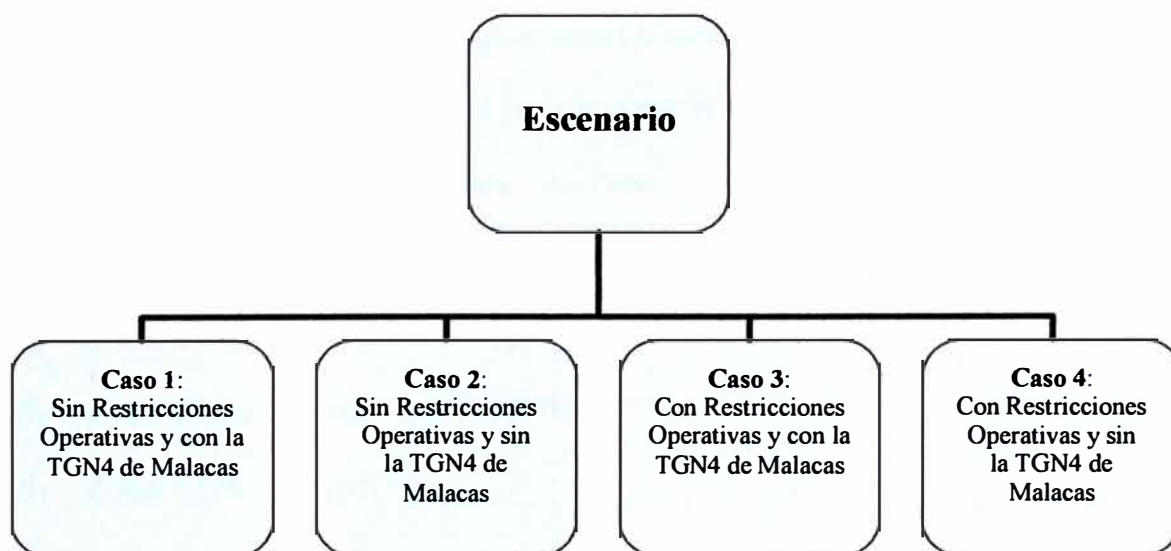


Esquema 6.1: Representación de los escenarios a simular para cada periodo

- 1) **Escenario 1:** Los tres países operan de manera autónoma, en base a sus costos variables.
- 2) **Escenario 2:** Los tres países coordinan las transferencias en base solo a costos variables.
- 3) **Escenario 3:** Los tres países coordinan las transferencias en base solo a costos variables y considerando el umbral de precios.

- 4) **Escenario 4:** Los tres países coordinan las transferencias en base a costos variables, costos fijos y considerando umbrales de precios (Perú y Ecuador deberán de variabilizar sus costos de potencia y transmisión).
- 5) **Escenario 5:** Caso especial en la que Perú y Ecuador coordinarían en base a costos variables (combustible principalmente) y entre Ecuador y Colombia coordinarían en base a costos variables y fijos (según operación actual), se consideran umbrales de precios.

Como parte de las restricciones se consideran las de estabilidad y sostenimiento de las interconexiones. De acuerdo con la recomendación de los estudios de estabilidad efectuados (ver inciso 3.3.3), el enlace Perú – Ecuador, cuando se conecta la carga de Machala al sistema eléctrico peruano, sólo puede ser factible si se tiene encendida la turbina TGN4 de Malacas (80 MW) o, en el caso de que esta turbina se encuentre en mantenimiento, se debe disponer de una reserva de potencia similar inyectando en el norte del Perú (generadores en operación forzada). Debido a este problema, se ha planteado 4 casos que se presentan en el Esquema 6.2 que se simulará para cada uno de los escenarios indicados anteriormente:



Esquema 6.2: Representación de los casos a simular para cada escenario

- 1) **Caso 1:** Sin restricción de enlace y la TGN4 de Malacas en servicio.
- 2) **Caso 2:** Sin restricción de enlace y la TGN4 de Malacas fuera de servicio.
- 3) **Caso 3:** Con restricción de enlace y la TGN4 de Malacas en servicio.

4) **Caso 4:** Con restricción de enlace y la TGN4 de Malacas fuera de servicio.

Así mismo, a fin de verificar el impacto de la estacionalidad en el modelo planteado se simulará para una semana de estiaje y otra semana de avenida según:

- 1) **Periodo 1:** Estiaje en Ecuador (semana del 06 al 12 de noviembre de 2004).
- 2) **Periodo 2:** Avenida en Ecuador (semana del 05 al 11 de marzo de 2005).

Adicionalmente, se simulará como elemento de comparación la operación autónoma de los tres países con el fin de analizar las ventajas y desventajas respecto a la operación coordinada.

También se simulará el impacto que tiene el umbral de precios en las transacciones de energía.

6.2. Planteamiento del Problema

Como parte del análisis del problema se han identificado en total 6 zonas en los tres países que se encuentran interconectados mediante 6 líneas de transmisión, de las cuales 3 son líneas de interconexión internacionales en el modelo planteado.

Como se observa en la Fig. N° 6.1, las 6 zonas planteadas son:

- 1) **Zona PER** – Perú – sin considerar la zona de Tumbes y Talara.
- 2) **Zona TYT** – Tumbes y Talara – en Perú.
- 3) **Zona MCH** – Machala – en Ecuador.
- 4) **Zona ECU** – Ecuador – sin las zonas de Machala y Tulcán.
- 5) **Zona TUL** – Tulcán – en Ecuador.
- 6) **Zona COL** – Colombia.

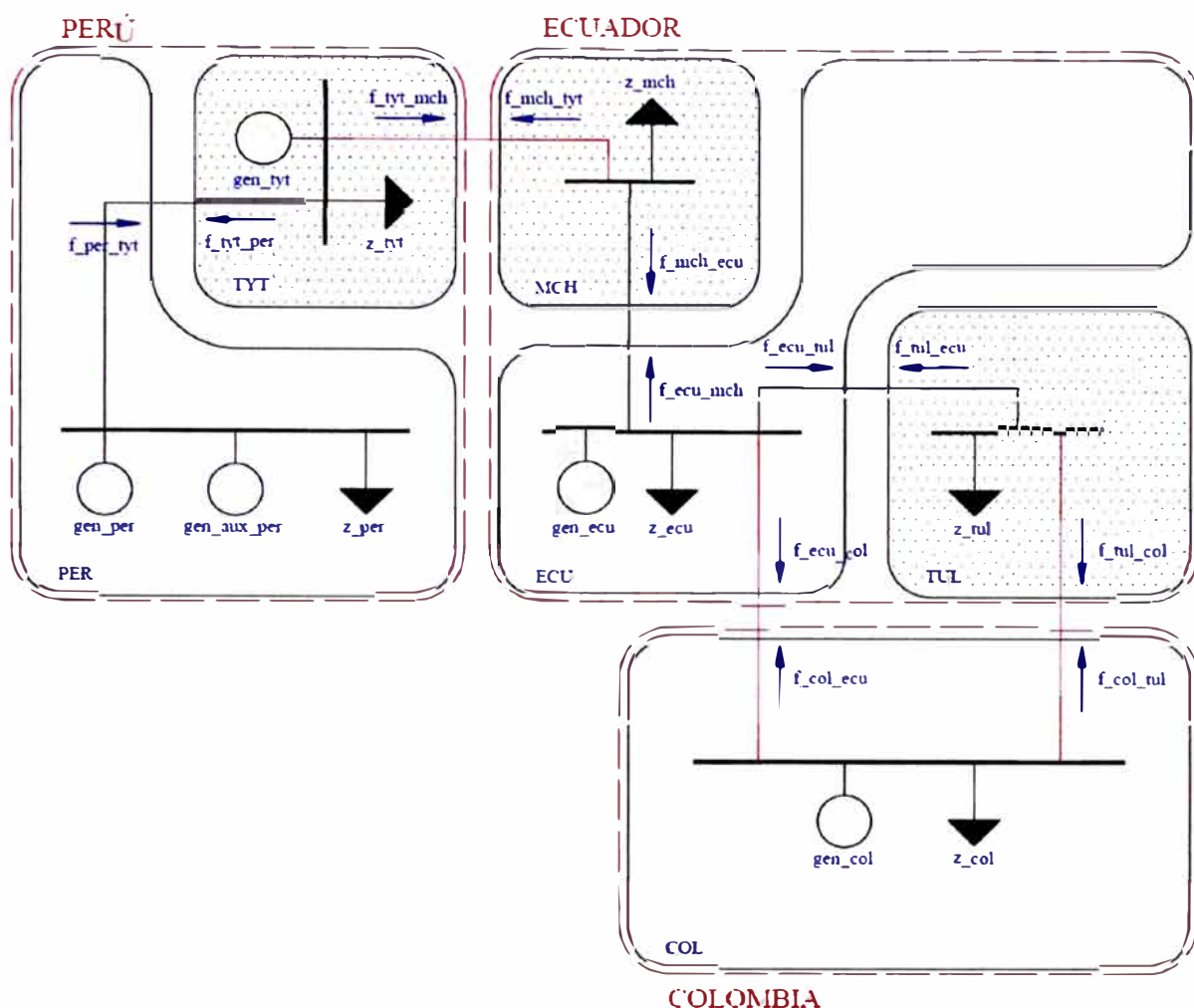


Fig. N° 6.1: Planteamiento del modelo

Se ha considerado que las zonas de PER, ECU y COL tienen un parque generador de $imax$ unidades cada una. Adicionalmente se están separando $jmax$ unidades ubicadas en el norte del Perú (CC.TT. de Malacas, Piura y Chiclayo principalmente) las cuales otorgan soporte y estabilidad en el caso que la carga de Machala se transfiera a Perú.

Finalmente, se han separado $jmax$ unidades que se encuentran en TYT debido a que en el estudio de la interconexión que se hizo en octubre de 2003 (ver sub-capítulo 3.3), el bloque de carga que podía ser transferido a Ecuador por Perú comprendía Piura, Talara y Tumbes, en horas de mínima demanda para evitar problemas de estabilidad. En esta configuración, las unidades generadoras que se encuentran en el norte del Perú, principalmente las TT.GG. de Malacas, podrían pasar al lado de Ecuador; por ello es apropiado observar este efecto, no obstante, el modelo planteado solo permite la transferencia de Tumbes y Talara, quedando en esta región solamente la C.T. de Tumbes. No se consideró la existencia de generación en las zonas de MCH ni TUL en este modelo, lo cual es acorde con la realidad.

Bajo el esquema del estudio, posiblemente se obtenga que el área norte del Perú quede conectado a Ecuador por causa de la apertura de la línea Piura – Chiclayo, dado que los bajos costos de operación de las TG de Malacas y la C.T. de Tumbes cubrirían holgadamente la demanda del norte peruano e incluso el excedente de potencia contribuiría en reducir los gastos de combustible en Ecuador (a modo de ejercicio se tiene que las TT.GG. de Malacas con la C.T de Tumbes pueden generar aproximadamente 140 MW en conjunto, la demanda en horas valle de Piura, Tumbes y Talara es de aproximadamente 80 MW, por lo que se tendría 60 MW en promedio para exportar a Ecuador a un costo muy bajo).

El caso expuesto en el párrafo anterior no es compatible con el concepto de las TIE, ya que según el Reglamento para Transacciones Internacionales de Electricidad, la exportación de electricidad será modelada como una demanda adicional en el nodo frontera, pero en este caso esta supuesta “demanda” podría, en lugar de consumir energía, entregar energía hacia Ecuador. Este es un problema que trae consigo la transferencia de carga mediante la apertura física de enlaces de interconexión. En el caso que no se concrete el enlace Back to Back entre Perú y Ecuador, debido a que según las previsiones de las transferencias a largo plazo no habría un beneficio sustancial de este sistema respecto al de transferencias radiales, podría pretenderse ampliar la frontera de interconexión hasta Piura como se planteó en el estudio de interconexión y encontrarse con este problema.

6.3. Modelo Matemático

En esta sección se plantea el modelo matemático a desarrollar. El modelo planteado para la resolución del problema se presenta en el Esquema 6.3:

Función Objetivo:

Minimizar Costo de los Tres Países

Sujeto a:

Restricción 1: Unidireccionalidad del Flujo

Restricción 2: Restricción en Operación de los Enlaces

Restricción 3: Tiempos Mínimos de Operación de Enlaces

Restricción 4: Instantes de Conexión y Desconexión de Enlaces

Restricción 5: Número Máximo de Operaciones

Restricción 6: Disponibilidad de las Centrales

Restricción 7: Límites de Transmisión

Restricción 8: Restricciones para Mantener la Calidad de Suministro

Esquema N° 6.3: Planteamiento del modelo matemático

6.3.1. Unidireccionalidad del Flujo

Los flujos en las interconexiones se asumen para un solo lado, es decir, no se plantea la posibilidad de flujos encontrados para un mismo enlace, por lo tanto se tiene:

$$u_{_per_tyt_t} + u_{_tyt_per_t} = w_{_per_tyt_t} \quad (6.1)$$

$$u_{_tyt_mch_t} + u_{_mch_tyt_t} = w_{_tyt_mch_t} \quad (6.2)$$

$$u_{_mch_ecu_t} + u_{_ecu_mch_t} = w_{_mch_ecu_t} \quad (6.3)$$

$$u_{_ecu_tul_t} + u_{_tul_ecu_t} = w_{_ecu_tul_t} \quad (6.4)$$

$$u_{_tul_col_t} + u_{_col_tul_t} = w_{_tul_col_t} \quad (6.5)$$

$$u_{_ecu_col_t} + u_{_col_ecu_t} = 1 \quad (6.6)$$

Las variables que empiezan con u son variables enteras binarias que representan el sentido del flujo, por ejemplo, $u_{_per_tyt} = 1$, indica que el flujo se transmite de la Zona PER a la Zona TYT, asimismo $u_{_tyt_per} = 1$, indica que el flujo se transmite en sentido contrario.

Las variables que empiezan con w son variables enteras binarias de decisión, es decir, el modelo decidirá qué enlaces deben estar abiertos y qué otros deben estar cerrados para minimizar los costos de operación de los 3 países en conjunto. Un valor de 1 para esta variable equivale a decir que el enlace está conectado, un valor 0 equivale a lo contrario.

Asimismo, si $w_{_per_tyt} = 1$, una de las variables u de la Ec. 6.1 debe ser 1 y la otra necesariamente 0, y si $w_{_per_tyt} = 0$, ambas variables u son 0.

Cabe indicar que el enlace ECU – COL se ha considerado siempre conectado (no se ha considerado mantenimiento de línea), por lo que el lado derecho de la Ec. 6.6 es 1.

Se vio en la necesidad de crear las variables w , debido a que existen restricciones en la operación de los enlaces debido a la operación radial de éstos, el manejo de estos enlaces se presenta en el inciso siguiente.

6.3.2. Restricción en Operación de los Enlaces

Debido a las transferencias de las cargas de TYT, MCH y TUL y a que éstas deben estar necesariamente conectadas al sistema eléctrico de algún país, se plantean las siguientes restricciones validas para $1 \leq t \leq 24$:

$$w_per_tyt_t + w_tyt_mch_t + w_mch_ecu_t = 2 \quad (6.7)$$

$$w_ecu_tul_t + w_tul_col_t = 1 \quad (6.8)$$

Estas ecuaciones garantizan que los enlaces operen en forma radial.

6.3.3. Tiempos Mínimos de Operación de Enlaces

Las maniobras en los enlaces requieren de varios niveles de coordinación ya sea para abrir o cerrar los interruptores de línea, colocar las puestas a tierra correspondiente, arrancar las centrales térmicas para mantener la estabilidad del sistema al momento de las maniobras, etc. Estas restricciones operativas deben ser modeladas a fin de tener una representación fiel de la operatividad del sistema. A continuación se indica el procedimiento para conseguir esto:

a.- Tiempos Mínimos de Conexión

1) Conexión Enlace PER – TYT:

$$\sum_{\tau=t}^{t+ton-1} w_per_tyt_{\tau} = ton \cdot y_per_tyt_t; \quad 1 \leq t \leq 24 - ton + 1 \quad (6.9)$$

$$w_per_tyt_t \geq w_per_tyt_{t-1}; \quad 24 - ton + 1 < t \leq 24 \quad (6.10)$$

2) Conexión Enlace TYT – MCH:

$$\sum_{\tau=t}^{t+ton-1} w_tyt_mch_{\tau} = ton \cdot y_tyt_mch_t; \quad 1 \leq t \leq 24 - ton + 1 \quad (6.11)$$

$$w_tyt_mch_t \geq w_tyt_mch_{t-1}; \quad 24 - ton + 1 < t \leq 24 \quad (6.12)$$

3) Conexión Enlace MCH – ECU:

$$\sum_{\tau=t}^{t+ton-1} w_mch_ecu_{\tau} = ton \cdot y_mch_ecu_t; \quad 1 \leq t \leq 24 - ton + 1 \quad (6.13)$$

$$w_mch_ecu_t \geq w_mch_ecu_{t-1}; \quad 24 - ton + 1 < t \leq 24 \quad (6.14)$$

4) Conexión Enlace ECU – TUL:

$$\sum_{\tau=t}^{t+ton-1} w_ecu_tul_{\tau} = ton \cdot y_ecu_tul_t; \quad 1 \leq t \leq 24 - ton + 1 \quad (6.15)$$

$$w_ecu_tul_t \geq w_ecu_tul_{t-1}; \quad 24 - ton + 1 < t \leq 24 \quad (6.16)$$

5) Conexión Enlace TUL – COL:

$$\sum_{\tau=t}^{t+ton-1} w_tul_col_{\tau} = ton \cdot y_tul_col_t; \quad 1 \leq t \leq 24 - ton + 1 \quad (6.17)$$

$$w_tul_col_t \geq w_tul_col_{t-1}; \quad 24 - ton + 1 < t \leq 24 \quad (6.18)$$

Cada conexión de enlace presenta dos restricciones, una que comprende las primeras $24 - ton + 1$ horas y la segunda restricción cubre las siguientes horas hasta completar las 24, estas restricciones garantizan que el enlace se encuentre conectado como mínimo ton horas.

Las variables binarias que empiezan con y representan el instante en que se hace la conexión del enlace; por lo cual, las horas de conexión se contabilizan a partir de este momento, como lo sugieren las primeras restricciones de cada enlace.

b.- Tiempos Mínimos de Desconexión

1) Desconexión Enlace PER – TYT:

$$\sum_{\tau=t}^{t+toff-1} [1 - w_per_tyt_{\tau}] = toff \cdot z_per_tyt_t; \quad 1 \leq t \leq 24 - toff + 1 \quad (6.19)$$

$$w_per_tyt_t \leq w_per_tyt_{t-1}; \quad 24 - toff + 1 < t \leq 24 \quad (6.20)$$

2) Desconexión Enlace TYT – MCH:

$$\sum_{\tau=t}^{t+toff-1} [1 - w_tyt_mch_{\tau}] = toff \cdot z_tyt_mch_t; \quad 1 \leq t \leq 24 - toff + 1 \quad (6.21)$$

$$w_tyt_mch_t \leq w_tyt_mch_{t-1}; \quad 24 - toff + 1 < t \leq 24 \quad (6.22)$$

3) Desconexión Enlace MCH – ECU:

$$\sum_{\tau=t}^{t+toff-1} [1 - w_mch_ecu_{\tau}] = toff \cdot z_mch_ecu_t; \quad 1 \leq t \leq 24 - toff + 1 \quad (6.23)$$

$$w_mch_ecu_t \leq w_mch_ecu_{t-1}; \quad 24 - toff + 1 < t \leq 24 \quad (6.24)$$

4) Desconexión Enlace ECU – TUL:

$$\sum_{\tau=t}^{t+toff-1} [1 - w_ecu_tul_{\tau}] = toff \cdot z_ecu_tul_t; \quad 1 \leq t \leq 24 - toff + 1 \quad (6.25)$$

$$w_ecu_tul_t \leq w_ecu_tul_{t-1}; \quad 24 - toff + 1 < t \leq 24 \quad (6.26)$$

5) Desconexión Enlace TUL – COL:

$$\sum_{\tau=t}^{t+toff-1} [1 - w_tul_col_{\tau}] = toff \cdot z_tul_col_t; \quad 1 \leq t \leq 24 - toff + 1 \quad (6.27)$$

$$w_tul_col_t \leq w_tul_col_{t-1}; \quad 24 - toff + 1 < t \leq 24 \quad (6.28)$$

Cada desconexión de enlace presenta dos restricciones, una que comprende las primeras $24 - toff + 1$ horas y la segunda restricción cubre las siguientes horas hasta completar las 24, estas restricciones garantizan que el enlace se encuentre desconectado como mínimo $toff$ horas.

Las variables binarias que empiezan con z representan el instante en que se hace la desconexión del enlace; por lo cual, las horas de desconexión se contabilizan a partir de este momento.

Es necesario aclarar que tanto en conexión como en desconexión son necesarias tres restricciones por enlace en lugar de dos, la tercera que falta está relacionada con el estado de operación del enlace al inicio del día y el tiempo en que viene operando de este modo, no se ha considerado esta restricción para evitar complicar el modelo, por lo cual se deja al

modelo que decida el estado inicial de cada enlace. En un modelo más realista debería considerarse esta tercera restricción.

6.3.4. Instantes de Conexión y Desconexión de Enlaces

Debido a que no es posible la conexión y desconexión de un enlace en el mismo instante t ; se tiene para $2 \leq t \leq 24$:

$$y_{per_tyt_t} - z_{per_tyt_t} = w_{per_tyt_t} - w_{per_tyt_{t-1}} \quad (6.29)$$

$$y_{tyt_mch_t} - z_{tyt_mch_t} = w_{tyt_mch_t} - w_{tyt_mch_{t-1}} \quad (6.30)$$

$$y_{mch_ecu_t} - z_{mch_ecu_t} = w_{mch_ecu_t} - w_{mch_ecu_{t-1}} \quad (6.31)$$

$$y_{ecu_tul_t} - z_{ecu_tul_t} = w_{ecu_tul_t} - w_{ecu_tul_{t-1}} \quad (6.32)$$

$$y_{tul_col_t} - z_{tul_col_t} = w_{tul_col_t} - w_{tul_col_{t-1}} \quad (6.33)$$

Se observa que las restricciones anteriores no consideran $t = 1$; dejando al modelo decidir las condiciones iniciales que minimicen los costos de operación. También se tiene que un enlace no puede conectarse y desconectarse en el mismo periodo t , lo cual se modela de la siguiente forma para $1 \leq t \leq 24$:

$$y_{per_tyt_t} + z_{per_tyt_t} \leq 1 \quad (6.34)$$

$$y_{tyt_mch_t} + z_{tyt_mch_t} \leq 1 \quad (6.35)$$

$$y_{mch_ecu_t} + z_{mch_ecu_t} \leq 1 \quad (6.36)$$

$$y_{ecu_tul_t} + z_{ecu_tul_t} \leq 1 \quad (6.37)$$

$$y_{tul_col_t} + z_{tul_col_t} \leq 1 \quad (6.38)$$

6.3.5. Número Máximo de Operaciones

Debido a lo comentado al inicio del presente capítulo, un exceso en el número de maniobras en los enlaces podría provocar un desgaste acelerado en los contactos y en las partes móviles de los interruptores de los enlaces, incurrir en mayores gastos en personal calificado dentro de las subestaciones de transferencia, lo cual implicaría asignar un mayor presupuesto al rubro de mantenimiento de la subestación, tener que asumir los gastos de combustible de los generadores que se requieran arrancar para efectuar la sincronización de los sistemas, etc.; debido a esto, se plantea restringir el número de operaciones de conexión y desconexión diarias por enlace de la siguiente forma:

$$\sum_{t=1}^{24} [y_per_tyt_t + z_per_tyt_t] \leq maxop \quad (6.39)$$

$$\sum_{t=1}^{24} [y_tyt_mch_t + z_tyt_mch_t] \leq maxop \quad (6.40)$$

$$\sum_{t=1}^{24} [y_mch_ecu_t + z_mch_ecu_t] \leq maxop \quad (6.41)$$

$$\sum_{t=1}^{24} [y_ecu_tul_t + z_ecu_tul_t] \leq maxop \quad (6.42)$$

$$\sum_{t=1}^{24} [y_tul_col_t + z_tul_col_t] \leq maxop \quad (6.43)$$

6.3.6. Disponibilidad de las Centrales

Se tiene que las zonas de PER, TYT, ECU y COL tienen unidades de generación, las cuales están limitadas a una disponibilidad; por lo tanto, se tiene para $1 \leq t \leq 24$:

$$g_per_{t,i} \leq disp_per_{t,i}; \quad 1 \leq i \leq imax \quad (6.44)$$

$$g_aux_per_{t,j} \leq disp_aux_per_{t,j}; \quad 1 \leq j \leq jmax \quad (6.45)$$

$$g_tyt_{t,j} \leq disp_tyt_{t,j}; \quad 1 \leq i \leq jmax \quad (6.46)$$

$$g_ecu_{t,i} \leq disp_ecu_{t,i}; \quad 1 \leq i \leq imax \quad (6.47)$$

$$g_col_{t,i} \leq disp_col_{t,i}; \quad 1 \leq i \leq imax \quad (6.48)$$

Como se había adelantado, se tienen algunas unidades en TYT y otras auxiliares en PER que actúan en casos específicos que se detallará mas adelante.

6.3.7. Límites de Transmisión

Dentro del modelo se van a especificar los límites de capacidad del enlace según las siguientes restricciones para $1 \leq t \leq 24$:

$$f_per_tyt_t \leq 120 \cdot u_per_tyt_t \quad (6.49)$$

$$f_tyt_per_t \leq 120 \cdot u_tyt_per_t \quad (6.50)$$

$$f_tyt_mch_t \leq 100 \cdot u_tyt_mch_t \quad (6.51)$$

$$f_mch_tyt_t \leq 100 \cdot u_mch_tyt_t \quad (6.52)$$

$$f_mch_ecu_t \leq 100 \cdot u_mch_ecu_t \quad (6.53)$$

$$f_ecu_mch_t \leq 100 \cdot u_ecu_mch_t \quad (6.54)$$

$$f_ecu_tul_t \leq 25 \cdot u_ecu_tul_t \quad (6.55)$$

$$f_tul_ecu_t \leq 25 \cdot u_tul_ecu_t \quad (6.56)$$

$$f_tul_col_t \leq 25 \cdot u_tul_col_t \quad (6.57)$$

$$f_col_tul_t \leq 25 \cdot u_col_tul_t \quad (6.58)$$

$$f_ecu_col_t \leq 160 \cdot u_ecu_col_t \quad (6.59)$$

$$f_col_ecu_t \leq 225 \cdot u_col_ecu_t \quad (6.60)$$

La variable real positiva que empieza con f , corresponde al flujo de potencia en la interconexión; por ejemplo, f_ecu_col representa el flujo en la dirección de ECU a COL, asimismo se tiene que el flujo de ECU a COL es como máximo de 160 MW, mientras que el flujo en este mismo enlace, pero en sentido contrario podría llegar a 225 MW, según se observa en las Ecs. 6.59 y 6.60 respectivamente.

Los límites de potencia propuestos corresponden a datos aproximados a los reales.

6.3.8. Restricciones para Mantener la Calidad de Suministro

Según los estudios realizados para la operación radial de Perú y Ecuador, cuando la carga de Machala pasa a ser alimentada por Perú se debe arrancar algunas unidades del norte de Perú para sostener el enlace (ver el acápite 3.3.1.3).

En el modelo se considera que para esta condición, se deberá de generar como mínimo 72 MW (el 90% de la capacidad de la TGN4 de Malacas) entre las unidades de la zona de TYT y las unidades auxiliares del norte de Perú de manera forzada para sostener el enlace, con lo cual se tiene que para $1 \leq t \leq 24$:

$$\sum_{j=1}^{jmax} g_aux_per_{t,j} + \sum_{j=1}^{jmax} g_tyt_{t,j} + r_tyt_t \geq 72 \cdot [1 - w_mch_ecu_t] \quad (6.61)$$

Donde r_tyt representa la potencia necesaria para cubrir la cuota requerida a costo de racionamiento de TYT; de aquí en adelante, las variables que empiecen con r , representarán a la potencia de racionamiento o falla.

6.3.9. Costos Asumidos por Países

Los tres países que conforman el acuerdo de transacciones eléctricas deben de cubrir sus gastos variables de operación y mantenimiento (principalmente combustibles de las centrales de generación) y sus costos por potencia firme (cuya forma de liquidación es distinta para cada país).

A continuación se presenta el caso general, considerando cargos fijos (cf) y variables ($cvar$).

1) En Perú:

$$\begin{aligned}
 c_{per} = & \dots \\
 & \sum_{i=1}^{imax} \sum_{t=1}^{24} [cvar_{per_{t,i}} + cf_{per_t}] \cdot g_{per_{t,i}} + \dots \\
 & \sum_{j=1}^{jmax} \sum_{t=1}^{24} [cvar_{aux_{per_{t,j}}} + cf_{per_t}] \cdot g_{aux_{per_{t,j}}} + \dots \\
 & \sum_{j=1}^{jmax} \sum_{t=1}^{24} [cvar_{tyt_{t,j}} + cf_{per_t}] \cdot g_{tyt_{t,j}} + \dots \\
 & 250 \cdot \sum_{t=1}^{24} [r_{per_t} + r_{tyt_t}]
 \end{aligned} \tag{6.62}$$

Donde se ha considerado el costo de racionamiento en 250 US\$/MWh, y se considera un costo fijo variabilizado como cargo de potencia, el cual se asume constante para cada periodo t .

2) En Ecuador:

$$\begin{aligned}
 c_{ecu} = & \dots \\
 & \sum_{i=1}^{imax} \sum_{t=1}^{24} [cvar_{ecu_{t,i}} + cf_{ecu_t}] \cdot g_{ecu_{t,i}} + \dots \\
 & 300 \cdot \sum_{t=1}^{24} [r_{mch_t} + r_{ecu_t} + r_{tul_t}]
 \end{aligned} \tag{6.63}$$

Donde, se ha considerado el costo de racionamiento en 300 US\$/MWh, y un costo fijo variabilizado como cargo de potencia, el cual es mayor en horas de media y máxima demanda.

En el caso especial que Perú y Ecuador acuerden efectuar transacciones de energía considerando solo los costos variables y, que Ecuador y Colombia hagan lo propio considerando costos variables y fijos, según el esquema mostrado en las Figs. 5.8 y 5.9, se debe de hacer la siguiente modificación a la ecuación anterior, según:

$$\begin{aligned}
 c_{ecu} = & \dots \\
 & \sum_{i=1}^{imax} \sum_{t=1}^{24} cvar_{ecu_{t,i}} \cdot g_{ecu_{t,i}} + \dots \\
 & \sum_{t=1}^{24} [f_{tul_col_t} + f_{ecu_col_t}] \cdot cf_{ecu_t} + \dots \quad (6.63^*) \\
 & 300 \cdot \sum_{t=1}^{24} [r_{mch_t} + r_{ecu_t} + r_{tul_t}]
 \end{aligned}$$

Lo cual asegura que Ecuador cargará el costo fijo sólo en las transacciones con Colombia.

3) En Colombia:

$$\begin{aligned}
 c_{col} = & \dots \\
 & \sum_{i=1}^{imax} \sum_{t=1}^{24} [cvar_{col_{t,i}} + cf_{col_t}] \cdot g_{col_{t,i}} + \dots \quad (6.64) \\
 & 250 \cdot \sum_{t=1}^{24} r_{col_t}
 \end{aligned}$$

Según la norma colombiana, el costo de energía no suministrada o costo de falla o racionamiento, varía de acuerdo a la profundidad de la falla, por lo cual sería necesario considerar un valor apropiado a ser incorporado en el modelo. En este caso, se ha considerado un valor de 250 US\$/MWh en este caso.

6.3.10. Despacho en cada Zona

Considerando las demandas por zonas, según:

$$\begin{aligned}
 z_{per_t} &= d_{per_t} - d_{tyt_t} \\
 z_{tyt_t} &= d_{tyt_t} \\
 z_{mch_t} &= d_{mch_t} \\
 z_{ecu_t} &= d_{ecu_t} - d_{mch_t} - d_{tul_t} \\
 z_{tul_t} &= d_{tul_t}
 \end{aligned}$$

$$z_col_t = d_col_t$$

Donde, las variables que empiezan con d , corresponden a la demanda estimada de cada zona.

Bajo esta premisa, los despachos en cada zona para $1 \leq t \leq 24$ son:

1) Zona PER:

$$\sum_{i=1}^{imax} g_per_{t,i} + \sum_{j=1}^{jmax} g_aux_per_{t,j} + f_tyt_per_t - f_per_tyt_t + \dots \quad (6.65)$$

$$r_per_t = z_per_t$$

2) Zona TYT:

$$\sum_{j=1}^{jmax} g_tyt_{t,j} + f_per_tyt_t + f_mch_tyt_t - f_tyt_per_t - \dots \quad (6.66)$$

$$f_tyt_mch_t + r_tyt_t = z_tyt_t$$

3) Zona MCH:

$$f_tyt_mch_t + f_ecu_mch_t - f_mch_tyt_t - f_mch_ecu_t + \dots \quad (6.67)$$

$$r_mch_t = z_mch_t$$

4) Zona ECU:

$$\sum_{i=1}^{imax} g_ecu_{t,i} + f_mch_ecu_t + f_tul_ecu_t + f_col_ecu_t - \dots \quad (6.68)$$

$$f_ecu_mch_t - f_ecu_tul_t - f_ecu_col_t + r_ecu_t = z_ecu_t$$

5) Zona TUL:

$$f_ecu_tul_t + f_col_tul_t - f_tul_ecu_t - f_tul_col_t + \dots \quad (6.69)$$

$$r_tul_t = z_tul_t$$

6) Zona COL:

$$\sum_{i=1}^{imax} g_col_{t,i} + f_tul_col_t + f_ecu_col_t - f_col_tul_t - \dots \quad (6.70)$$

$$f_col_ecu_t + r_col_t = z_col_t$$

6.3.11. Función Objetivo

La función objetivo a minimizar será la del *costo* conjunto de los tres países, agregando el concepto de umbral de precios para evitar el riesgo de realizar transacciones no económicas, con lo que se tiene:

$$\begin{aligned}
 \text{costo} = & \dots \\
 & c_{_per} + c_{_ecu} + c_{_col} + \dots \\
 & [umb - 1] \cdot \sum_{t=1}^{24} [cu_{_tyt_mch_t} + cf_{_per_t}] \cdot f_{_tyt_mch_t} + \dots \\
 & [umb - 1] \cdot \sum_{t=1}^{24} [cu_{_mch_tyt_t} + cf_{_ecu_t}] \cdot f_{_mch_tyt_t} + \dots \\
 & [umb - 1] \cdot \sum_{t=1}^{24} [cu_{_tul_col_t} + cf_{_ecu_t}] \cdot f_{_tul_col_t} + \dots \\
 & [umb - 1] \cdot \sum_{t=1}^{24} [cu_{_col_tul_t} + cf_{_col_t}] \cdot f_{_col_tul_t} + \dots \\
 & [umb - 1] \cdot \sum_{t=1}^{24} [cu_{_ecu_col_t} + cf_{_ecu_t}] \cdot f_{_ecu_col_t} + \dots \\
 & [umb - 1] \cdot \sum_{t=1}^{24} [cu_{_col_ecu_t} + cf_{_col_t}] \cdot f_{_col_ecu_t}
 \end{aligned} \tag{6.71}$$

Donde *umb* representa el valor umbral a ser considerado para las transacciones, este podría ser independiente para cada país según la variación de precios que presenten; en el modelo lo consideraremos el mismo para todos.

Las variables que empiezan con *cu* corresponden al precio POI, es decir el precio de oferta de importación, el cual coincide con el costo marginal del país en caso de operar en forma autónoma.

Si se quiere considerar los costos incurridos en conectar o desconectar una línea, se podría agregar a la función objetivo, lo siguiente:

$$\begin{aligned}
& \sum_{t=1}^{24} [cc_per_tyt \cdot y_per_tyt_t + cd_per_tyt \cdot z_per_tyt_t] + \dots \\
& \sum_{t=1}^{24} [cc_tyt_mch \cdot y_tyt_mch_t + cd_tyt_mch \cdot z_tyt_mch_t] + \dots \\
& \sum_{t=1}^{24} [cc_mch_ecu \cdot y_mch_ecu_t + cd_mch_ecu \cdot z_mch_ecu_t] + \dots \quad (6.72) \\
& \sum_{t=1}^{24} [cc_ecu_tul \cdot y_ecu_tul_t + cd_ecu_tul \cdot z_ecu_tul_t] + \dots \\
& \sum_{t=1}^{24} [cc_tul_col \cdot y_tul_col_t + cd_tul_col \cdot z_tul_col_t]
\end{aligned}$$

Donde las constantes que empiezan con *cc* representan al costo de conexión del enlace, y las constantes que empiezan con *cd* representan al costo de desconexión, el presente trabajo no incluye los costos de conexión ni desconexión.

CAPÍTULO VII

CASOS DE SIMULACIÓN

Como se mencionó en el capítulo anterior se han planteado varios casos de simulación, para ello se ha utilizado los datos de demanda de cada zona antes indicadas, disponibilidad de las centrales, costos fijos de cada una de ellas utilizadas por Osinerg para su análisis interno, estos datos corresponden al escenario real que se vivió en esas épocas por lo que los resultados obtenidos podrían fácilmente simular “lo que hubiera pasado” en caso de estar interconectados.

Los costos variabilizados de potencia de Ecuador y Colombia, también fueron proporcionados por el ente regulador y corresponden a los valores reales que se acordaron en ambos países, el costo variabilizado de Perú fue calculado, sin discriminar entre horas punta y valle, los costos por potencia firme y transmisión.

Debido a que Colombia incluye los costos de potencia en las ofertas de los agentes de generación, fue preciso separar ambos conceptos para poder hacer las debidas comparaciones a igualdad de condiciones, esta división, al momento de recabar la información, ya había sido realizada.

Para las simulaciones se han considerado los siguientes parámetros:

- Número de generadores principales: $imax = 100$
- Número de generadores especiales: $jmax = 10$
- Tiempo mínimo de conexión de enlaces: $ton = 2$ (horas)
- Tiempo mínimo de desconexión de enlaces: $toff = 2$ (horas)
- Número máximo de operaciones por enlaces: $maxop = 2$

- Valor umbral: $umb = 1.08$

Los generadores principales corresponden a los que conforman los sistemas de cada país y los especiales corresponden a los del área norte de Perú.

Debido a que la formulación del modelo de despacho corresponde a una programación lineal – entera, se utilizará para efectuar las simulaciones, el lenguaje de programación del programa de computación LPL (Linear Programming Language), debido a su facilidad de manejo y no tener límites en la cantidad de restricciones y variables, utilizando como motor de cálculo el CPLEX, que permite resolver problemas lineales mixtos enteros en base al métodos simplex y flujo en redes (posee además, algoritmos que reducen el área de búsqueda de la solución óptima, haciendo que la búsqueda sea más rápida).

A continuación presentaremos los casos simulados según lo indicado en el capítulo anterior:

7.1. Periodo 1: Estiaje en Ecuador

Para simular este caso consideraremos la semana del sábado 06 al viernes 12 de Noviembre de 2004. Para esta semana se presentan los siguientes resultados:

7.1.1. Escenario 1: Operación Autónoma de Cada País

A continuación se presentan los costos marginales de las zonas en observación, se presentan cuatro casos que corresponden a la operación de la TGN4 de Malacas y considerando de que si es que se debe exportar debe haber una operación forzada de las centrales del norte en por lo menos 72 MW.

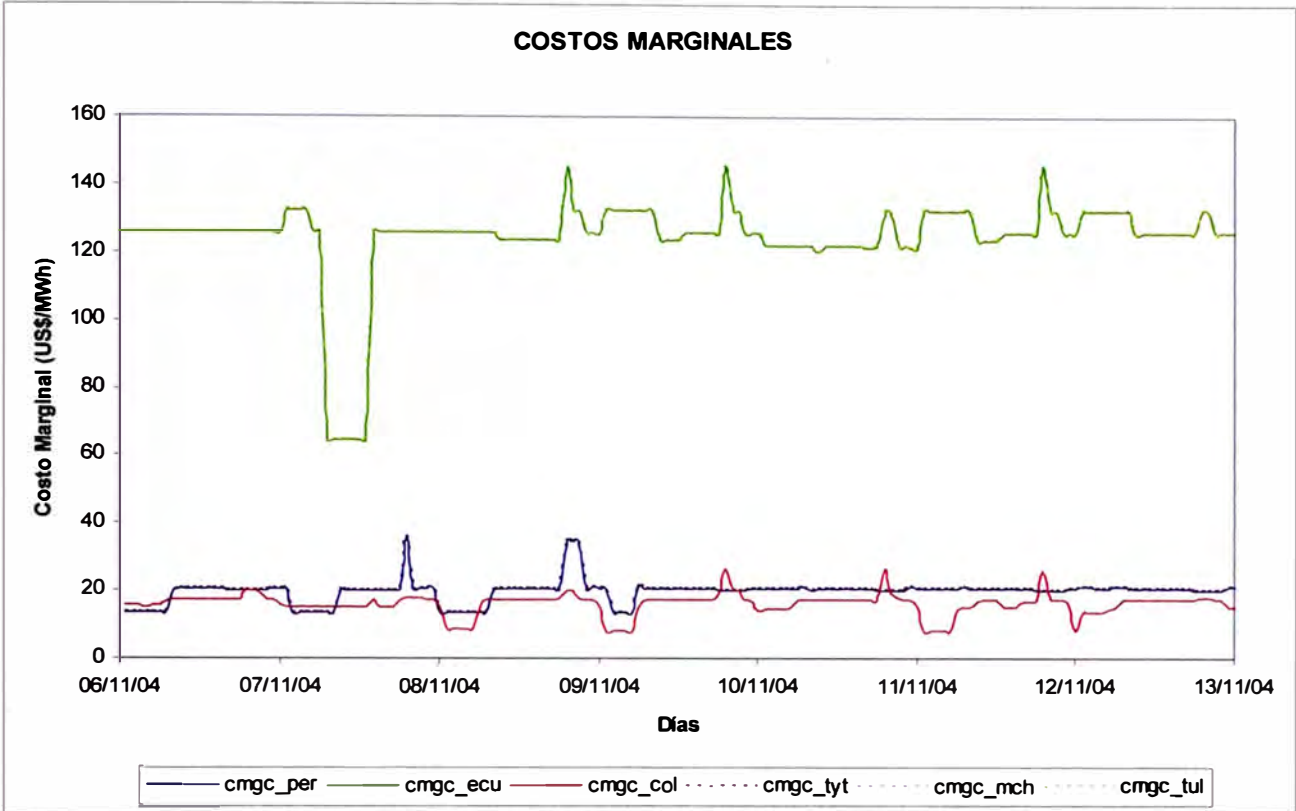


Fig. N° 7.1: Caso 1 – Costos marginales autónomos sin operación forzada y con TGN4 de Malacas

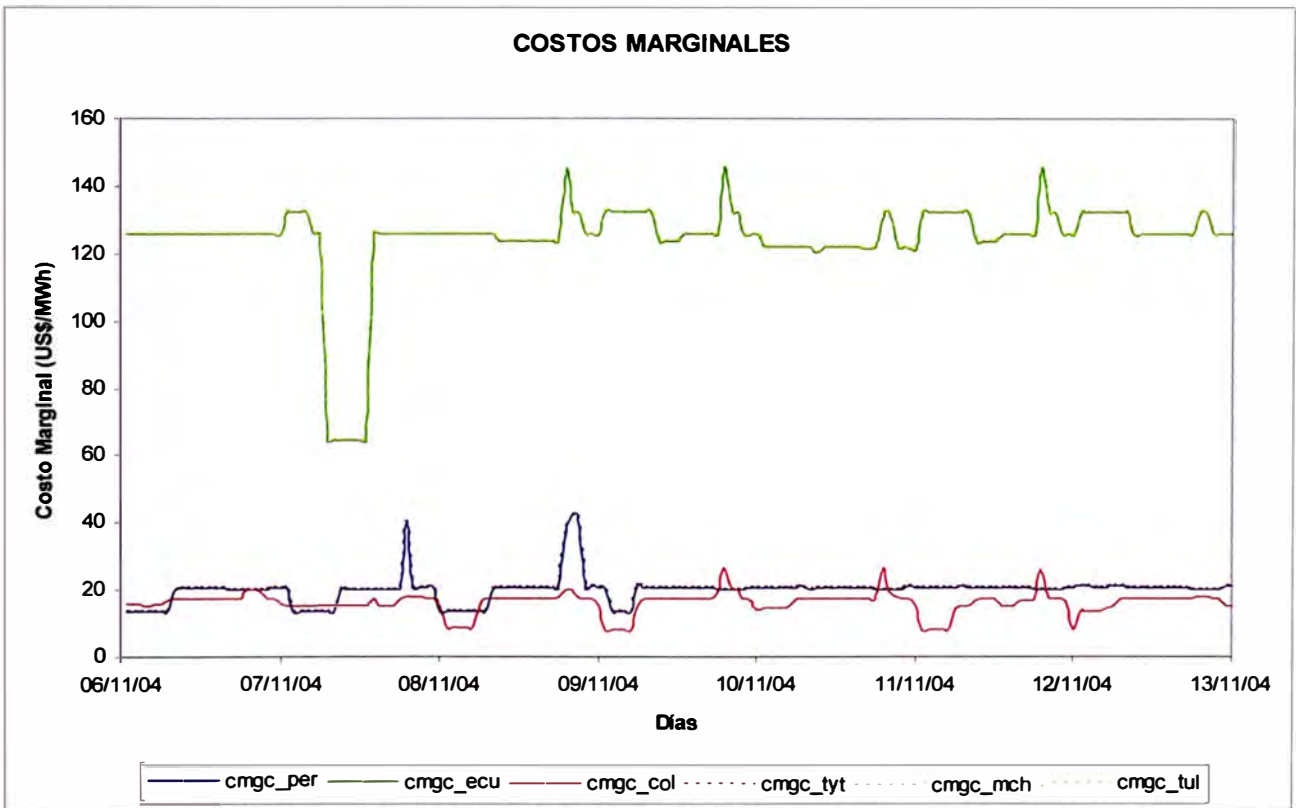


Fig. N° 7.2: Caso 2 – Costos marginales autónomos sin operación forzada y sin TGN4 de Malacas

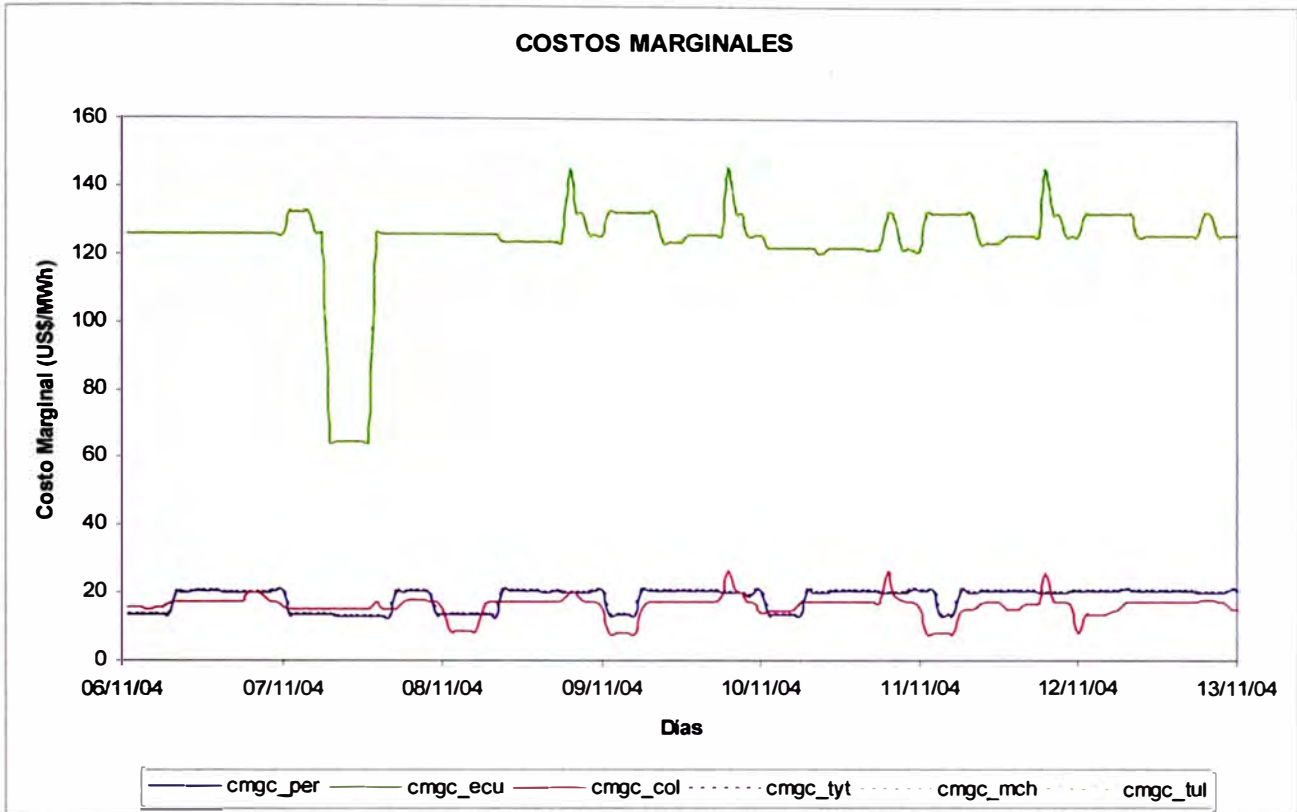


Fig. N° 7.3: Caso 3 – Costos marginales autónomos con operación forzada y con TGN4 de Malacas

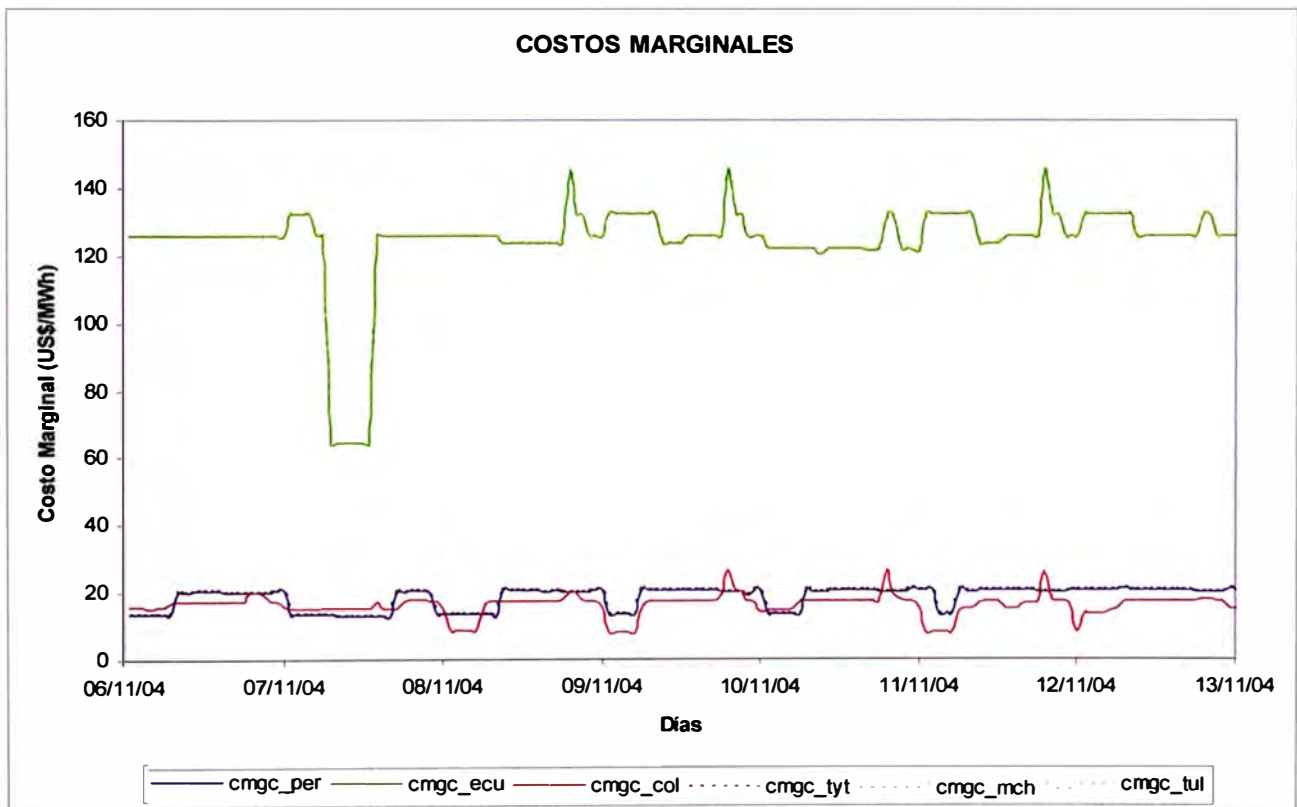


Fig. N° 7.4: Caso 4 – Costos marginales autónomos con operación forzada y sin TGN4 de Malacas

7.1.2. Escenario 2: Operación Coordinada Base

En este caso se considera operación en base a costos variables, no se consideran costos fijos dentro de la función objetivo, además no se toman en cuenta los umbrales de precios, con la finalidad de observar las diferencias con el caso de si considerarlas que corresponde al inciso siguiente.

a.- Caso 1: Sin Restricciones Operativas y con la TGN4 de Malacas

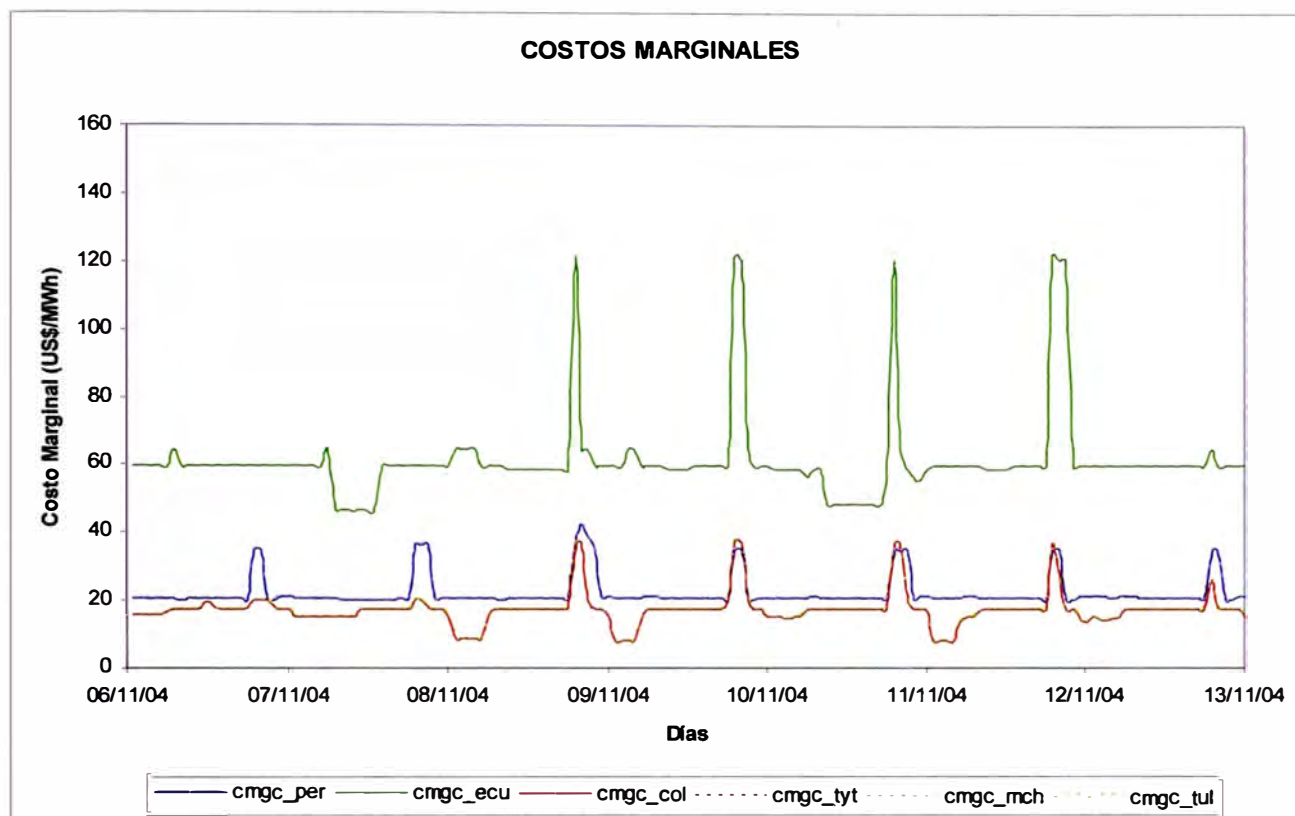


Fig. N° 7.5: Costos marginales por zonas

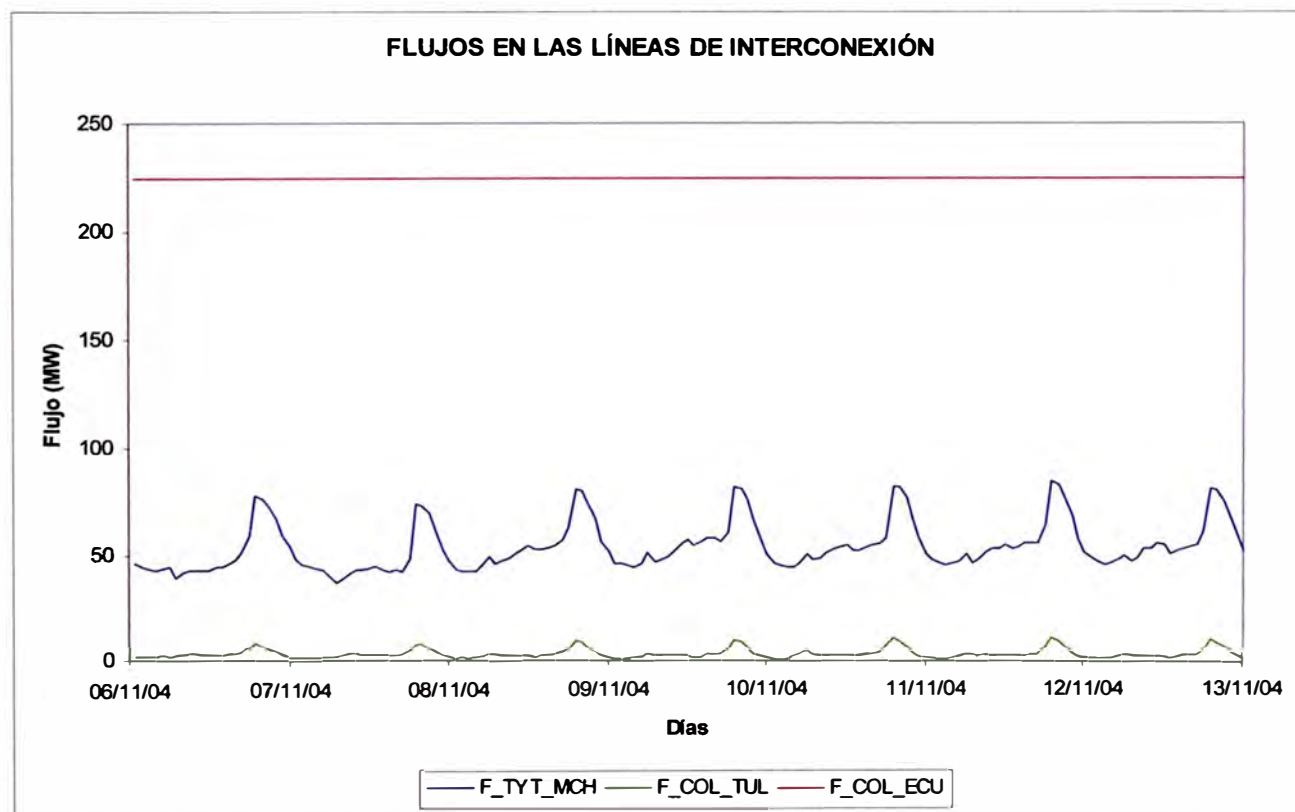


Fig. N° 7.6: Flujos en las líneas de interconexión

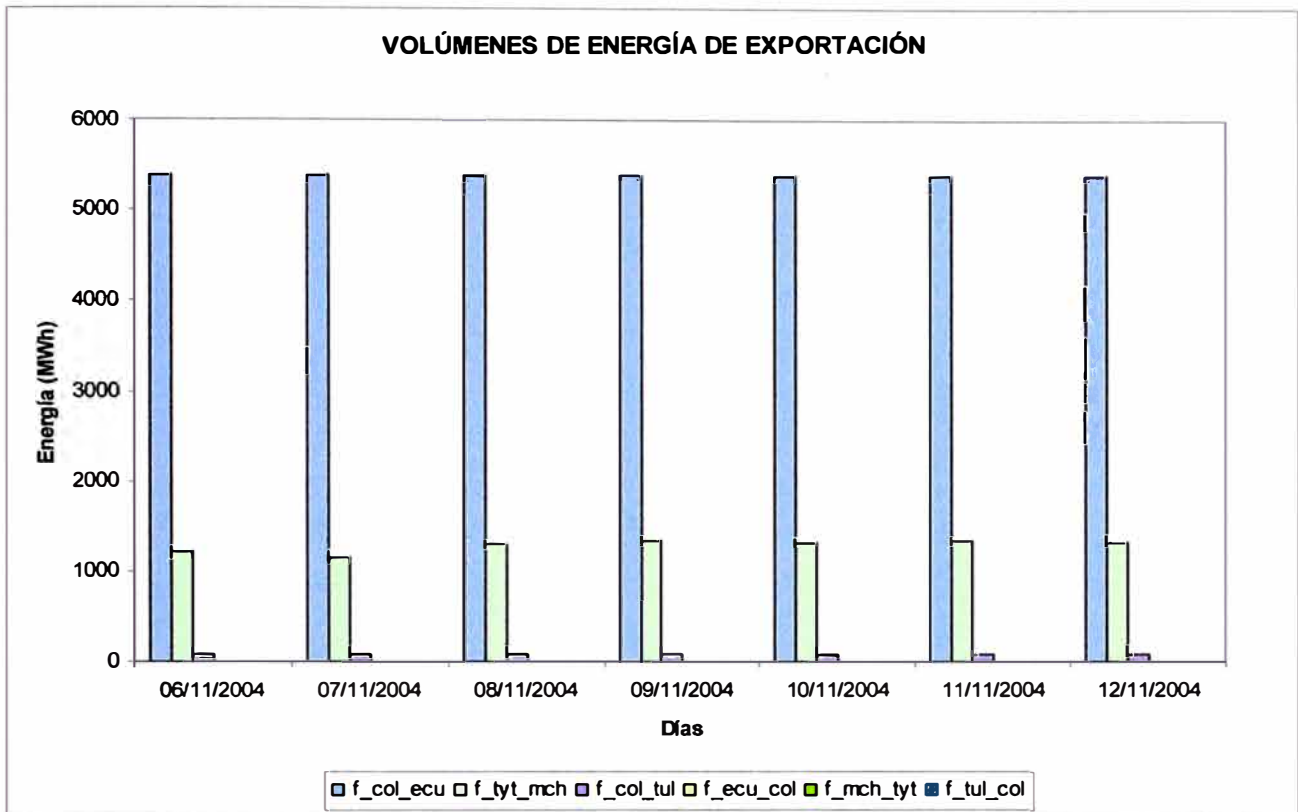


Fig. N° 7.7: Volúmenes de energía exportada

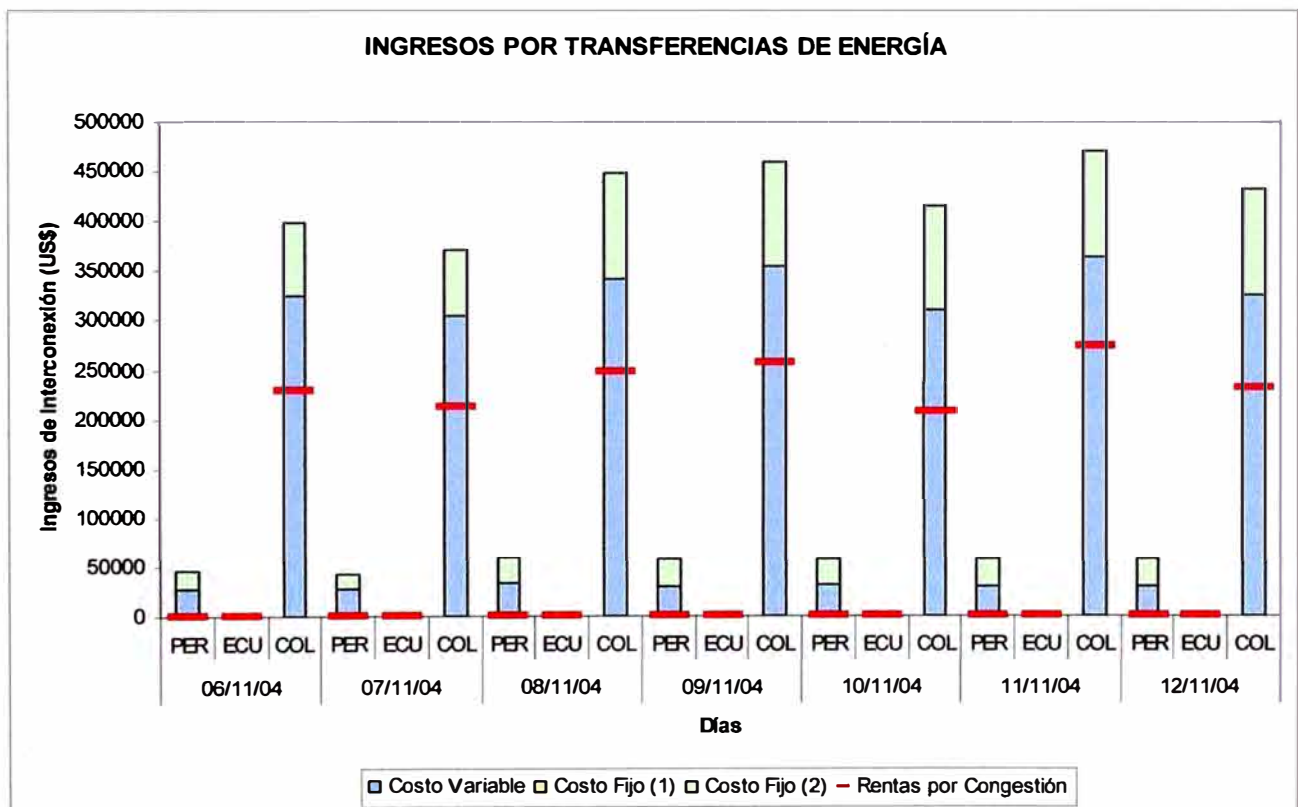


Fig. N° 7.8: Ingresos por transferencias de energía
(1) Dentro de Función Objetivo (2) Fuera de función objetivo

b.- Caso 2: Sin Restricciones Operativas y sin la TGN4 de Malacas

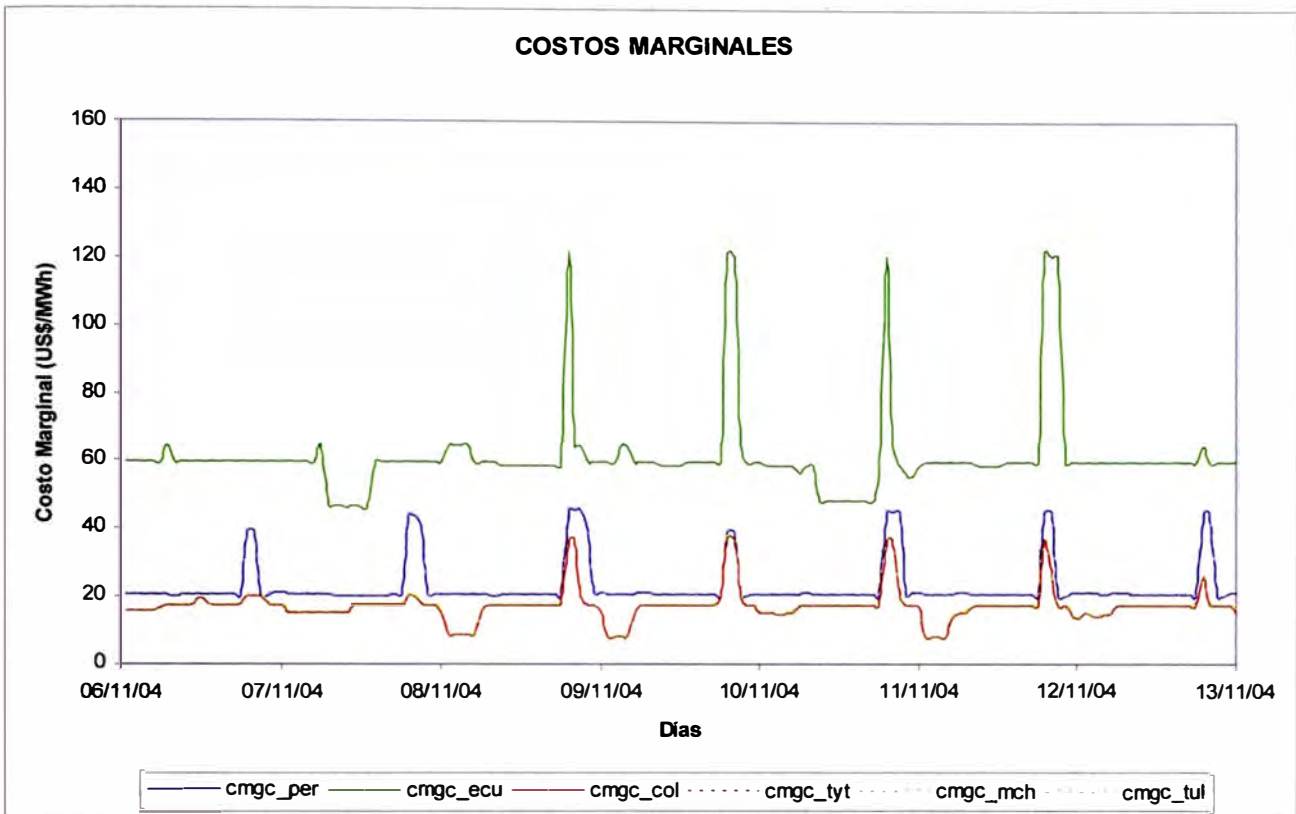


Fig. N° 7.9: Costos marginales por zonas

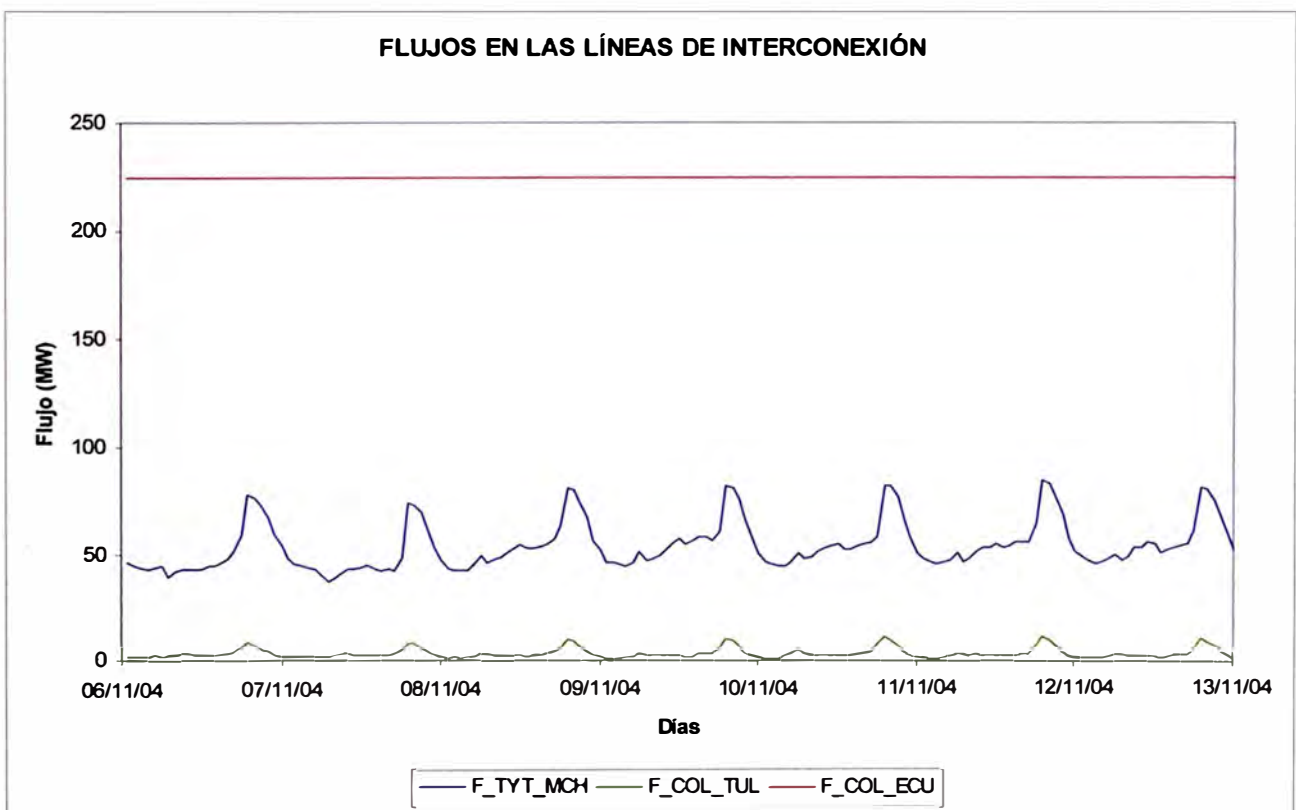


Fig. N° 7.10: Flujos en las líneas de interconexión

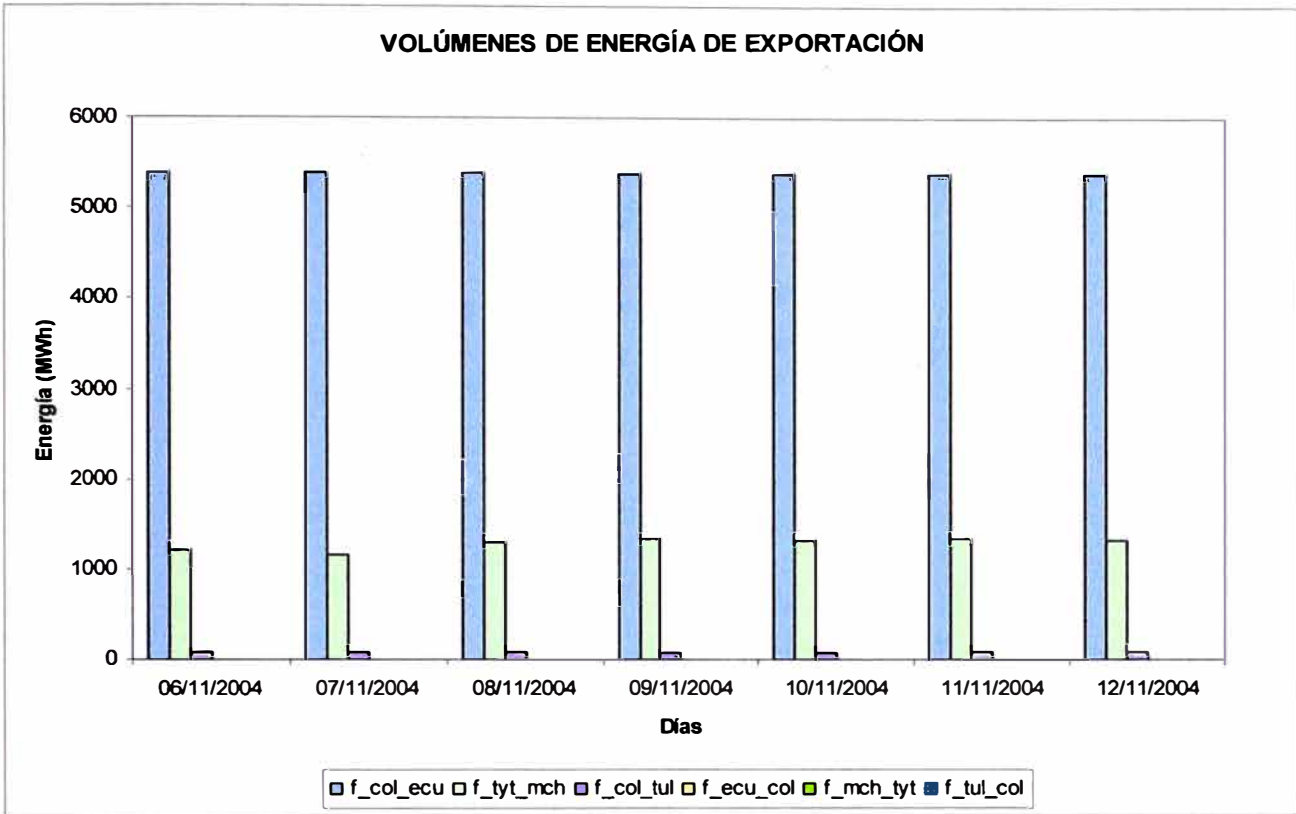


Fig. N° 7.11: Volúmenes de energía exportada

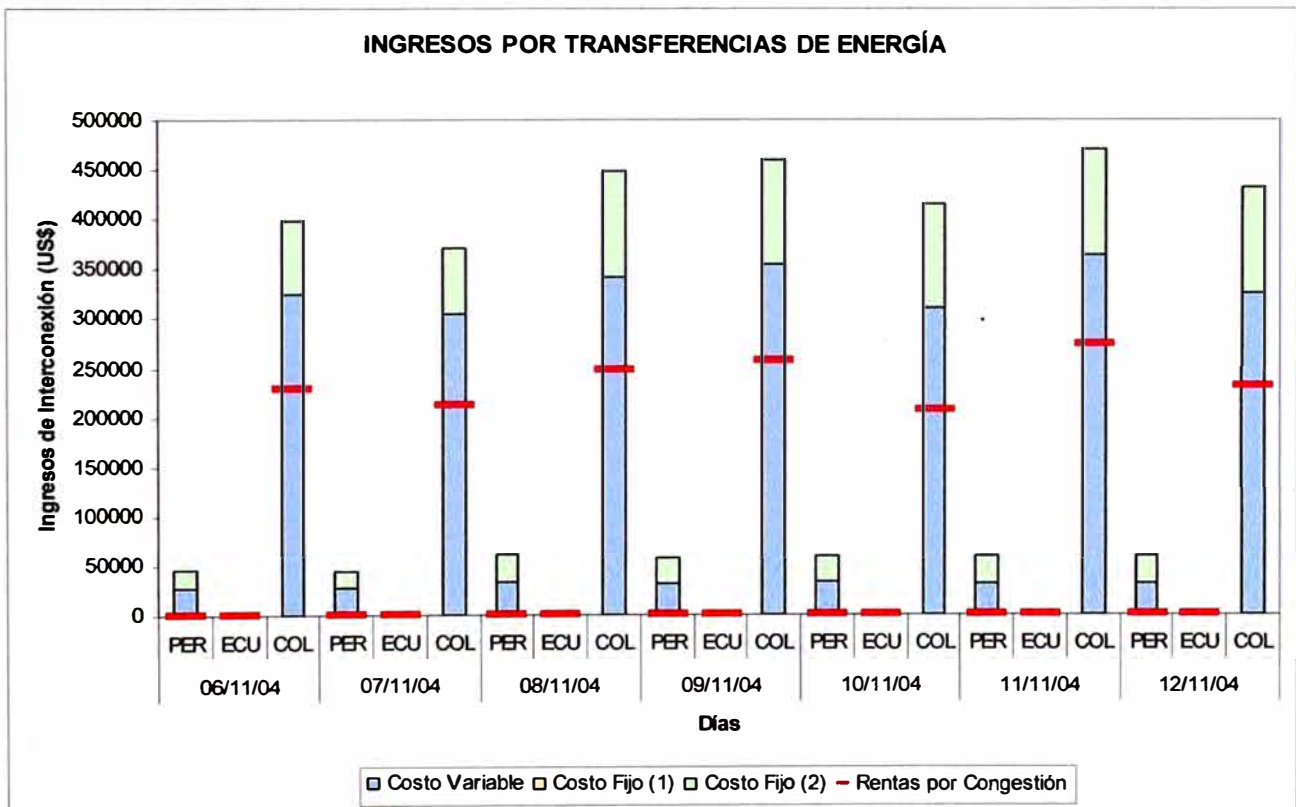


Fig. N° 7.12: Ingresos por transferencias de energía
 (1) Dentro de Función Objetivo (2) Fuera de función objetivo

c.- Caso 3: Con Restricciones Operativas y con la TGN4 de Malacas

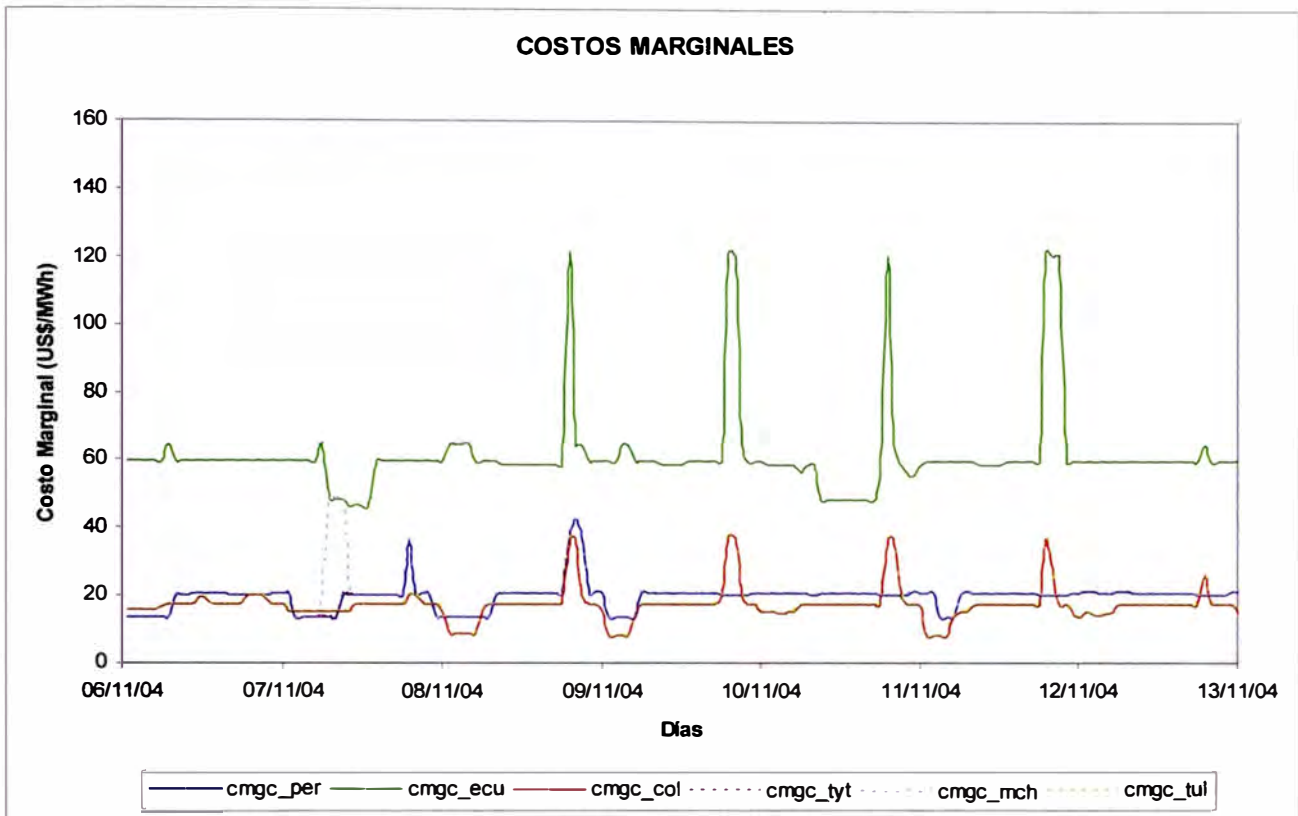


Fig. N° 7.13: Costos marginales por zonas

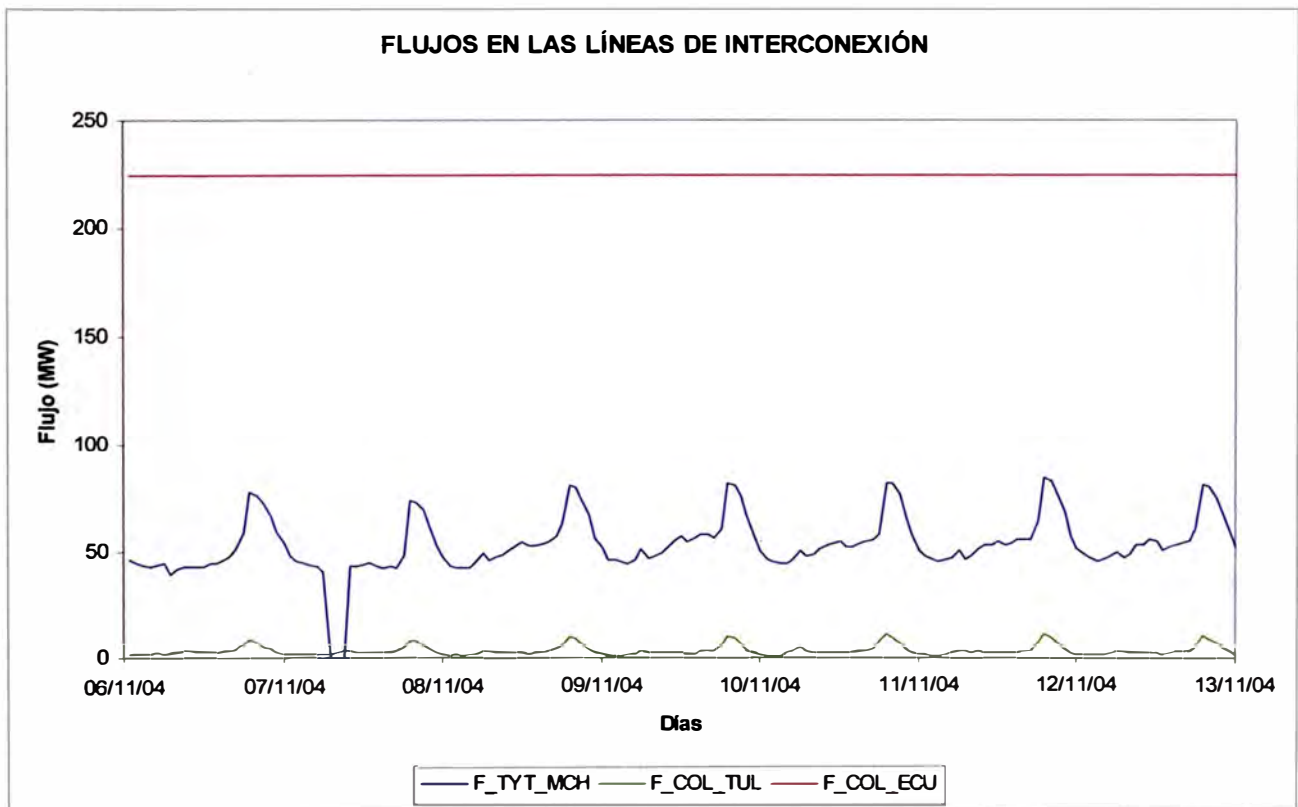


Fig. N° 7.14: Flujos en las líneas de interconexión

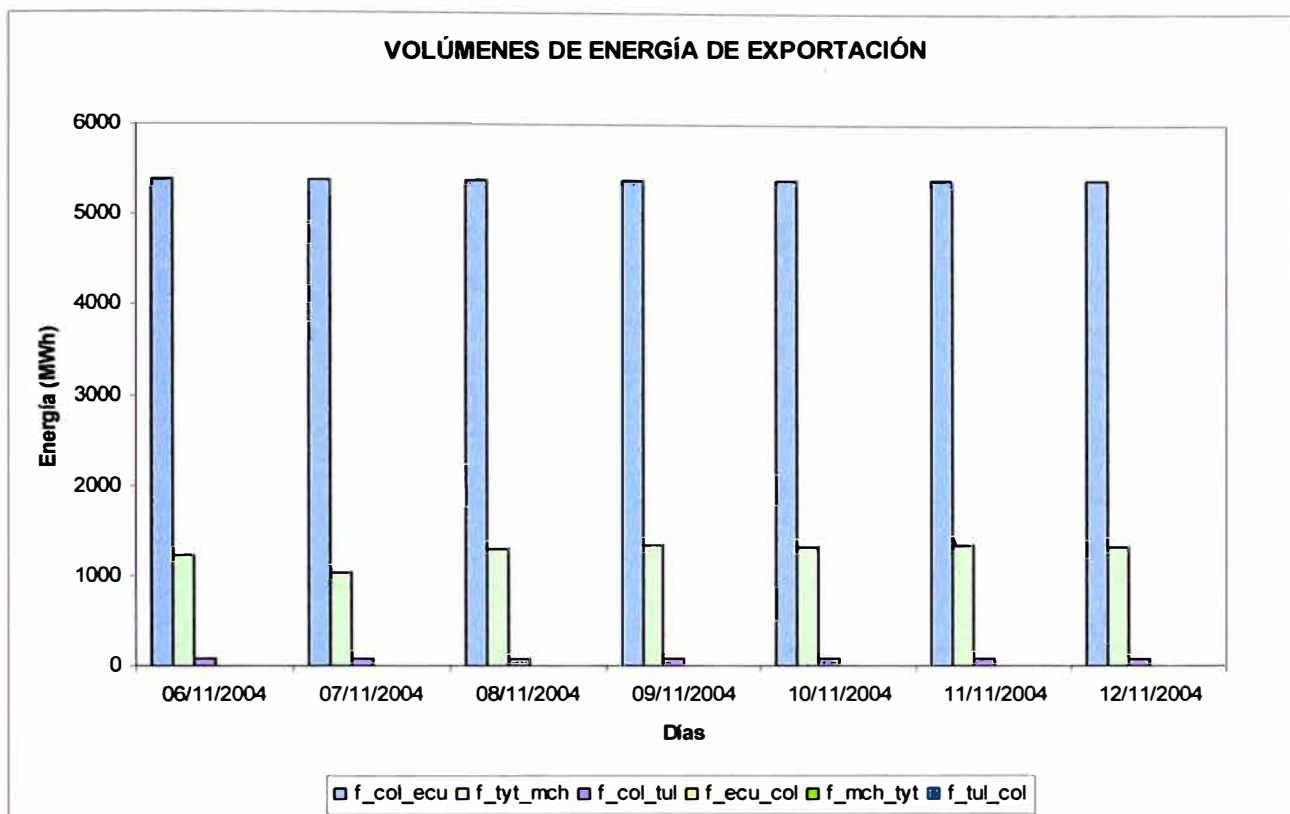


Fig. N° 7.15: Volúmenes de energía exportada

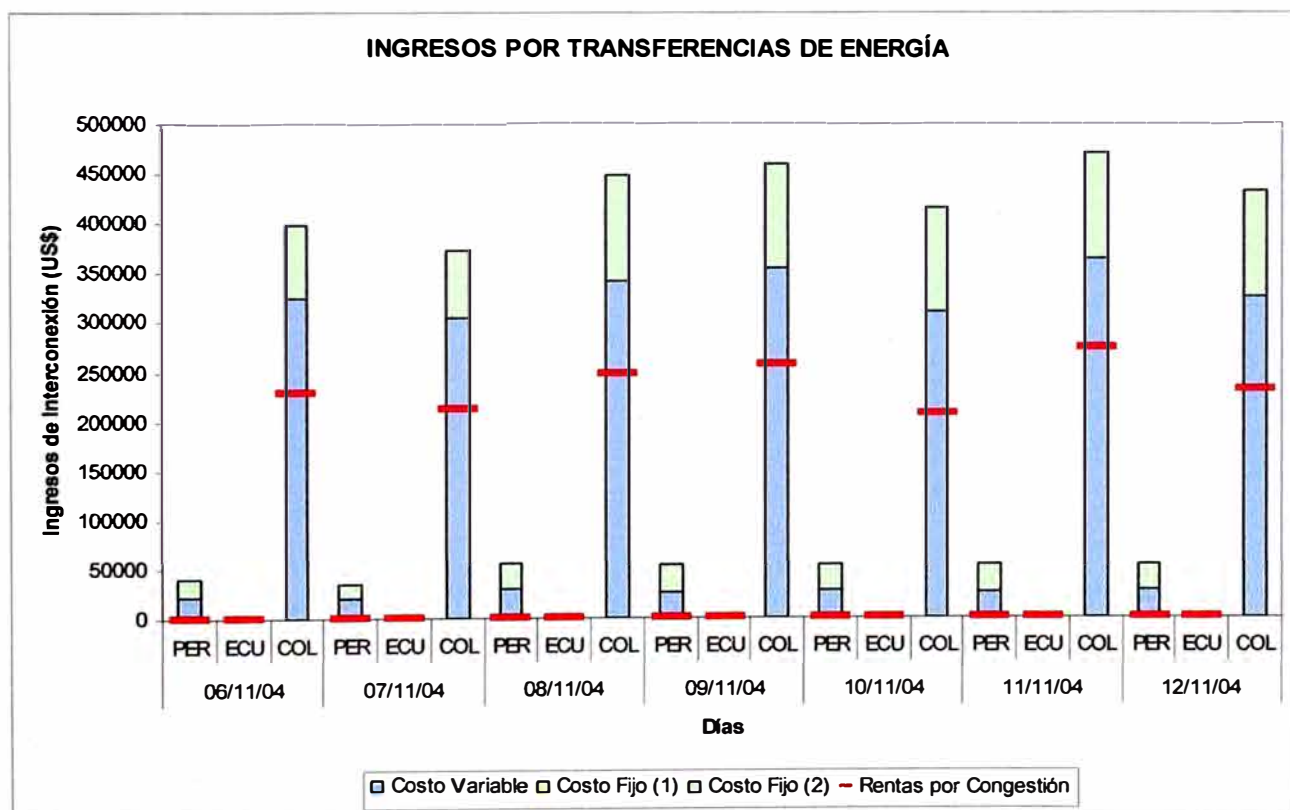
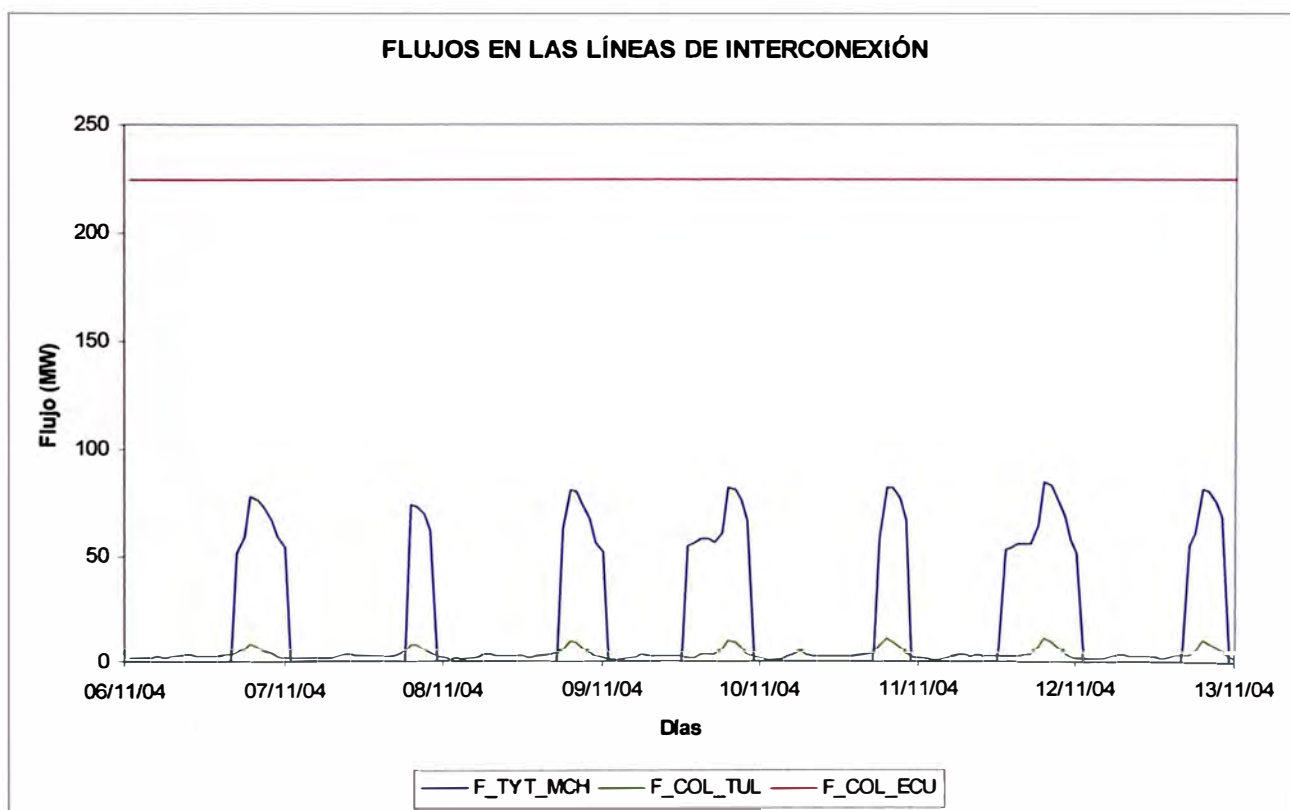
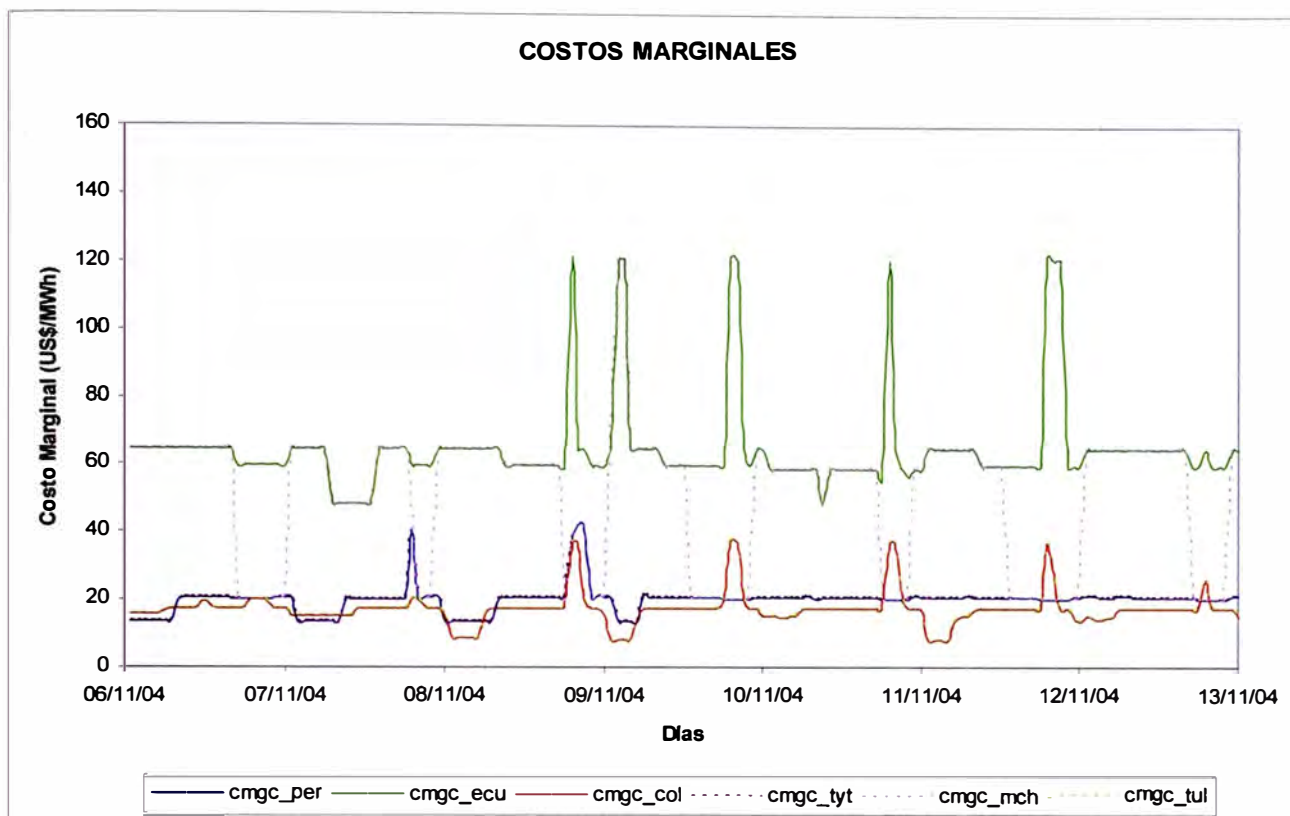


Fig. N° 7.16: Ingresos por transferencias de energía
(1) Dentro de Función Objetivo (2) Fuera de función objetivo

d.- Caso 4: Con Restricciones Operativas y sin la TGN4 de Malacas



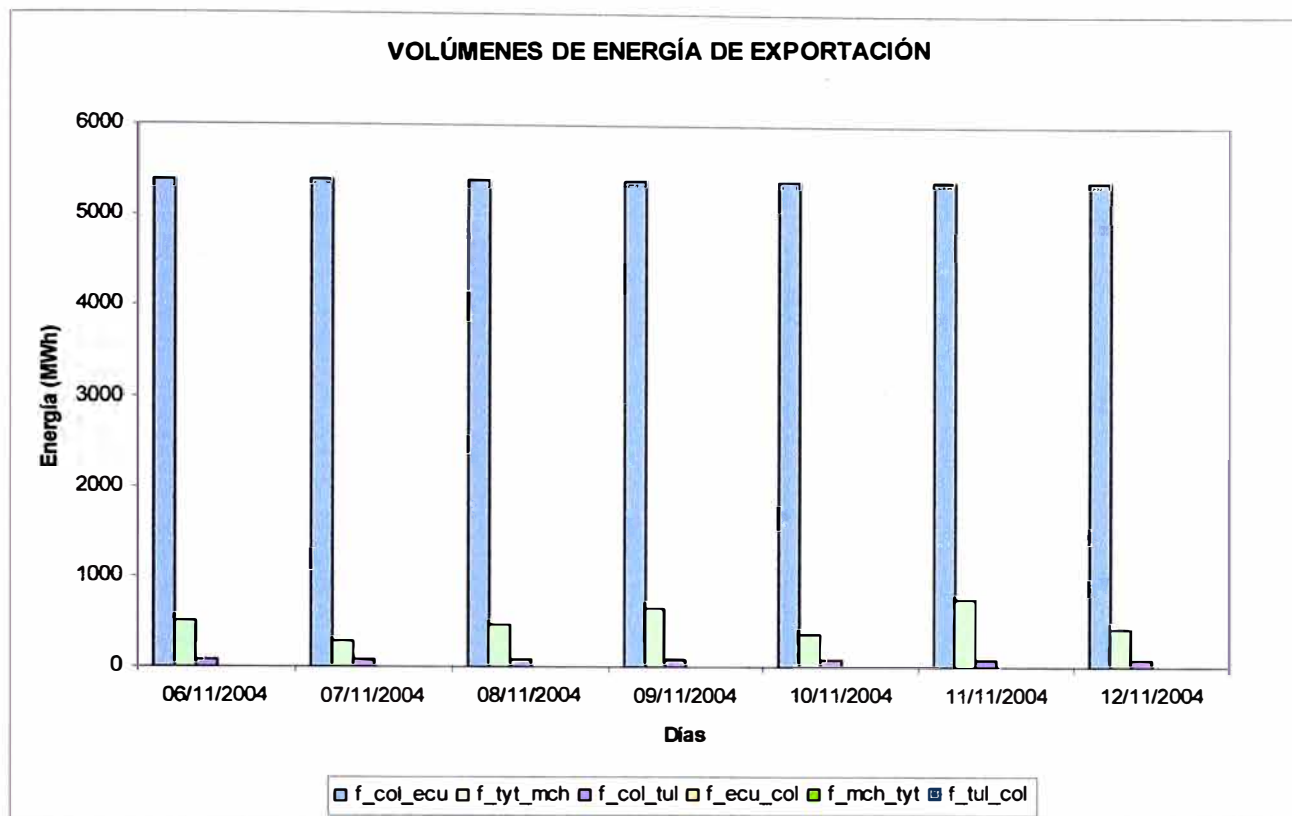


Fig. N° 7.19: Volúmenes de energía exportada

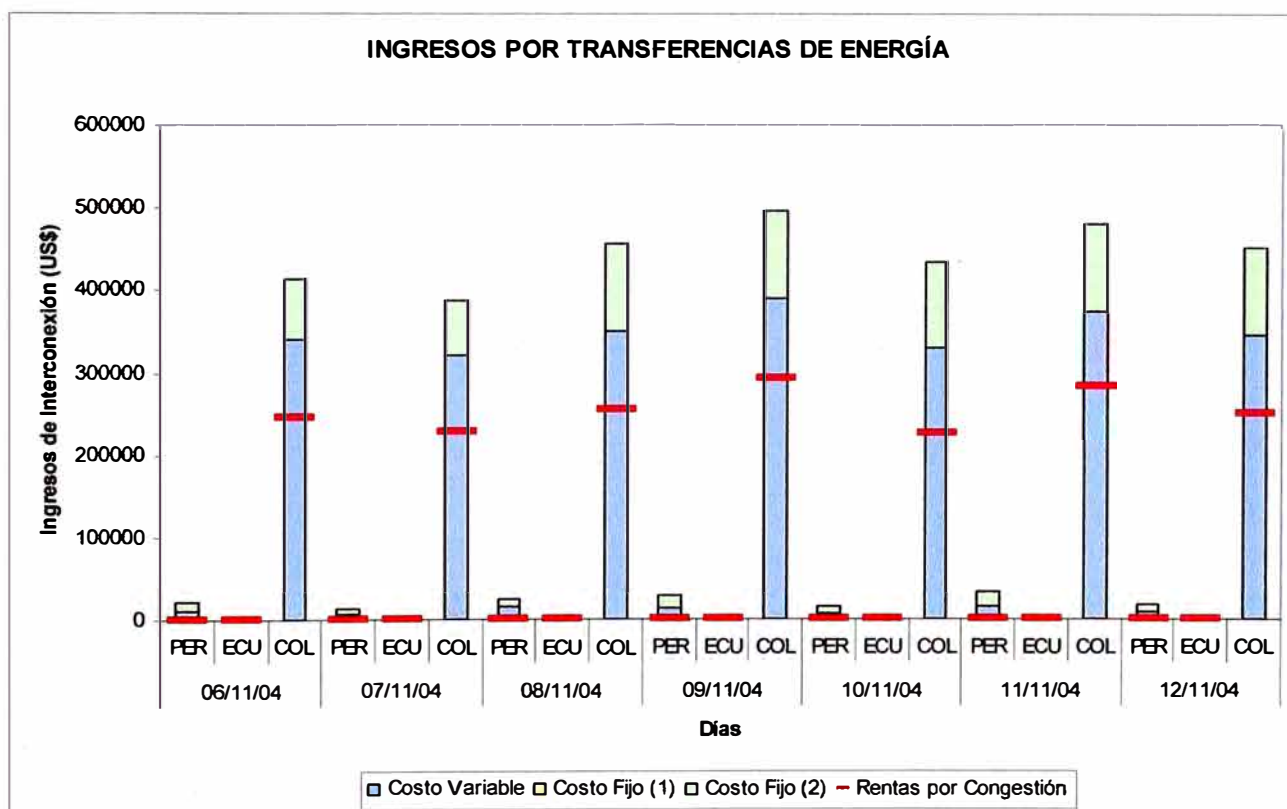


Fig. N° 7.20: Ingresos por transferencias de energía
 (1) Dentro de Función Objetivo (2) Fuera de función objetivo

e.- Comparación de los Casos

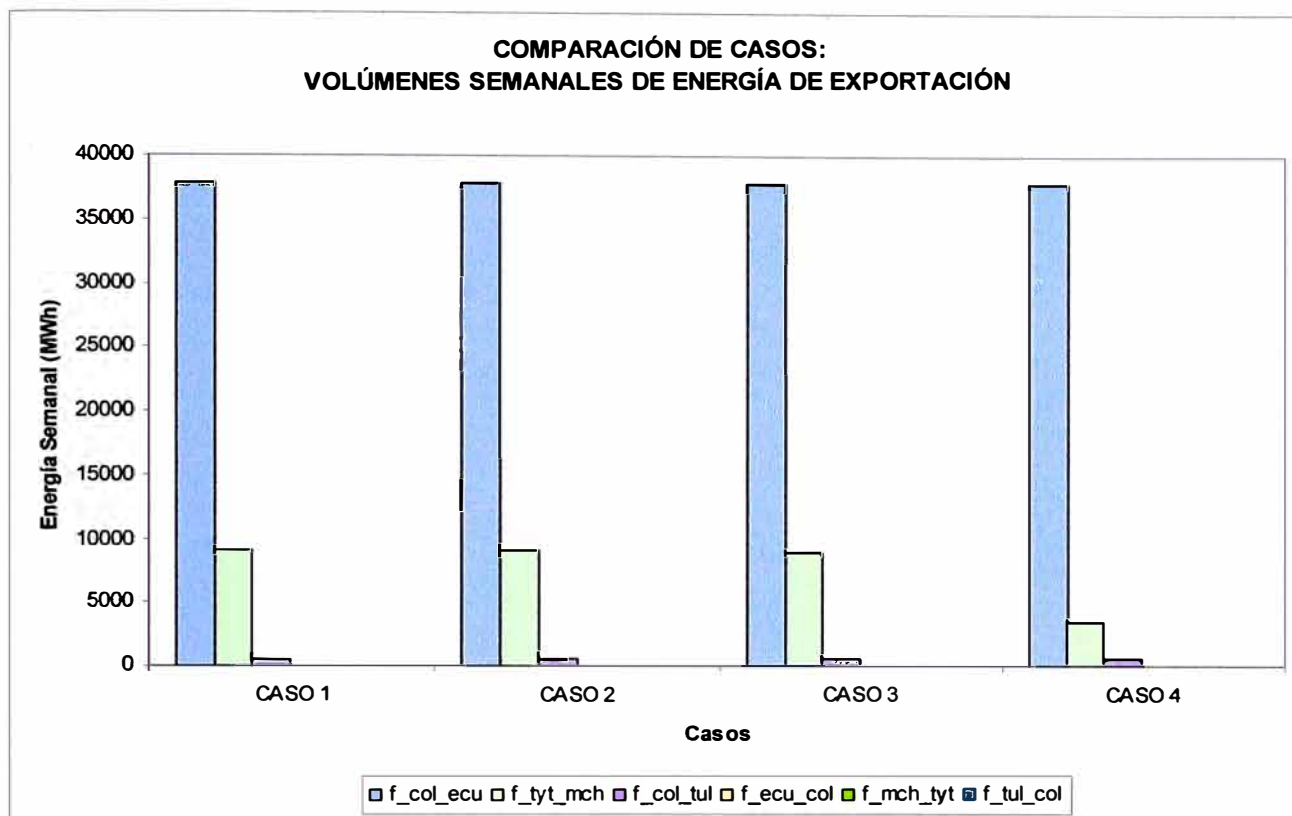


Fig. N° 7.21: Comparación de volúmenes semanales de energía de exportación

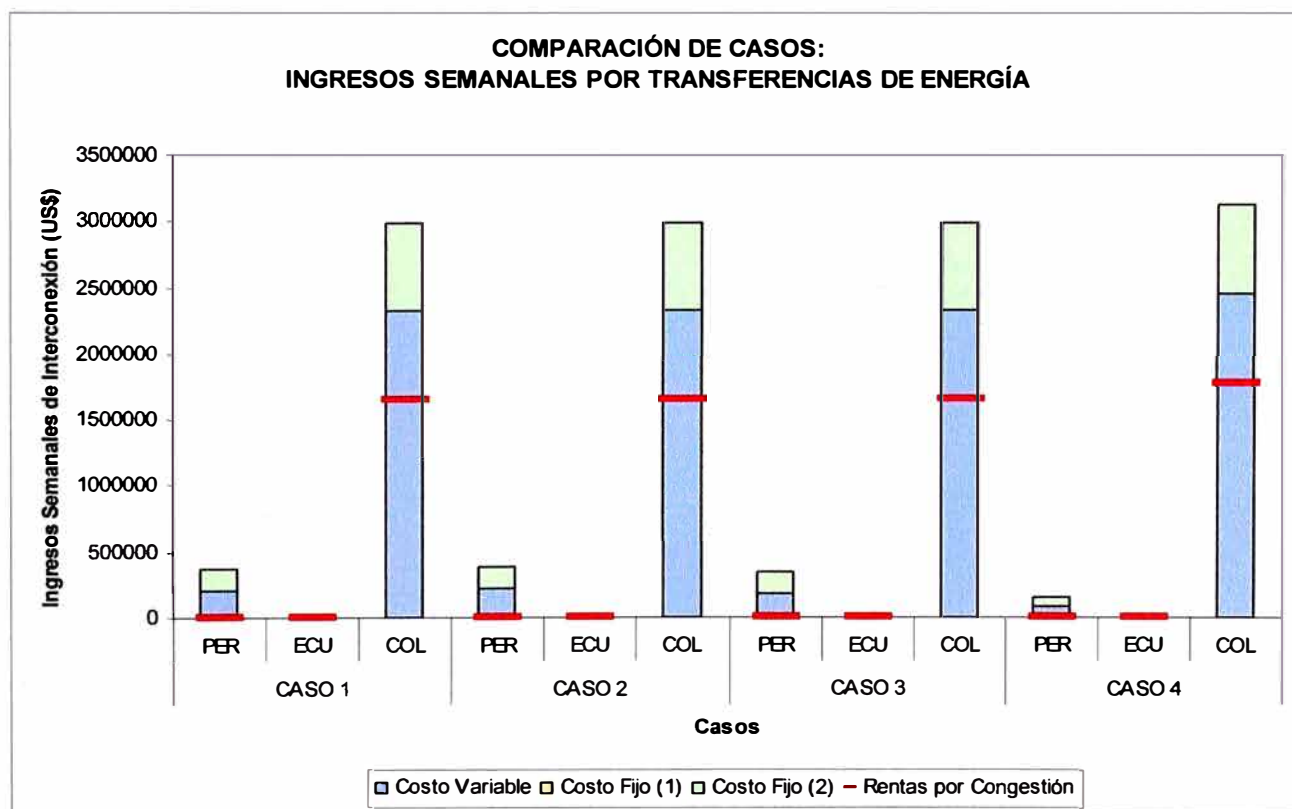


Fig. N° 7.22: Comparación de ingresos semanales por transferencias de energía
(1) Dentro de Función Objetivo (2) Fuera de función objetivo

7.1.3. Escenario 3: Operación Coordinada con Umbral de Precios

En este caso se considera operación en base a costos variables, no se consideran costos fijos dentro de la función objetivo, pero en este caso se toman en cuenta los umbrales de precios.

a.- Caso 1: Sin Restricciones Operativas y con la TGN4 de Malacas

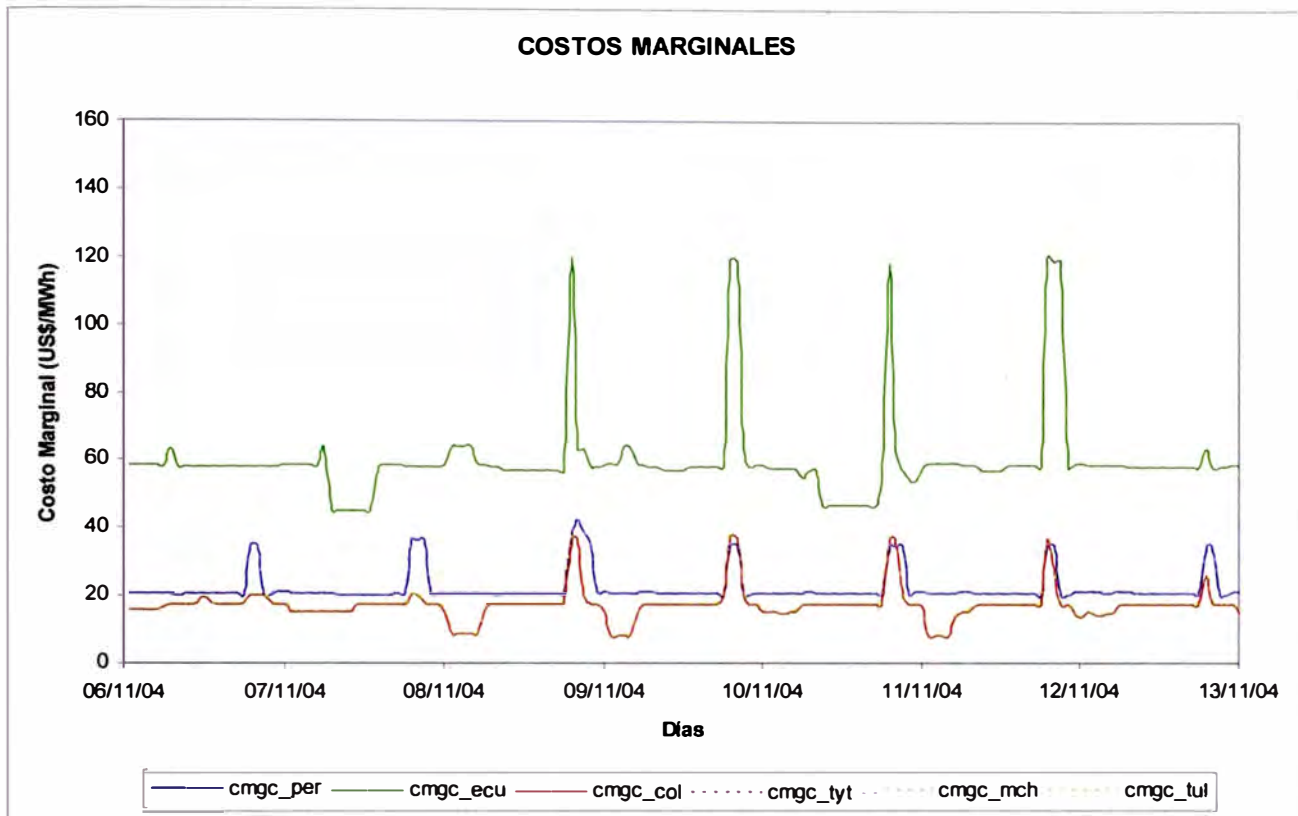


Fig. N° 7.23: Costos marginales por zonas

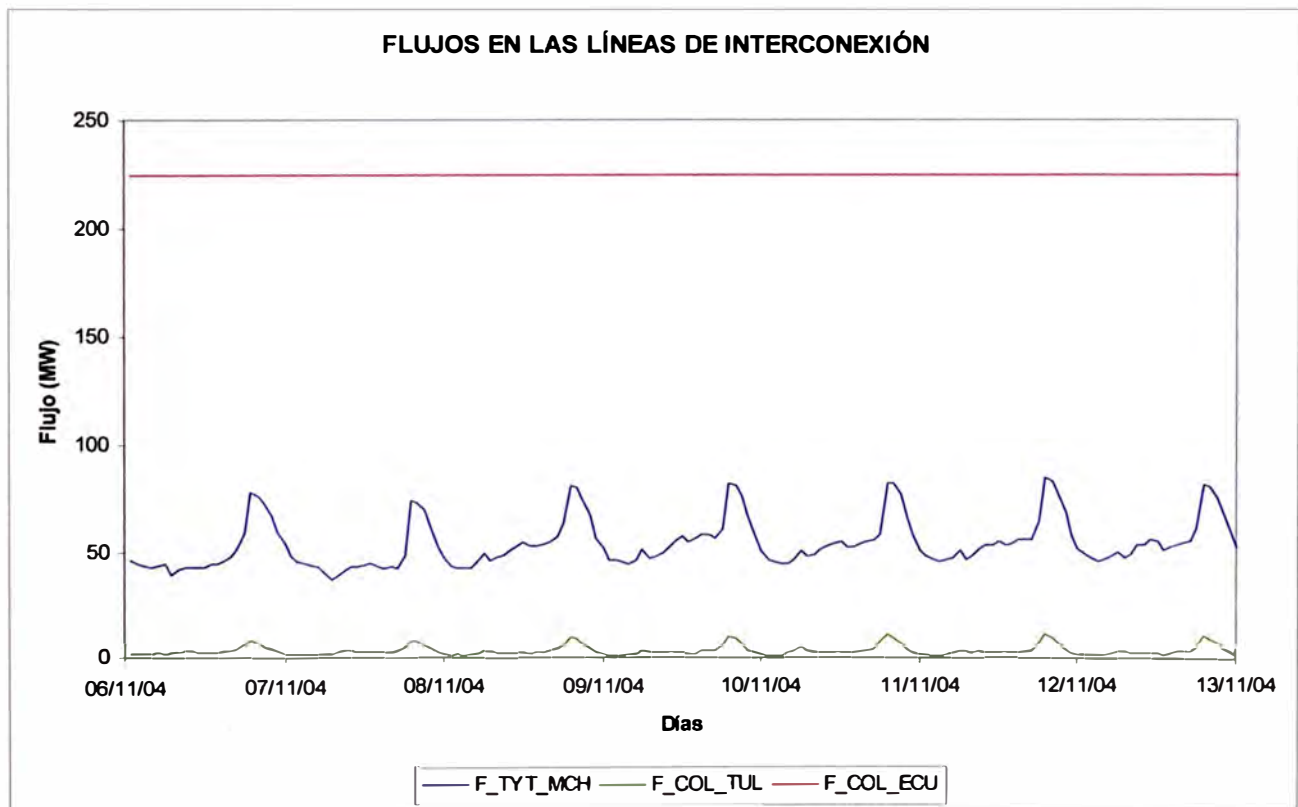


Fig. N° 7.24: Flujos en las líneas de interconexión

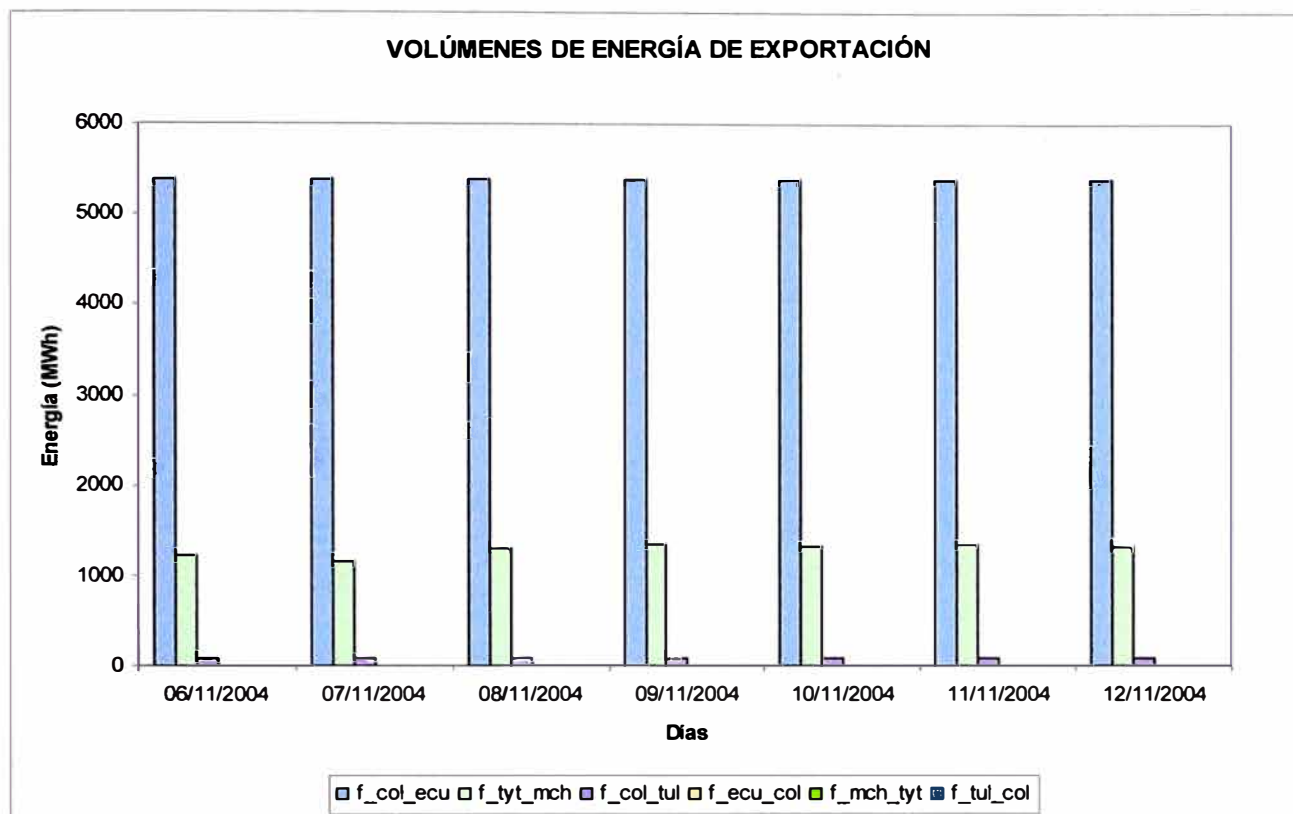


Fig. N° 7.25: Volúmenes de energía exportada

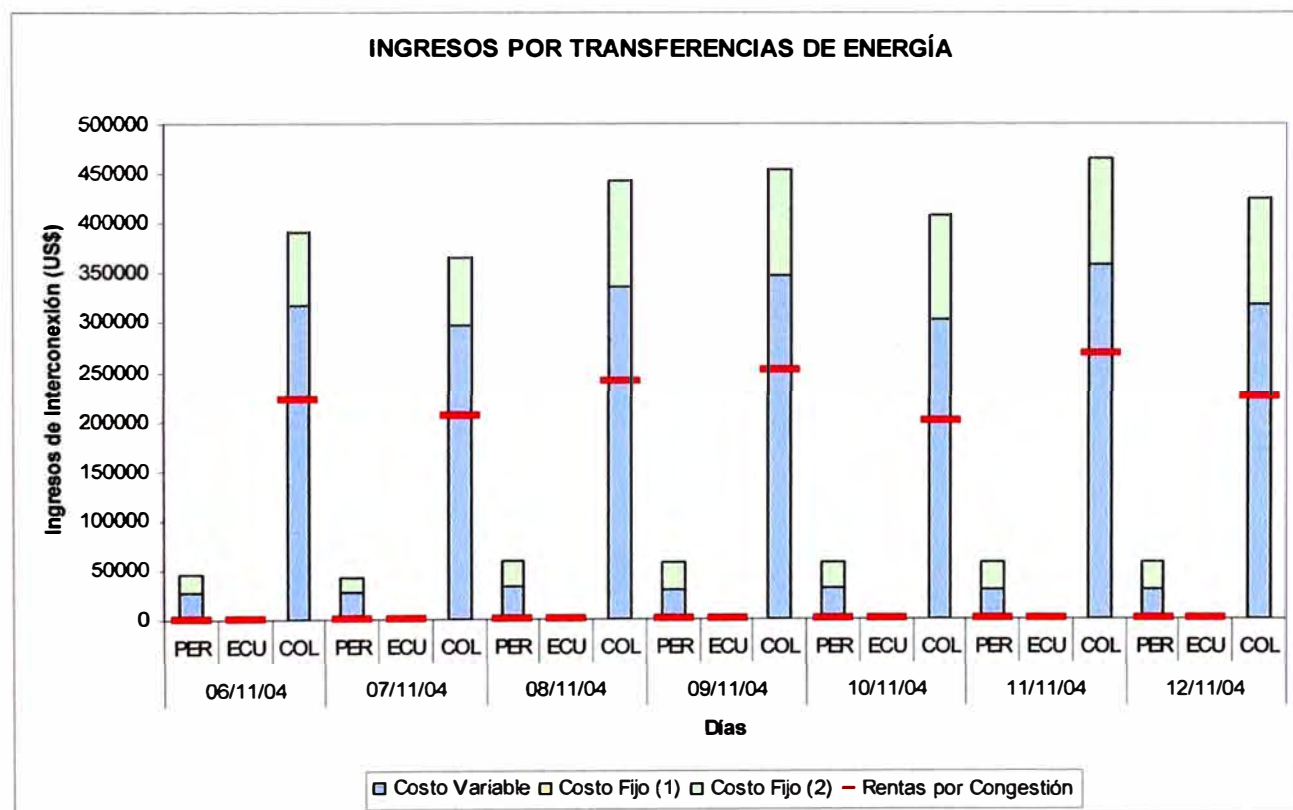


Fig. N° 7.26: Ingresos por transferencias de energía
(1) Dentro de Función Objetivo (2) Fuera de función objetivo

b.- Caso 2: Sin Restricciones Operativas y sin la TGN4 de Malacas

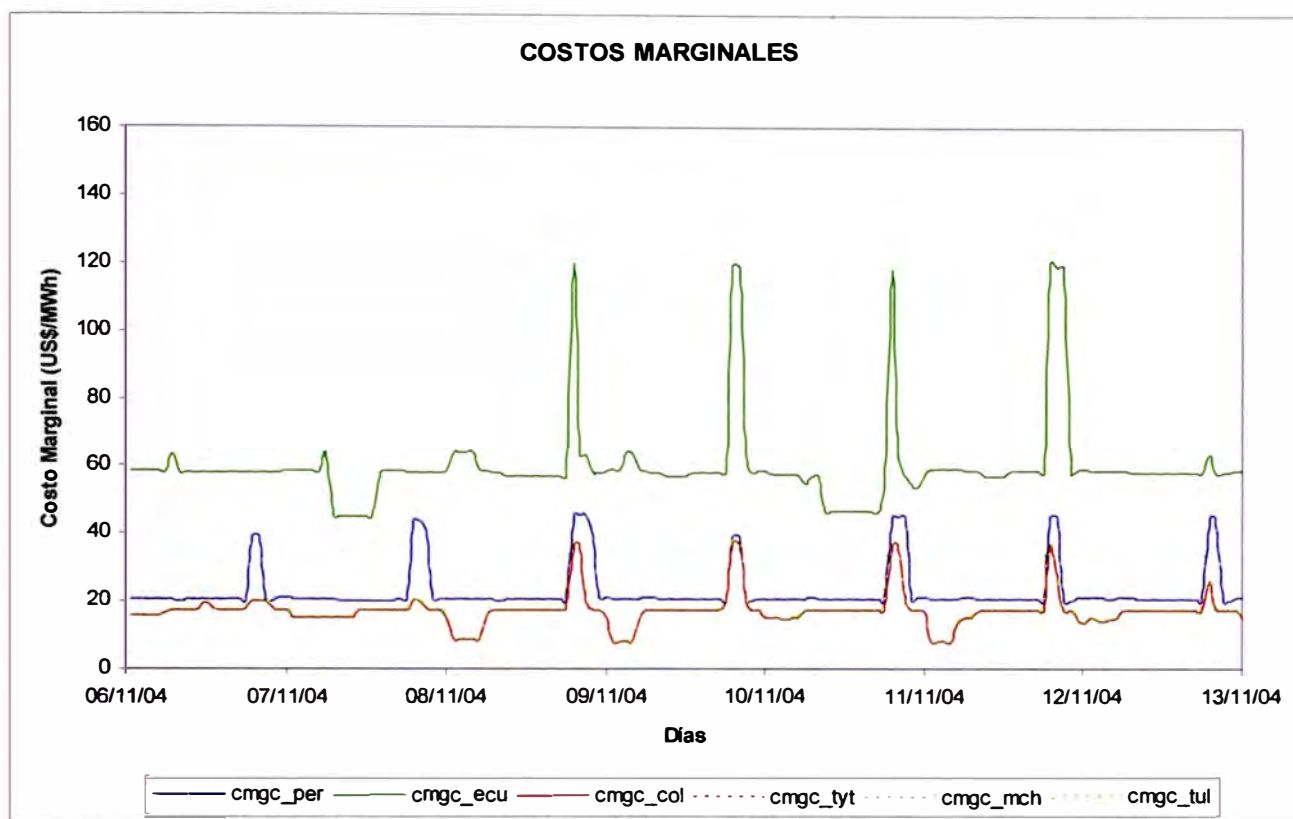


Fig. N° 7.27: Costos marginales por zonas

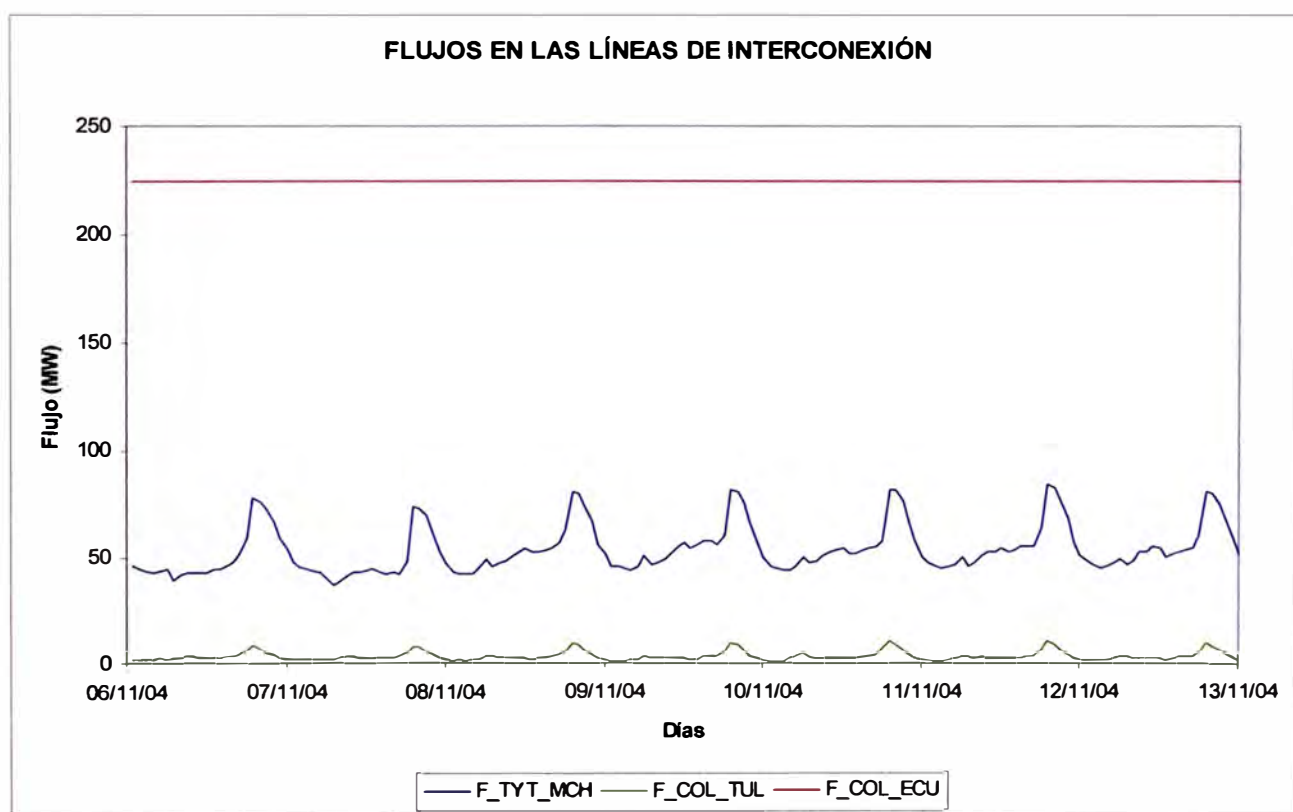


Fig. N° 7.28: Flujos en las líneas de interconexión

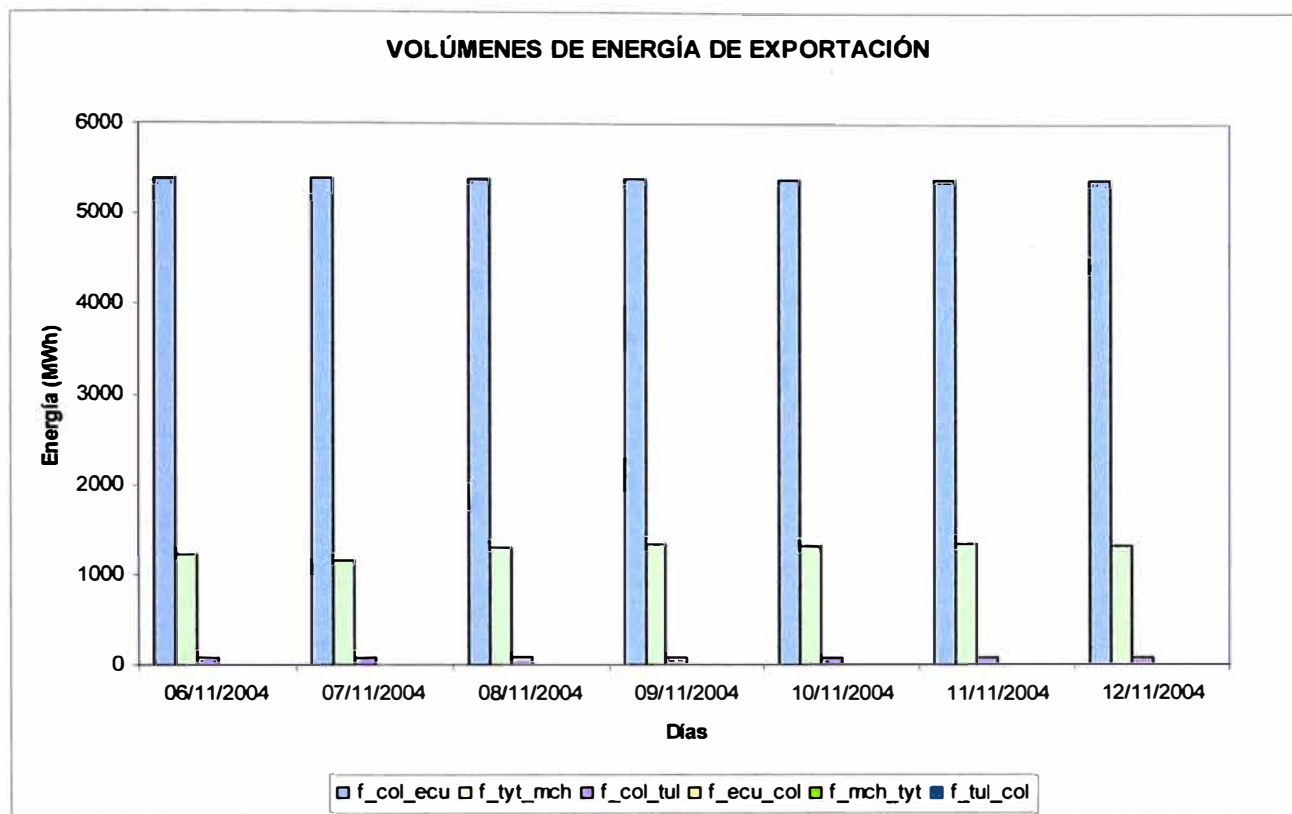


Fig. N° 7.29: Volúmenes de energía exportada

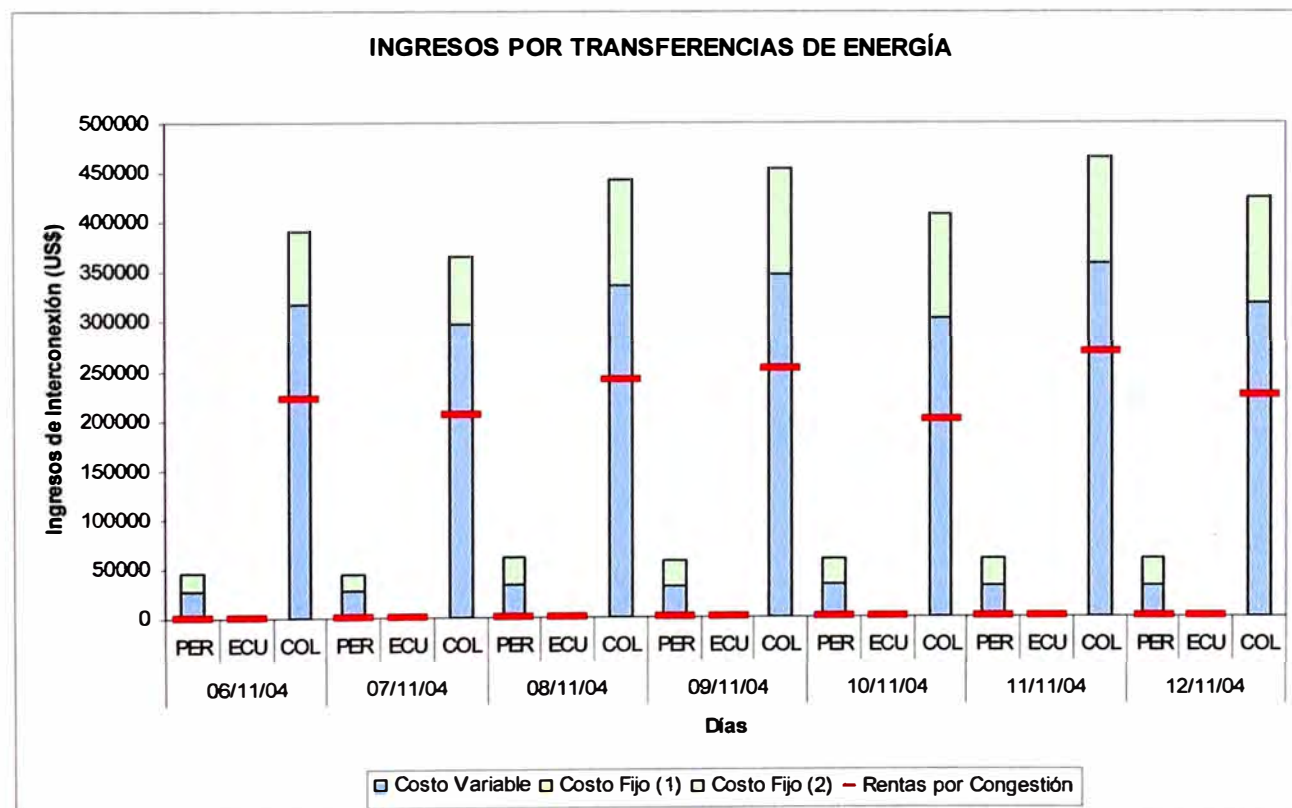


Fig. N° 7.30: Ingresos por transferencias de energía
(1) Dentro de Función Objetivo (2) Fuera de función objetivo

c.- Caso 3: Con Restricciones Operativas y con la TGN4 de Malacas

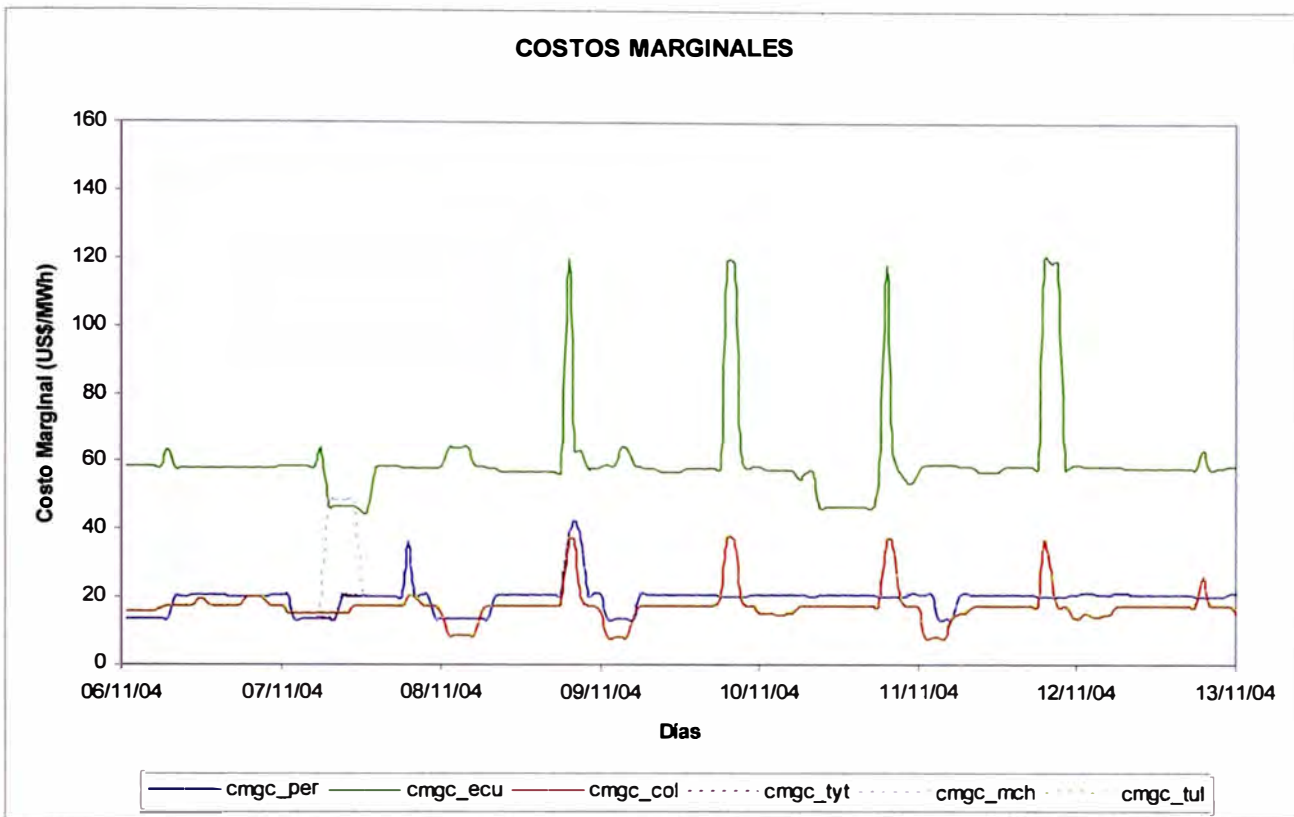


Fig. N° 7.31: Costos marginales por zonas

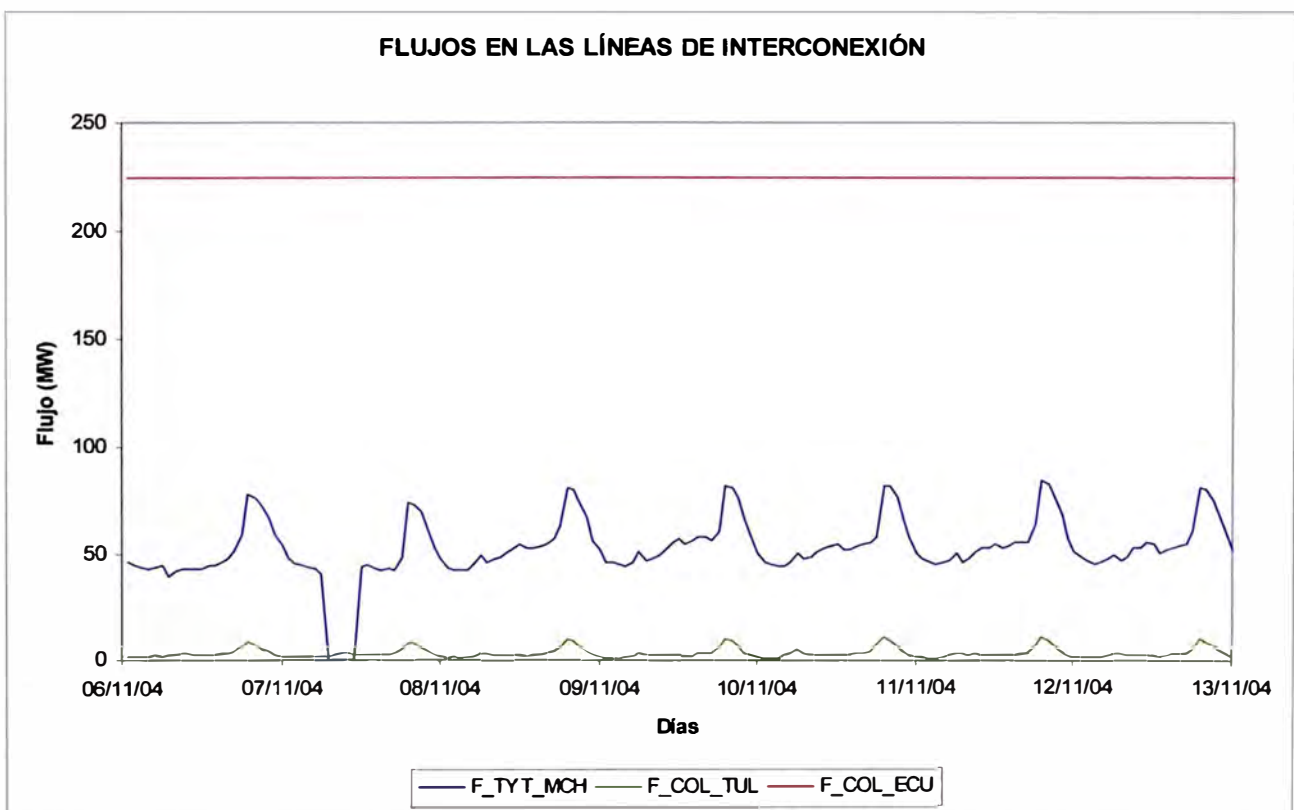


Fig. N° 7.32: Flujos en las líneas de interconexión

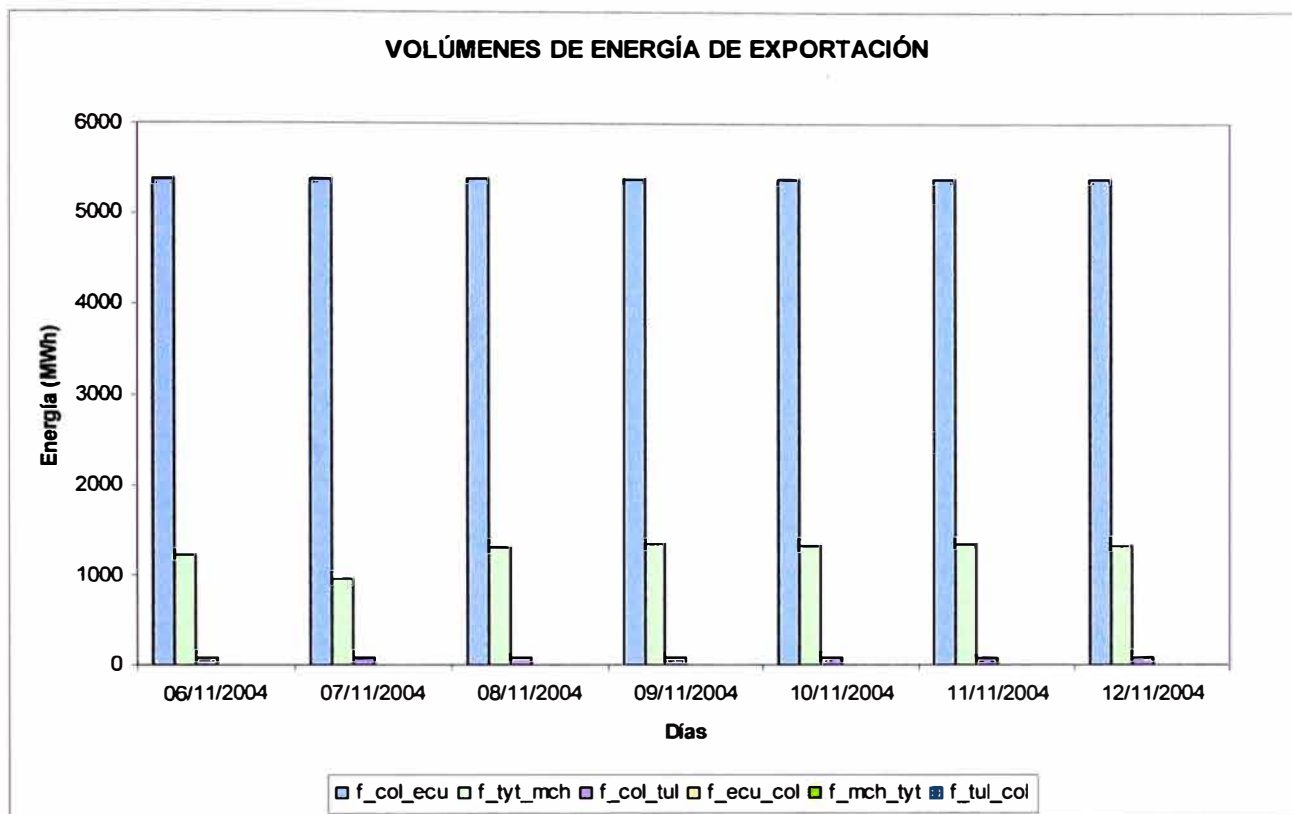


Fig. N° 7.33: Volúmenes de energía exportada

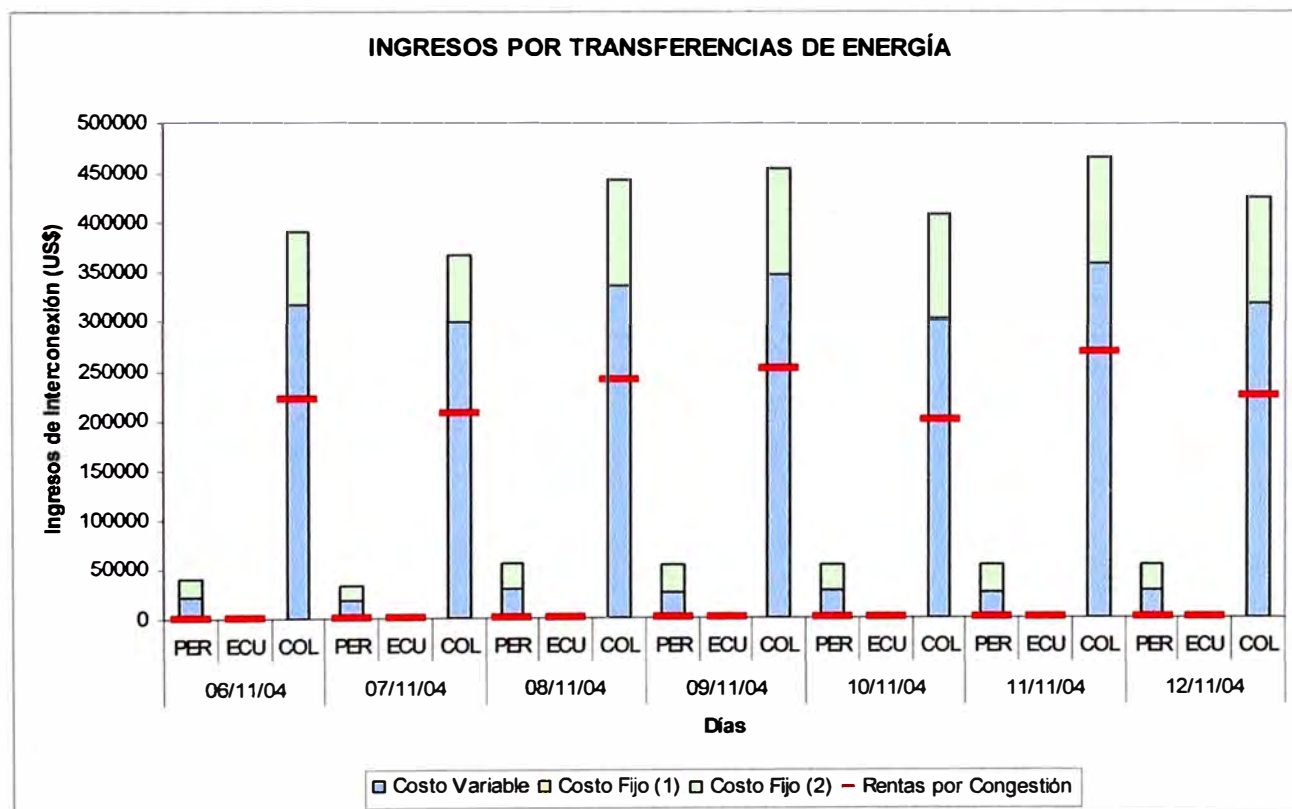


Fig. N° 7.34: Ingresos por transferencias de energía
 (1) Dentro de Función Objetivo (2) Fuera de función objetivo

d.- Caso 4: Con Restricciones Operativas y sin la TGN4 de Malacas

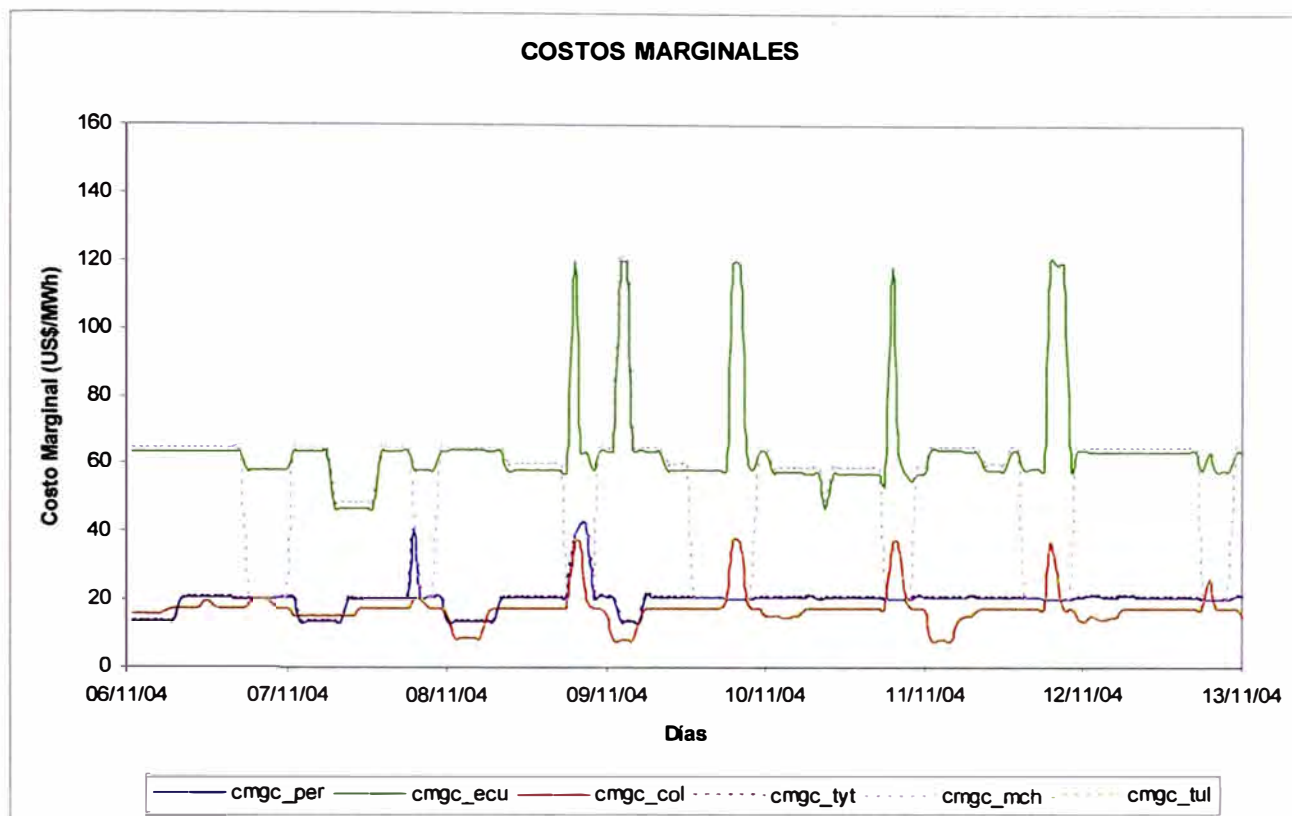


Fig. N° 7.35: Costos marginales por zonas

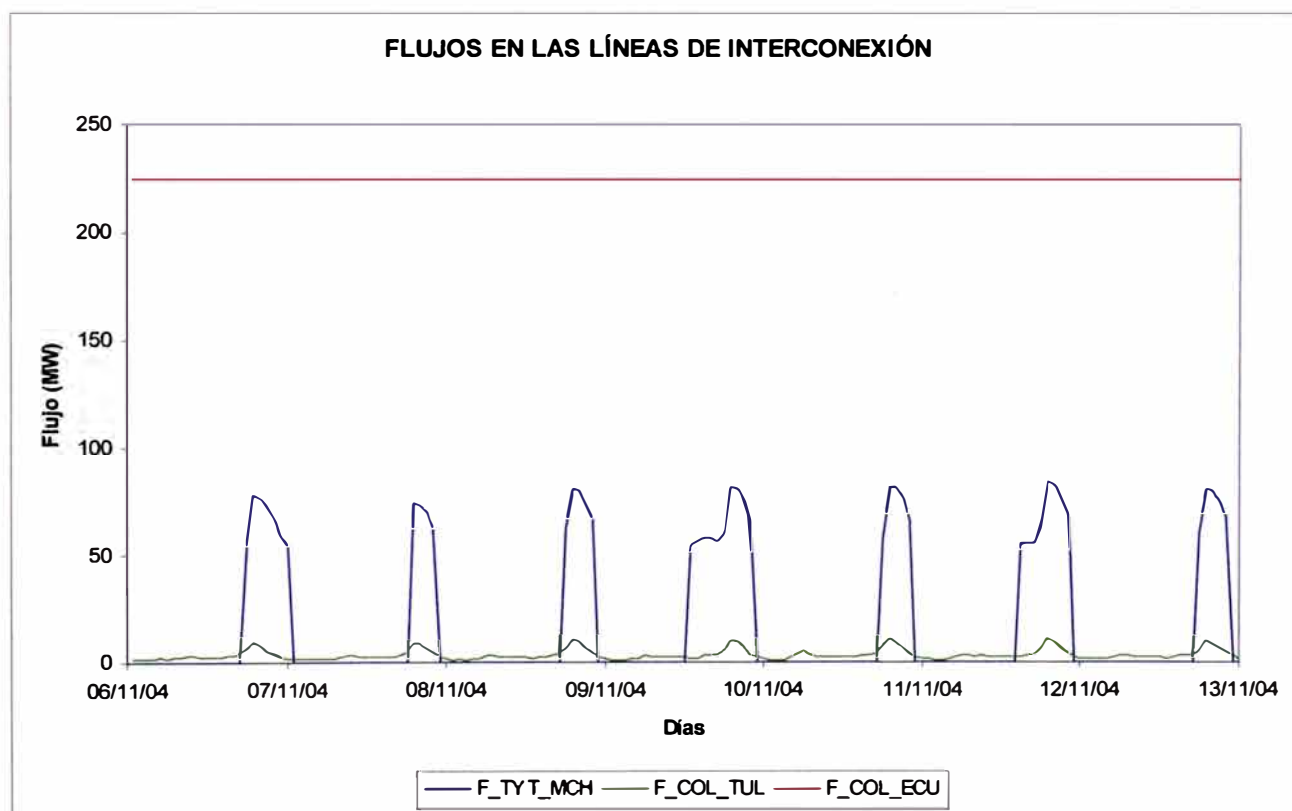


Fig. N° 7.36: Flujos en las líneas de interconexión

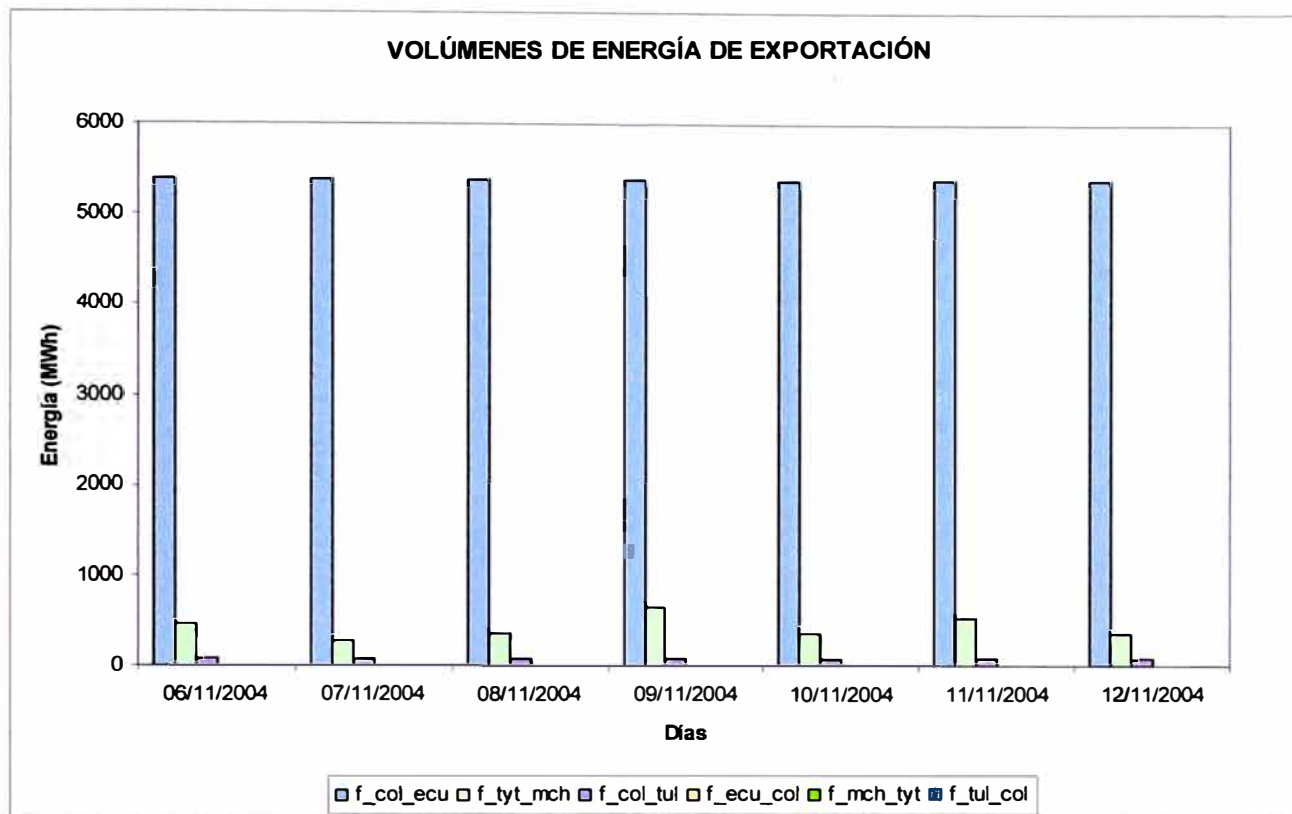


Fig. N° 7.37: Volúmenes de energía exportada

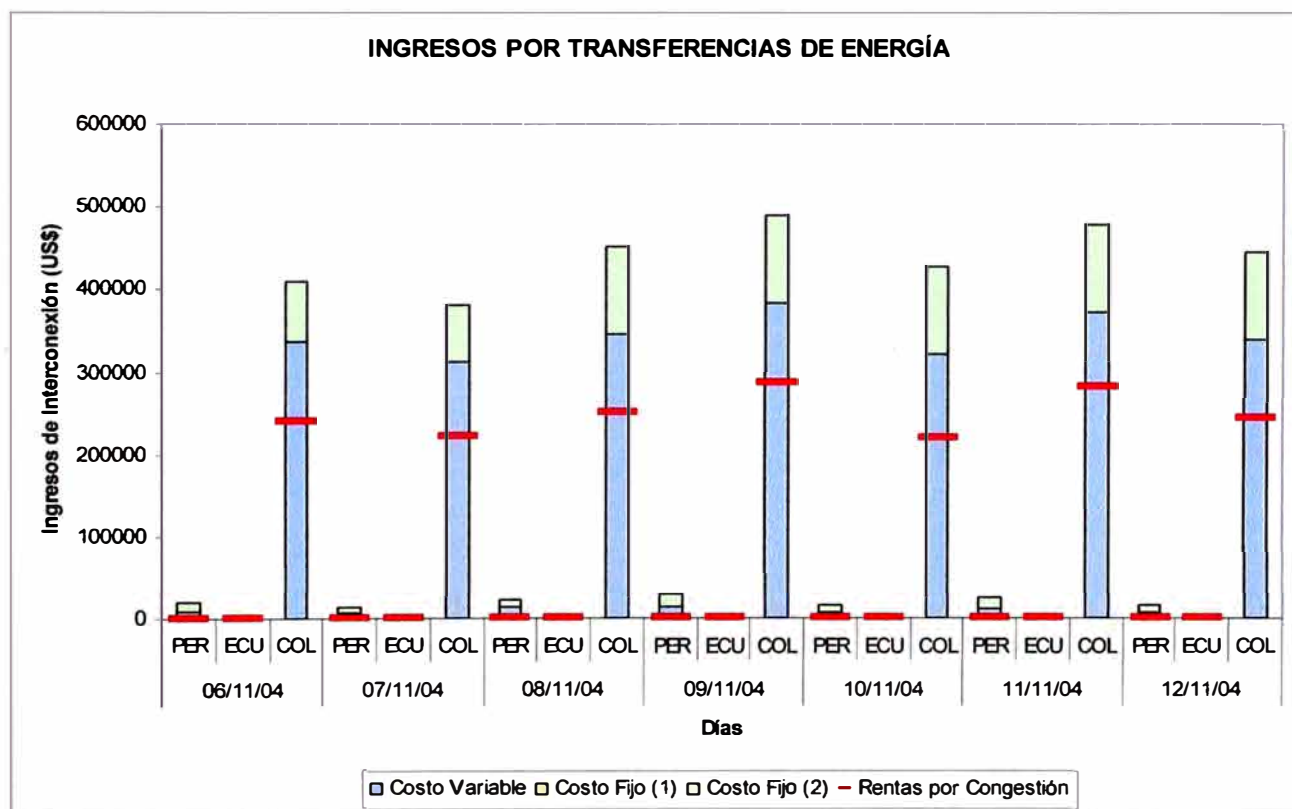


Fig. N° 7.38: Ingresos por transferencias de energía
(1) Dentro de Función Objetivo (2) Fuera de función objetivo

e.- Comparación de los Casos

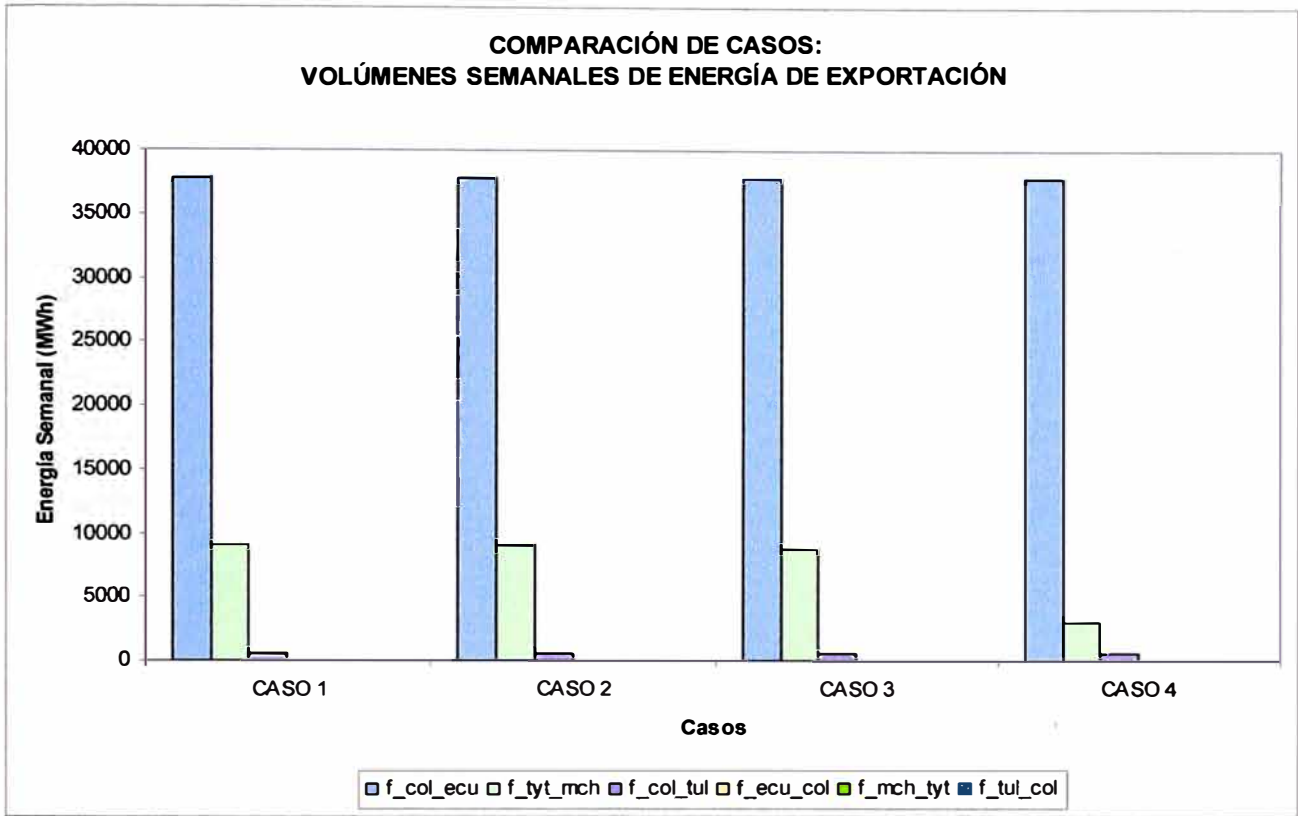


Fig. N° 7.39: Comparación de volúmenes semanales de energía de exportación

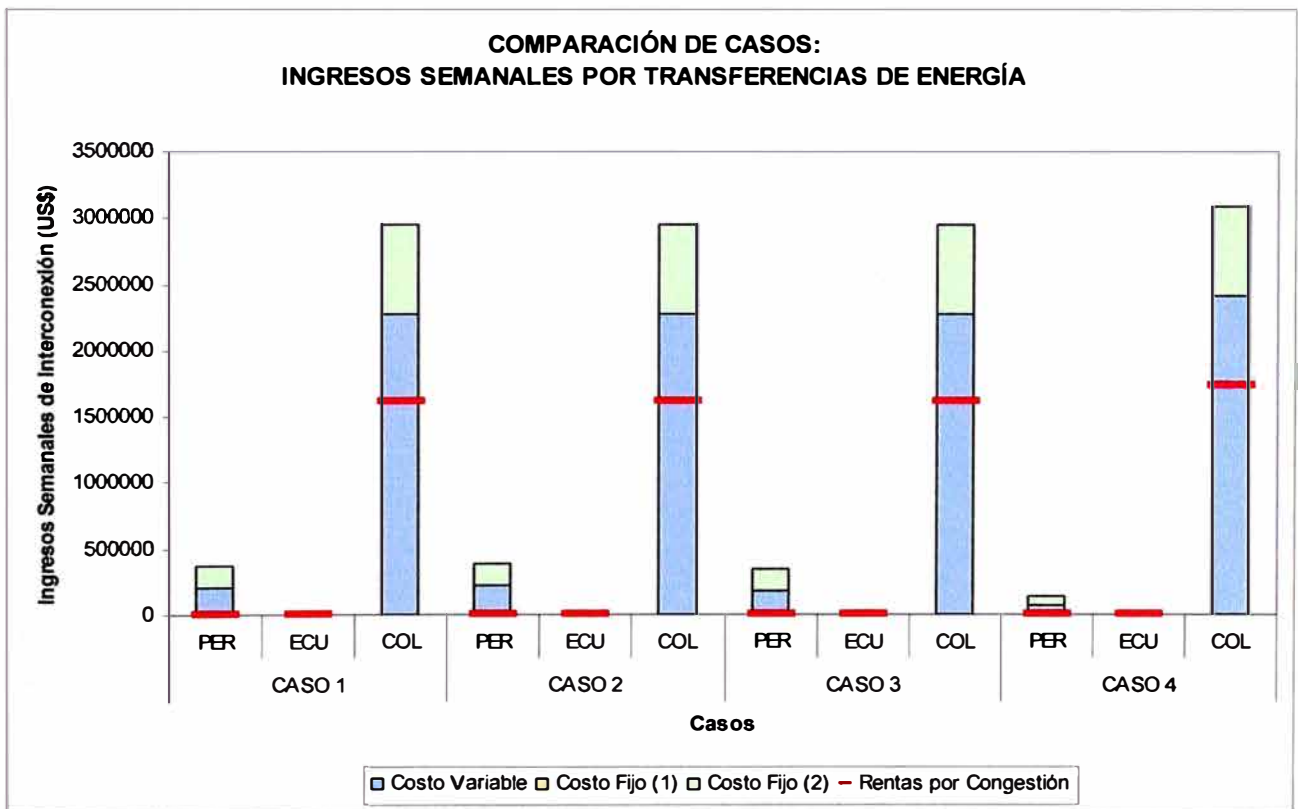


Fig. N° 7.40: Comparación de ingresos semanales por transferencias de energía (1) Dentro de Función Objetivo (2) Fuera de función objetivo

7.1.4. Escenario 4: Operación Coordinada con Umbral y Cargos Fijos

En este caso se considera operación en base a costos variables y costos fijos variabilizados dentro de la función objetivo, también se están considerando los umbrales de precios.

a.- Caso 1: Sin Restricciones Operativas y con la TGN4 de Malacas

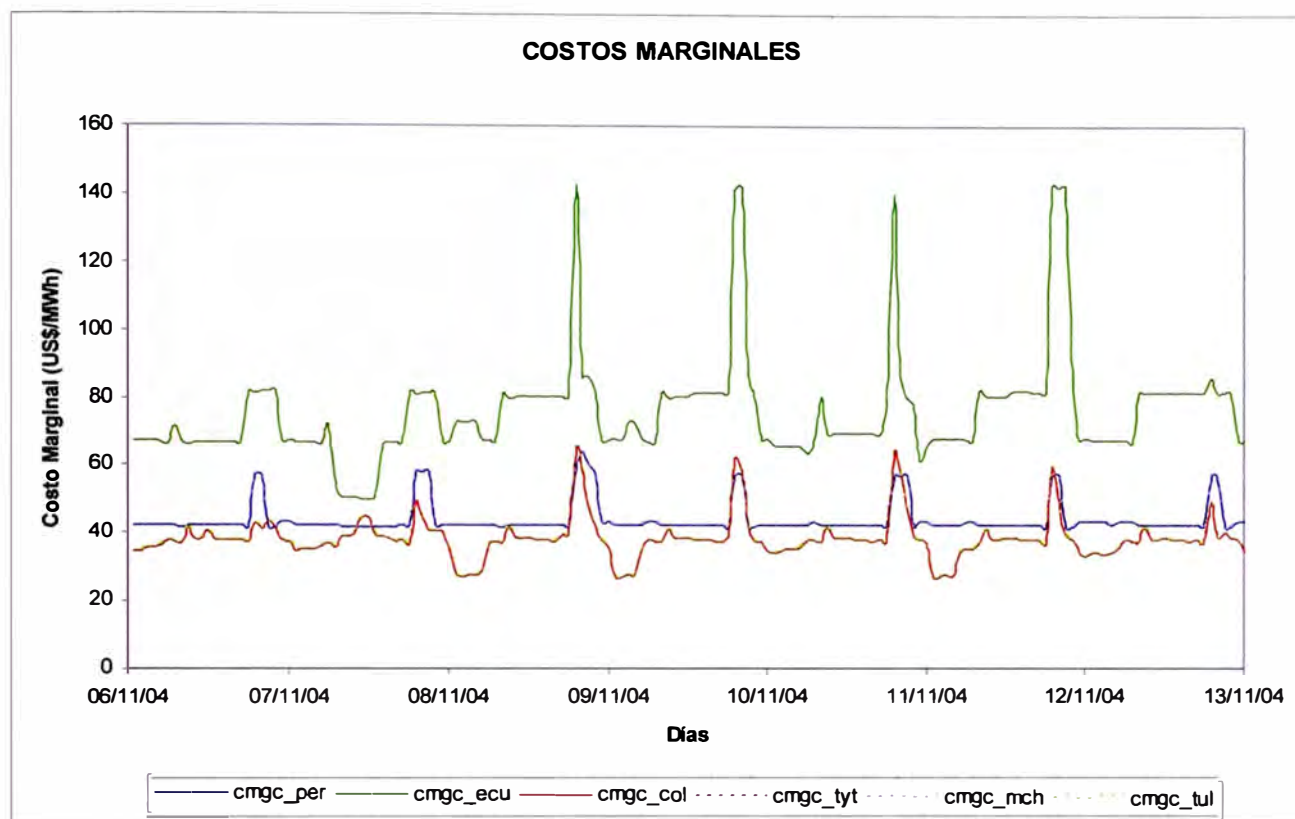


Fig. N° 7.41: Costos marginales por zonas

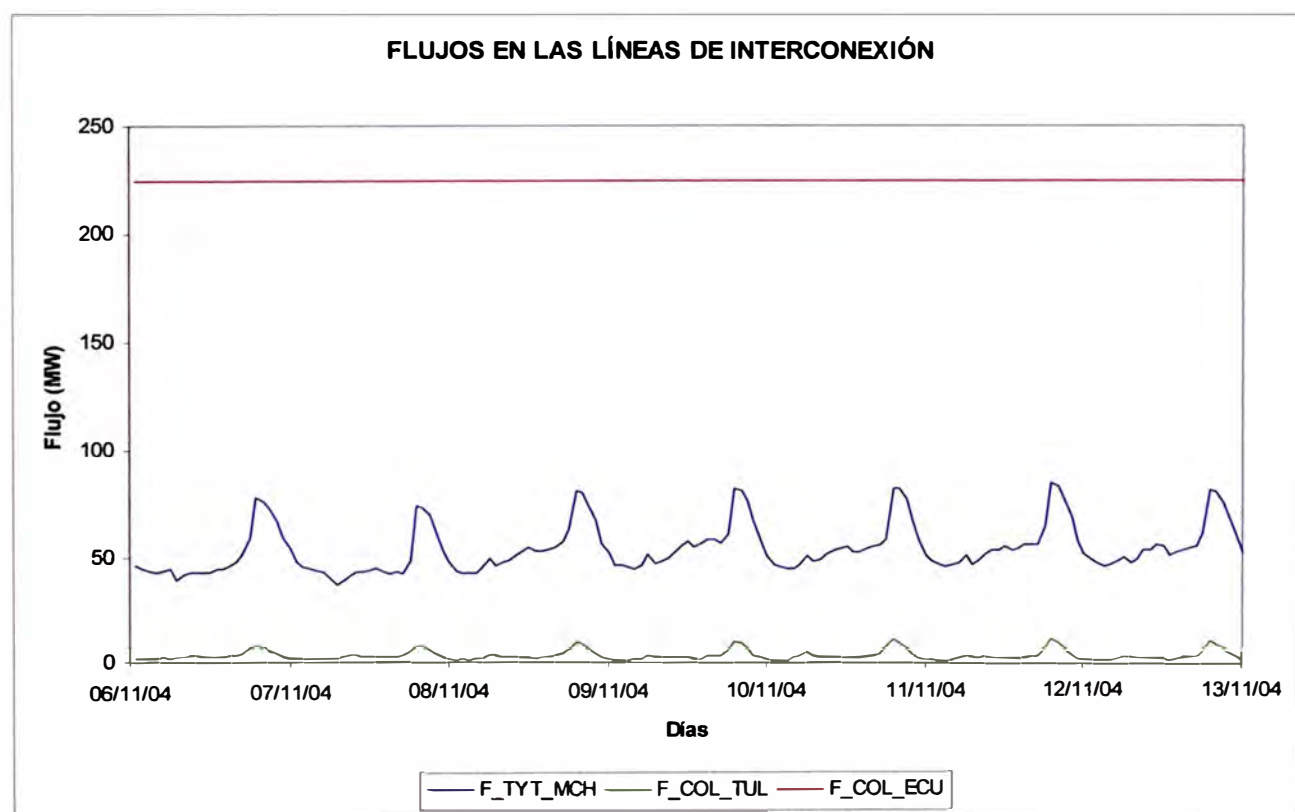


Fig. N° 7.42: Flujos en las líneas de interconexión

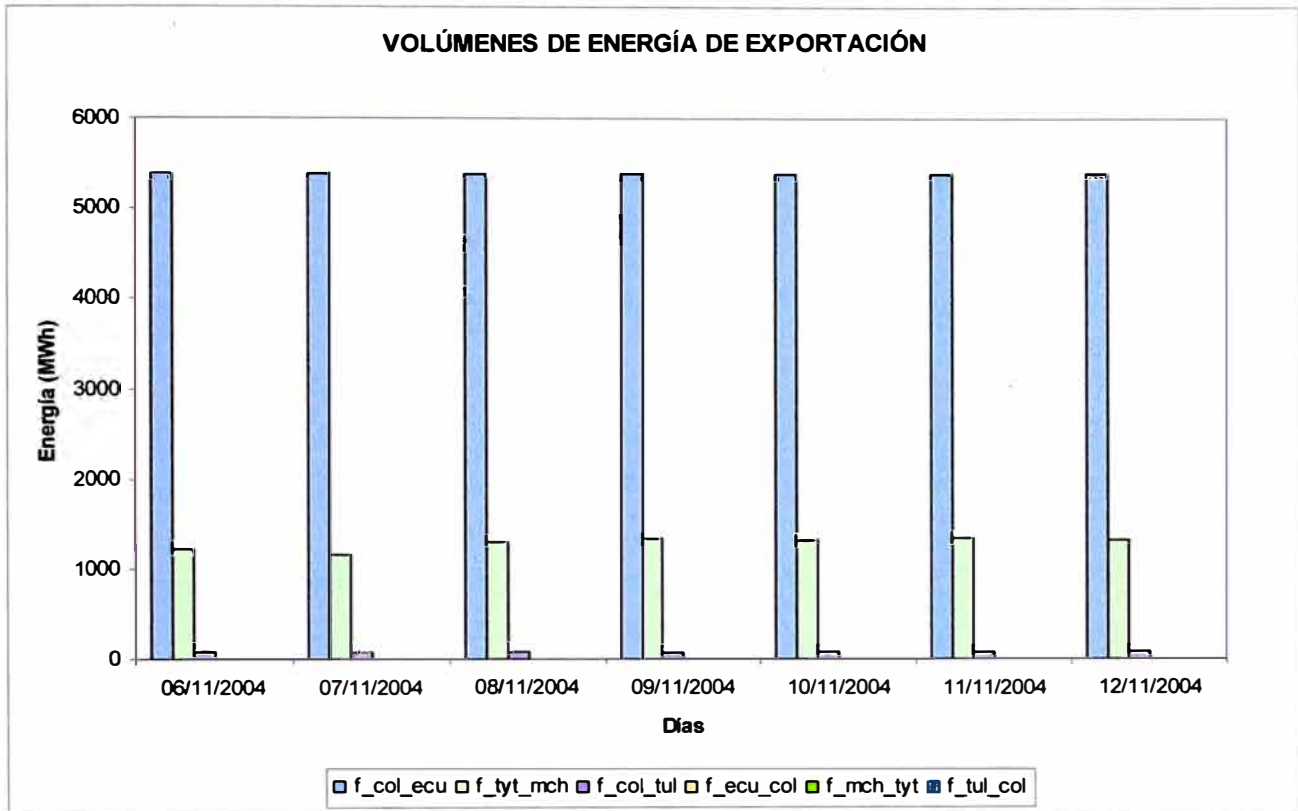


Fig. N° 7.43: Volúmenes de energía exportada

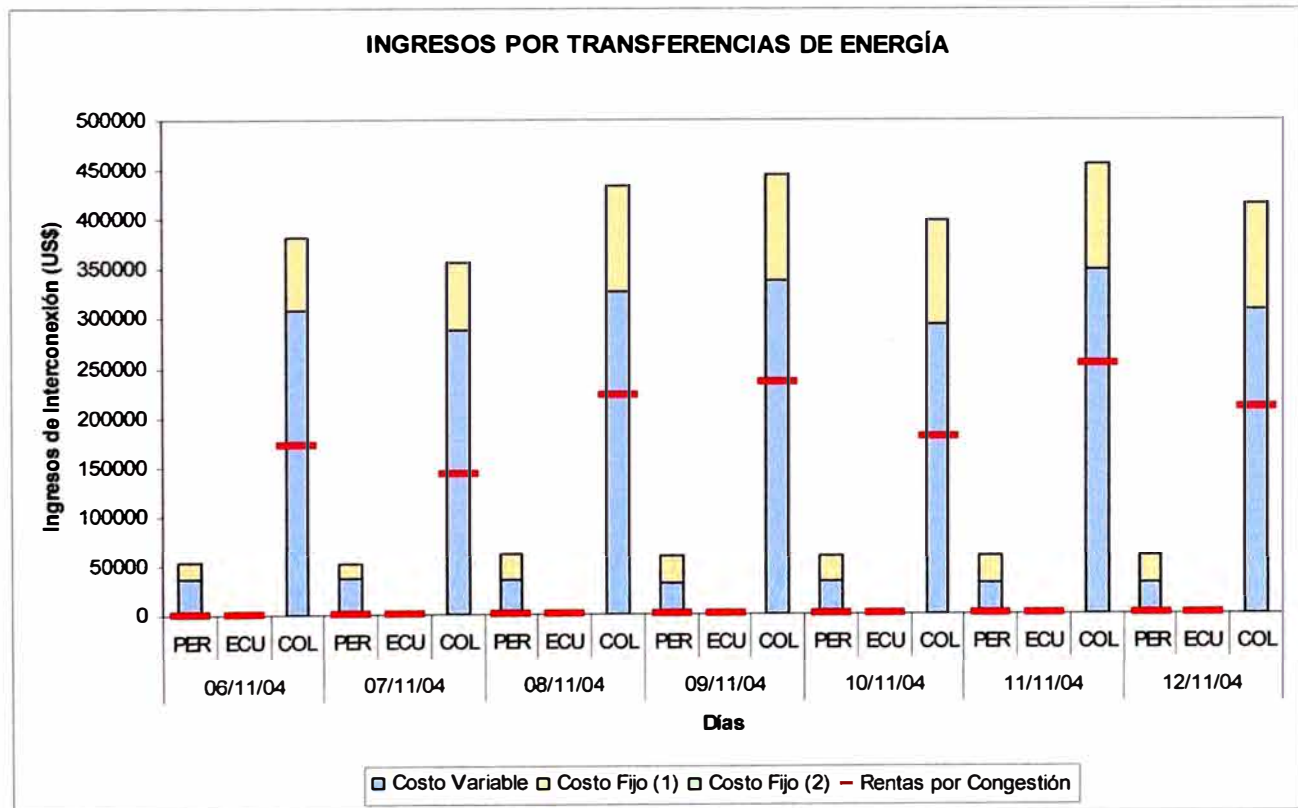


Fig. N° 7.44: Ingresos por transferencias de energía
 (1) Dentro de Función Objetivo (2) Fuera de función objetivo

b.- Caso 2: Sin Restricciones Operativas y sin la TGN4 de Malacas

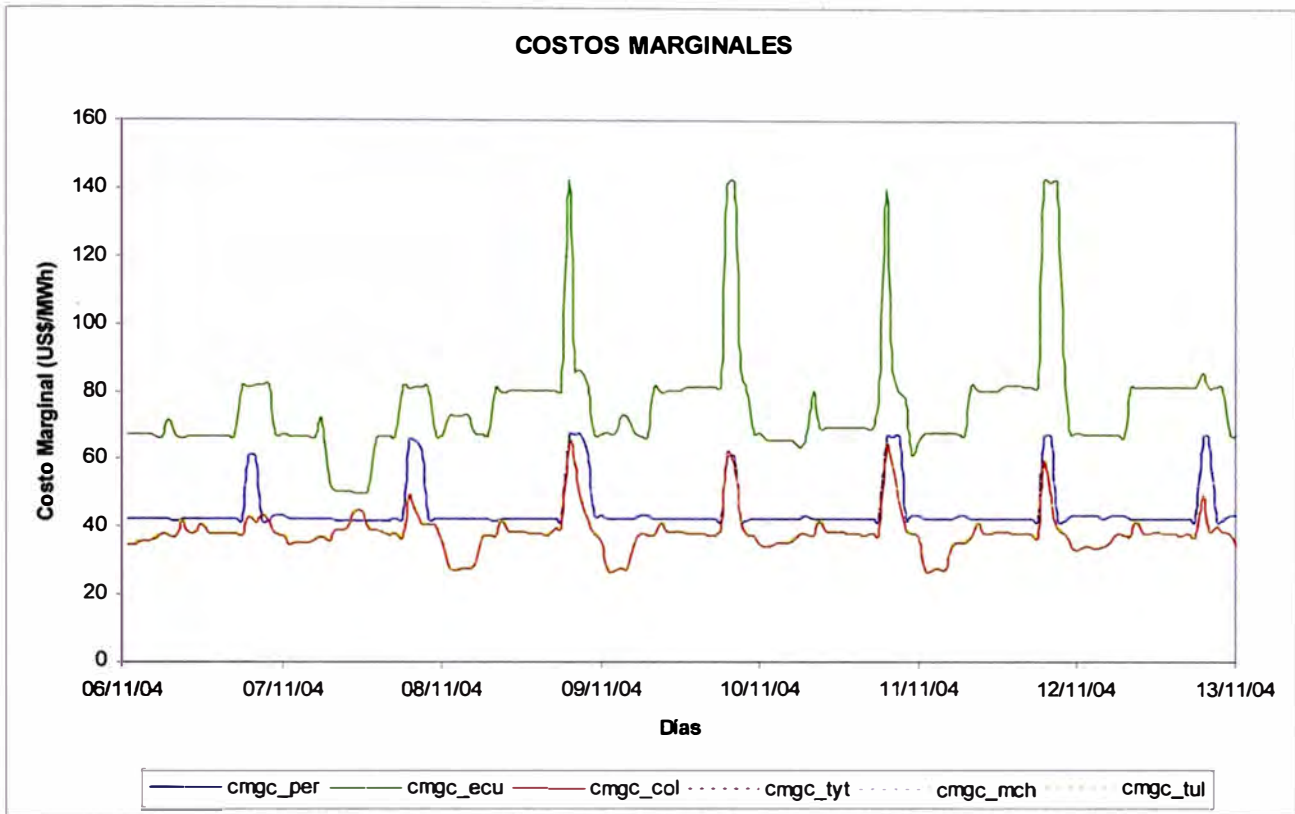


Fig. N° 7.45: Costos marginales por zonas

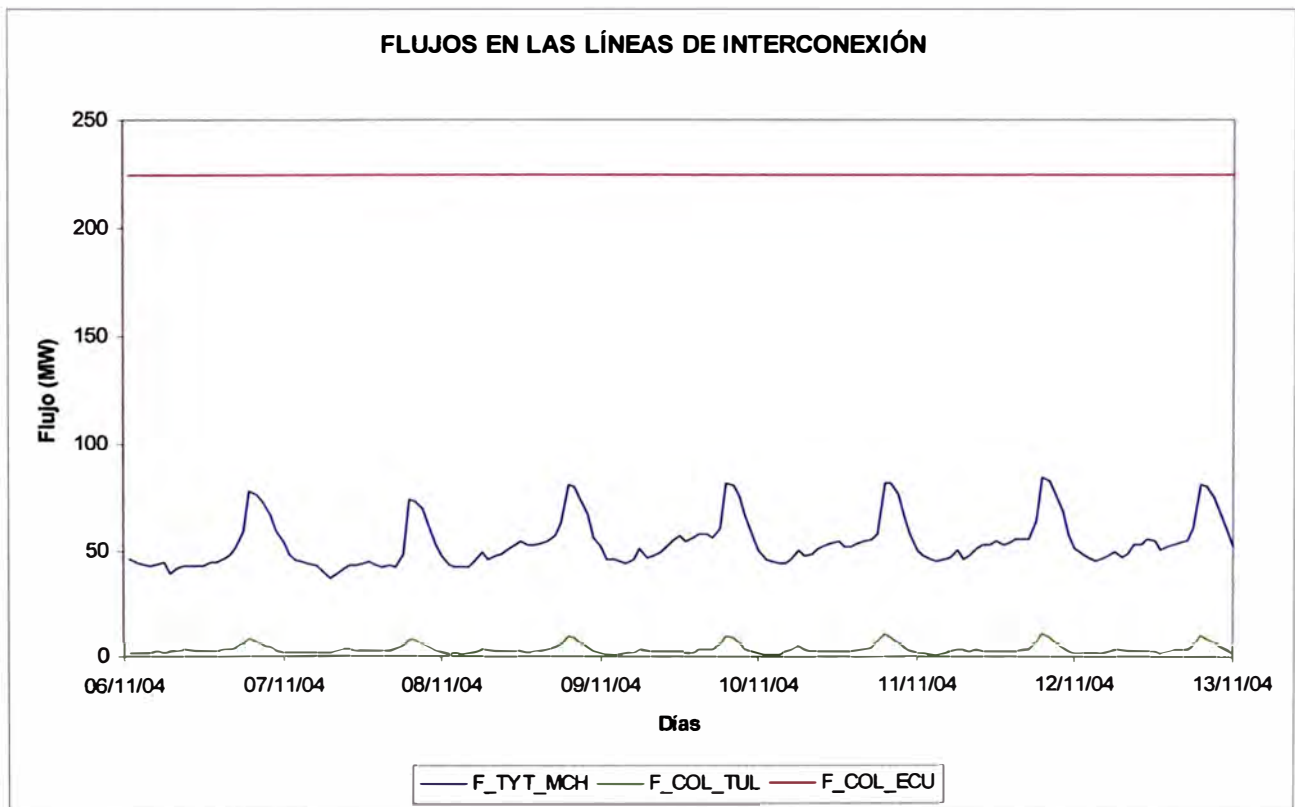


Fig. N° 7.46: Flujos en las líneas de interconexión

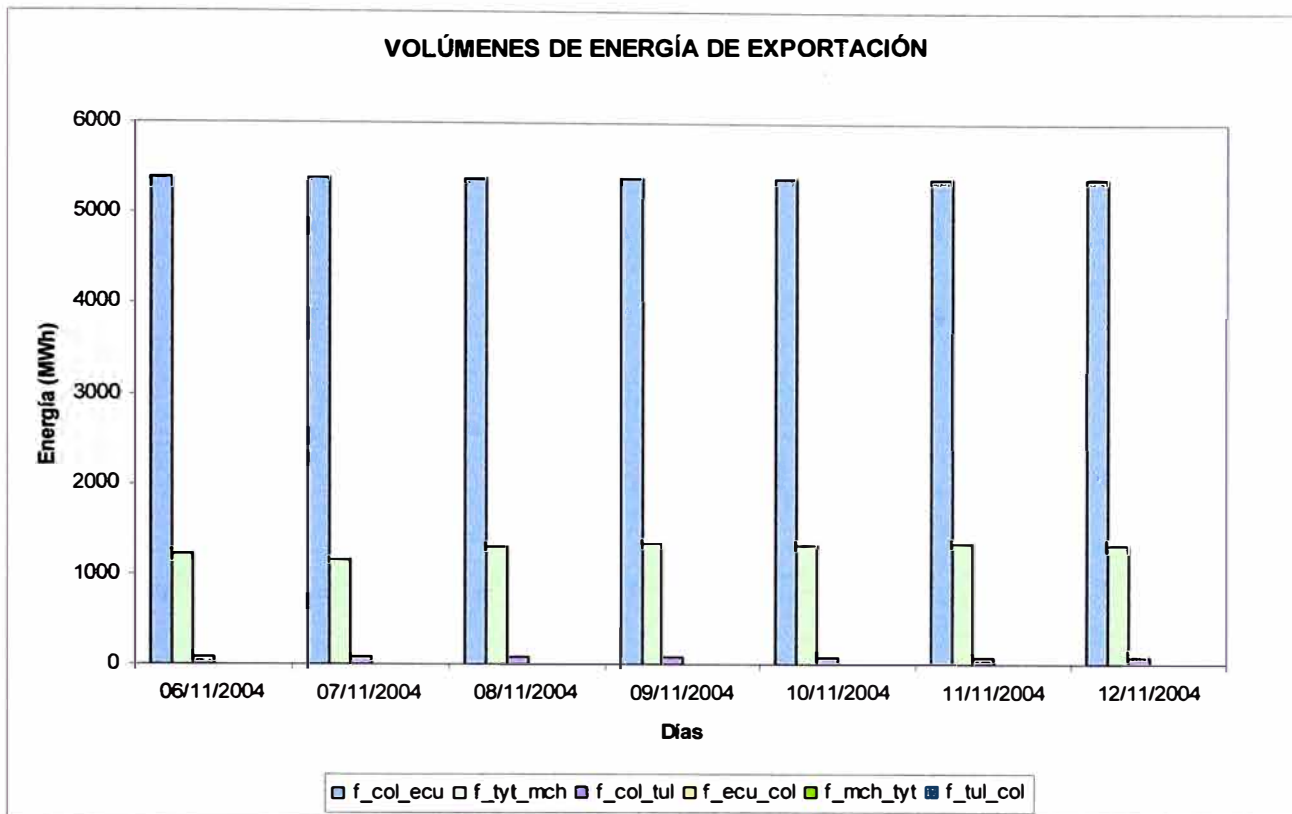


Fig. N° 7.47: Volúmenes de energía exportada

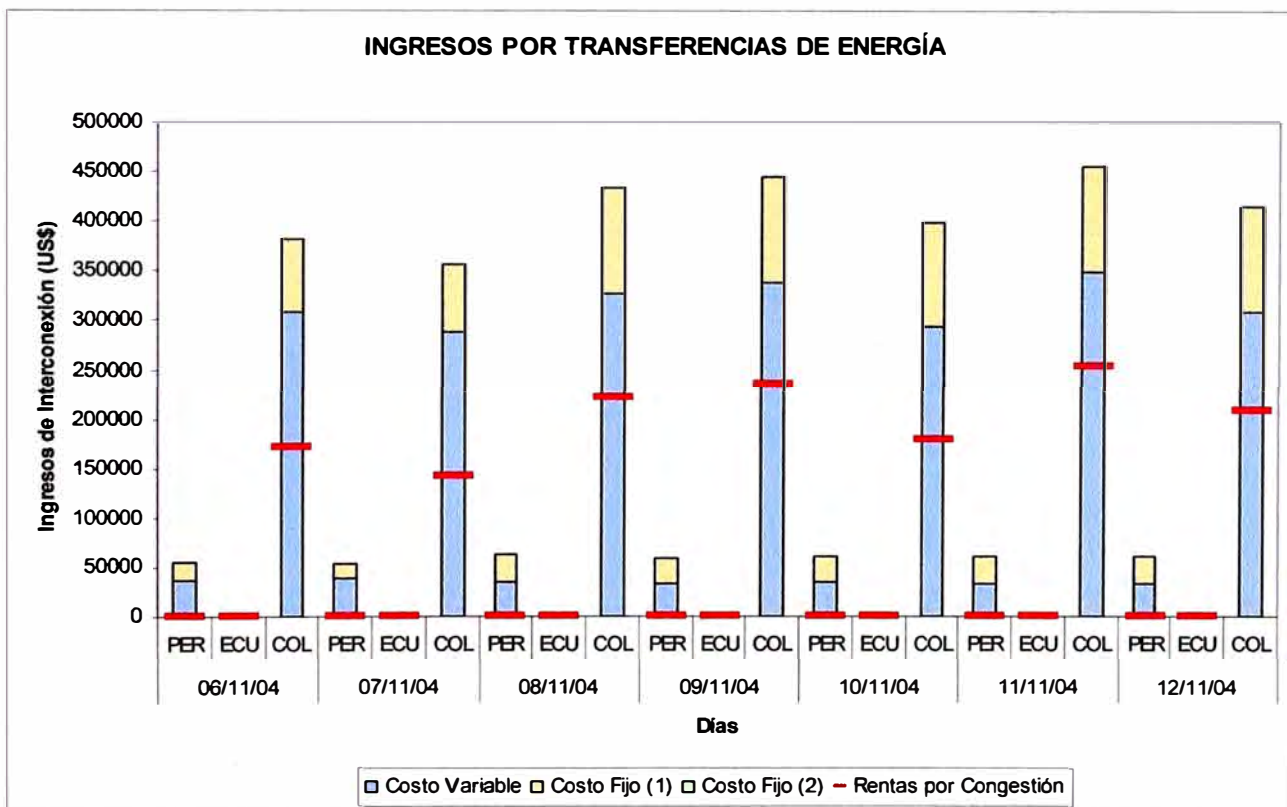


Fig. N° 7.48: Ingresos por transferencias de energía
 (1) Dentro de Función Objetivo (2) Fuera de función objetivo

c.- Caso 3: Con Restricciones Operativas y con la TGN4 de Malacas

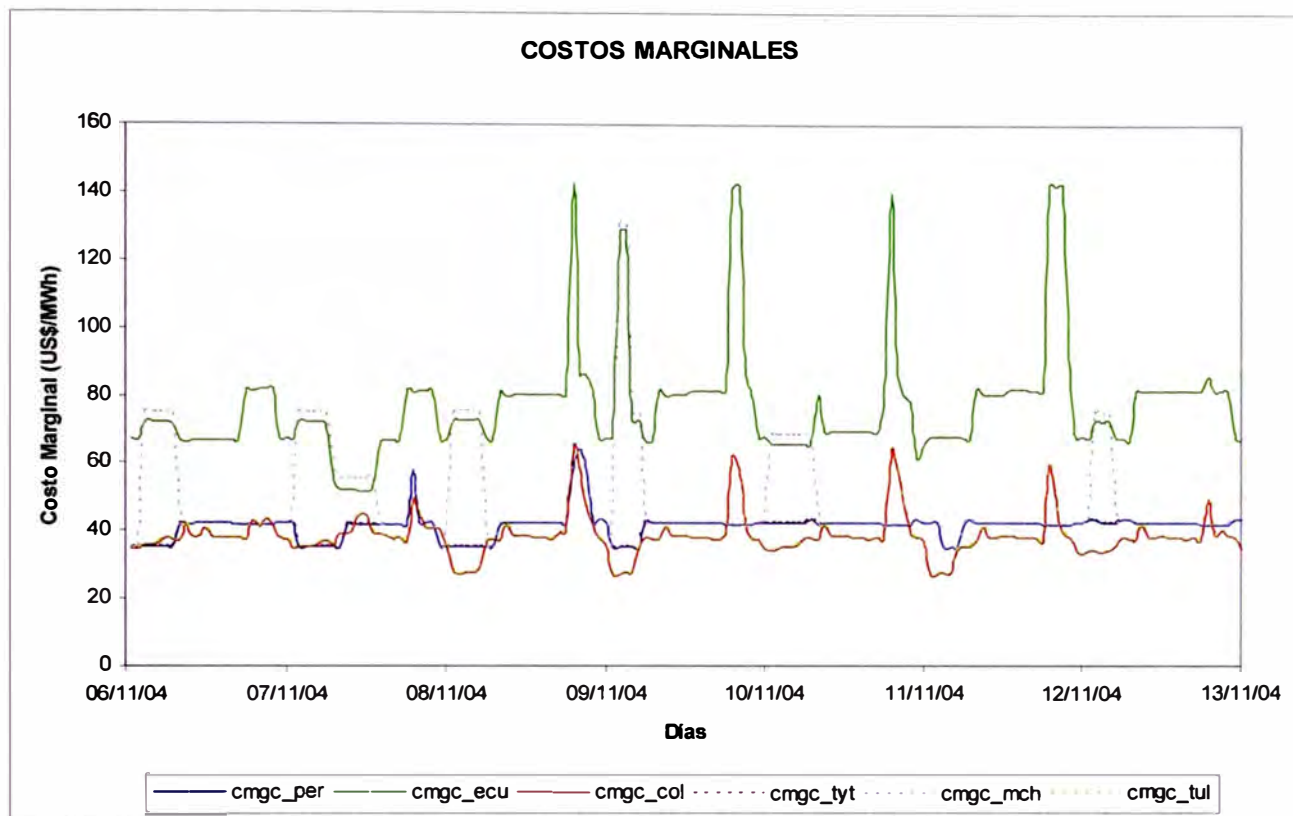


Fig. N° 7.49: Costos marginales por zonas

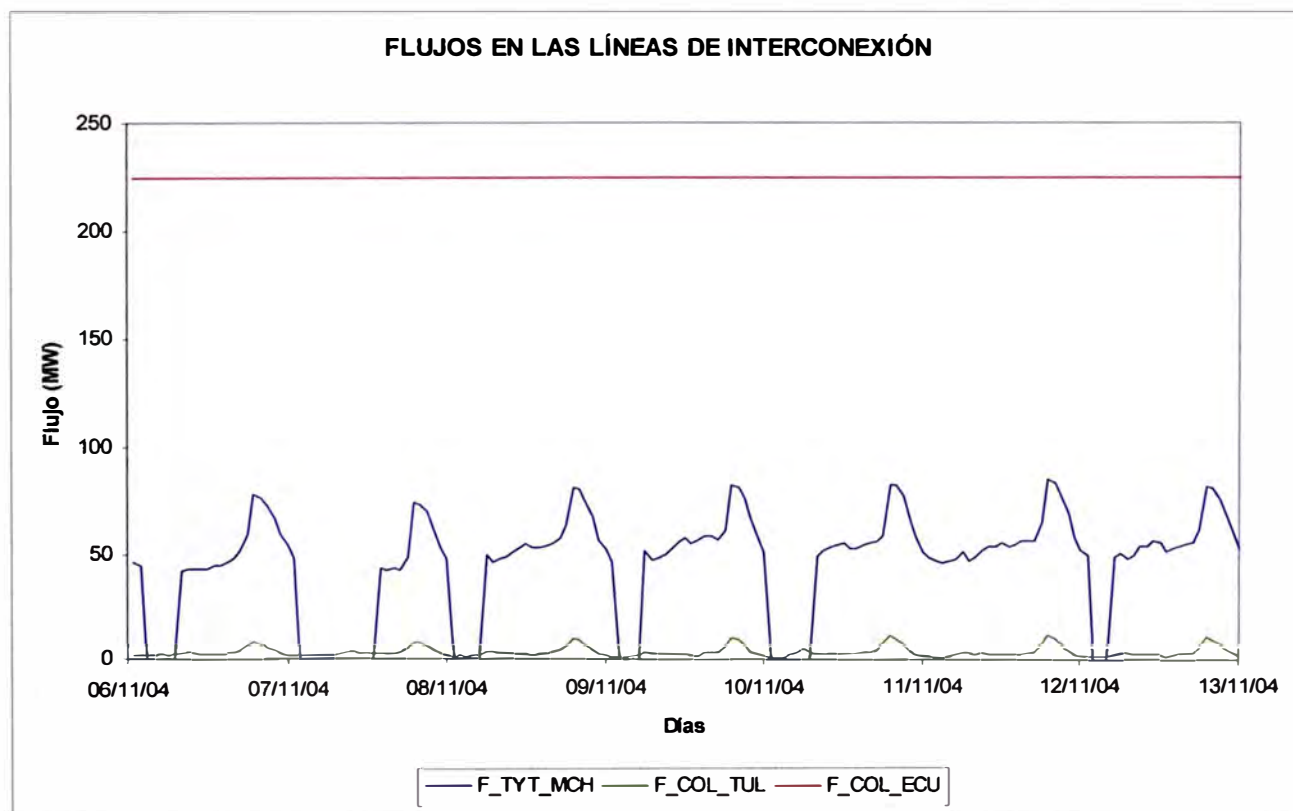


Fig. N° 7.50: Flujos en las líneas de interconexión

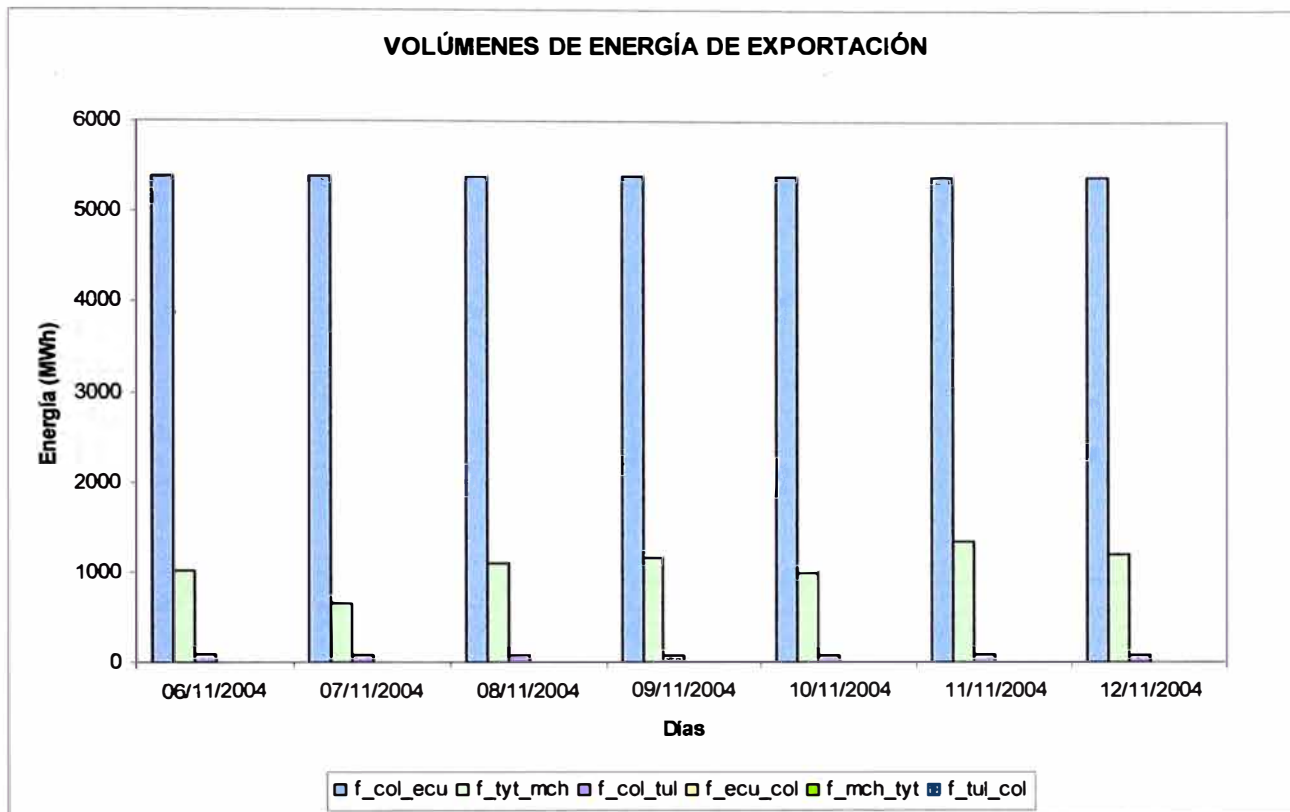


Fig. N° 7.51: Volúmenes de energía exportada

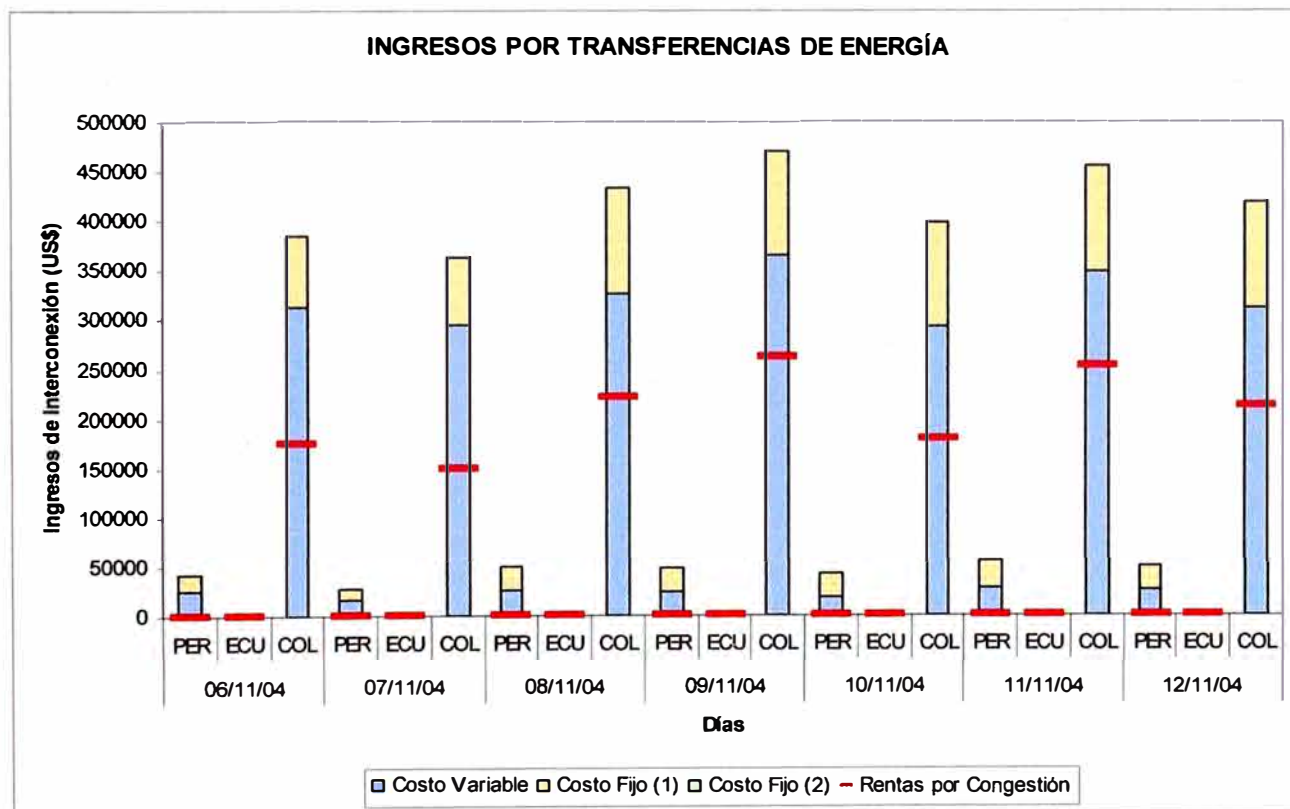


Fig. N° 7.52: Ingresos por transferencias de energía
 (1) Dentro de Función Objetivo (2) Fuera de función objetivo

d.- Caso 4: Con Restricciones Operativas y sin la TGN4 de Malacas

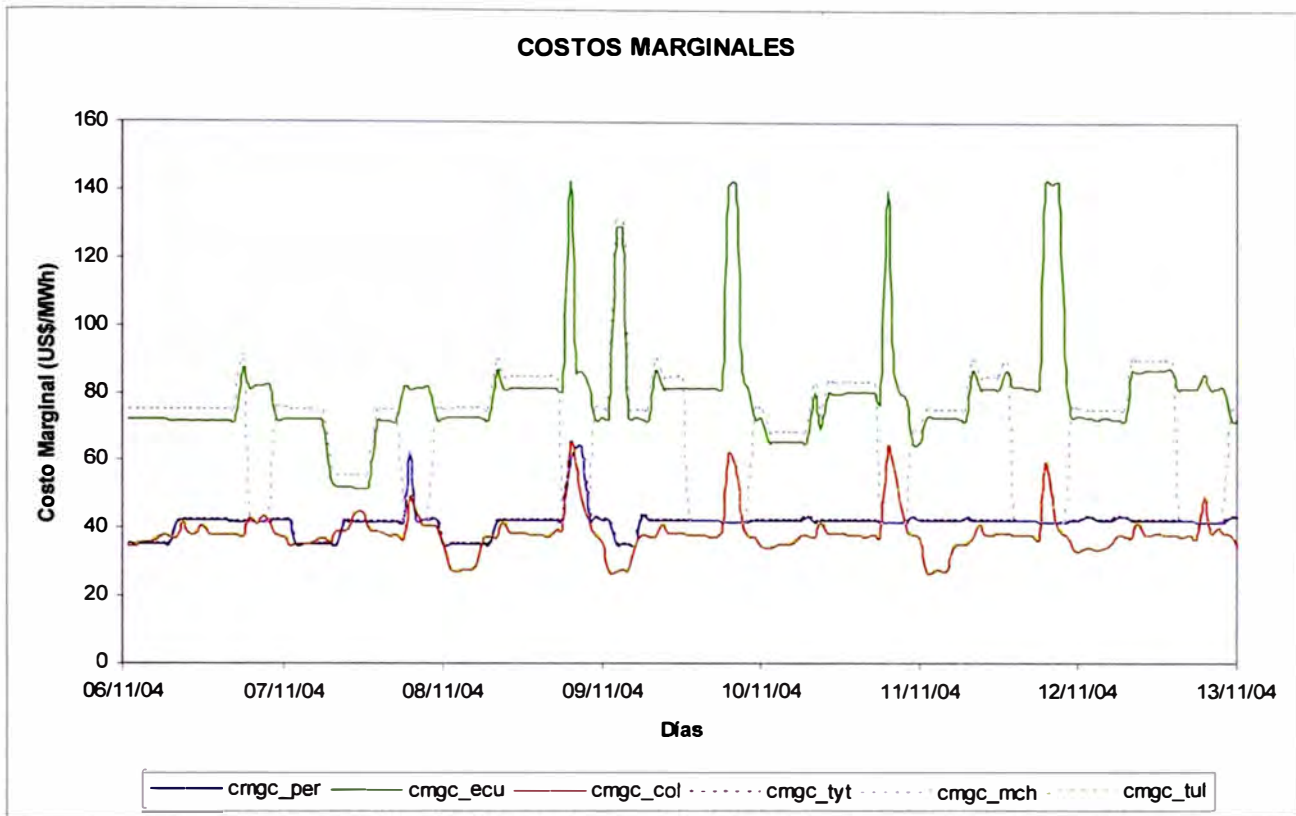


Fig. N° 7.53: Costos marginales por zonas

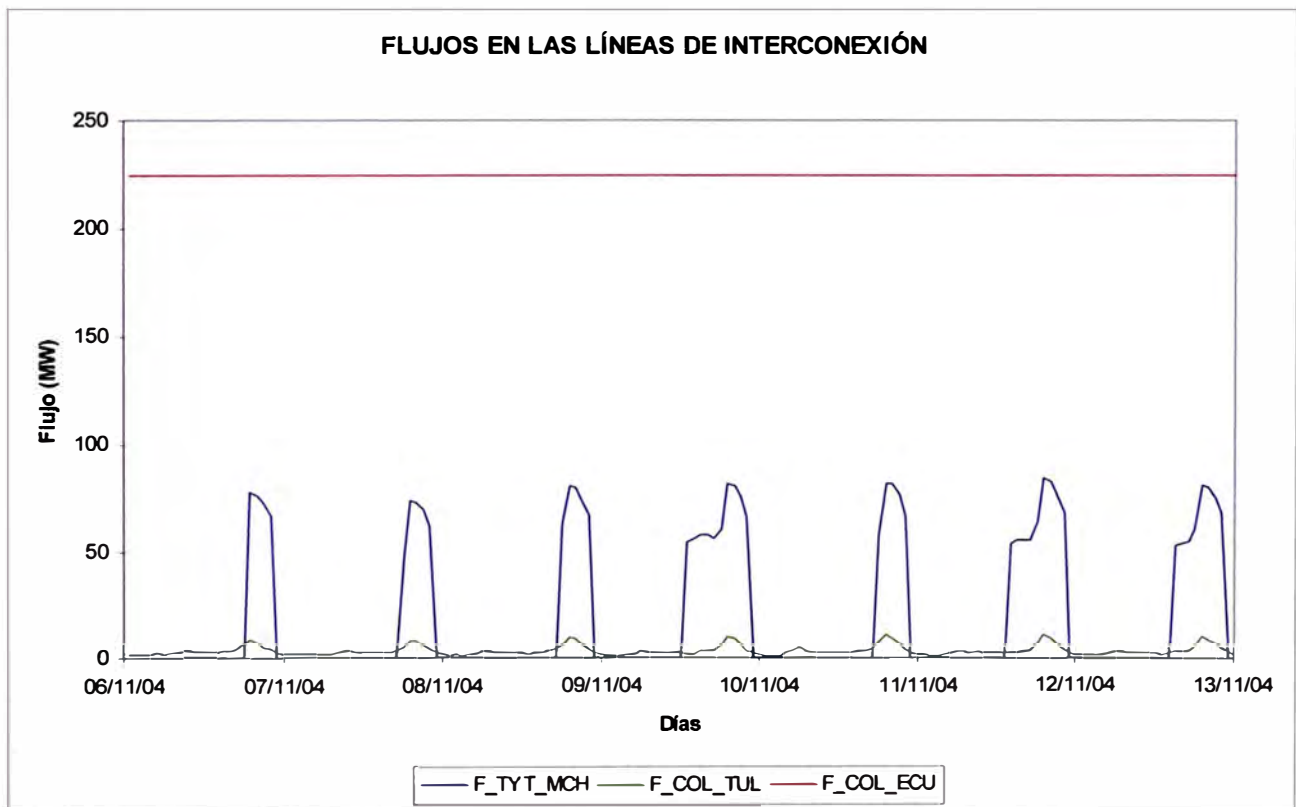


Fig. N° 7.54: Flujos en las líneas de interconexión

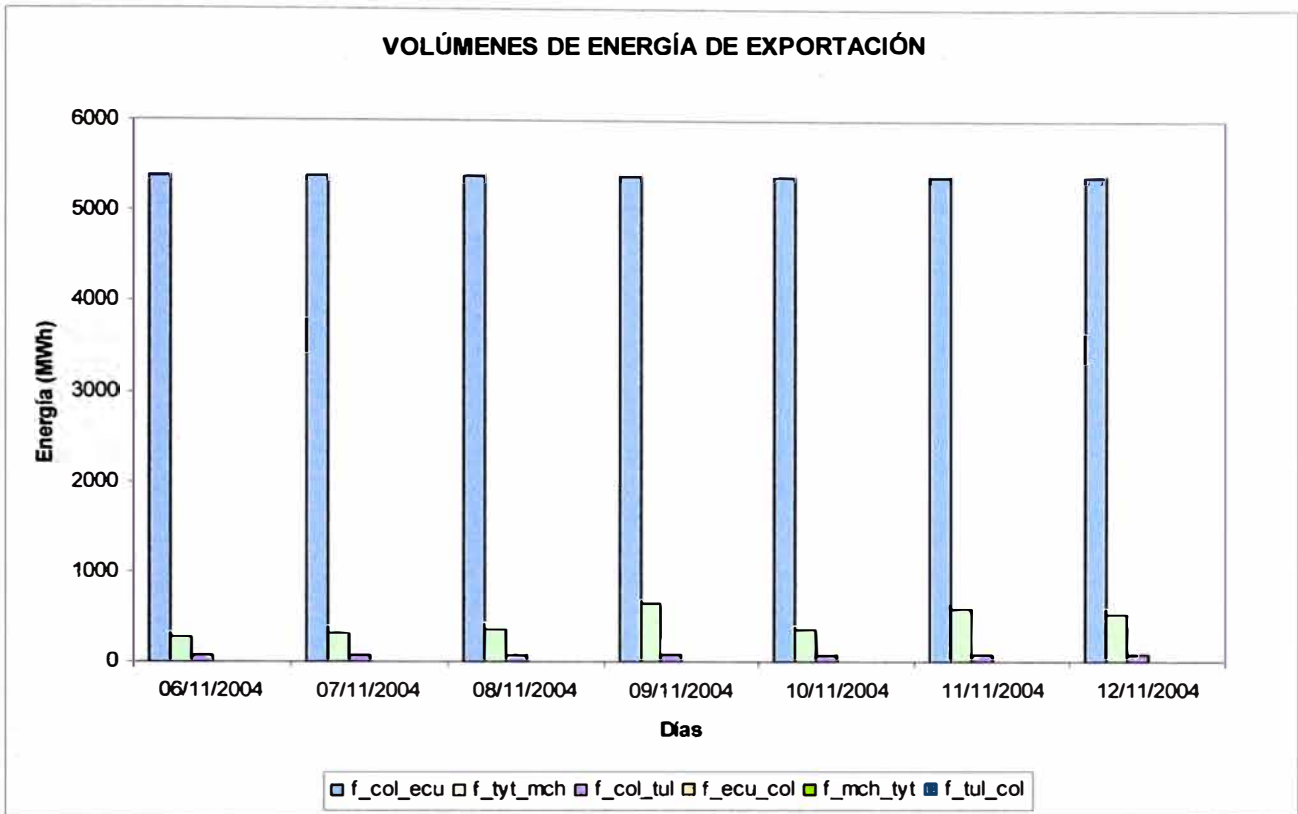


Fig. N° 7.55: Volúmenes de energía exportada

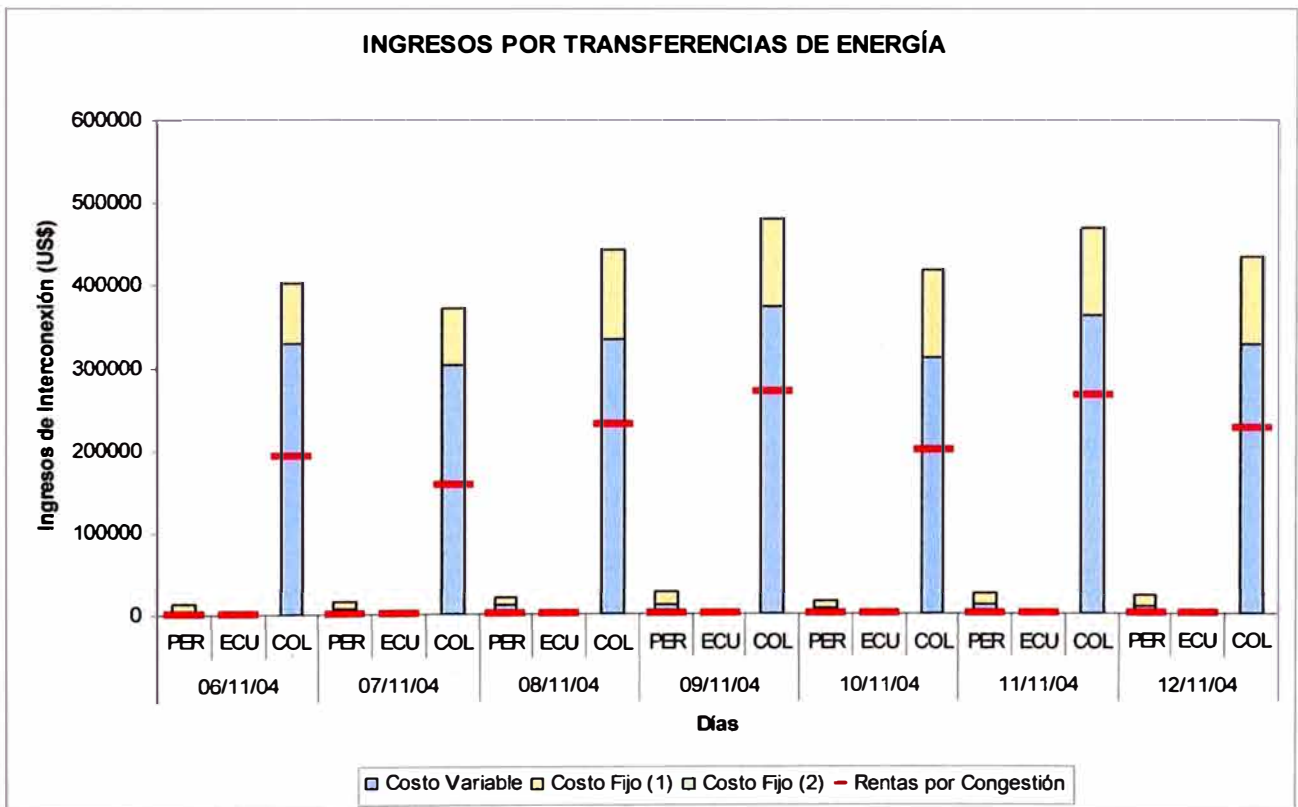


Fig. N° 7.56: Ingresos por transferencias de energía
 (1) Dentro de Función Objetivo (2) Fuera de función objetivo

e.- Comparación de los Casos

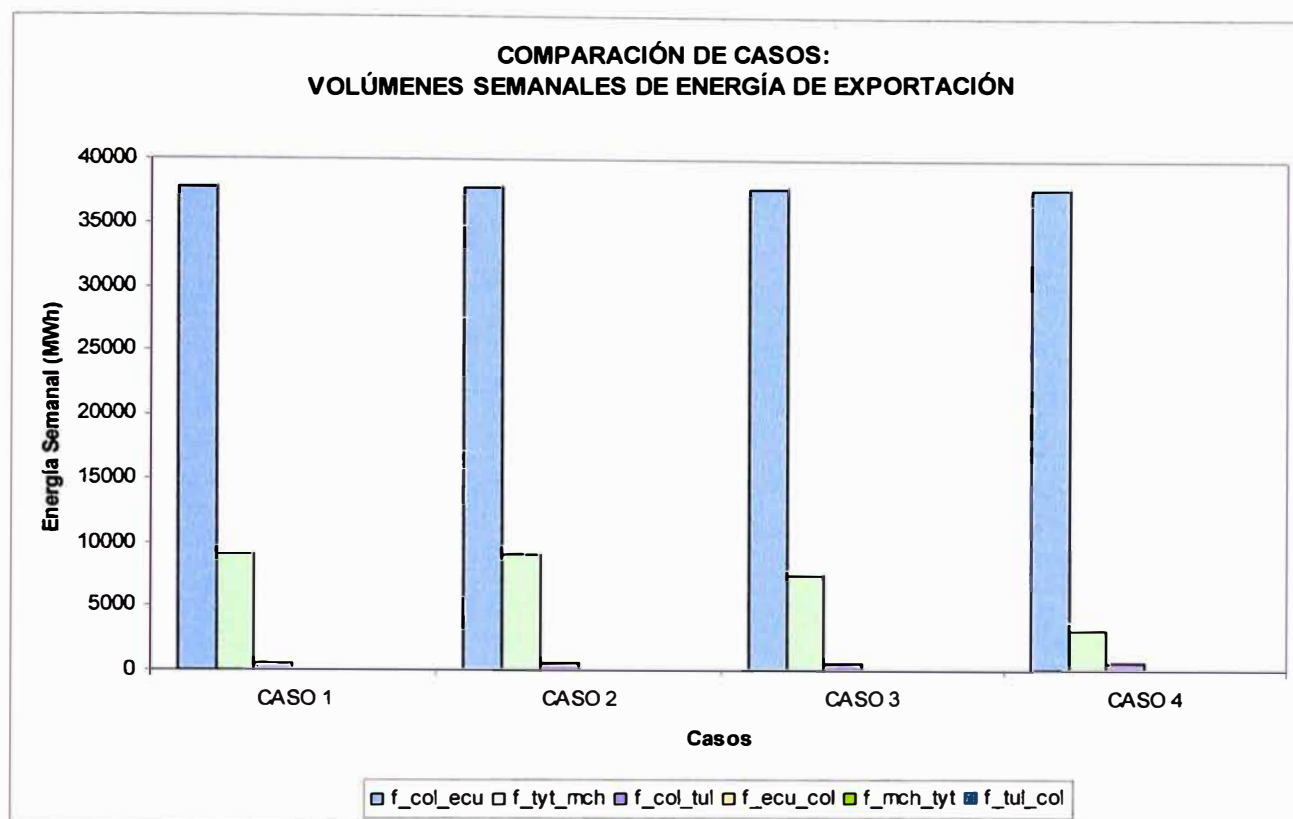


Fig. N° 7.57: Comparación de volúmenes semanales de energía de exportación

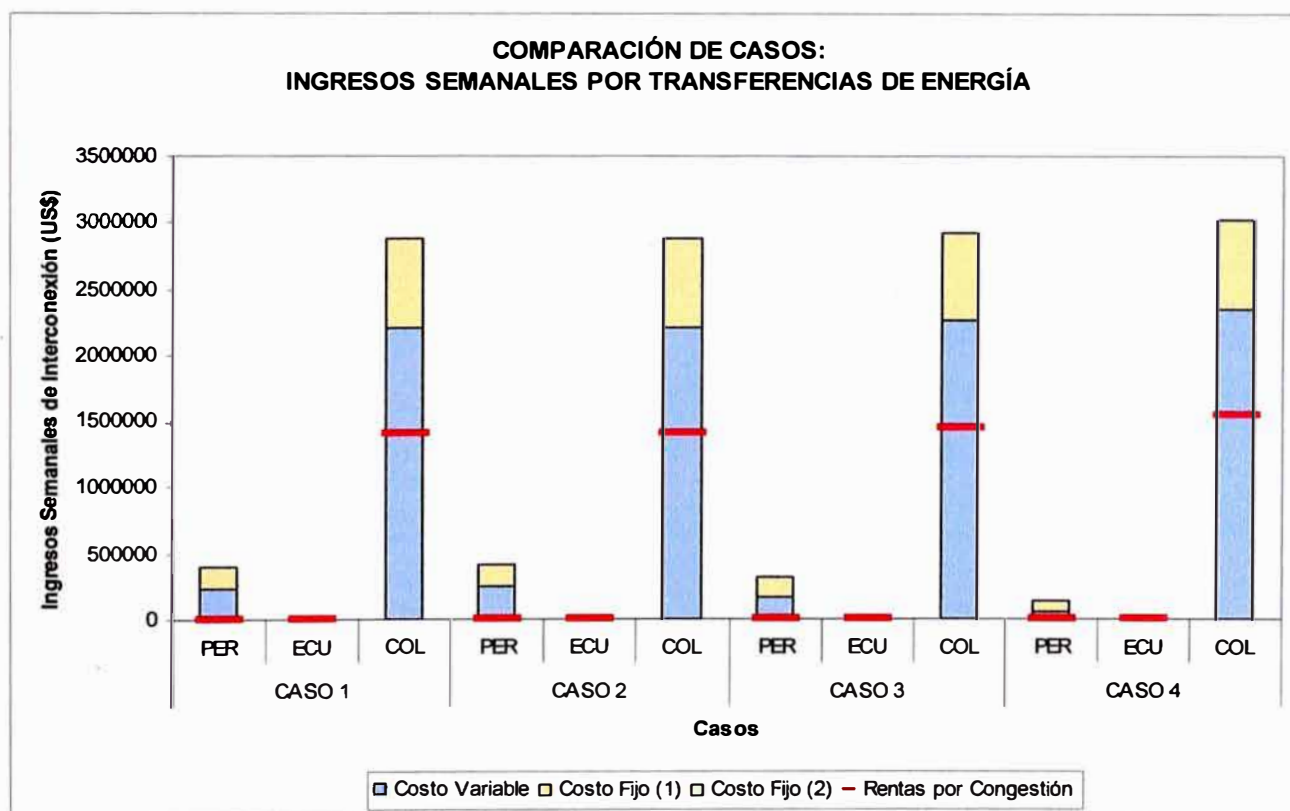


Fig. N° 7.58: Comparación de ingresos semanales por transferencias de energía (1) Dentro de Función Objetivo (2) Fuera de función objetivo

7.1.5. Escenario 5: Operación Coordinada Caso Especial

Se considera que Ecuador y Colombia manejan sus transacciones considerando los costos fijos variabilizados, mientras Perú y Ecuador ejercen sus transacciones en base a costos variables.

a.- Caso 1: Sin Restricciones Operativas y con la TGN4 de Malacas

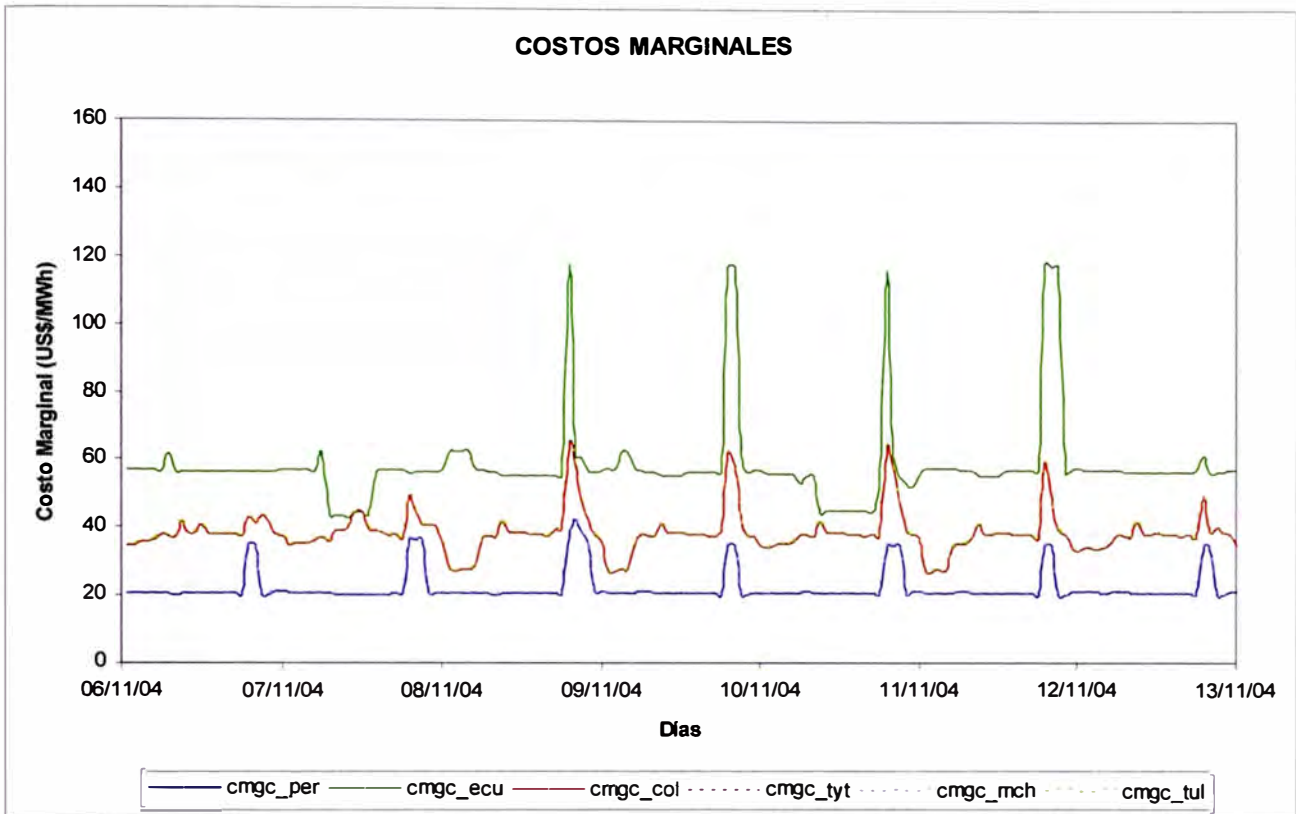


Fig. N° 7.59: Costos marginales por zonas

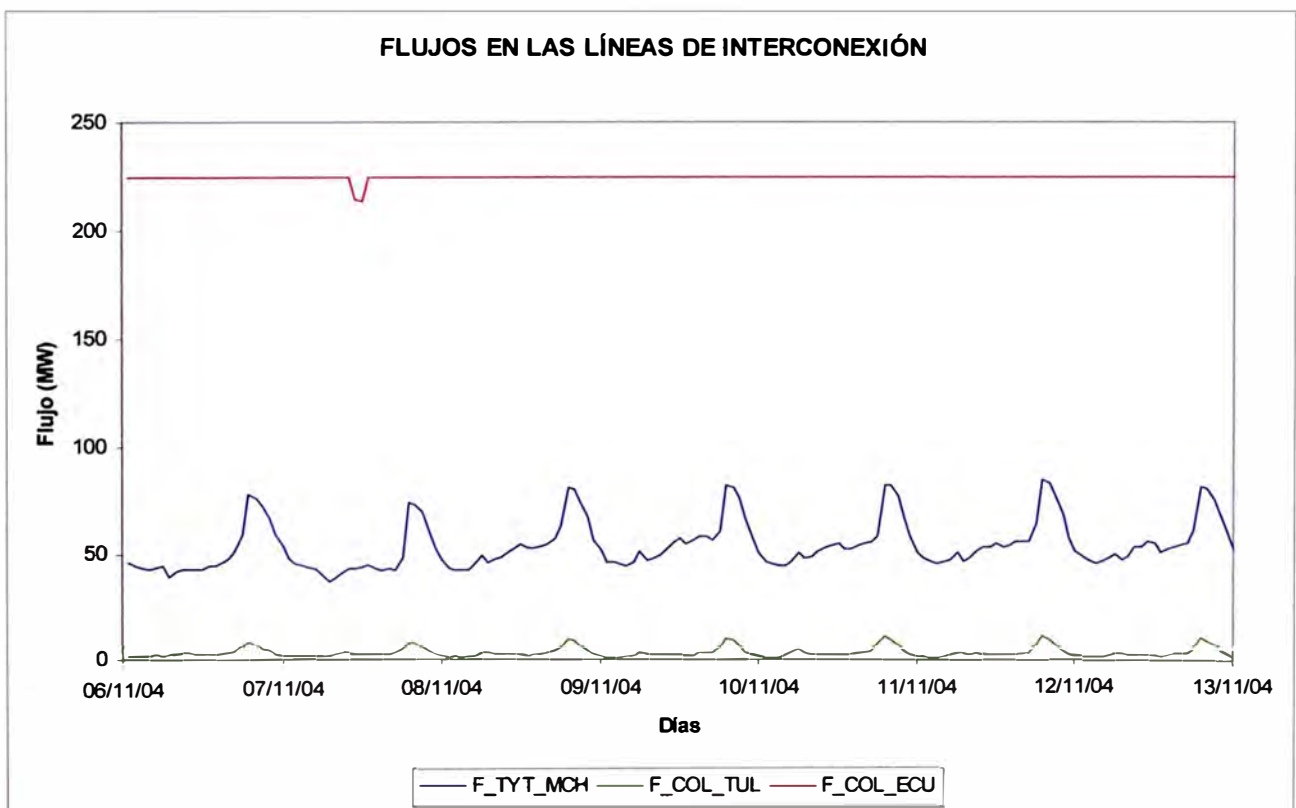


Fig. N° 7.60: Flujos en las líneas de interconexión

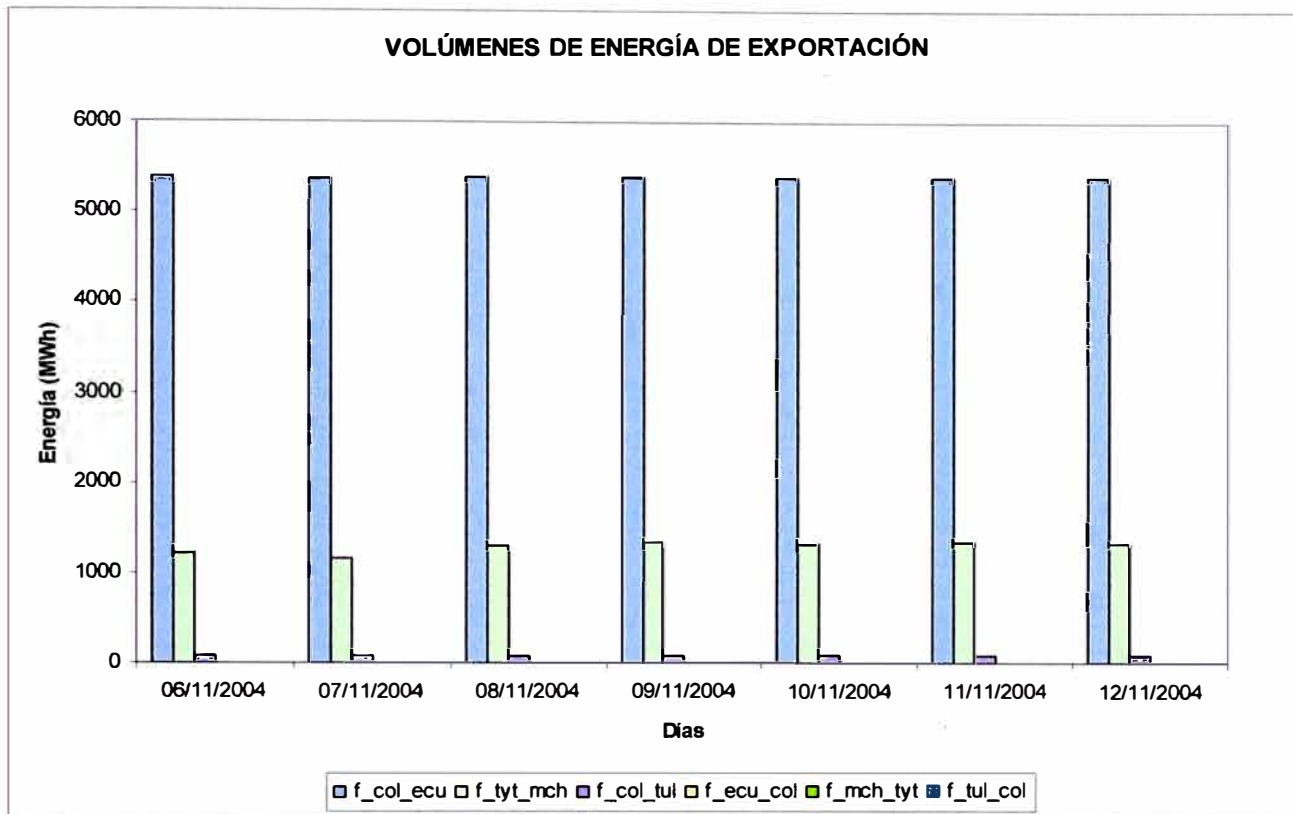


Fig. N° 7.61: Volúmenes de energía exportada

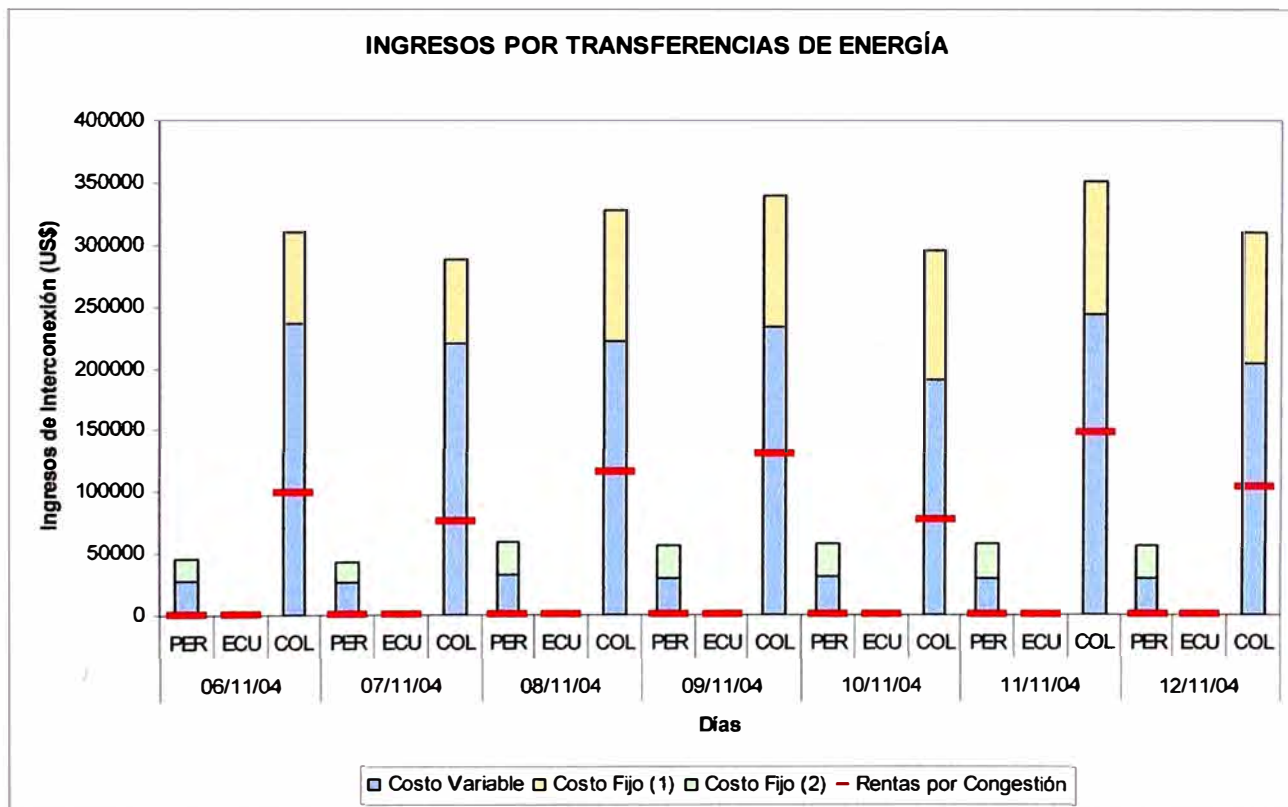


Fig. N° 7.62: Ingresos por transferencias de energía
 (1) Dentro de Función Objetivo (2) Fuera de función objetivo

b.- Caso 2: Sin Restricciones Operativas y sin la TGN4 de Malacas

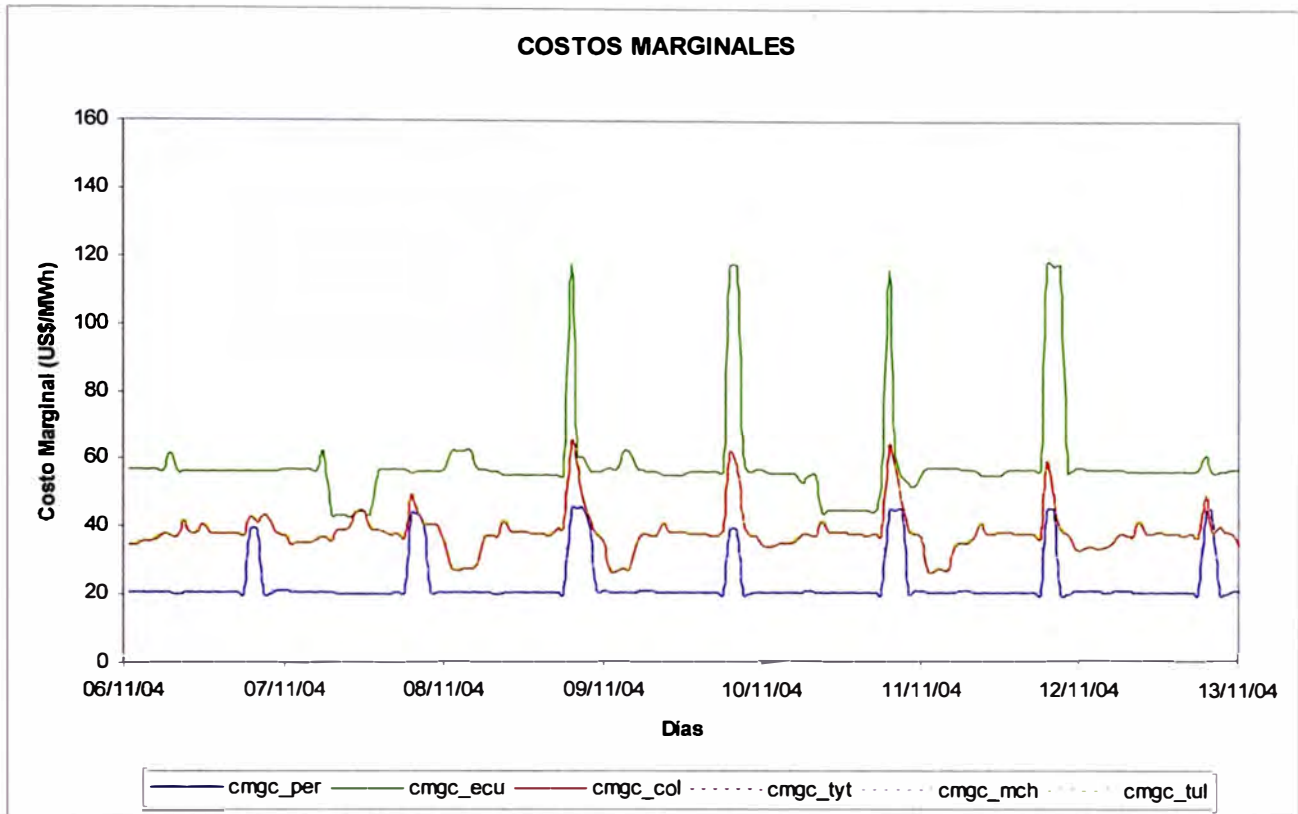


Fig. N° 7.63: Costos marginales por zonas

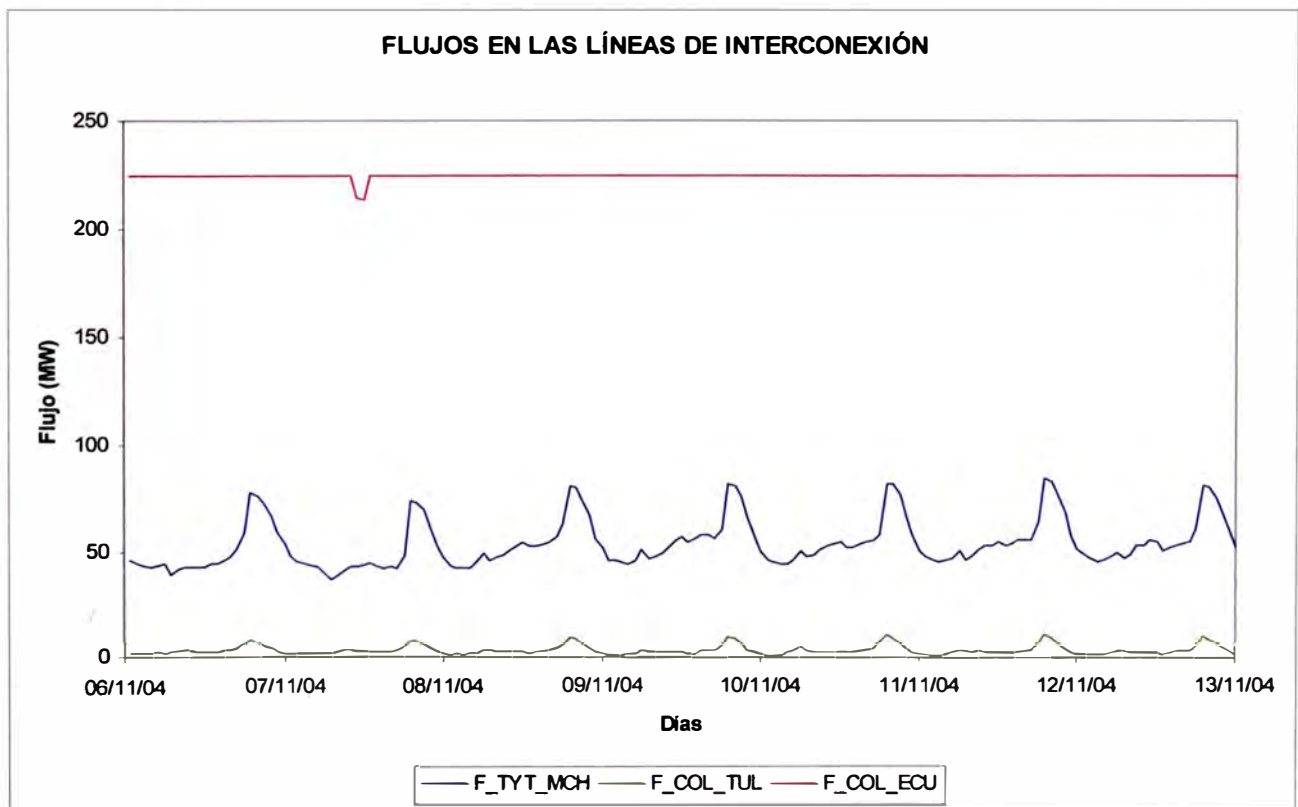


Fig. N° 7.64: Flujos en las líneas de interconexión

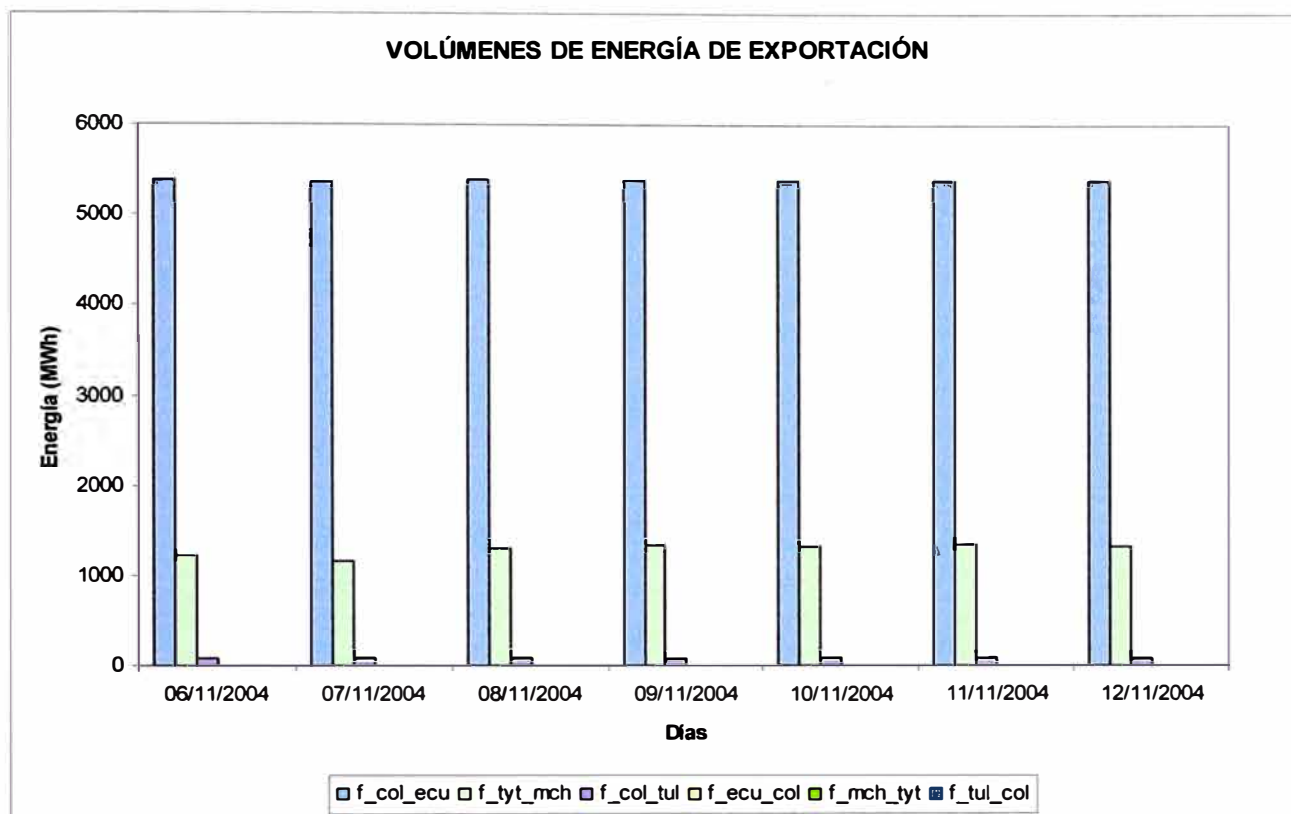


Fig. N° 7.65: Volúmenes de energía exportada

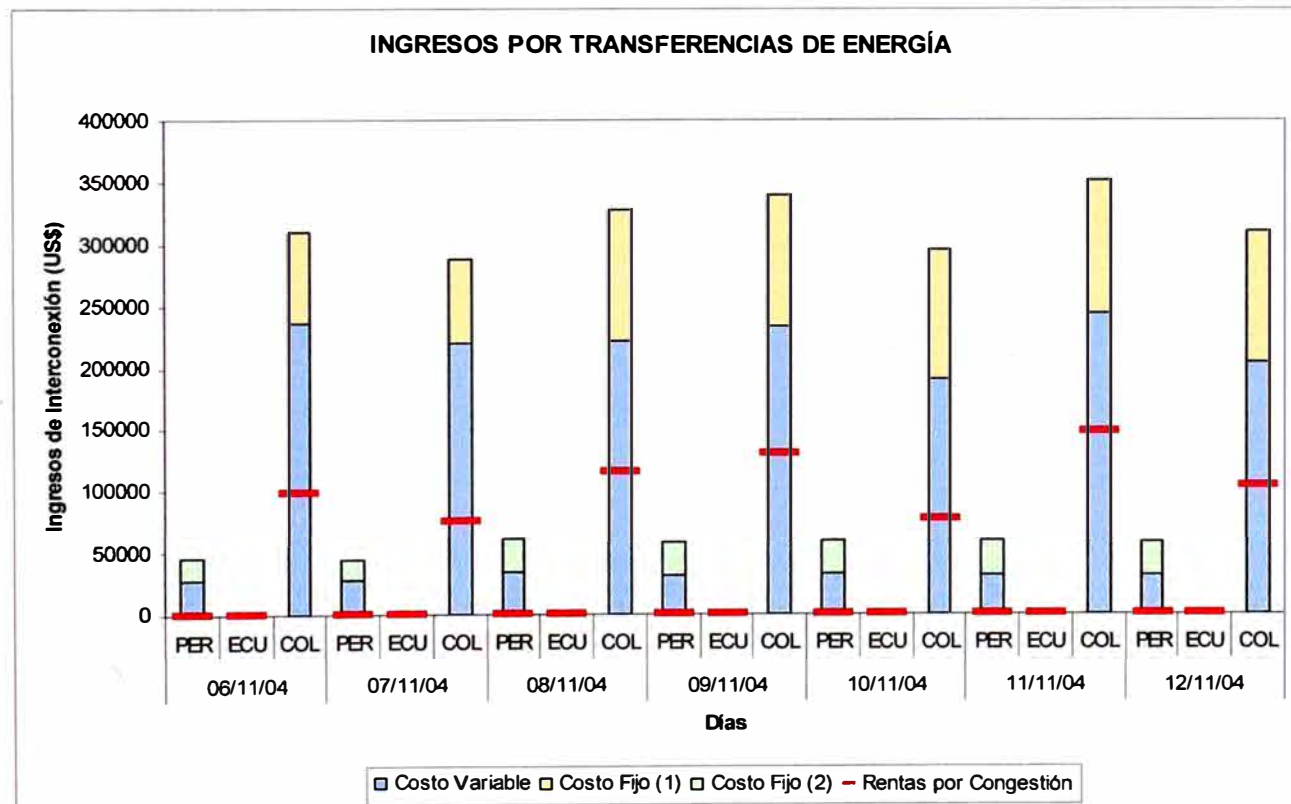


Fig. N° 7.66: Ingresos por transferencias de energía
 (1) Dentro de Función Objetivo (2) Fuera de función objetivo

c.- Caso 3: Con Restricciones Operativas y con la TGN4 de Malacas

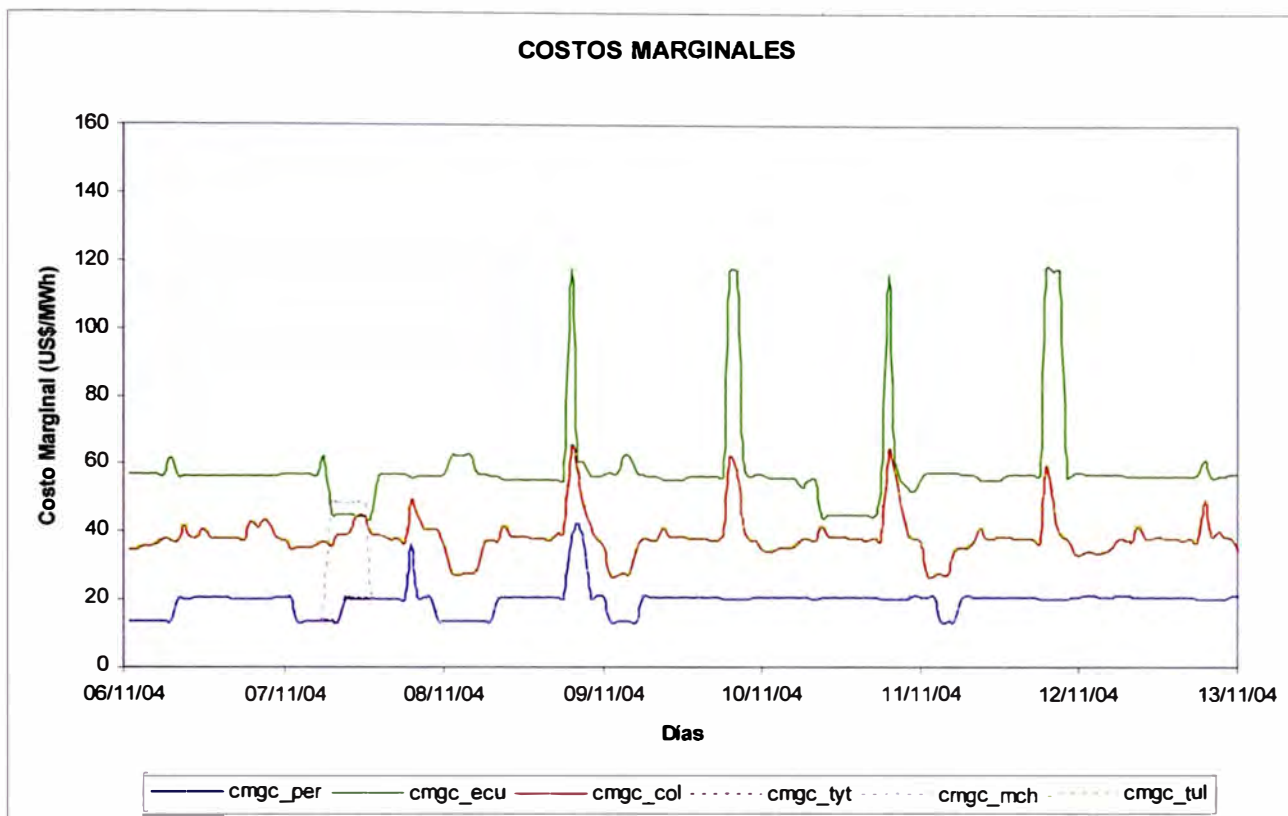


Fig. N° 7.67: Costos marginales por zonas

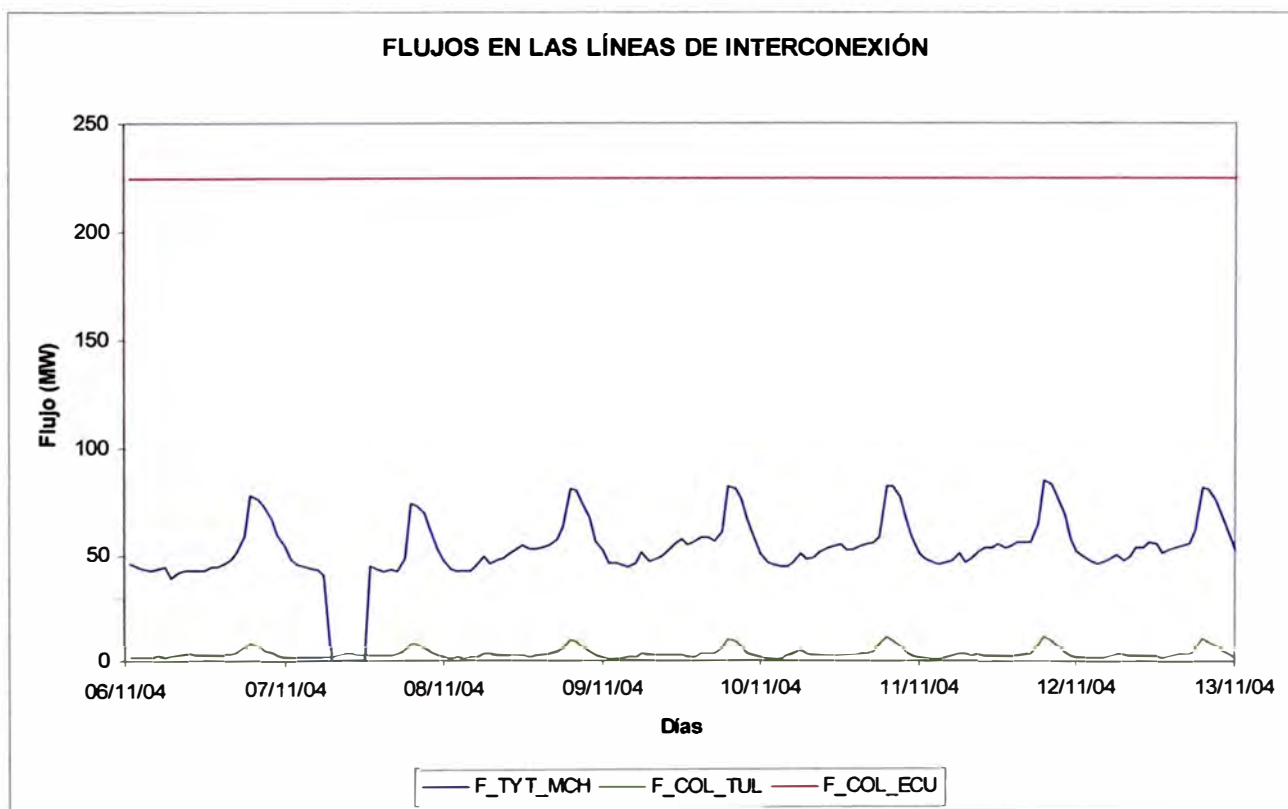


Fig. N° 7.68: Flujos en las líneas de interconexión

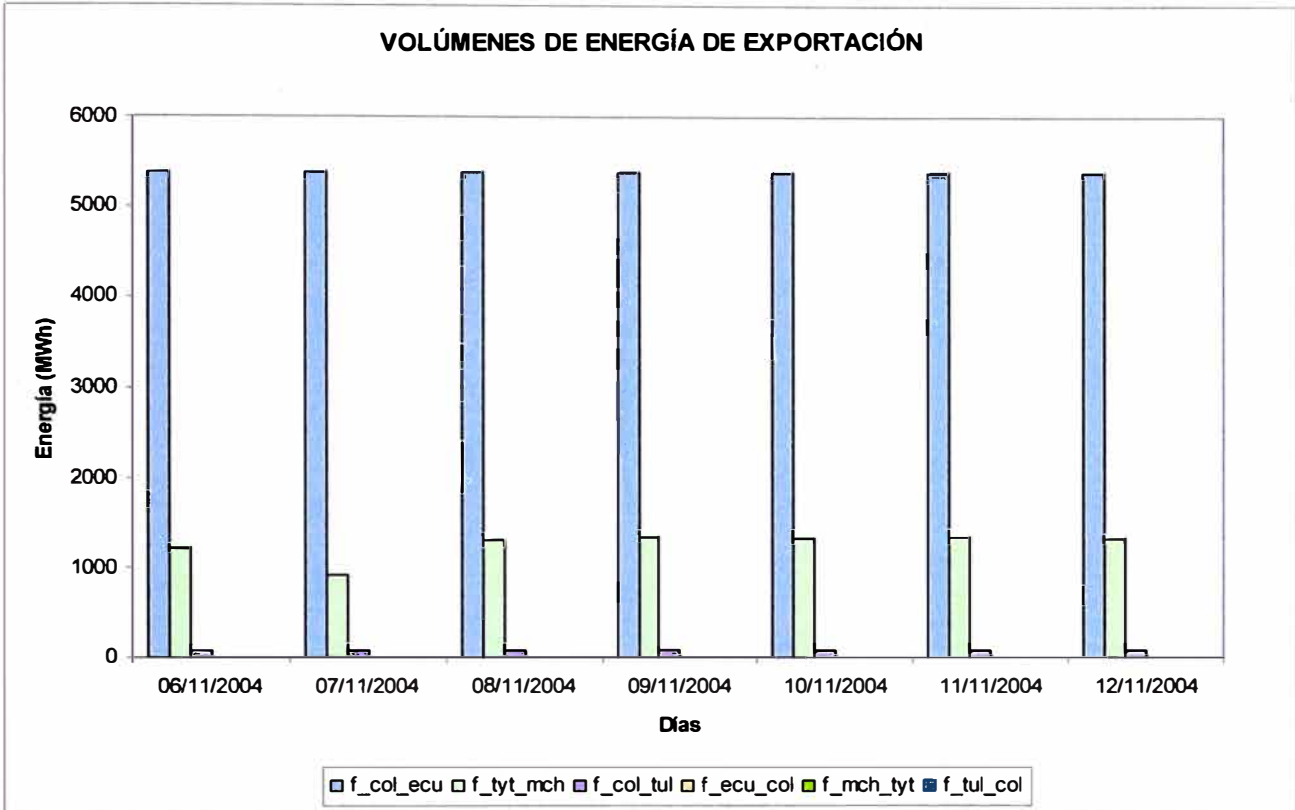


Fig. N° 7.69: Volúmenes de energía exportada

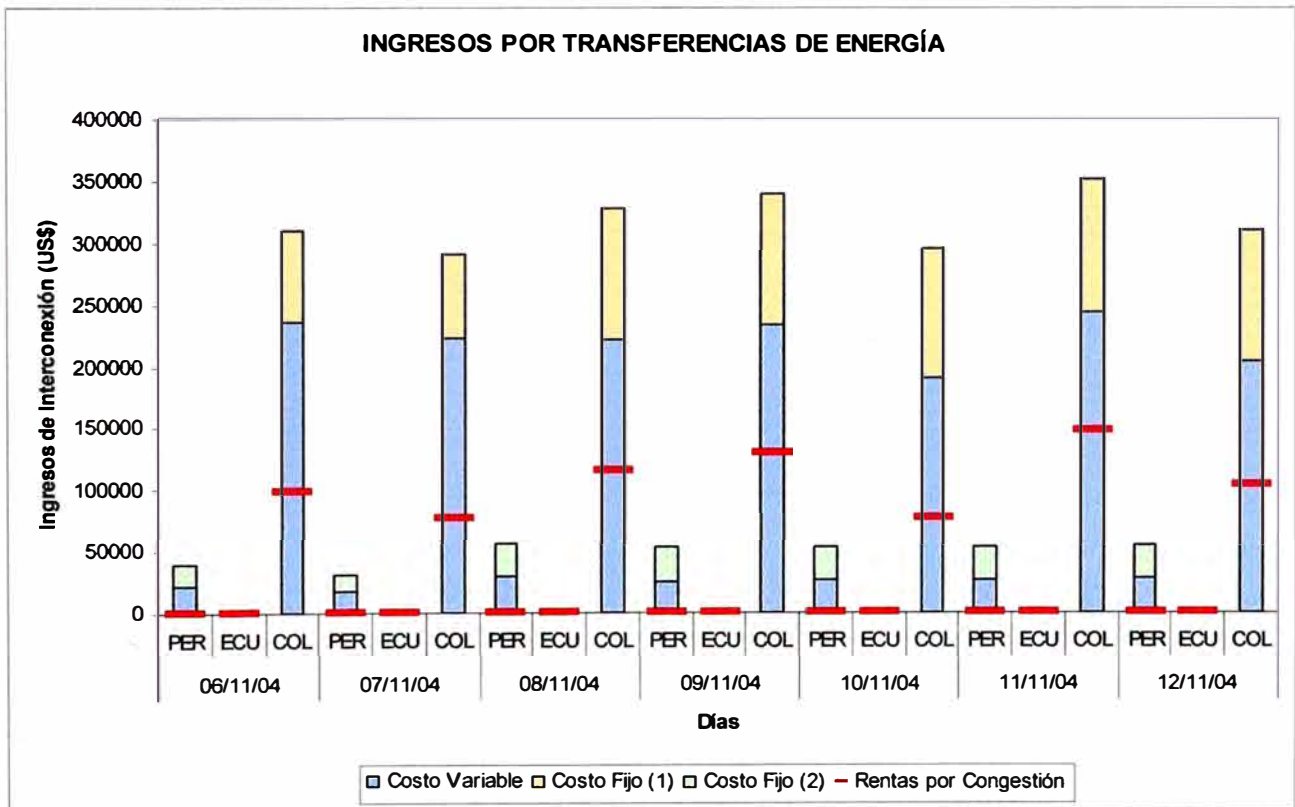


Fig. N° 7.70: Ingresos por transferencias de energía
 (1) Dentro de Función Objetivo (2) Fuera de función objetivo

d.- Caso 4: Con Restricciones Operativas y sin la TGN4 de Malacas

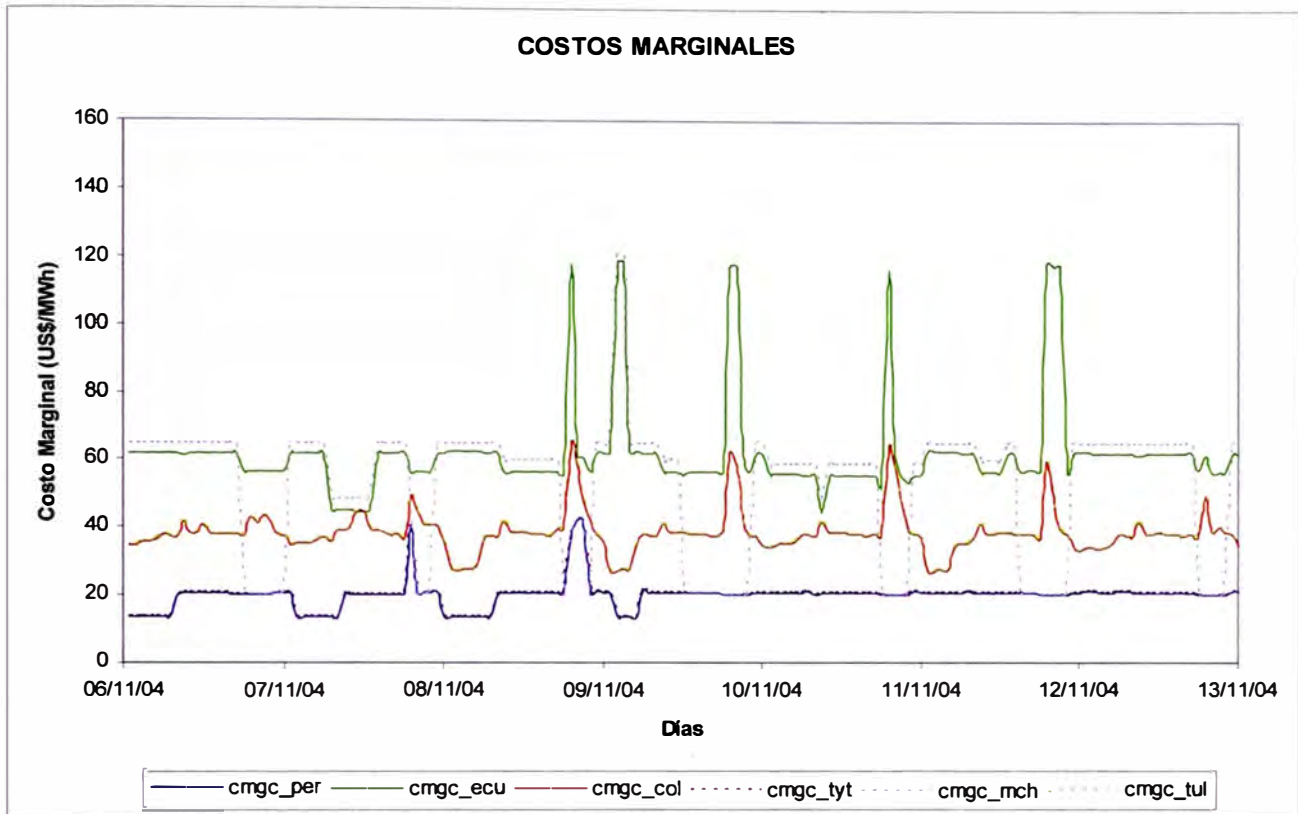


Fig. N° 7.71: Costos marginales por zonas

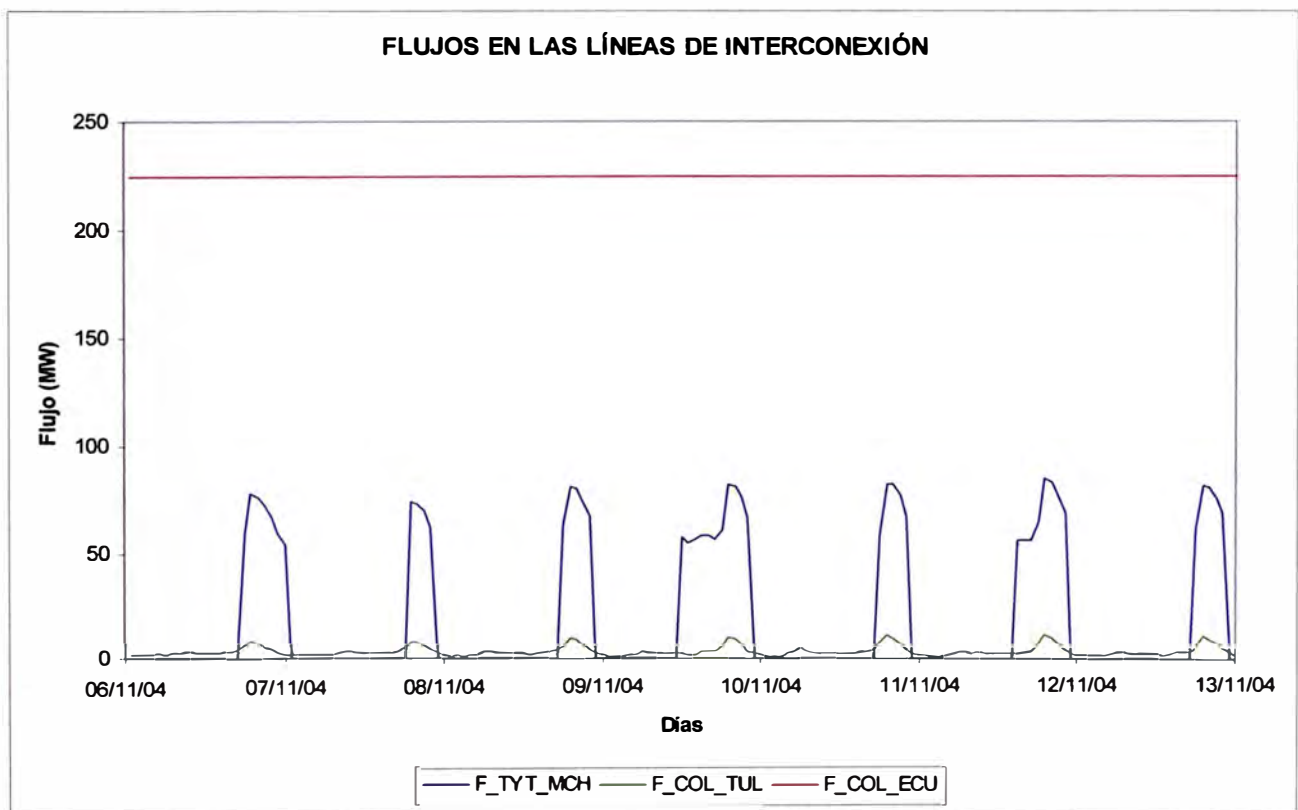


Fig. N° 7.72: Flujos en las líneas de interconexión

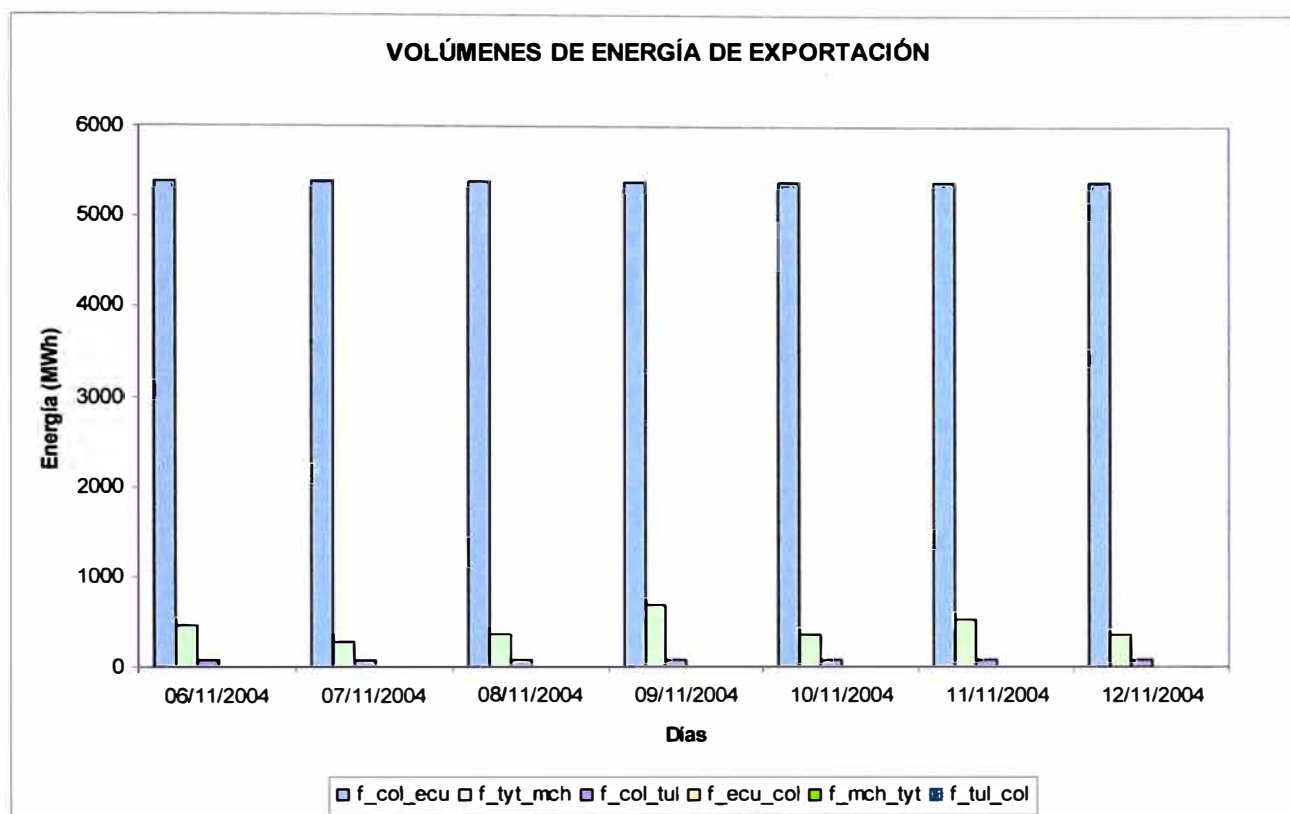


Fig. N° 7.73: Volúmenes de energía exportada

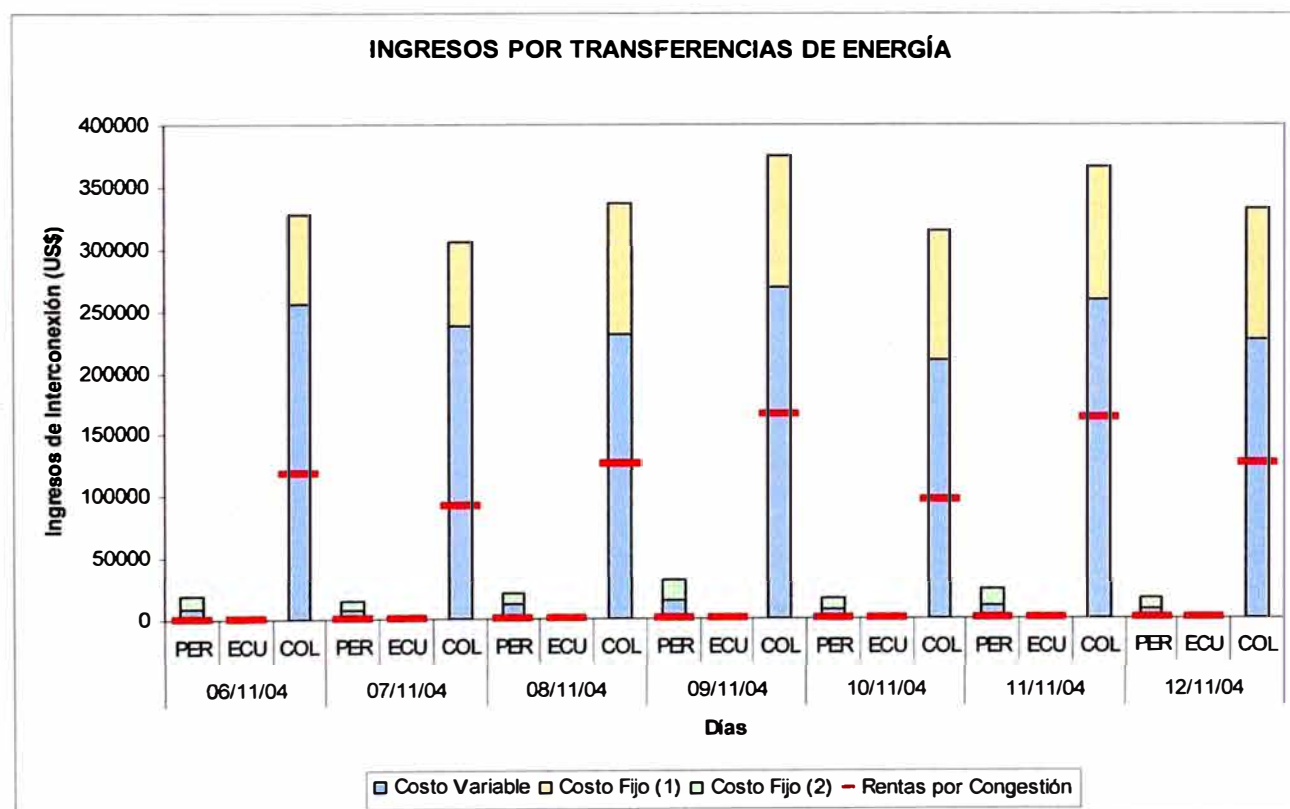


Fig. N° 7.74: Ingresos por transferencias de energía
(1) Dentro de Función Objetivo (2) Fuera de función objetivo

e.- Comparación de los Casos

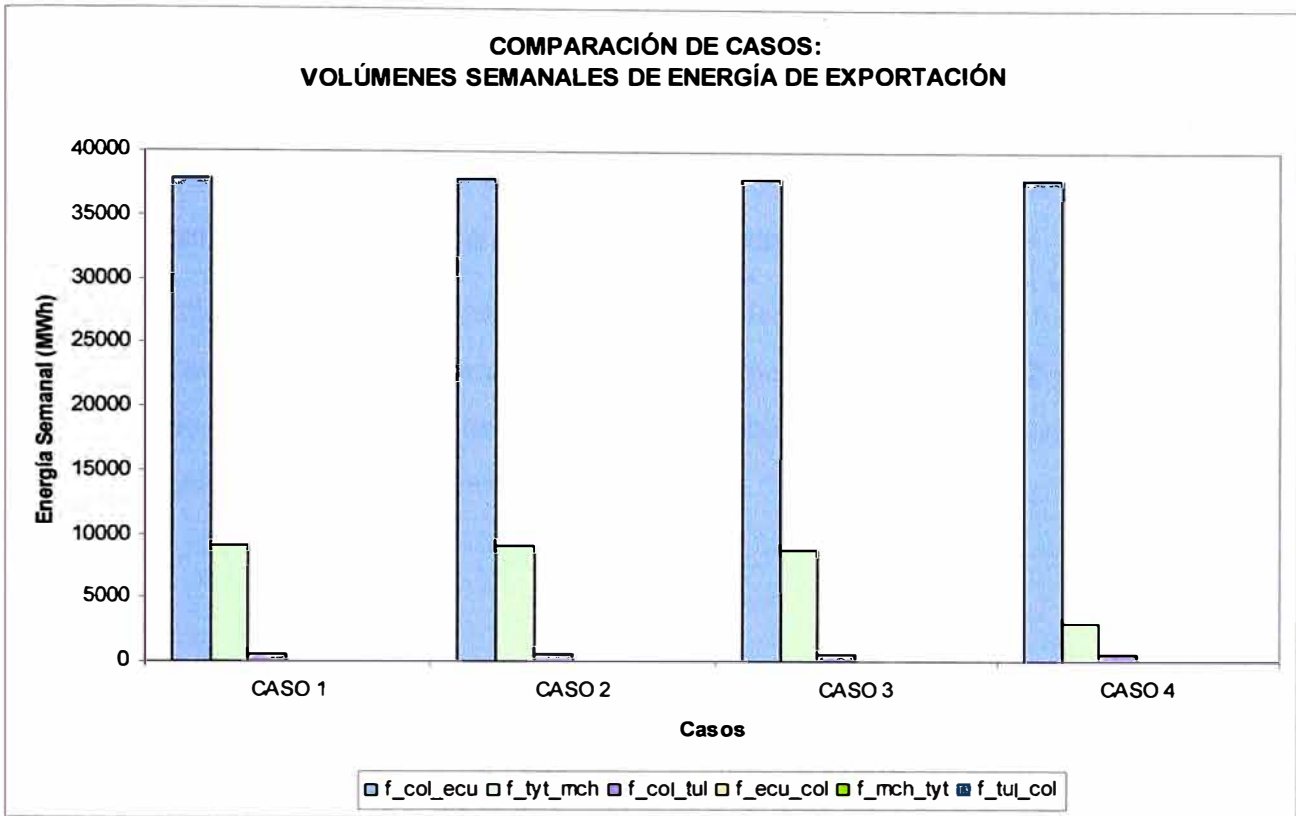


Fig. N° 7.75: Comparación de volúmenes semanales de energía de exportación

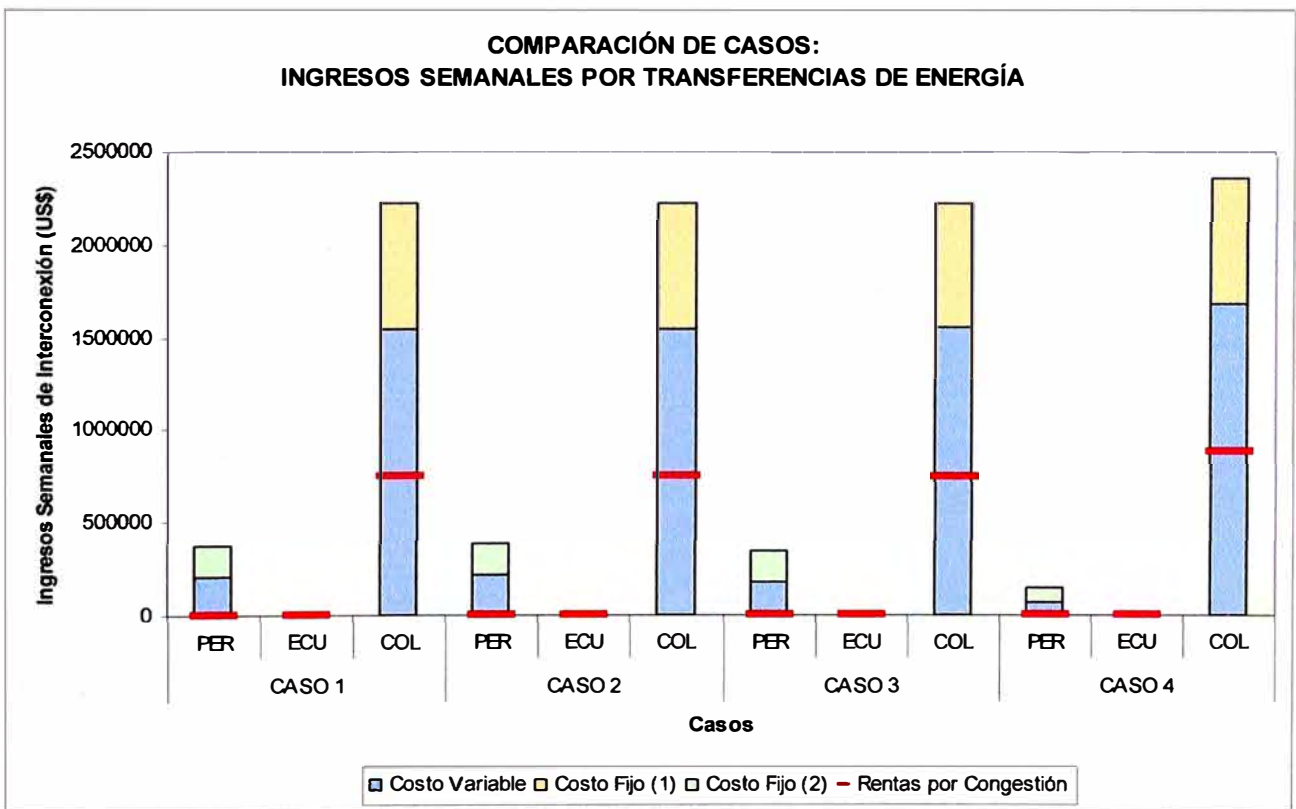


Fig. N° 7.76: Comparación de ingresos semanales por transferencias de energía (1) Dentro de Función Objetivo (2) Fuera de función objetivo

7.2. Periodo 2: Avenida en Ecuador

Para simular este caso consideraremos la semana del sábado 05 al viernes 11 de Marzo de 2005. Para esta semana se presentan los siguientes resultados:

7.2.1. Escenario 1: Operación Autónoma de Cada País

A continuación se presentan los costos marginales de las zonas en observación, se presentan cuatro casos que corresponden a la operación de la TGN4 de Malacas y considerando de que si es que se debe exportar debe haber una operación forzada de las centrales del norte en por lo menos 72 MW.

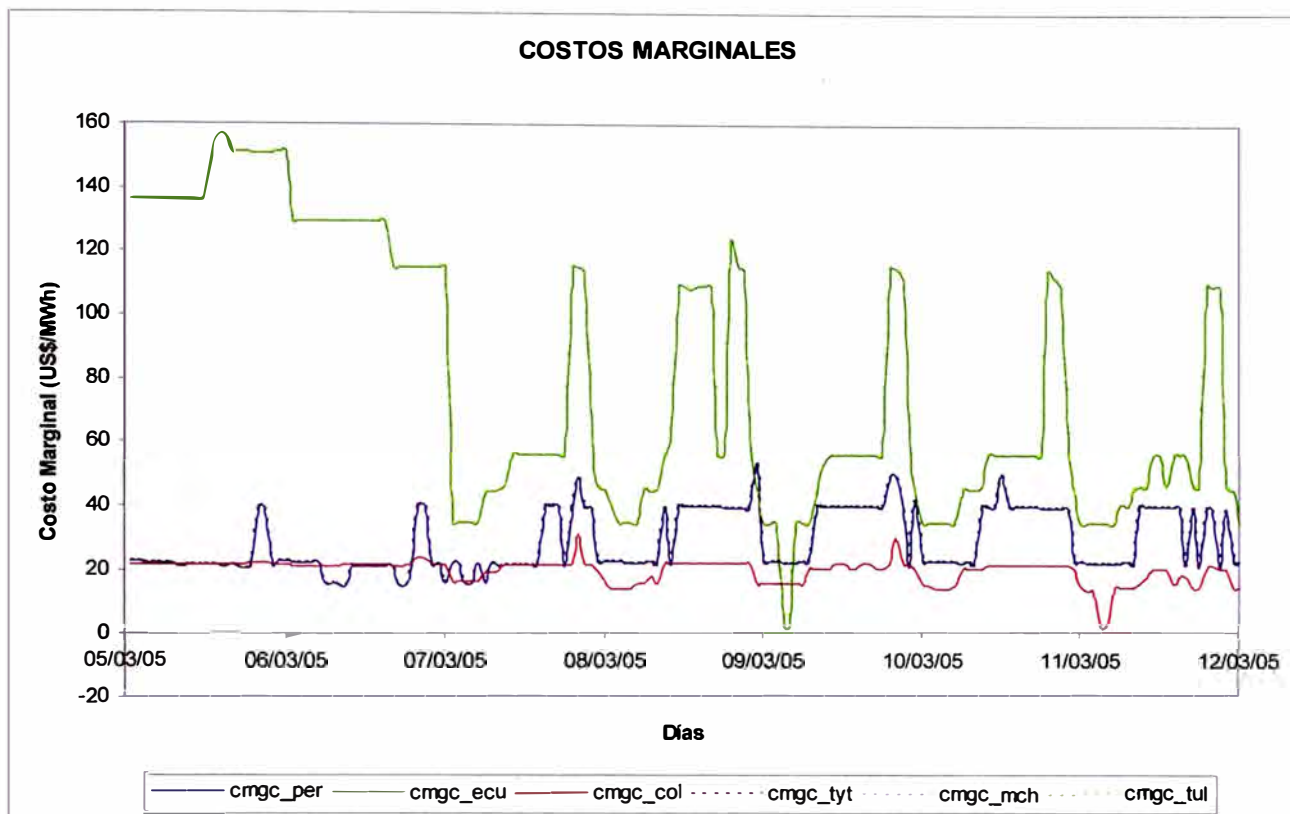


Fig. N° 7.77: Caso 1 – Costos marginales autónomos sin operación forzada y con TGN4 de Malacas

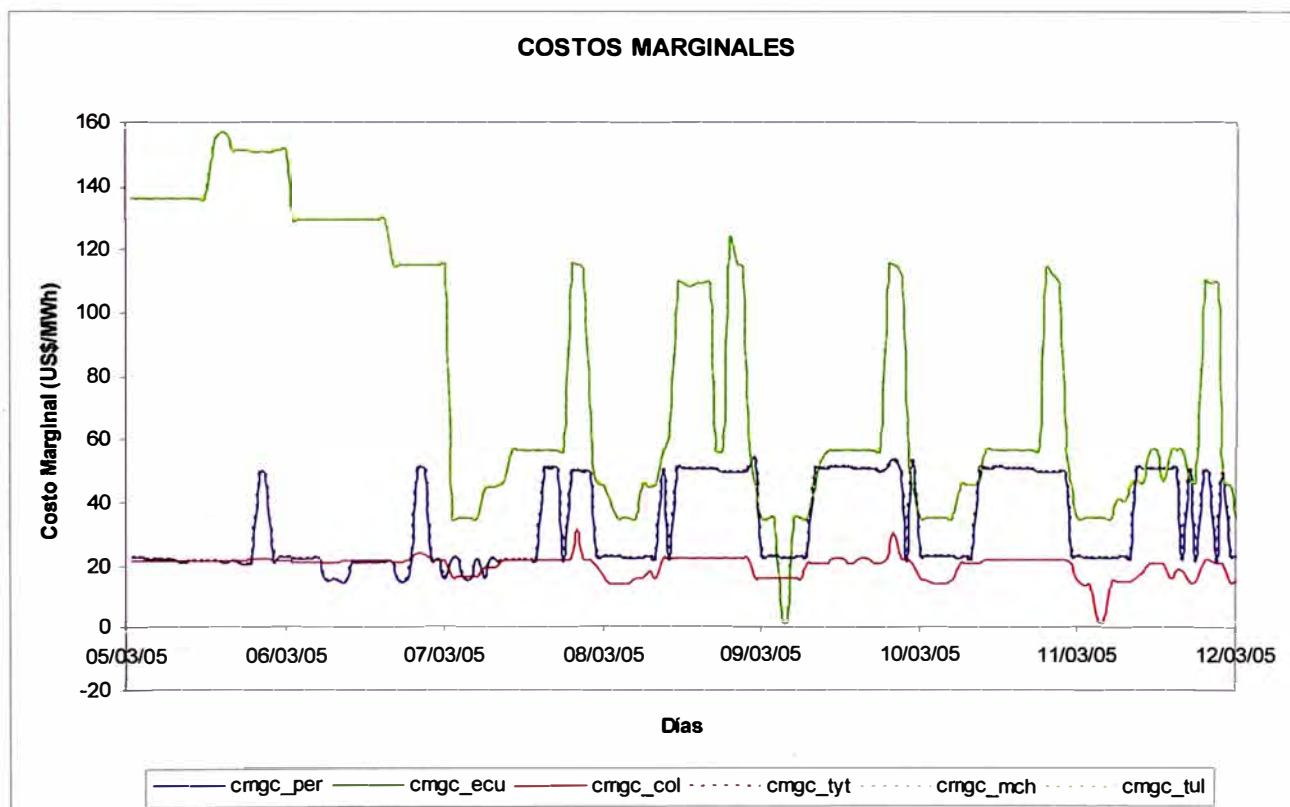


Fig. N° 7.78: Caso 2 – Costos marginales autónomos sin operación forzada y sin TGN4 de Malacas

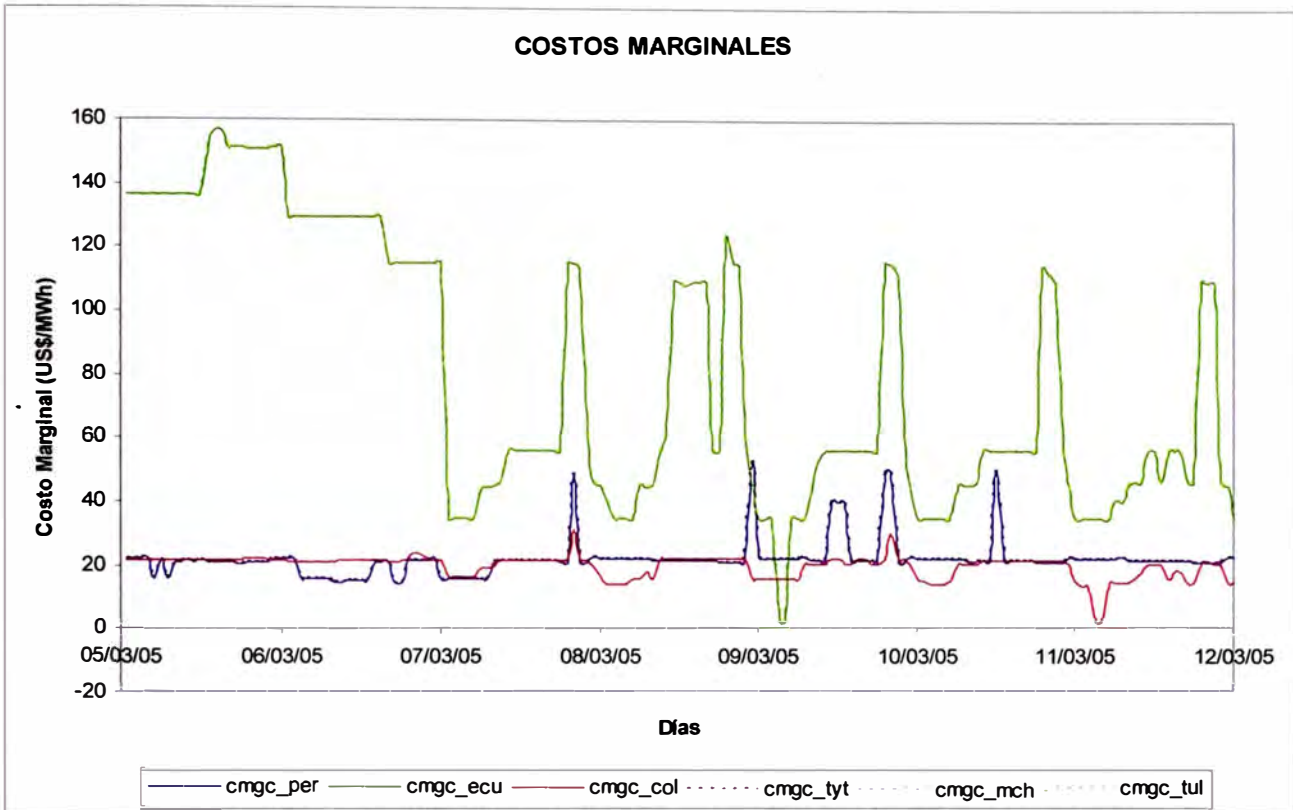


Fig. N° 7.79: Caso 3 – Costos marginales autónomos con operación forzada y con TGN4 de Malacas

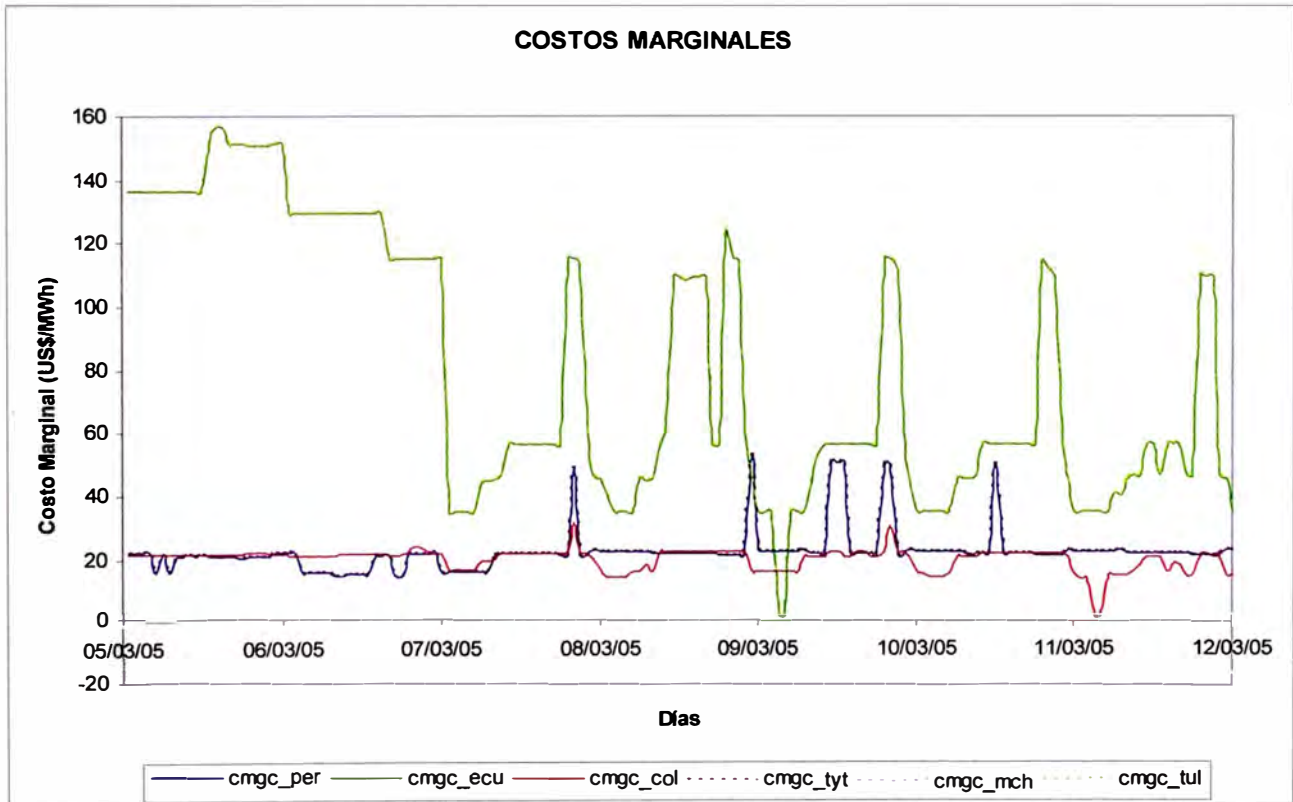


Fig. N° 7.80: Caso 4 – Costos marginales autónomos con operación forzada y sin TGN4 de Malacas

7.2.2. Escenario 2: Operación Coordinada Base

En este caso se considera operación en base a costos variables, no se consideran costos fijos dentro de la función objetivo, además no se toman en cuenta los umbrales de precios, con la finalidad de observar las diferencias con el caso de si considerarlas que corresponde al inciso siguiente.

a.- Caso 1: Sin Restricciones Operativas y con la TGN4 de Malacas

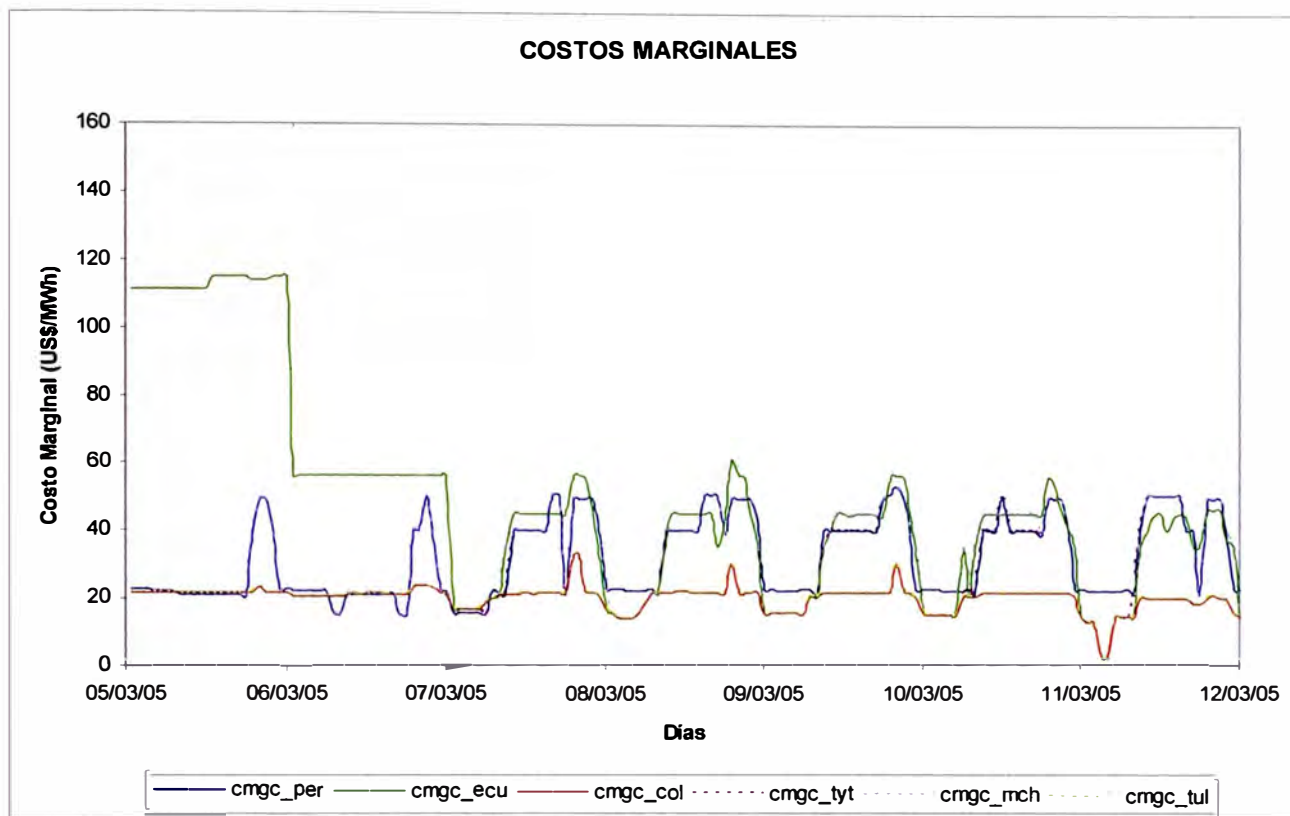


Fig. N° 7.81: Costos marginales por zonas

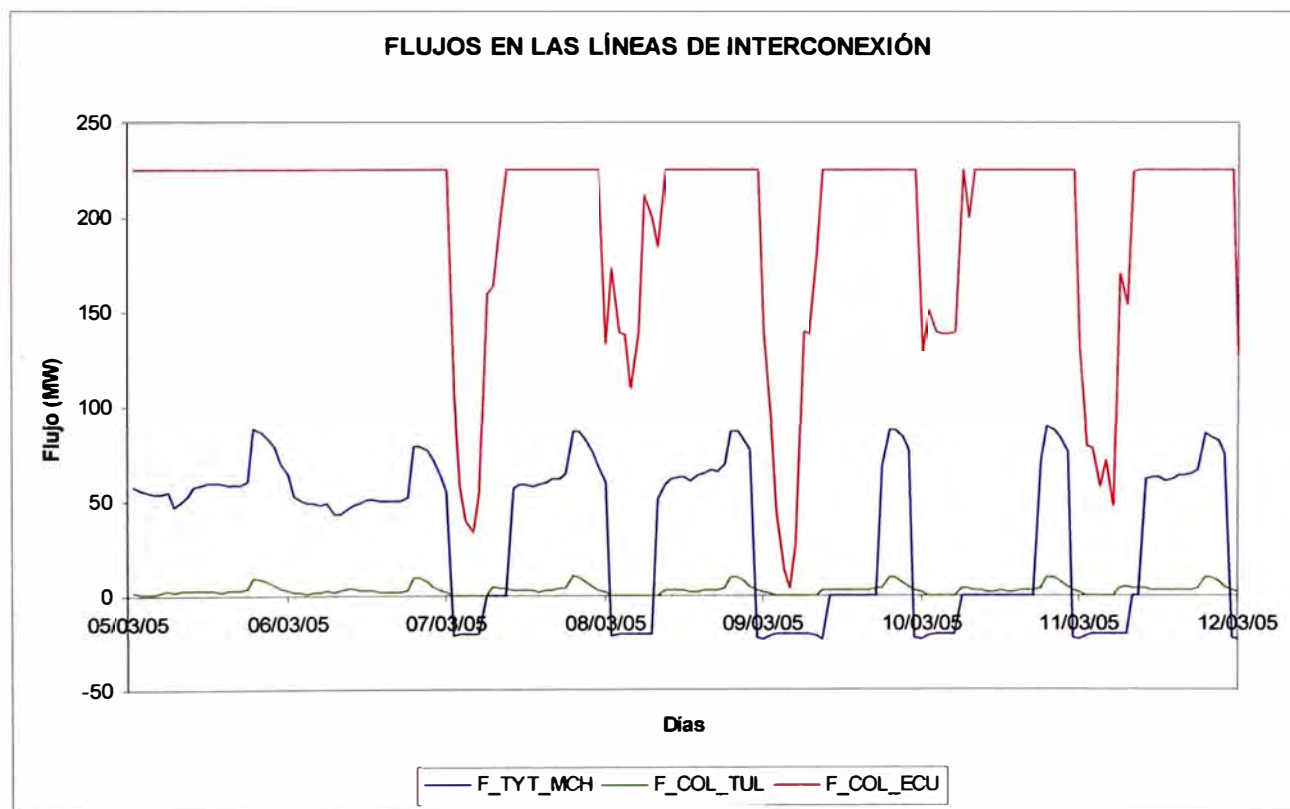


Fig. N° 7.82: Flujos en las líneas de interconexión

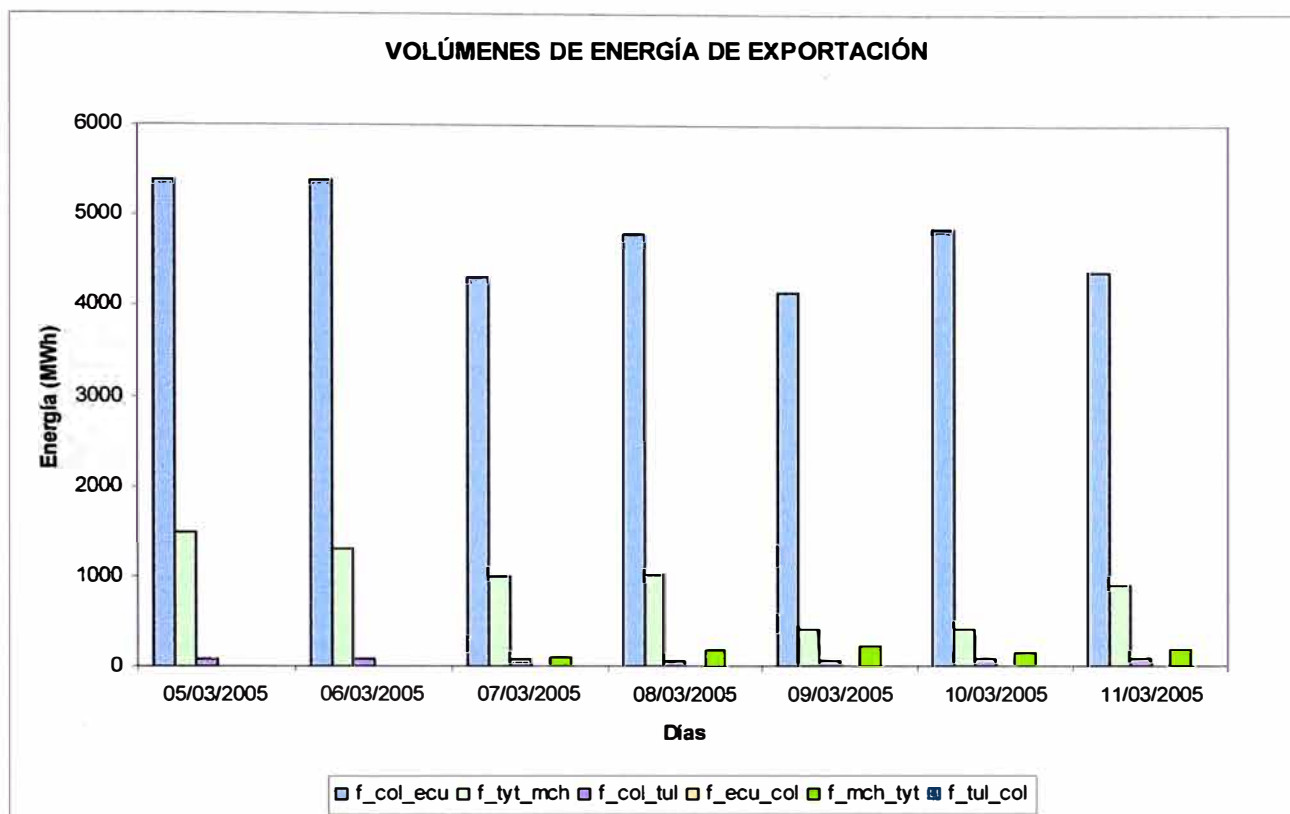


Fig. N° 7.83: Volúmenes de energía exportada

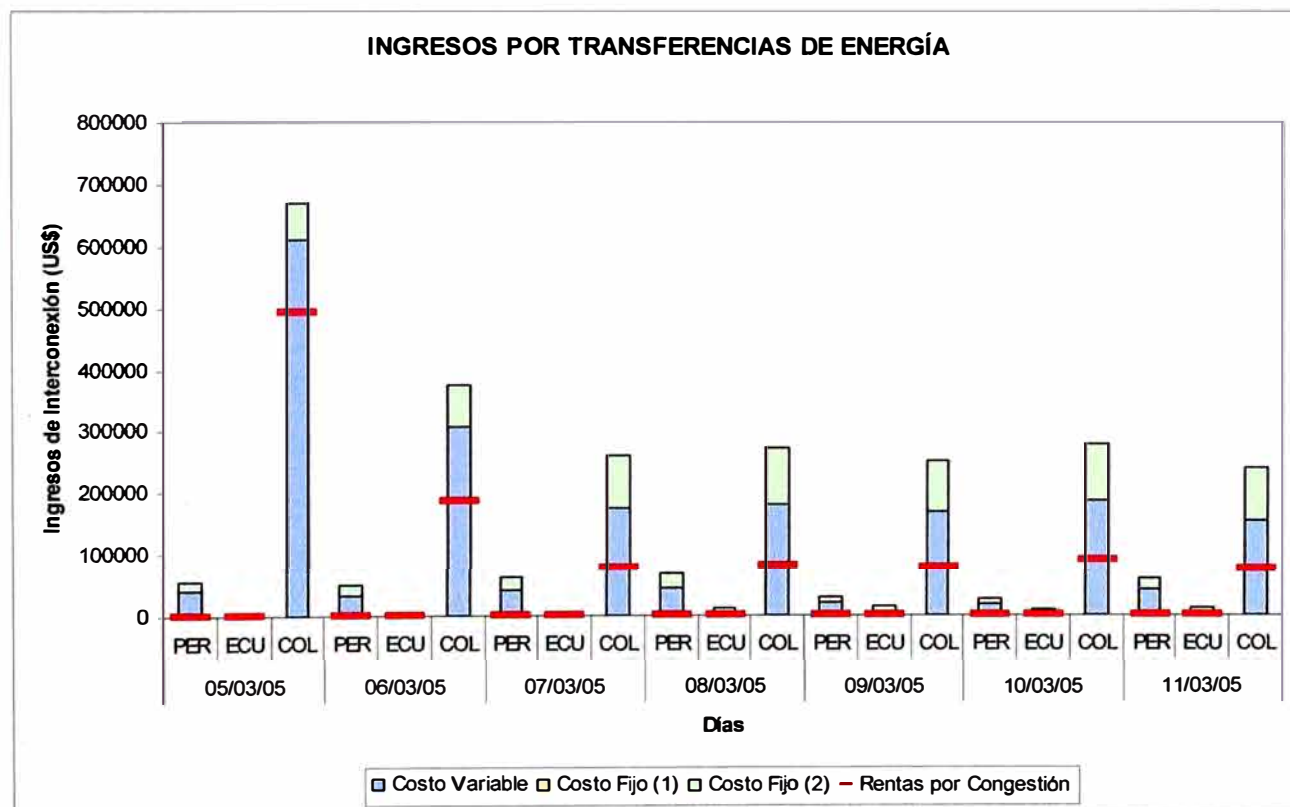


Fig. N° 7.84: Ingresos por transferencias de energía
(1) Dentro de Función Objetivo (2) Fuera de función objetivo

b.- Caso 2: Sin Restricciones Operativas y sin la TGN4 de Malacas

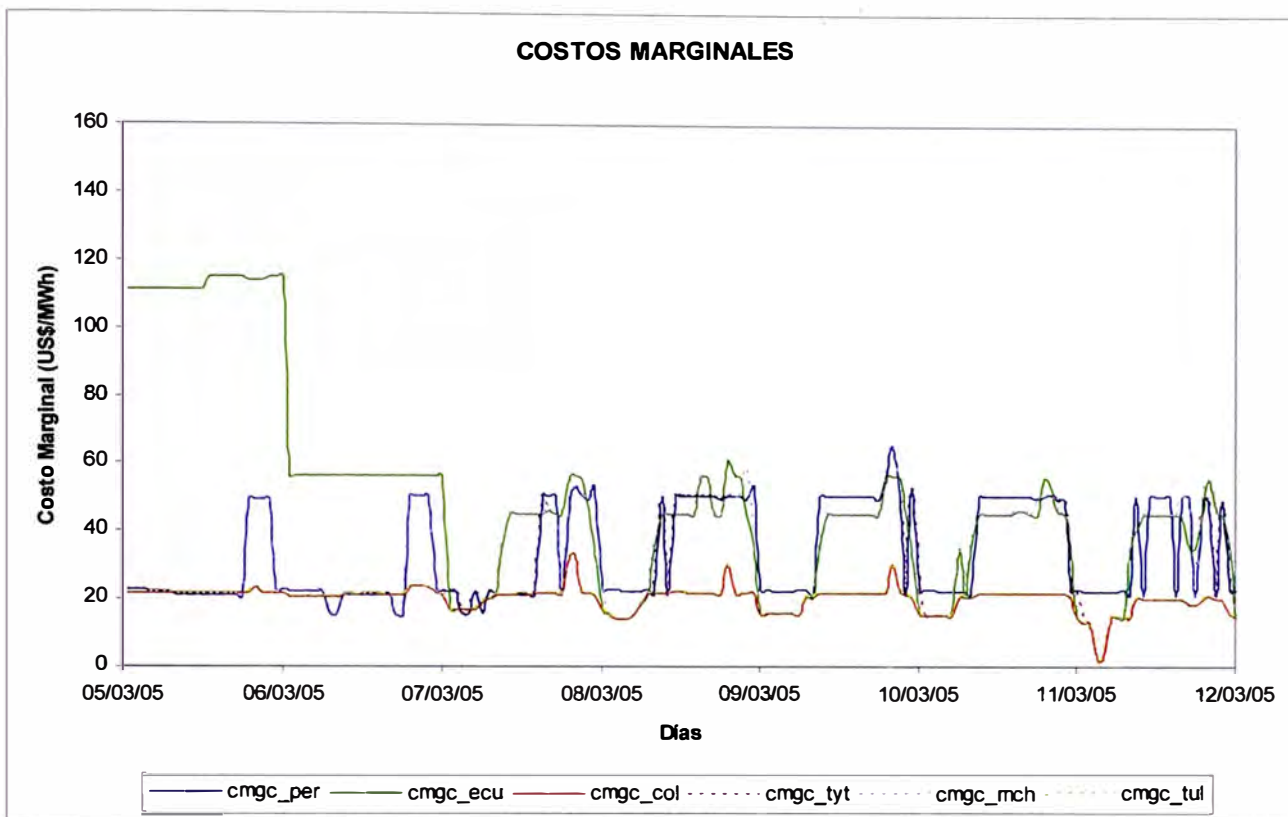


Fig. N° 7.85: Costos marginales por zonas

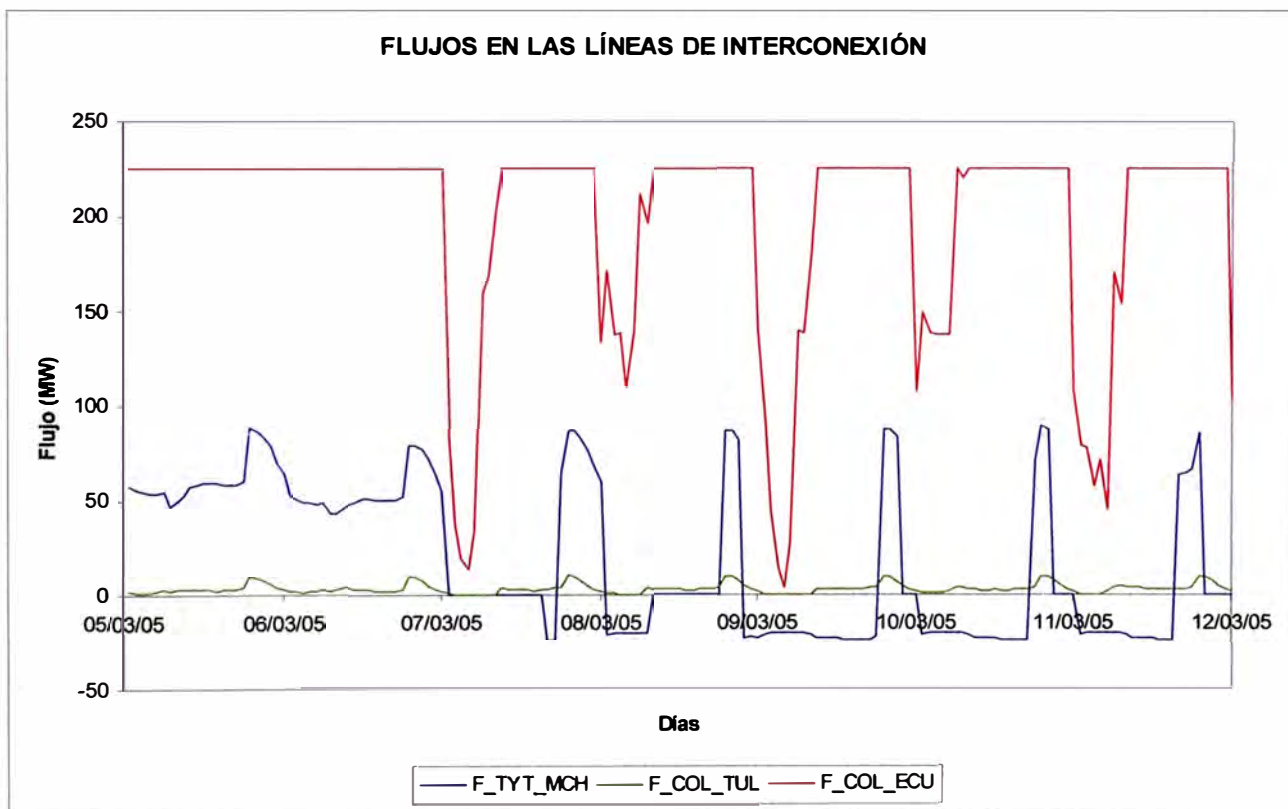


Fig. N° 7.86: Flujos en las líneas de interconexión

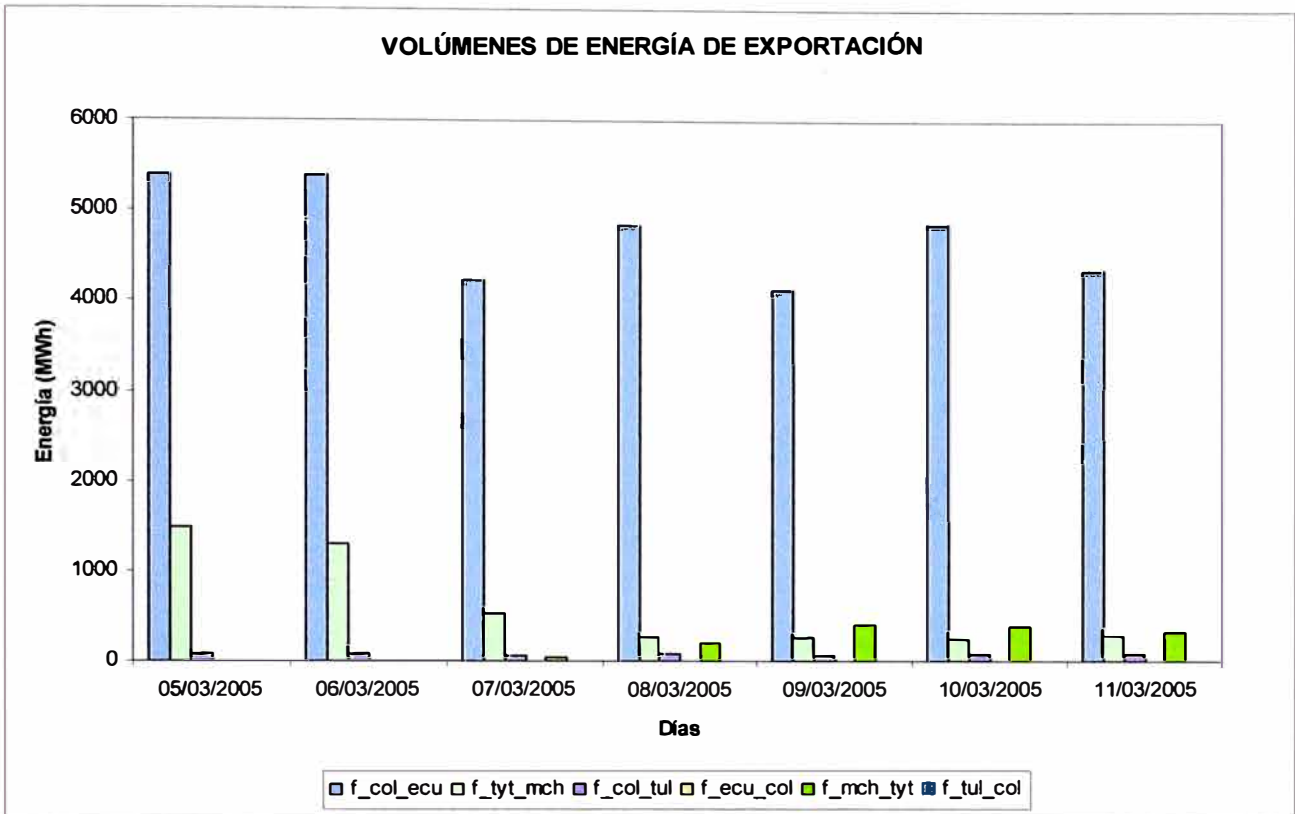


Fig. N° 7.87: Volúmenes de energía exportada

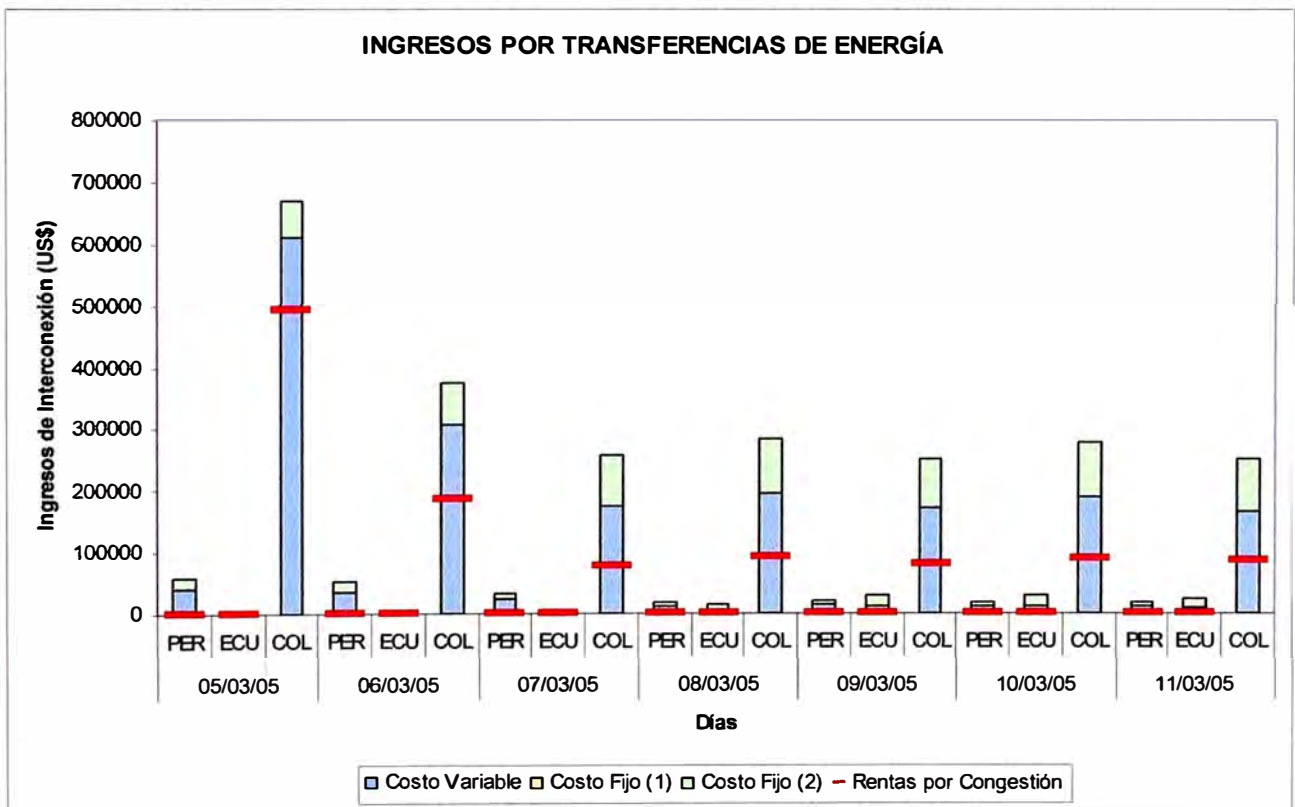


Fig. N° 7.88: Ingresos por transferencias de energía
 (1) Dentro de Función Objetivo (2) Fuera de función objetivo

c.- Caso 3: Con Restricciones Operativas y con la TGN4 de Malacas

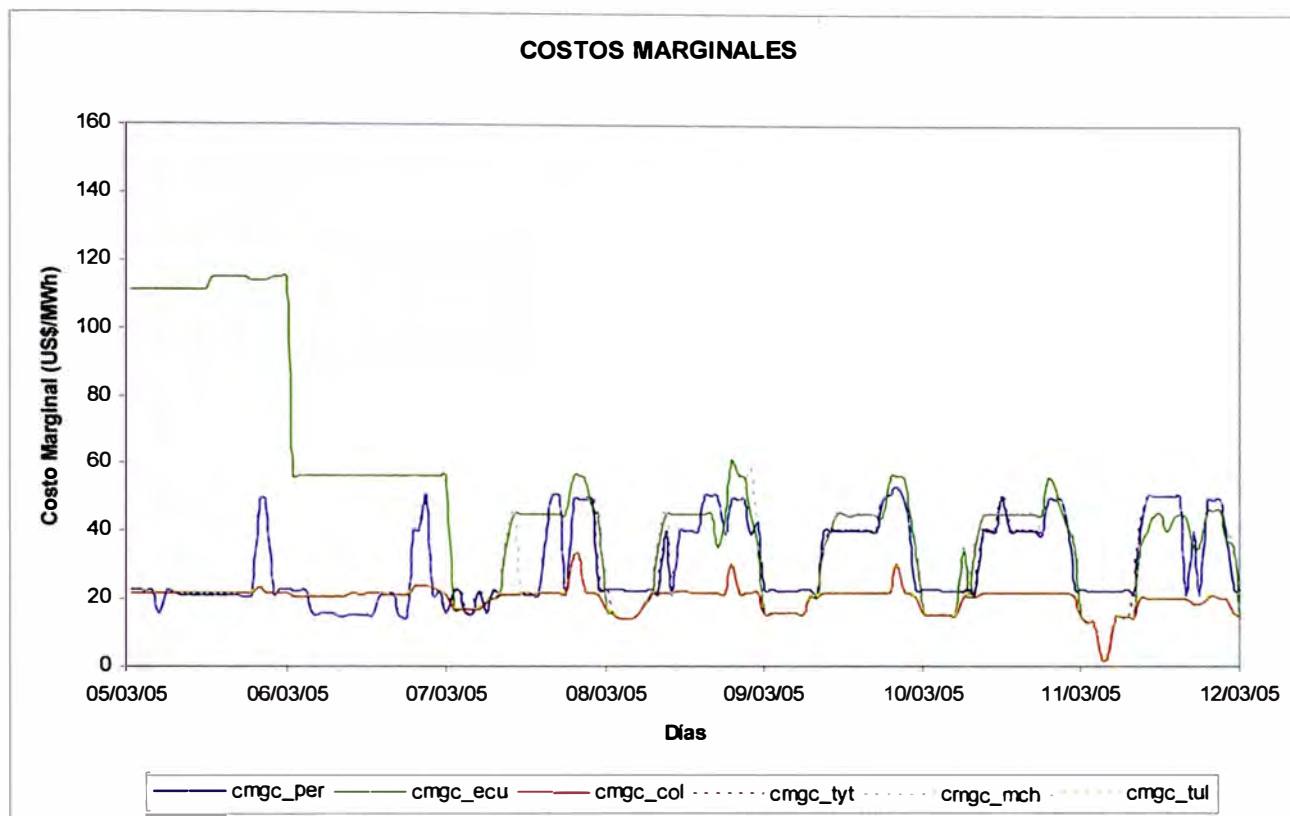


Fig. N° 7.89: Costos marginales por zonas

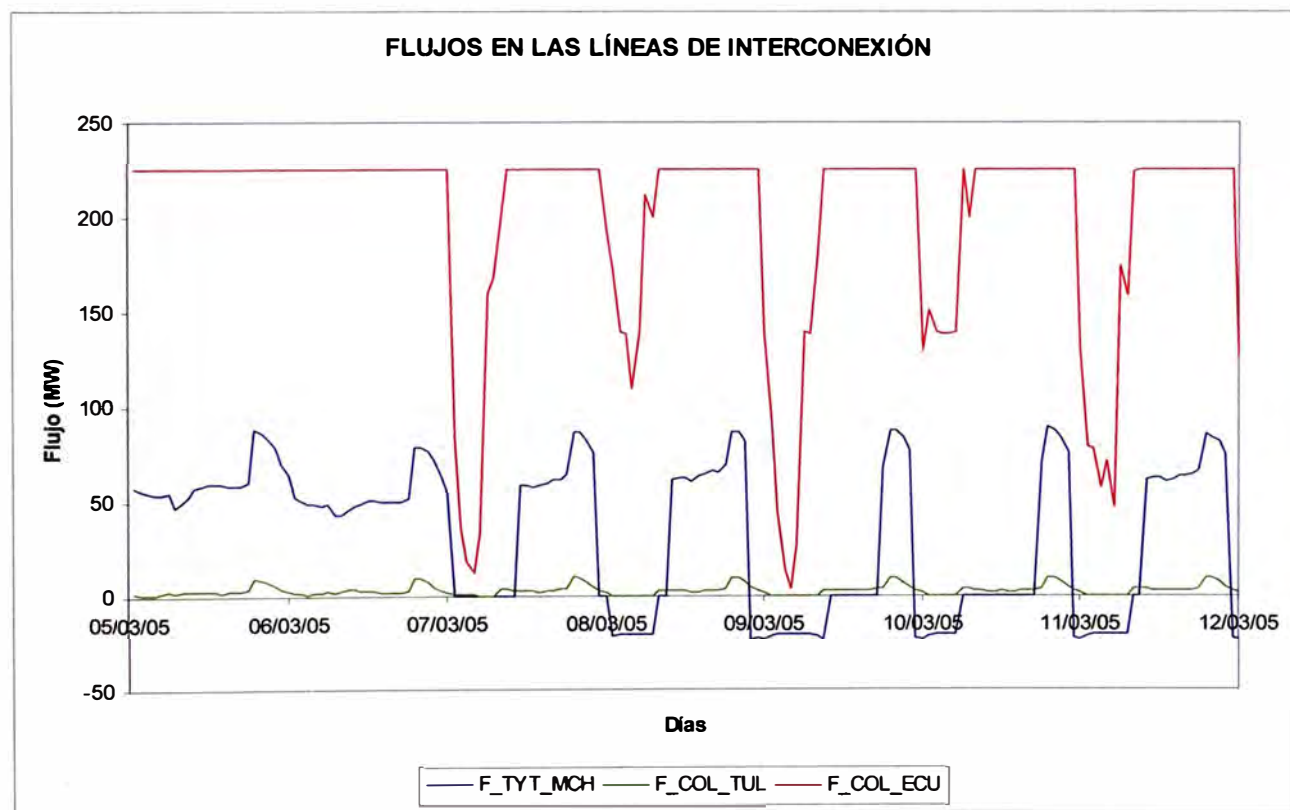


Fig. N° 7.90: Flujos en las líneas de interconexión

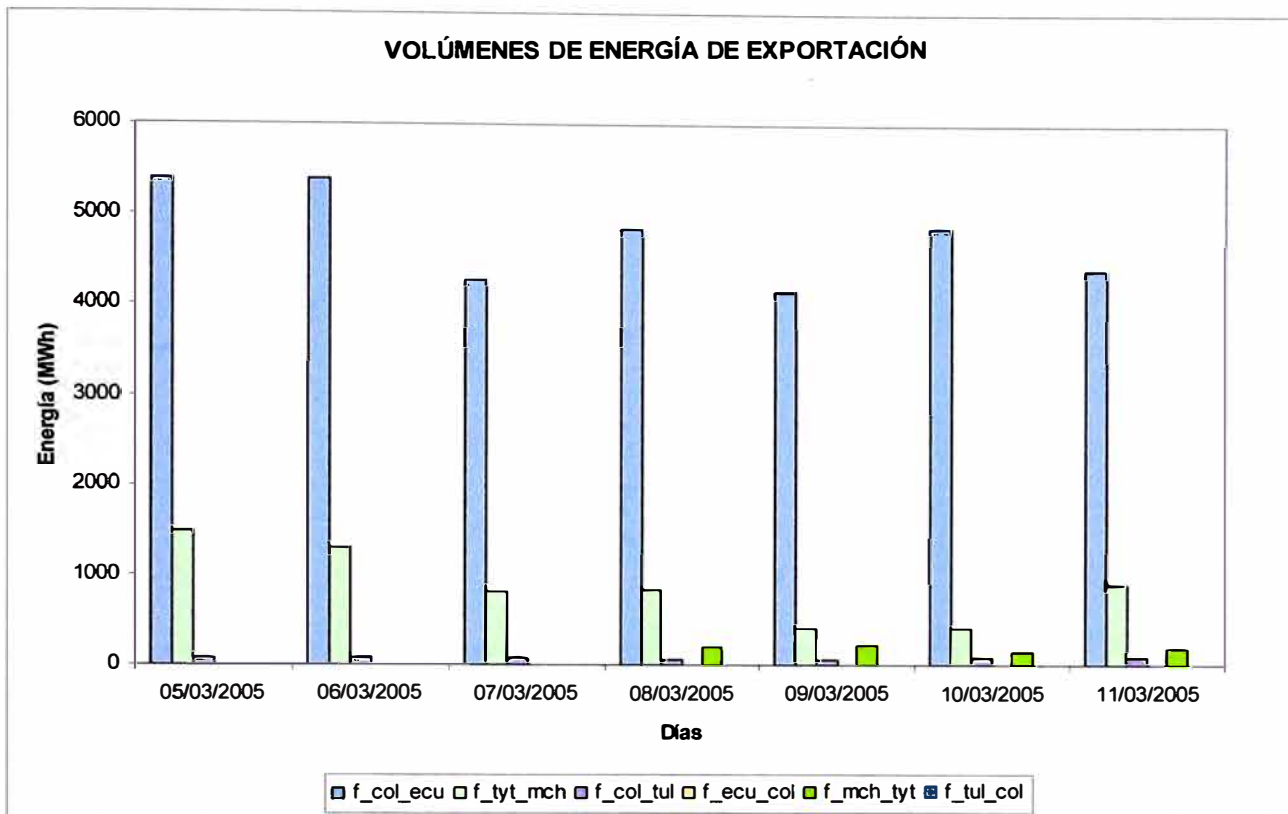


Fig. N° 7.91: Volúmenes de energía exportada

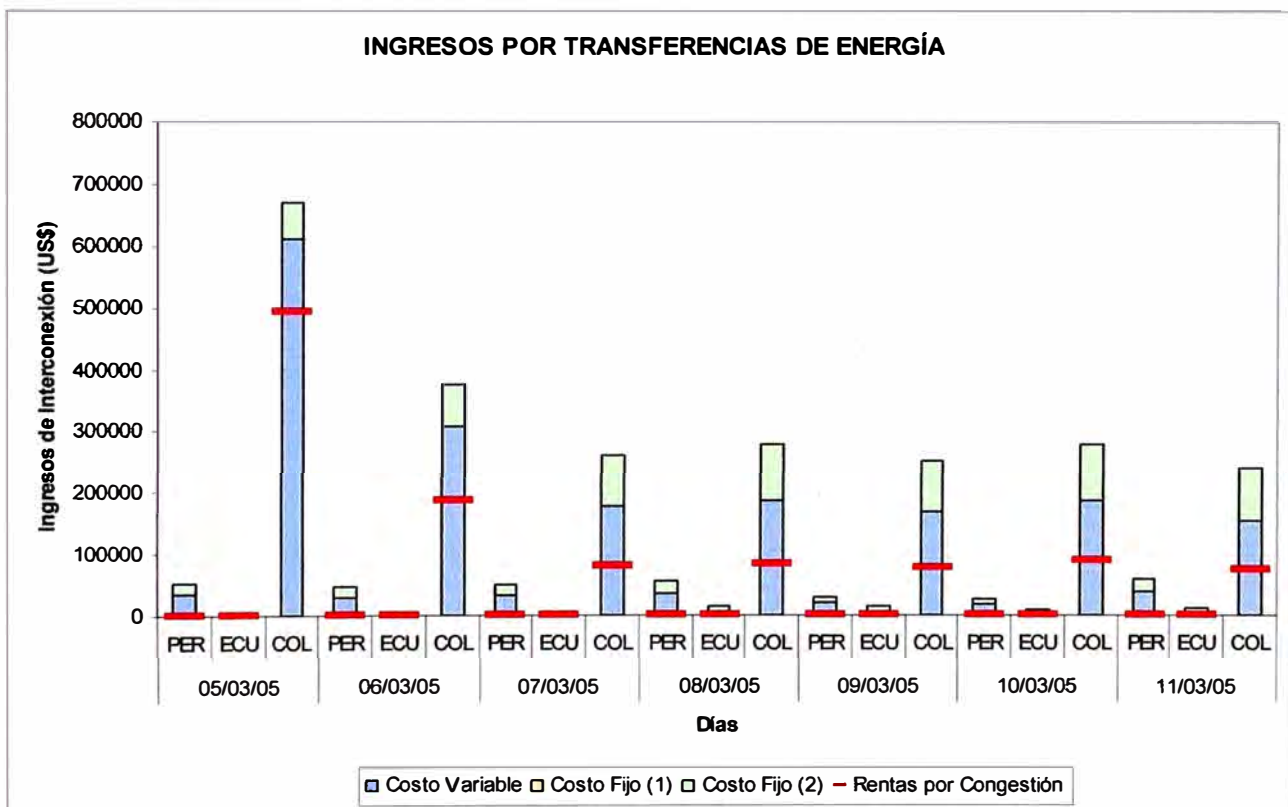


Fig. N° 7.92: Ingresos por transferencias de energía
 (1) Dentro de Función Objetivo (2) Fuera de función objetivo

d.- Caso 4: Con Restricciones Operativas y sin la TGN4 de Malacas

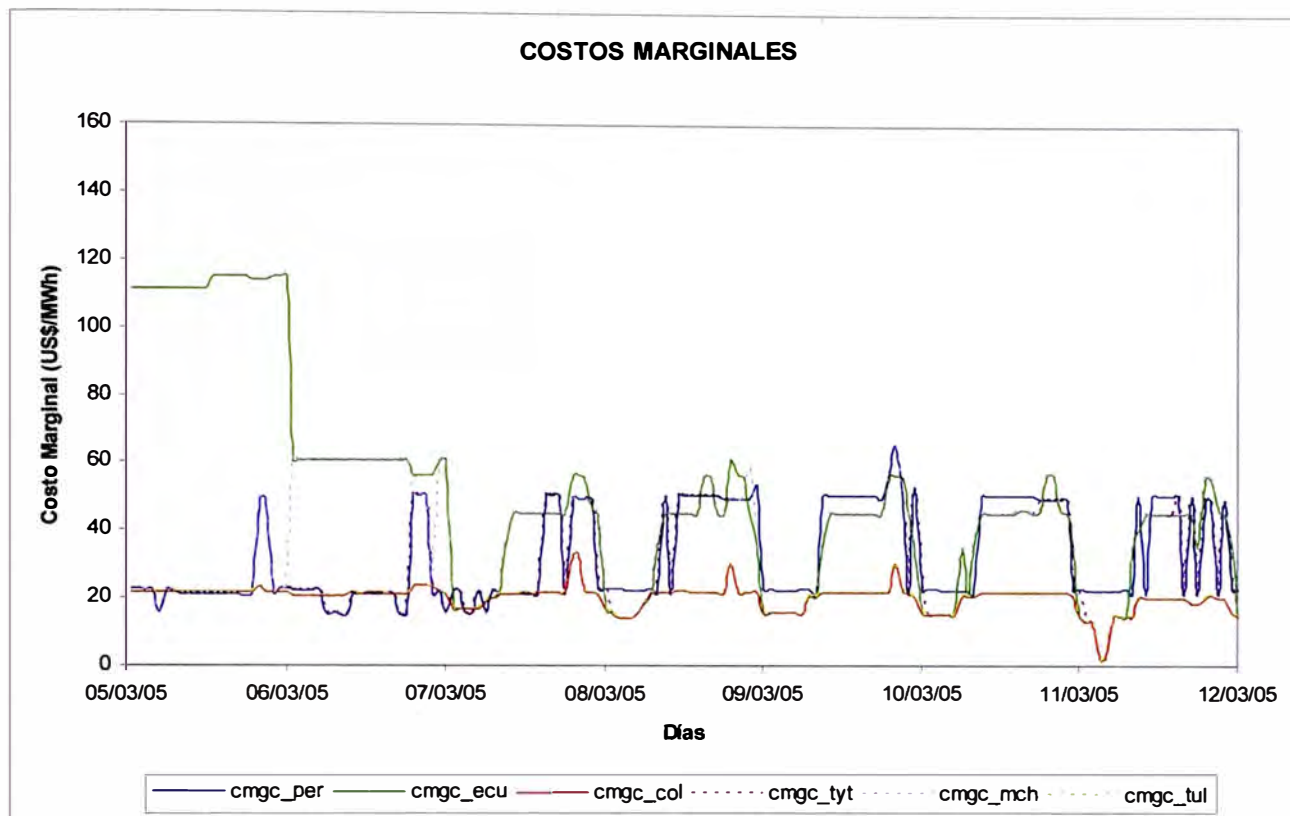


Fig. N° 7.93: Costos marginales por zonas

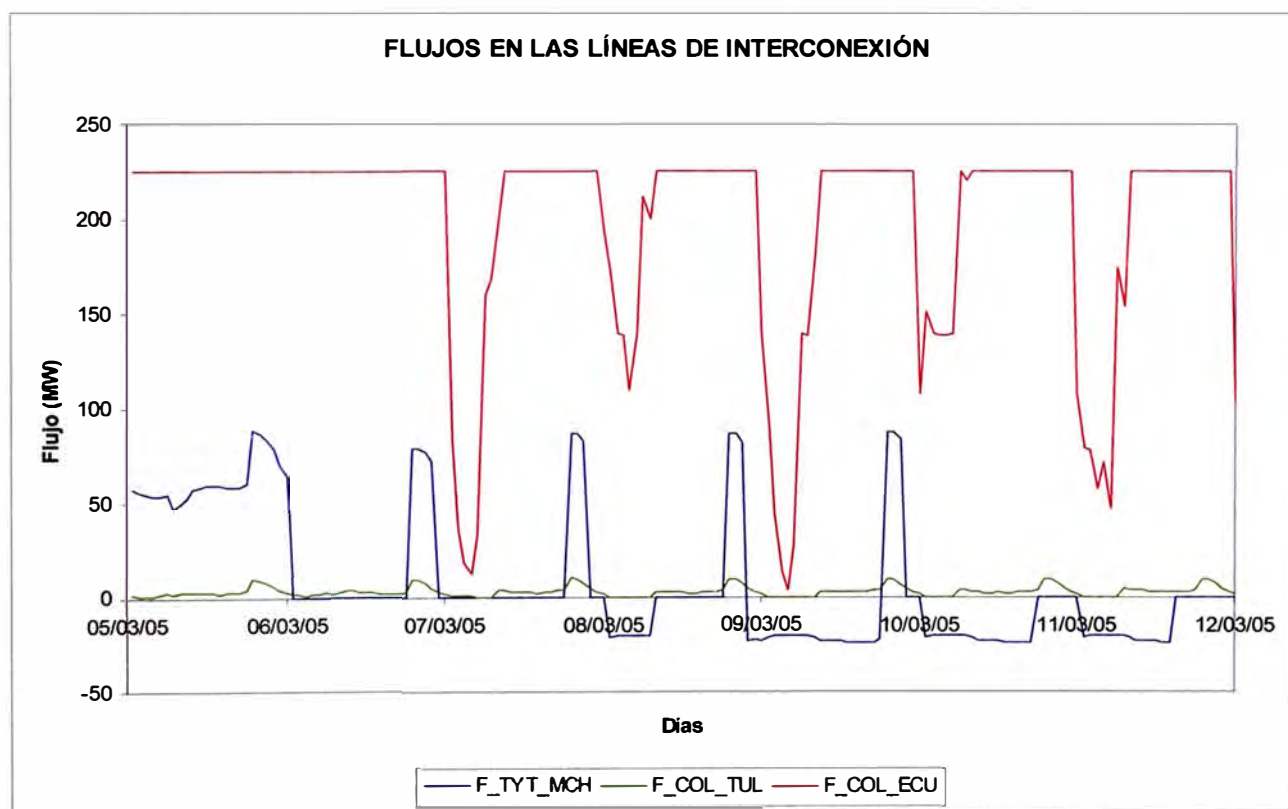


Fig. N° 7.94: Flujos en las líneas de interconexión

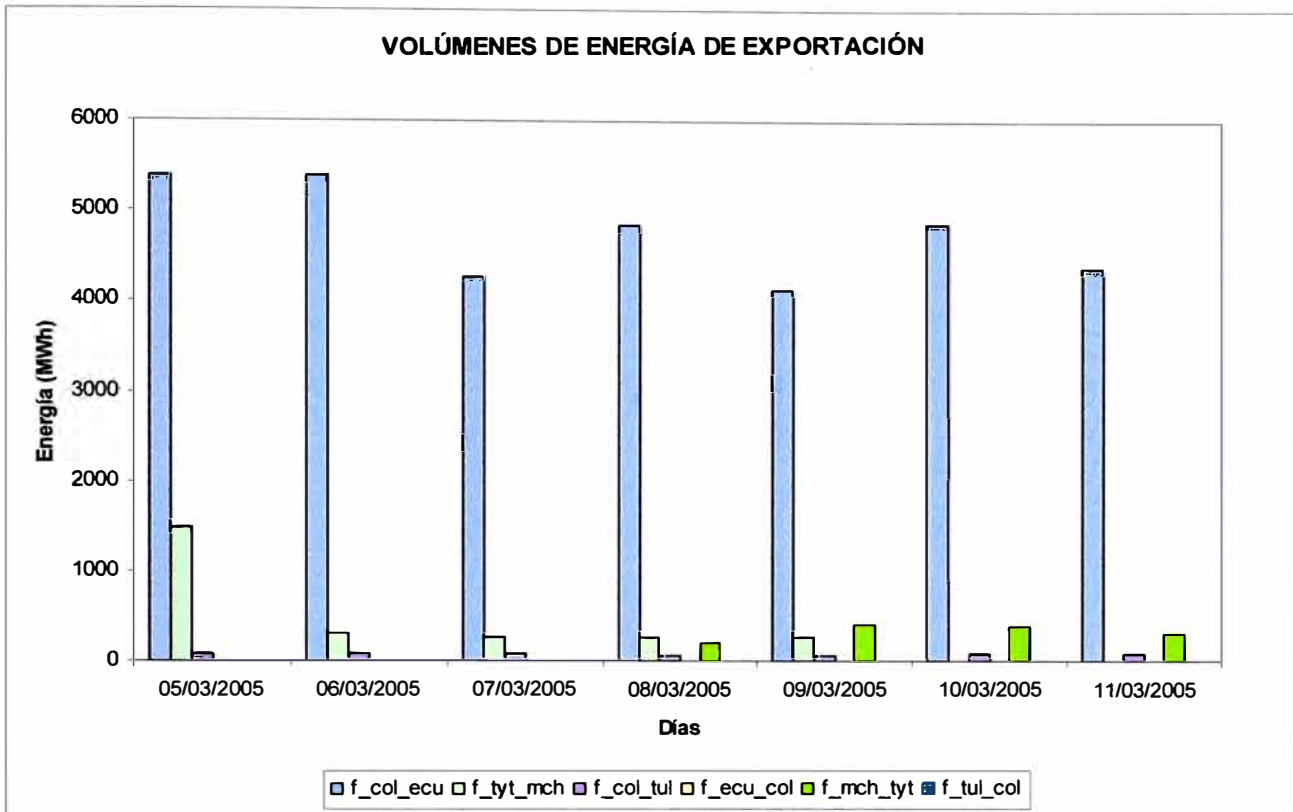


Fig. N° 7.95: Volúmenes de energía exportada

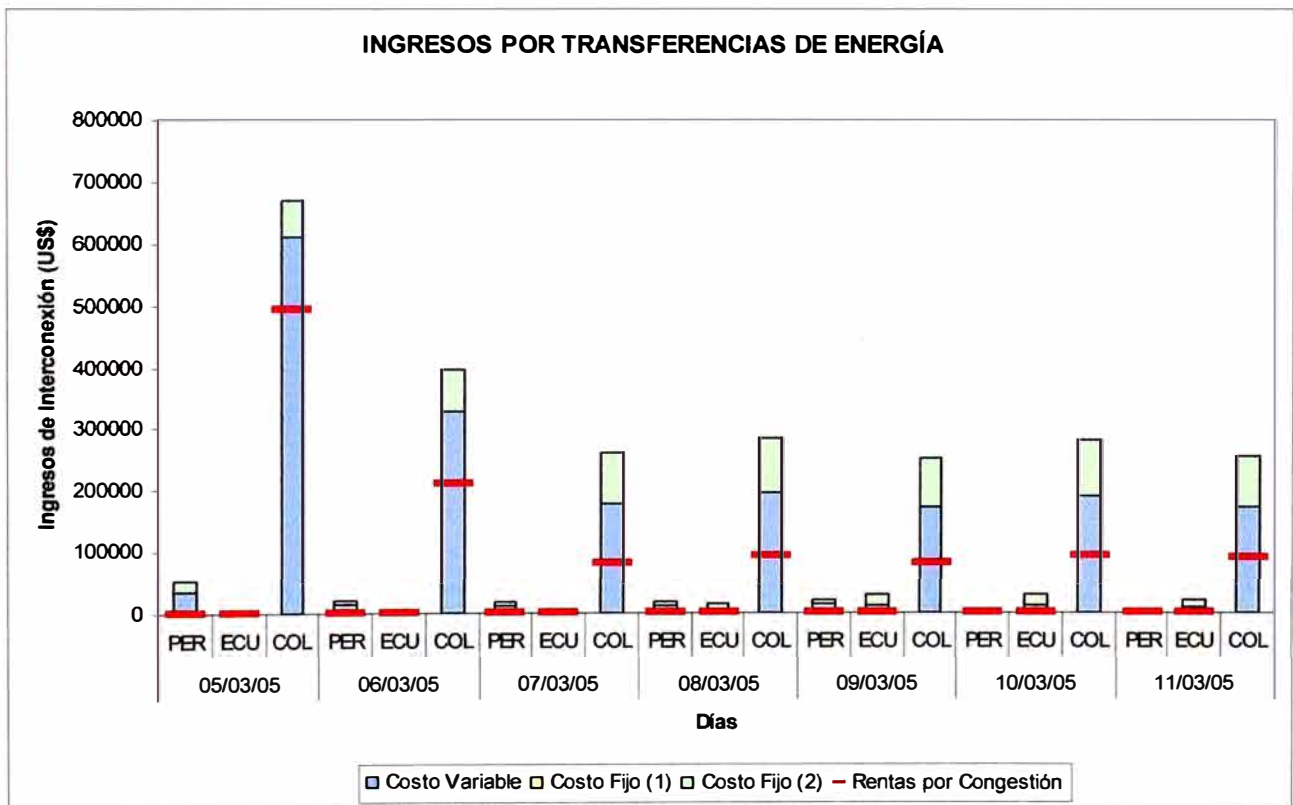


Fig. N° 7.96: Ingresos por transferencias de energía
 (1) Dentro de Función Objetivo (2) Fuera de función objetivo

e.- Comparación de los Casos

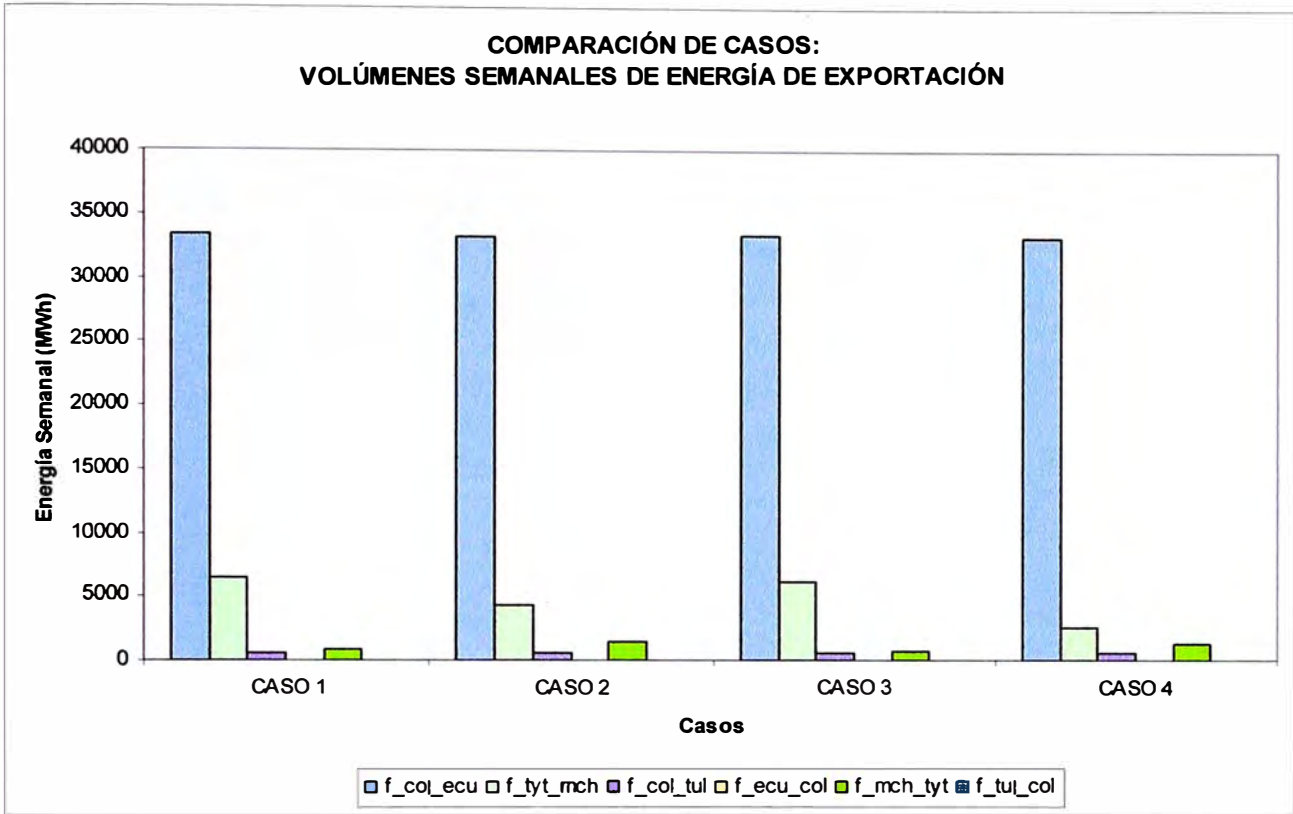


Fig. N° 7.97: Comparación de volúmenes semanales de energía de exportación

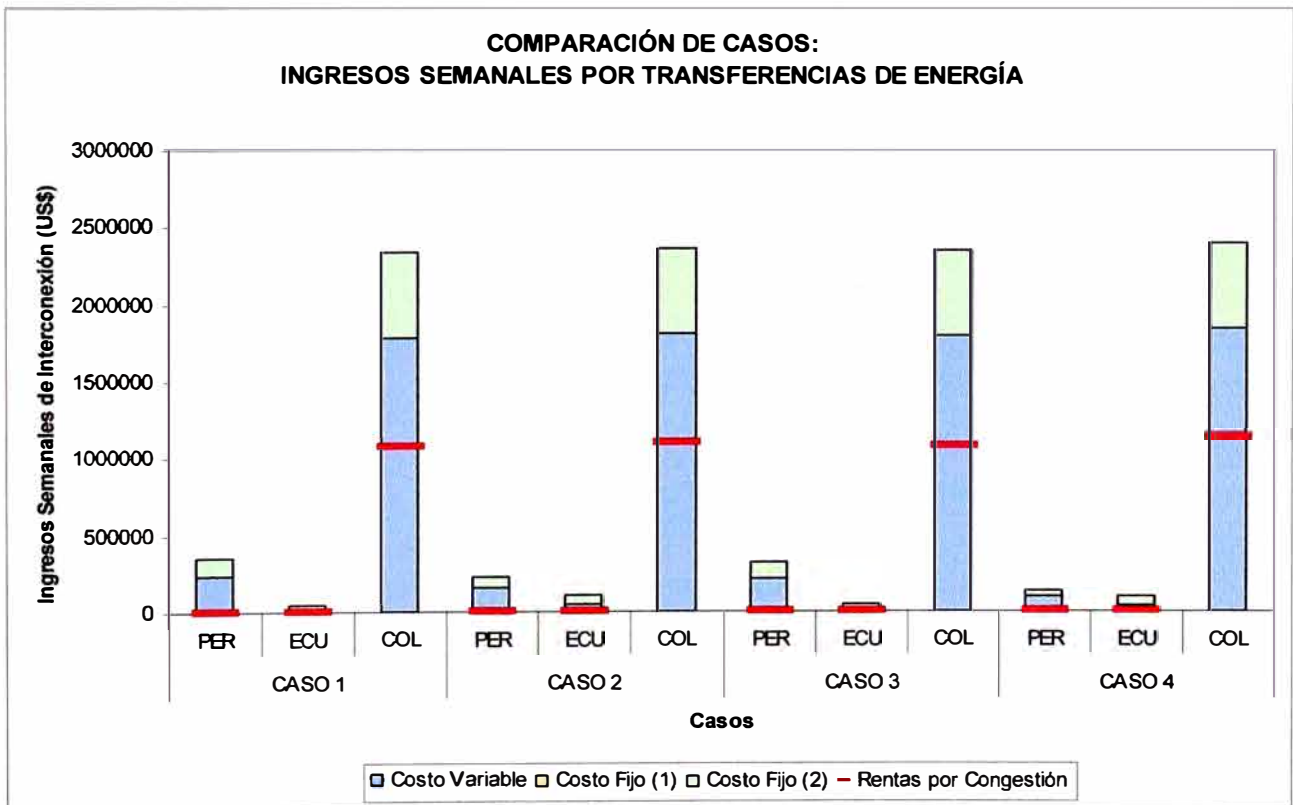


Fig. N° 7.98: Comparación de ingresos semanales por transferencias de energía (1) Dentro de Función Objetivo (2) Fuera de función objetivo

7.2.3. Escenario 3: Operación Coordinada con Umbral de Precios

En este caso se considera operación en base a costos variables, no se consideran costos fijos dentro de la función objetivo, pero en este caso se toman en cuenta los umbrales de precios.

a.- Caso 1: Sin Restricciones Operativas y con la TGN4 de Malacas

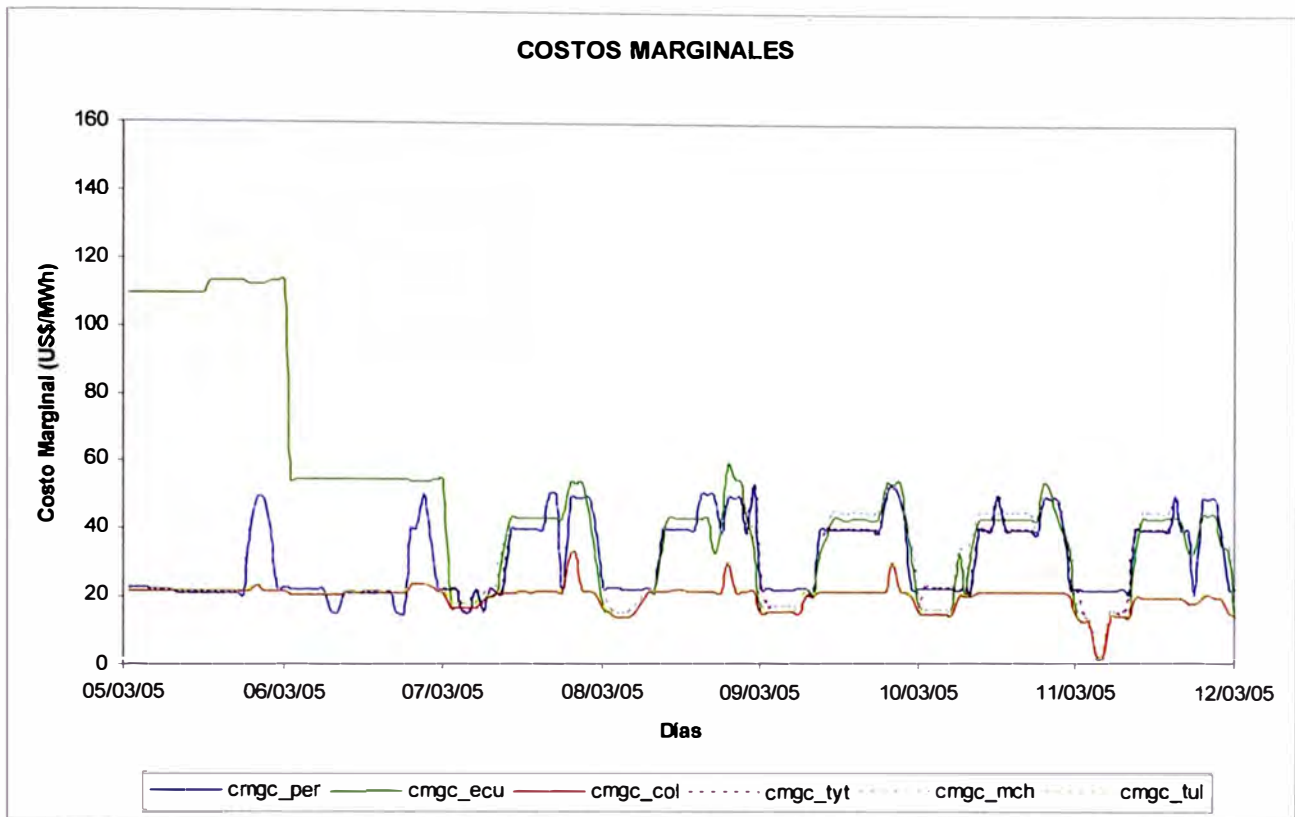


Fig. N° 7.99: Costos marginales por zonas

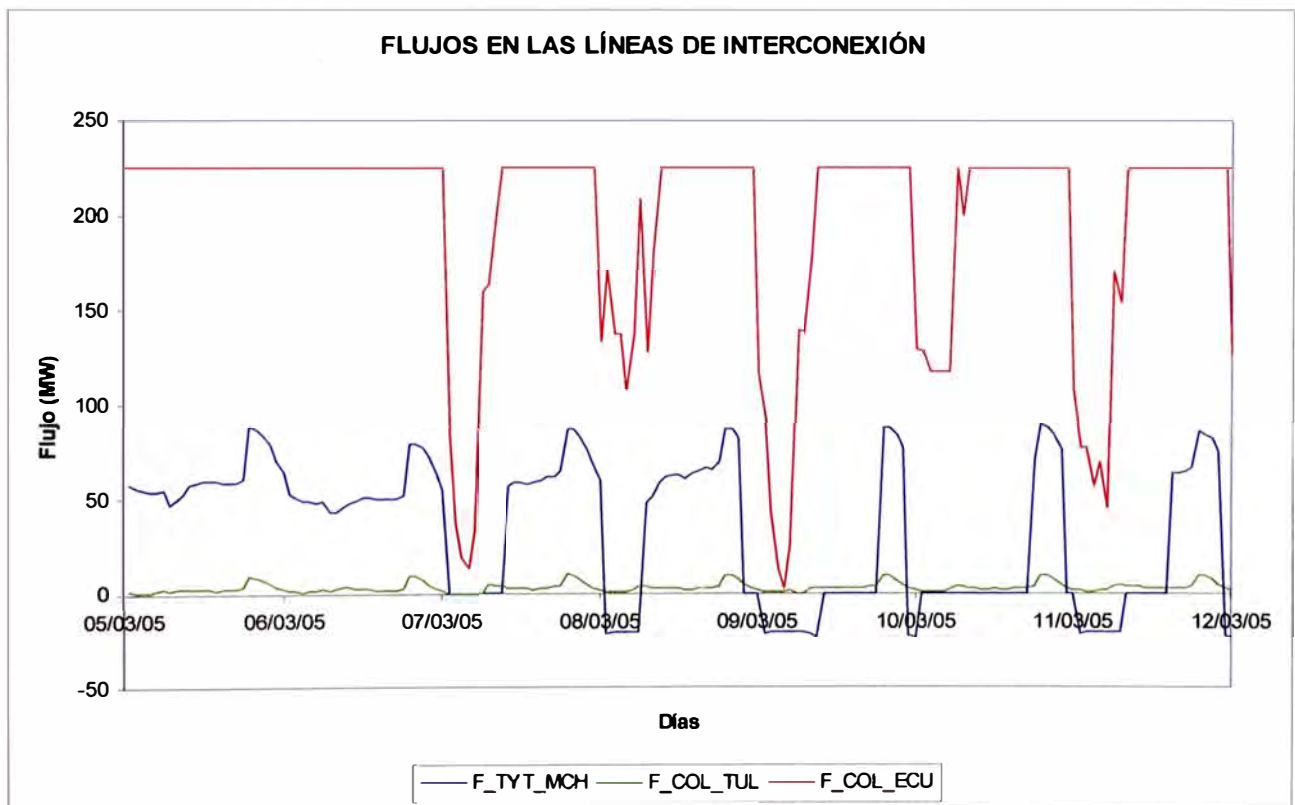


Fig. N° 7.100: Flujos en las líneas de interconexión

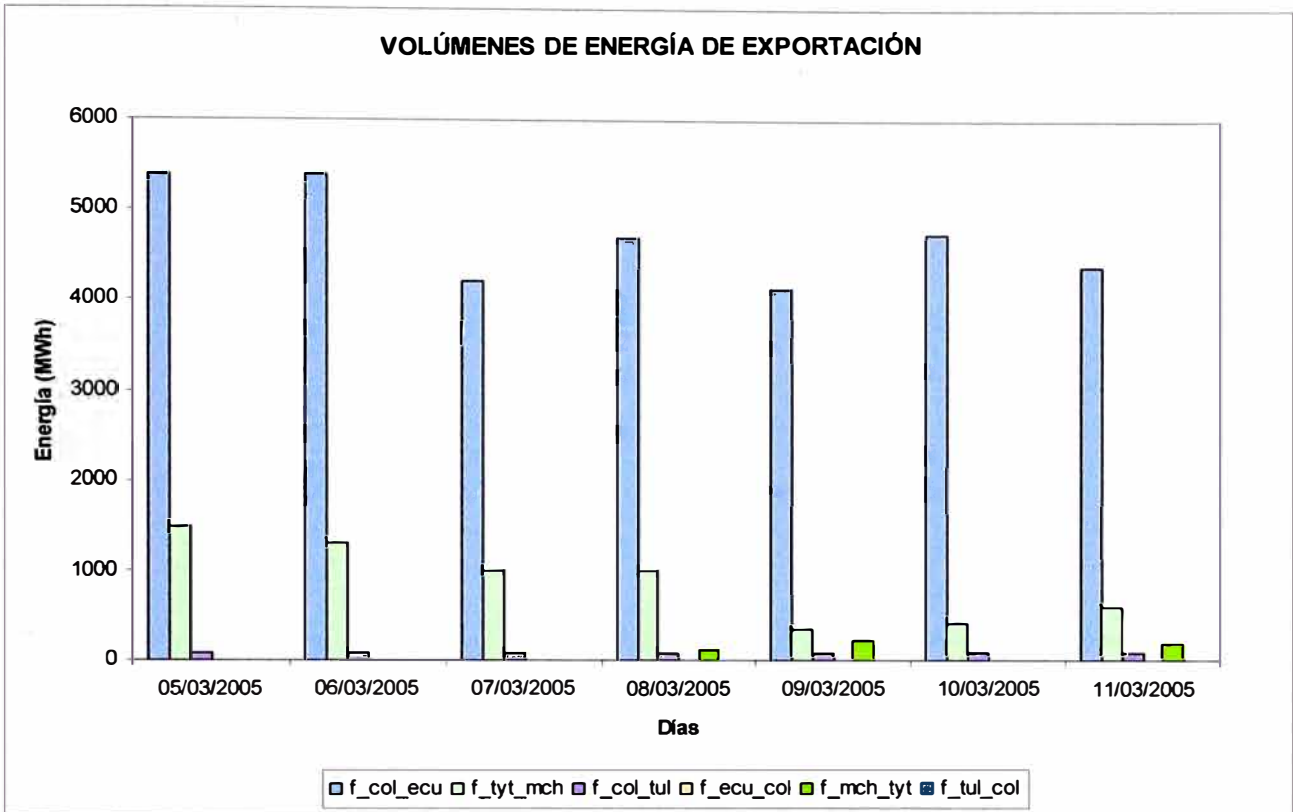


Fig. N° 7.101: Volúmenes de energía exportada

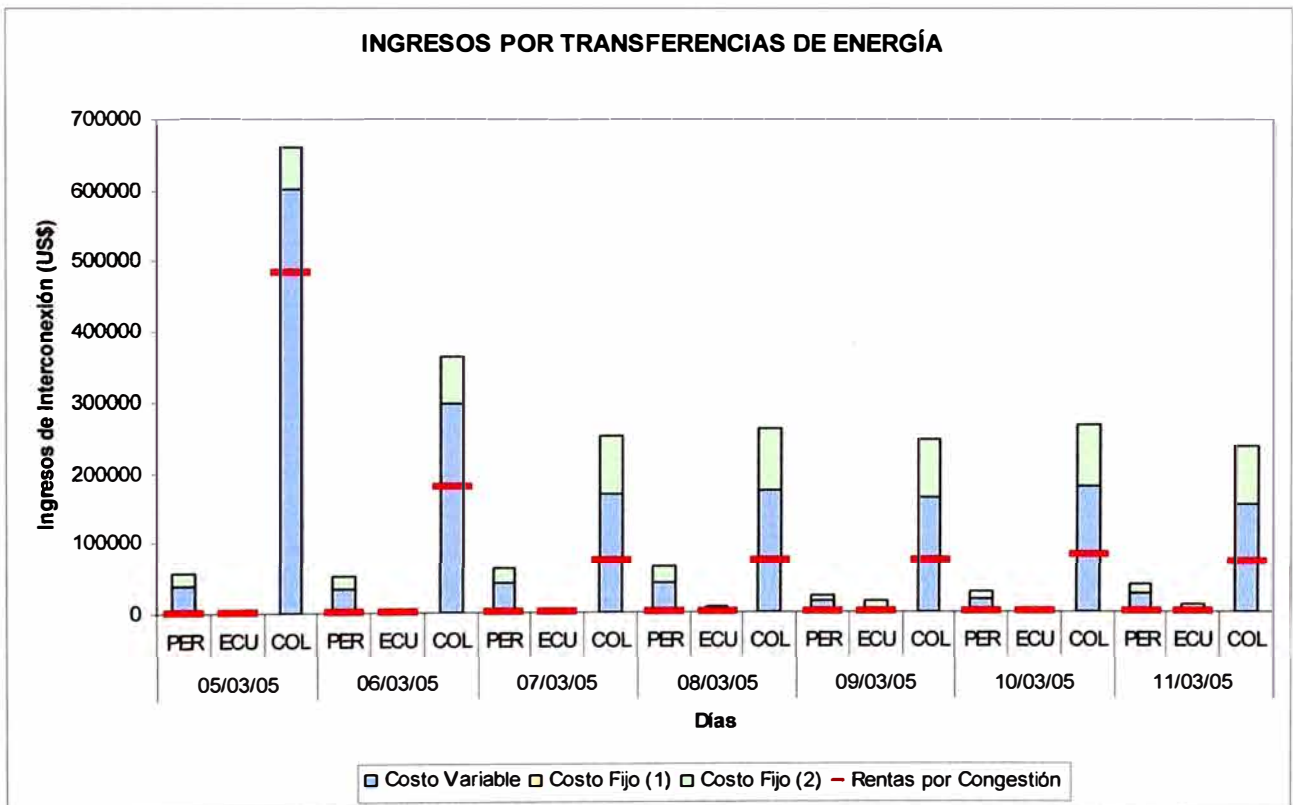


Fig. N° 7.102: Ingresos por transferencias de energía
 (1) Dentro de Función Objetivo (2) Fuera de función objetivo

b.- Caso 2: Sin Restricciones Operativas y sin la TGN4 de Malacas

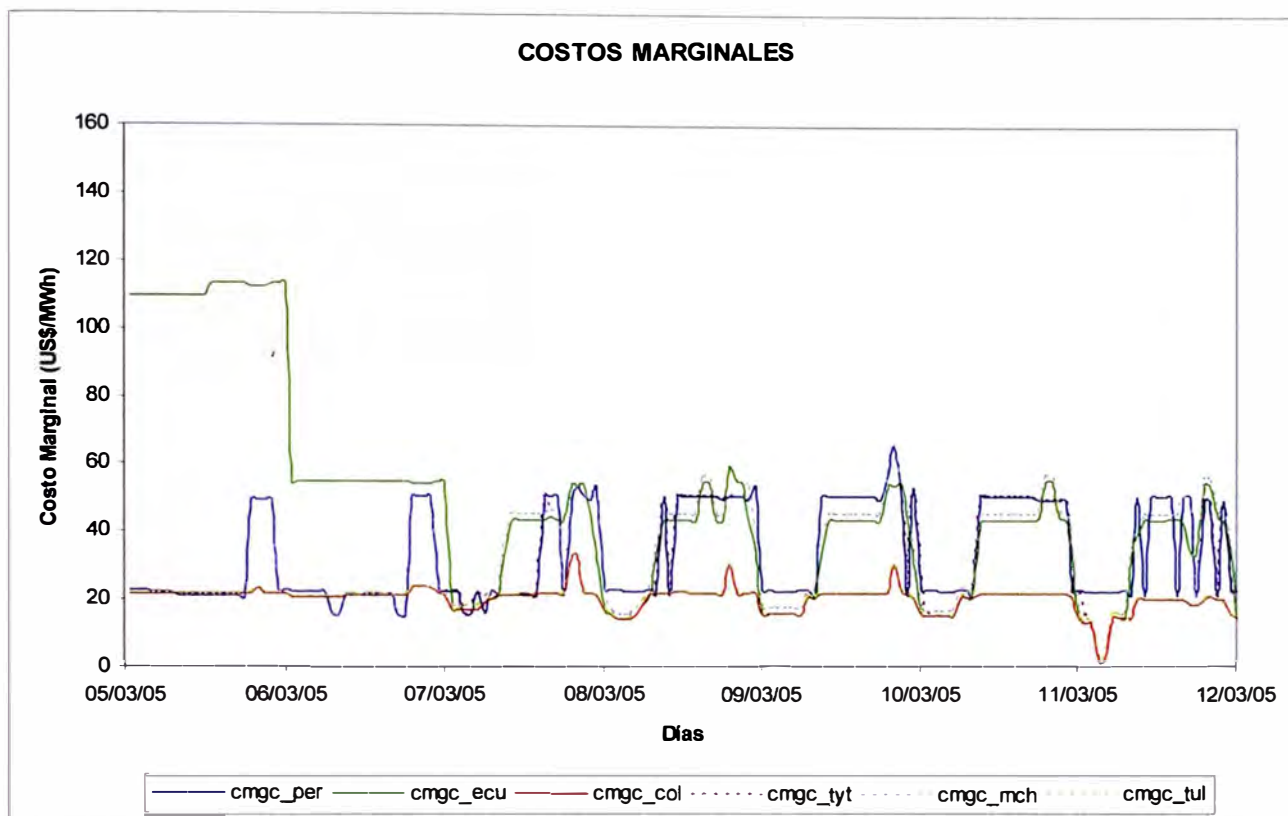


Fig. N° 7.103: Costos marginales por zonas

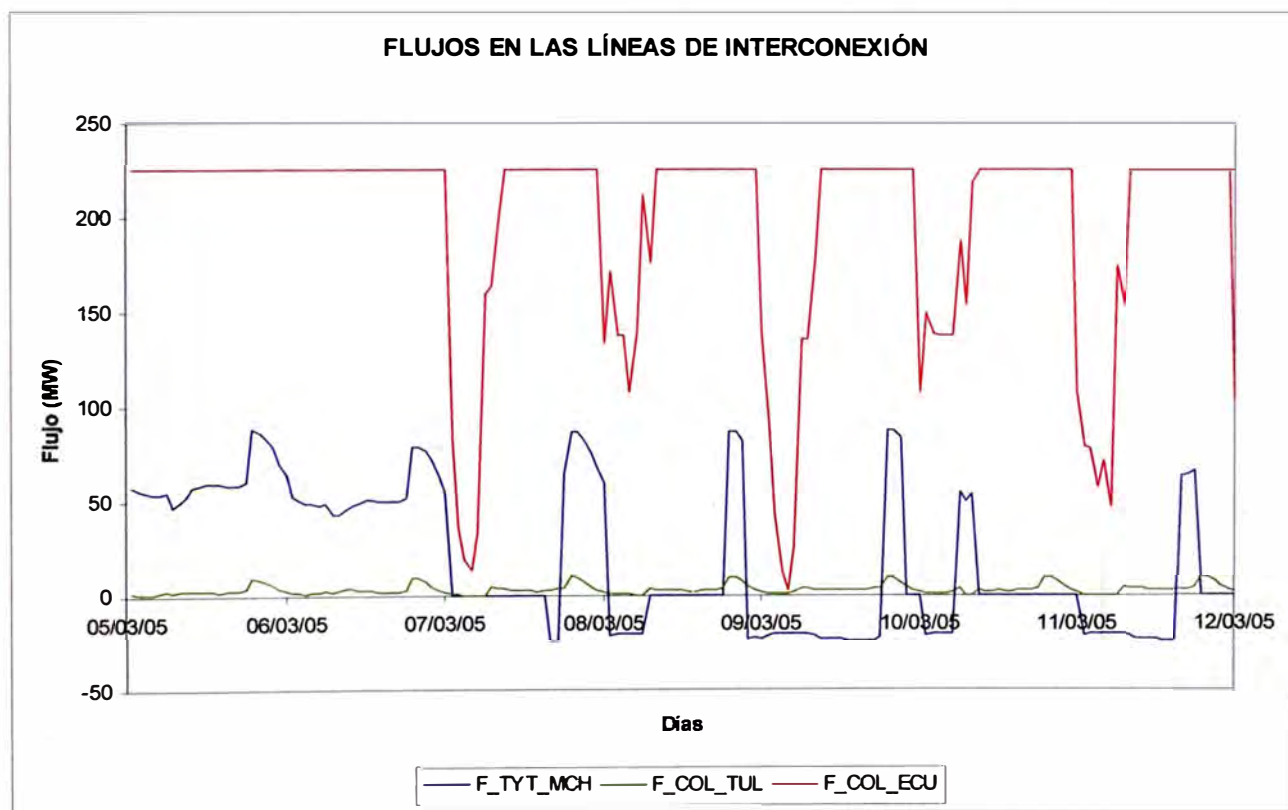


Fig. N° 7.104: Flujos en las líneas de interconexión

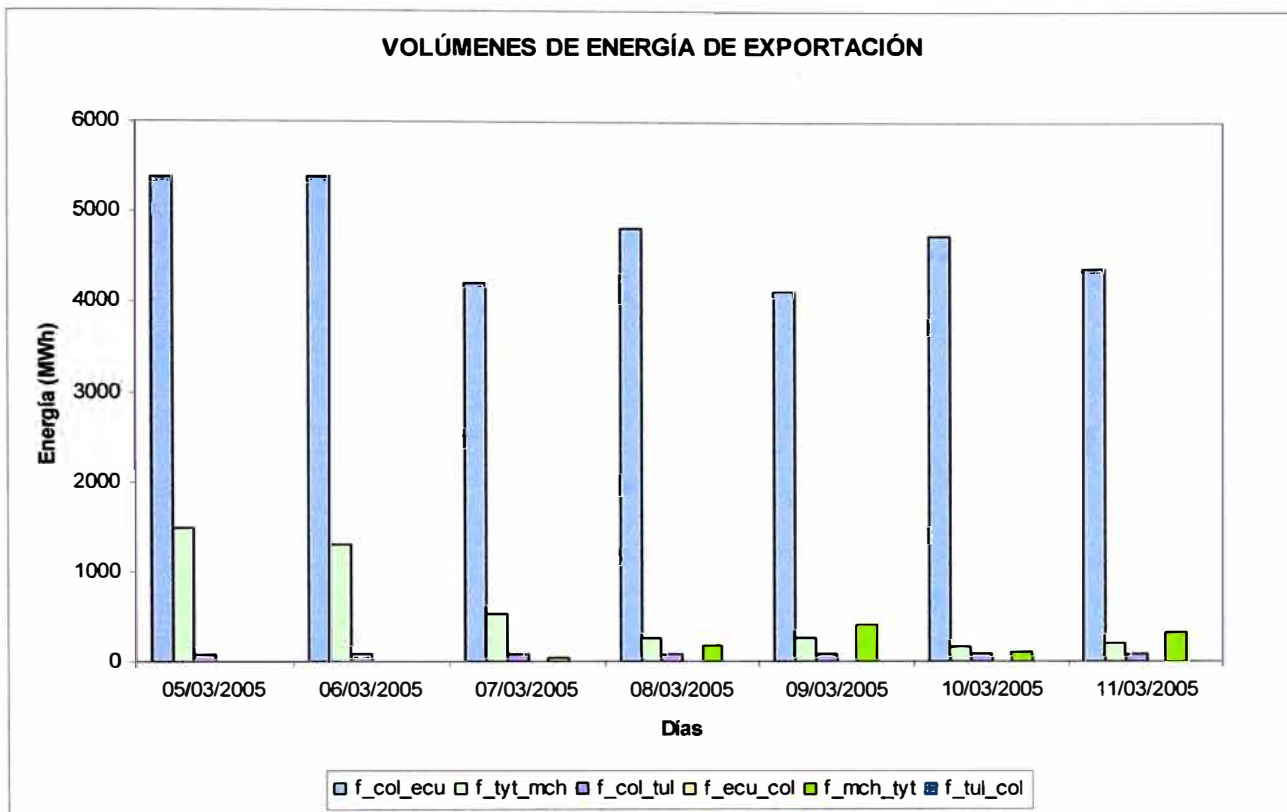


Fig. N° 7.105: Volúmenes de energía exportada

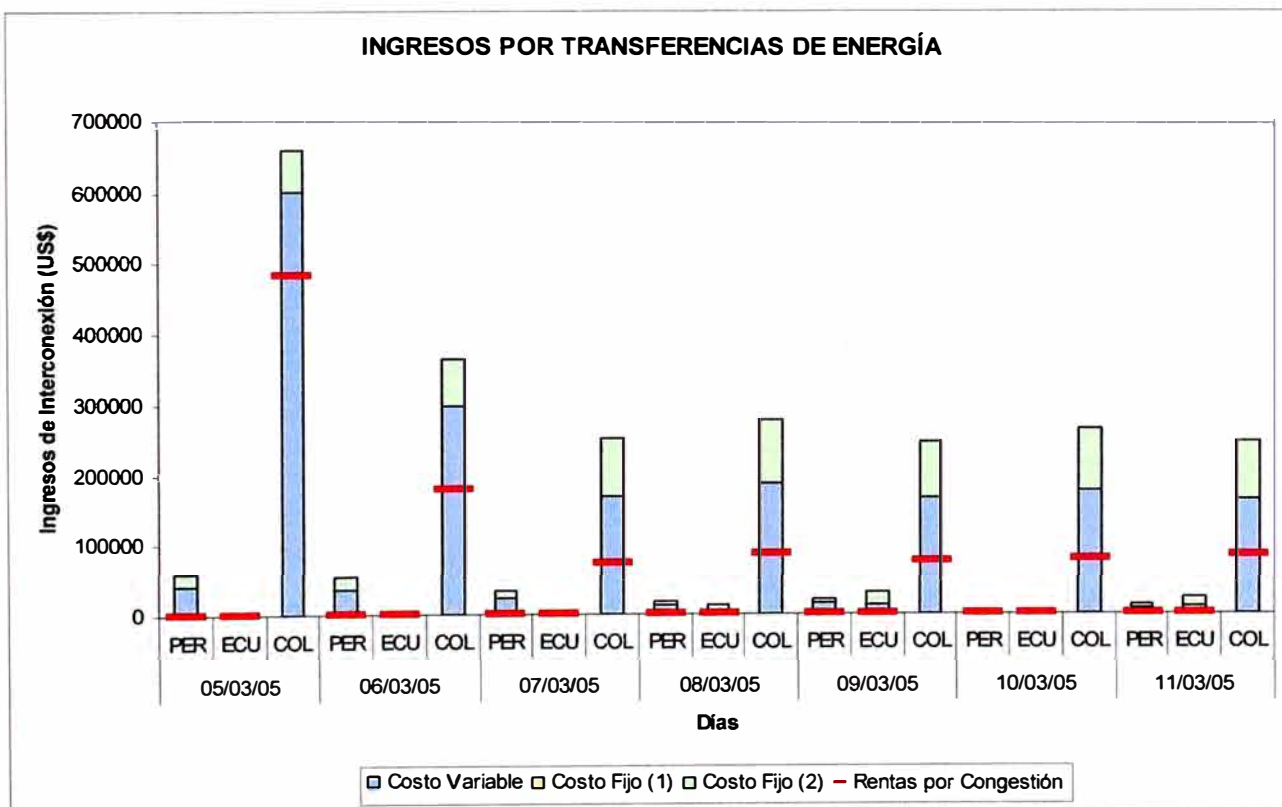


Fig. N° 7.106: Ingresos por transferencias de energía
 (1) Dentro de Función Objetivo (2) Fuera de función objetivo

c.- Caso 3: Con Restricciones Operativas y con la TGN4 de Malacas

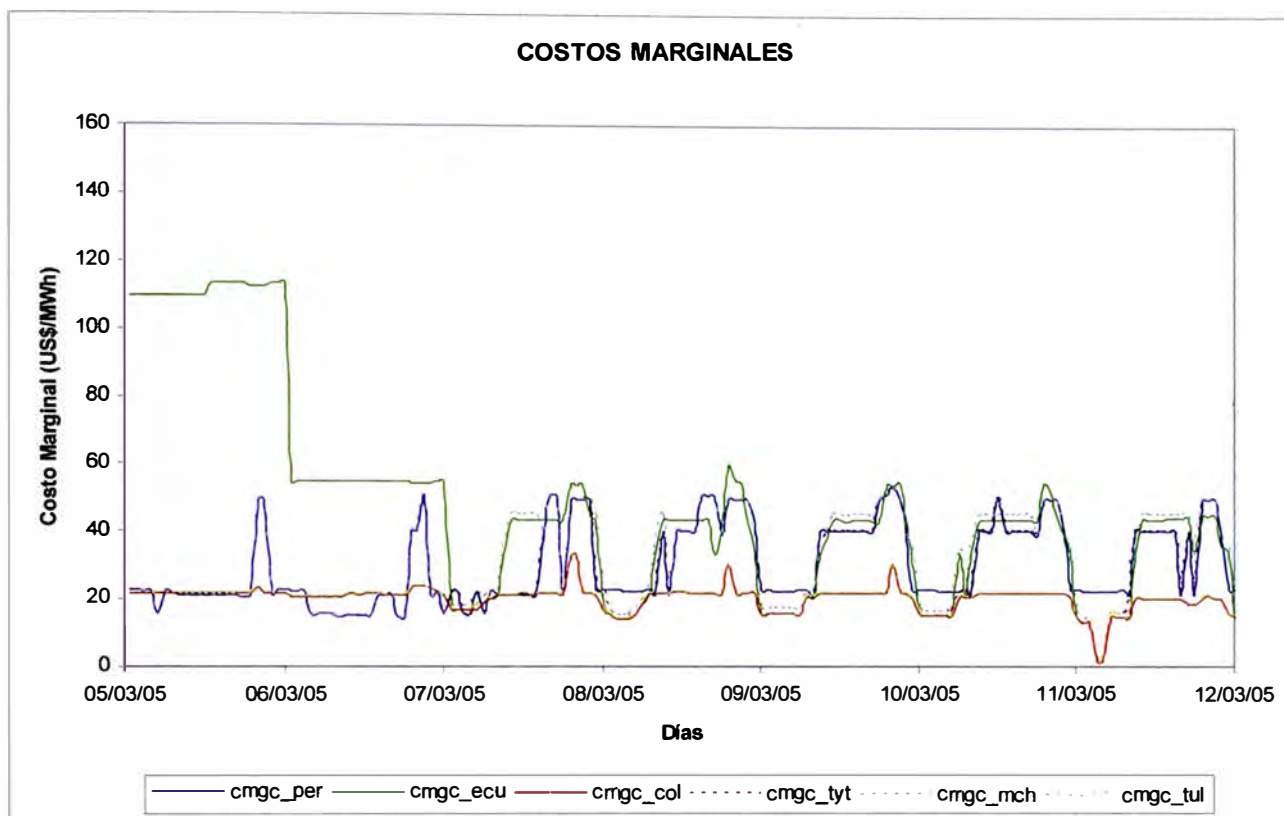


Fig. N° 7.107: Costos marginales por zonas

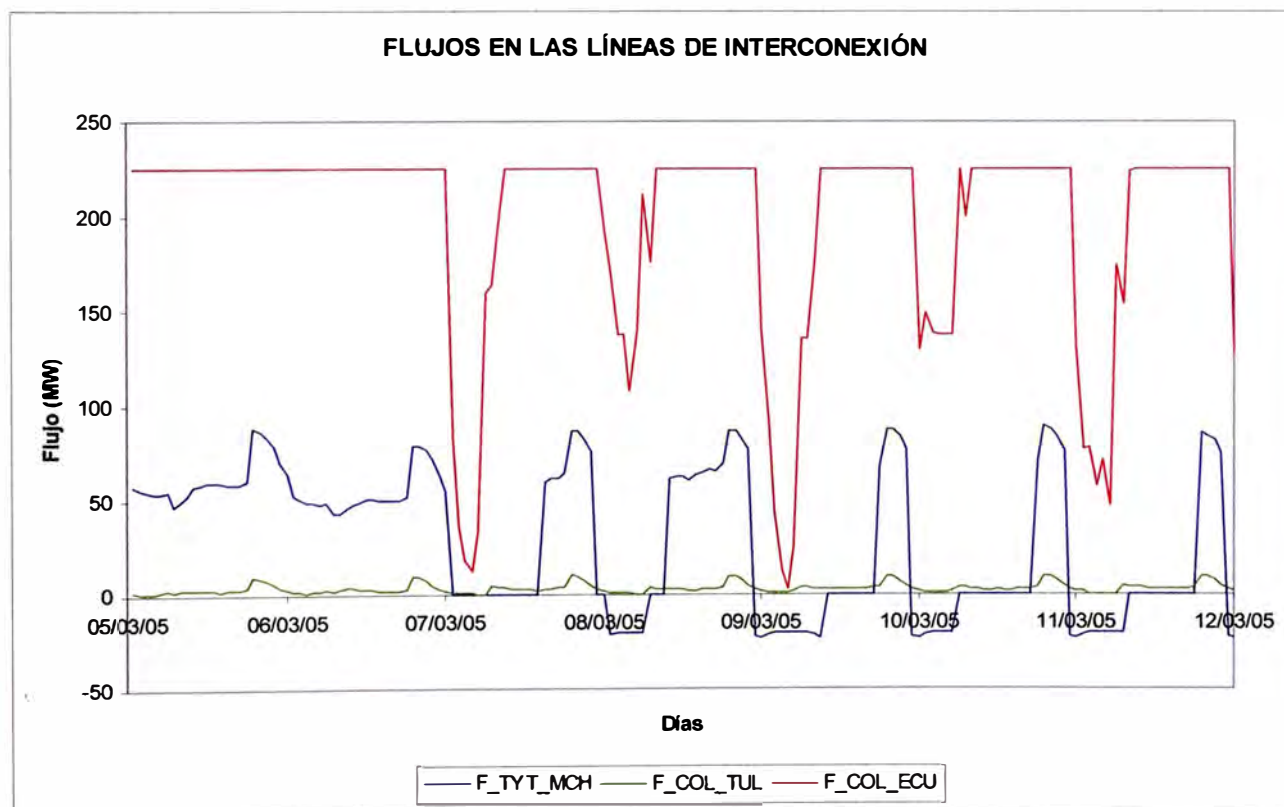


Fig. N° 7.108: Flujos en las líneas de interconexión

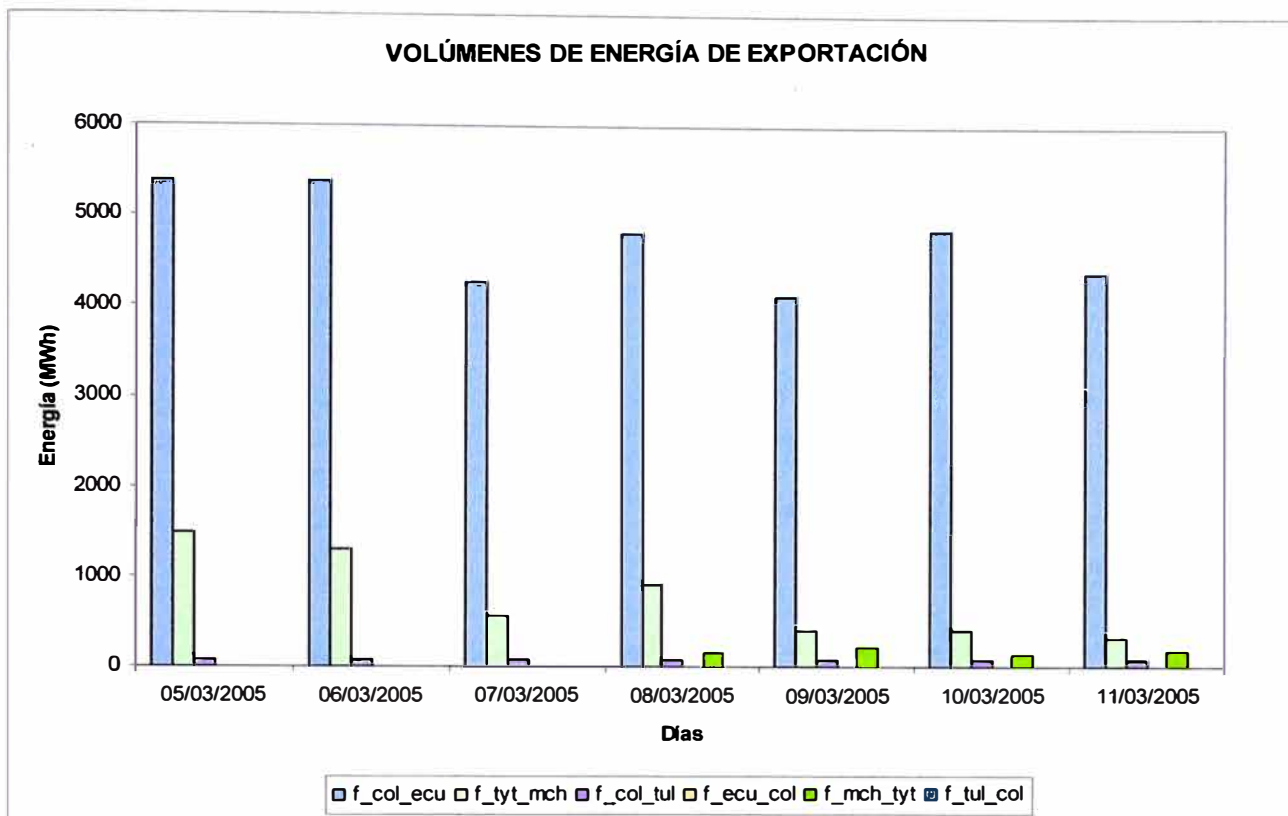


Fig. N° 7.109: Volúmenes de energía exportada

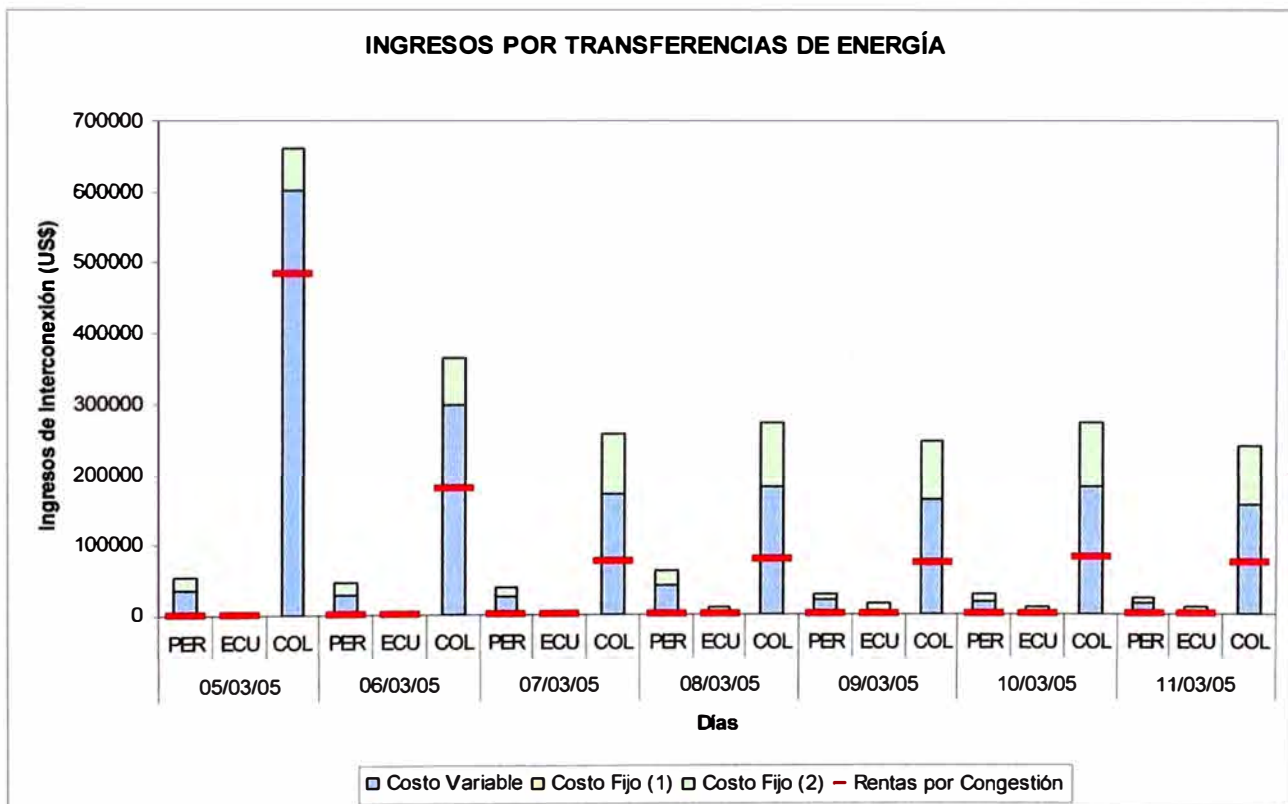


Fig. N° 7.110: Ingresos por transferencias de energía
 (1) Dentro de Función Objetivo (2) Fuera de función objetivo

d.- Caso 4: Con Restricciones Operativas y sin la TGN4 de Malacas

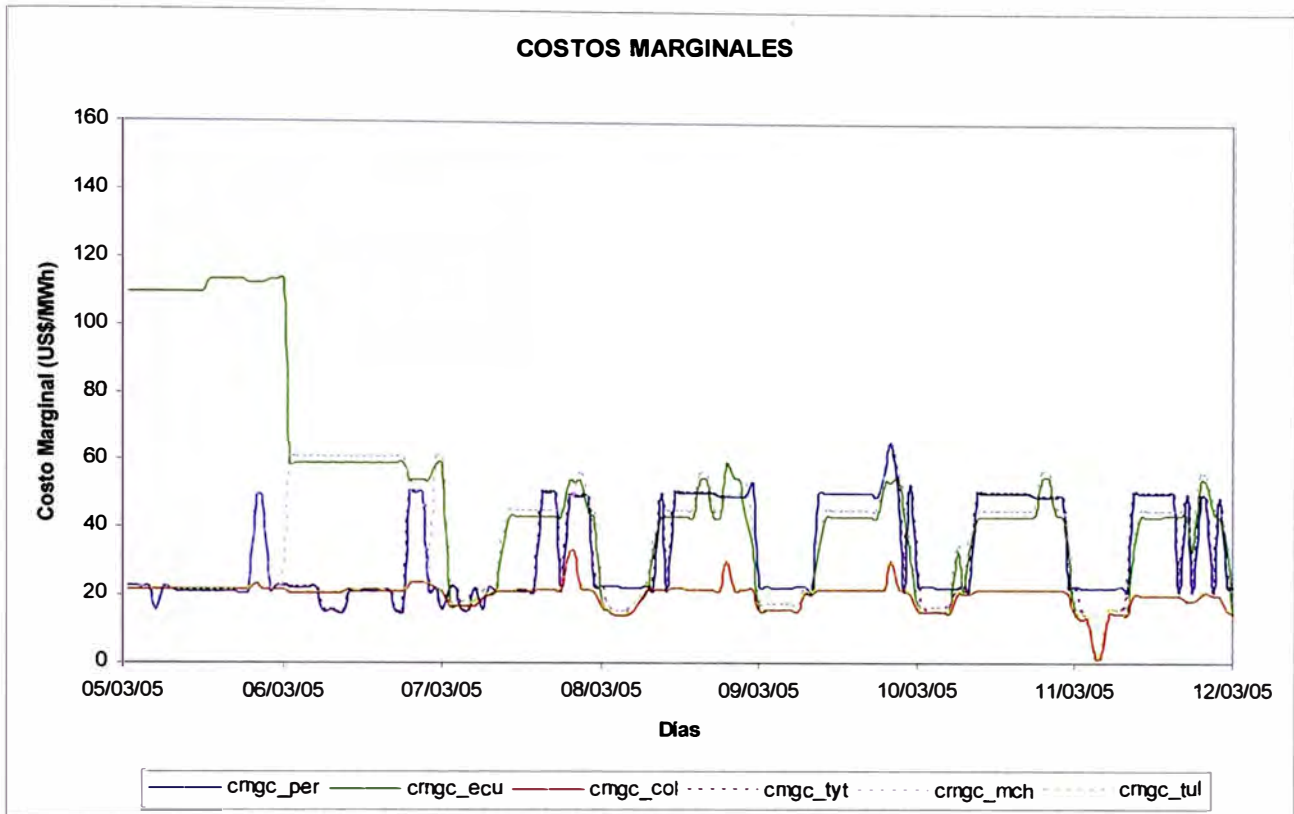


Fig. N° 7.111: Costos marginales por zonas

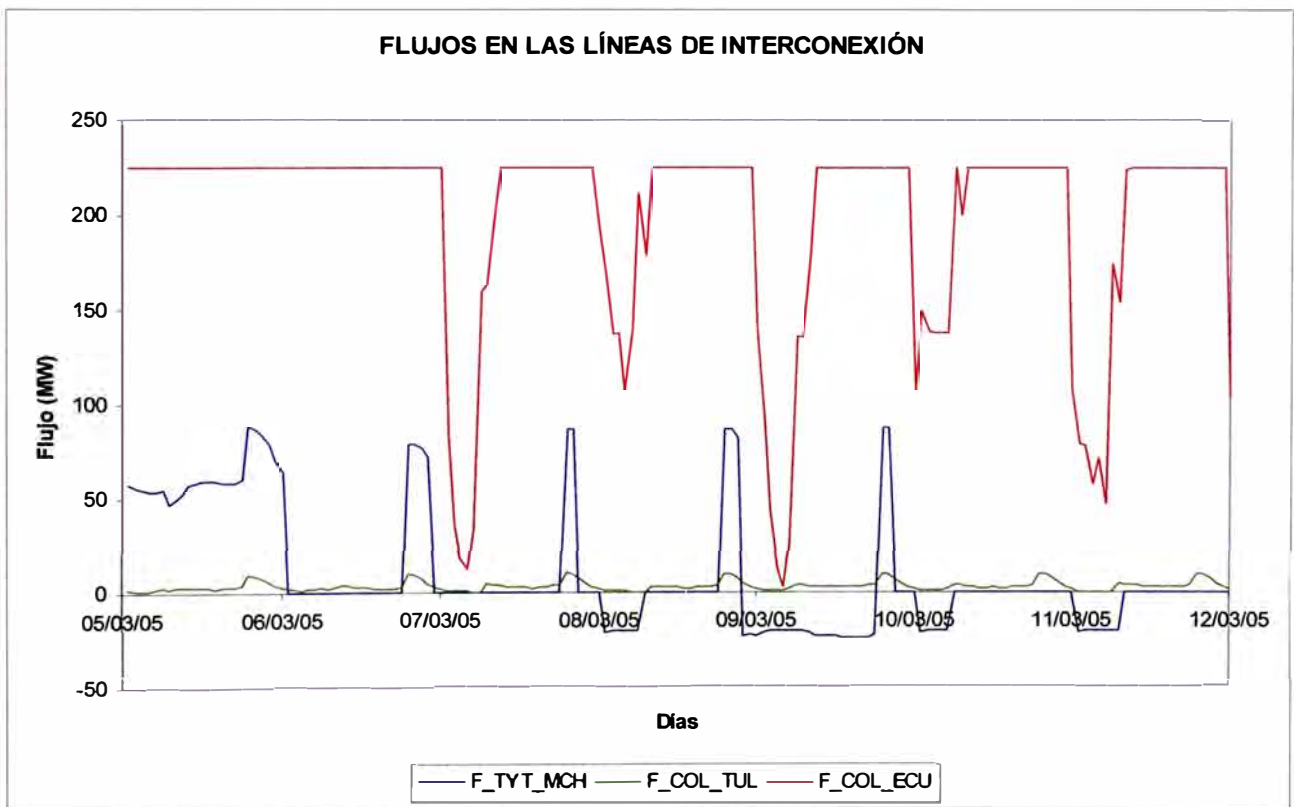


Fig. N° 7.112: Flujos en las líneas de interconexión

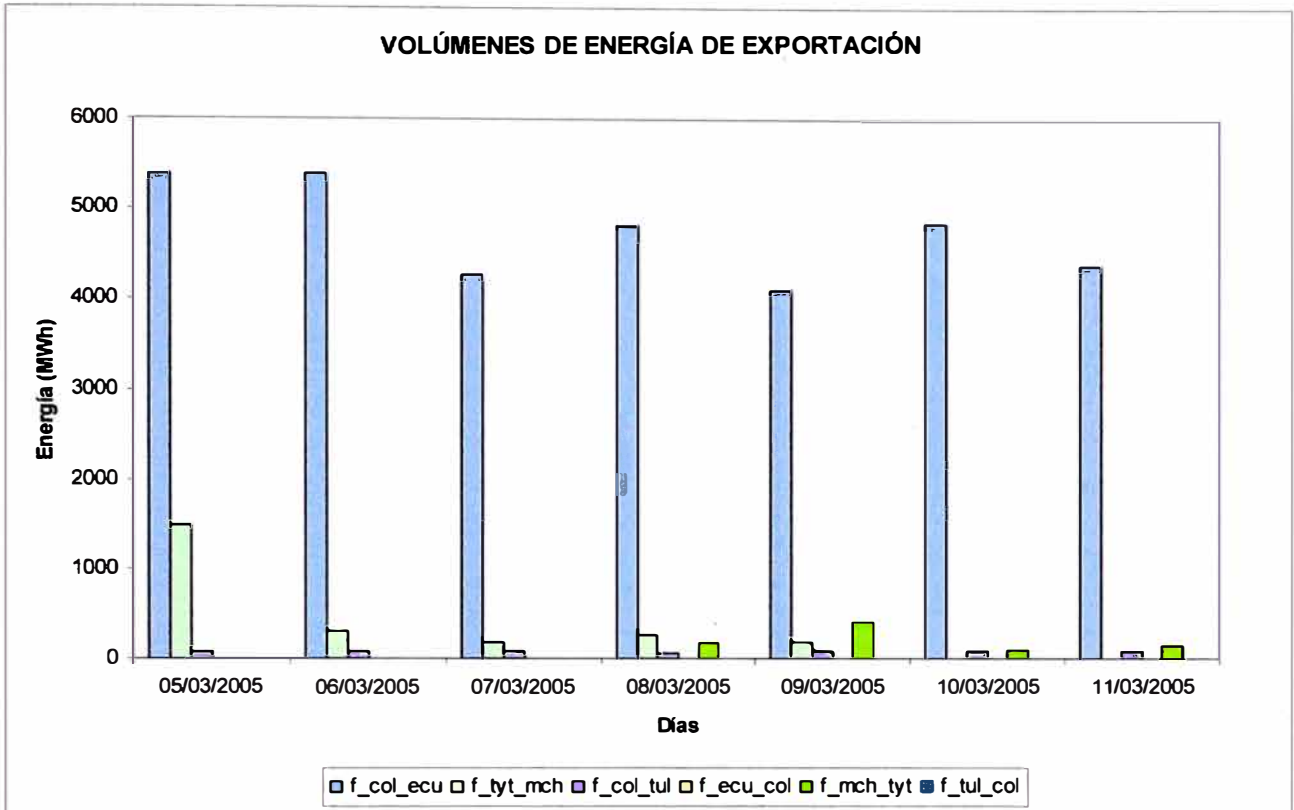


Fig. N° 7.113: Volúmenes de energía exportada

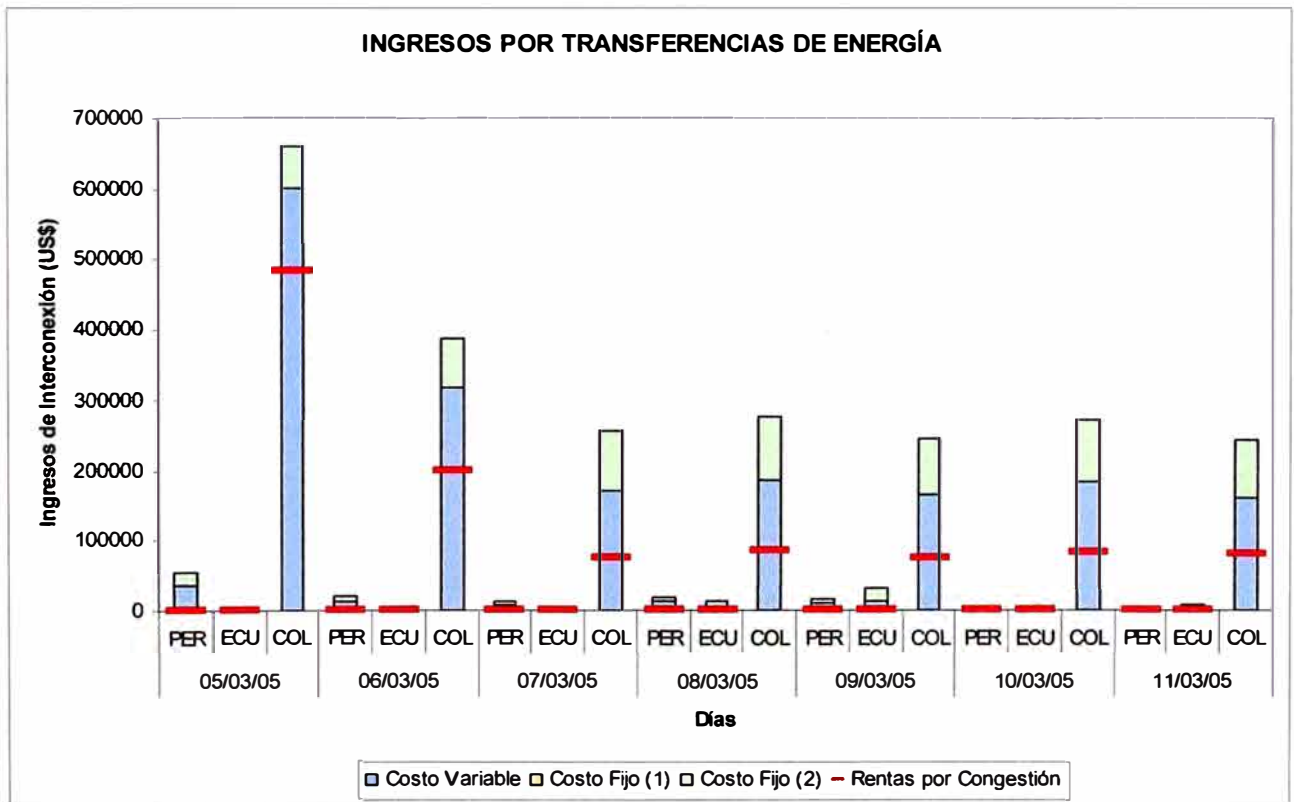


Fig. N° 7.114: Ingresos por transferencias de energía
 (1) Dentro de Función Objetivo (2) Fuera de función objetivo

e.- Comparación de los Casos

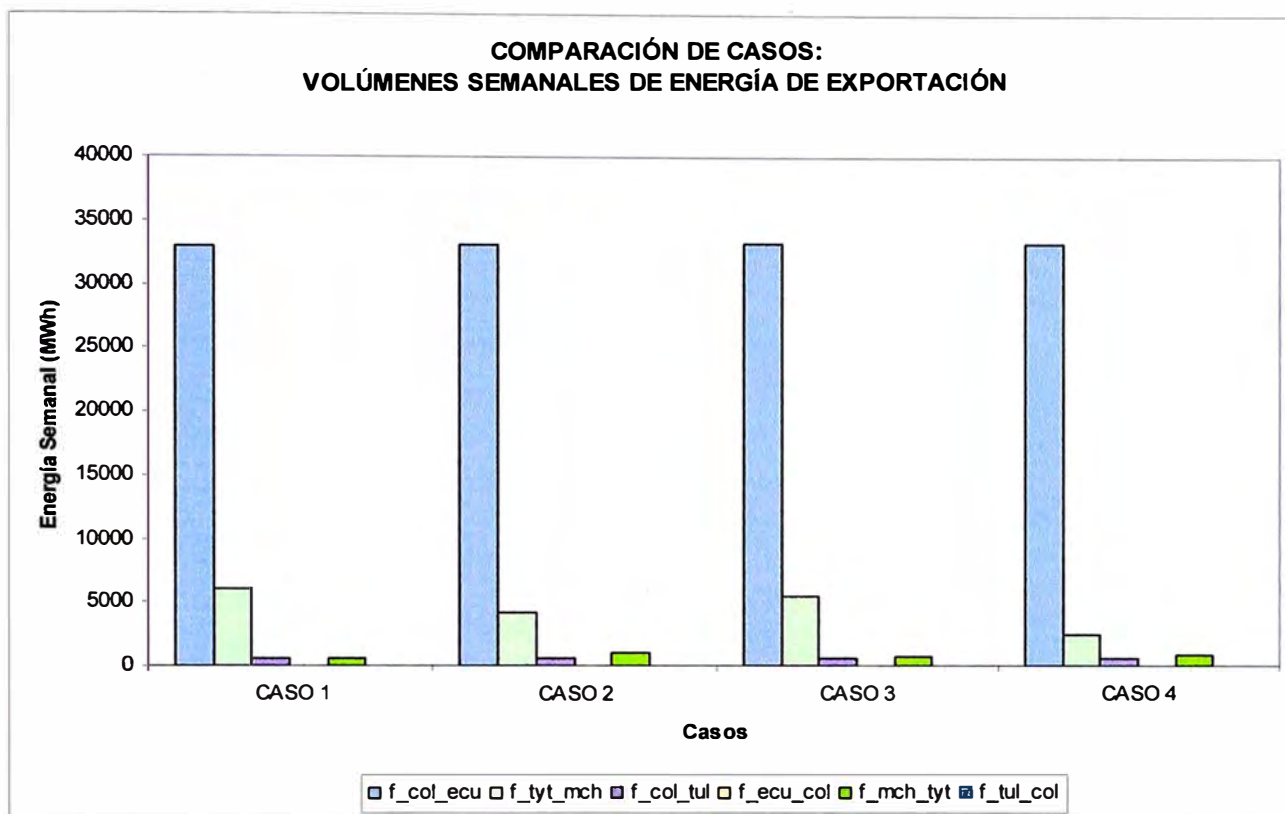


Fig. N° 7.115: Comparación de volúmenes semanales de energía de exportación

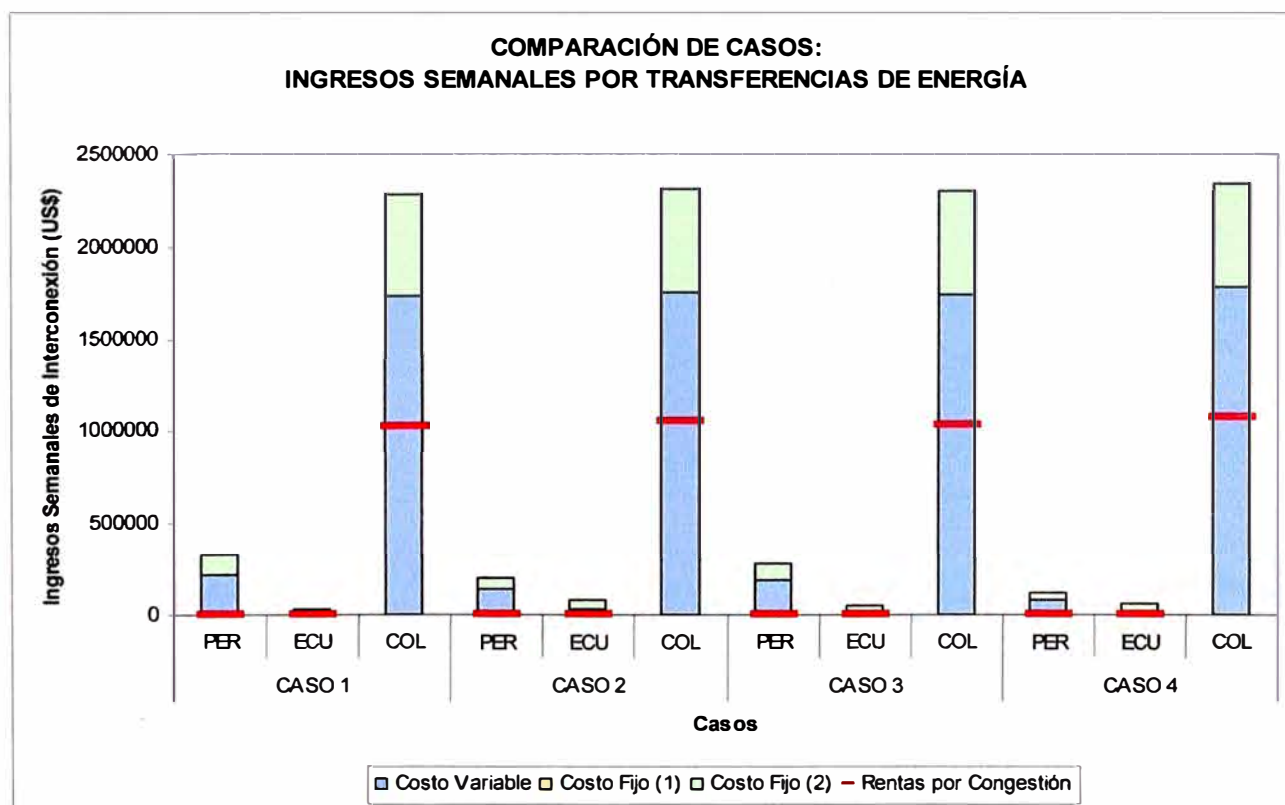


Fig. N° 7.116: Comparación de ingresos semanales por transferencias de energía
(1) Dentro de Función Objetivo (2) Fuera de función objetivo

7.2.4. Escenario 4: Operación Coordinada con Umbral y Cargos Fijos

En este caso se considera operación en base a costos variables y costos fijos variabilizados dentro de la función objetivo, también se están considerando los umbrales de precios.

a.- Caso 1: Sin Restricciones Operativas y con la TGN4 de Malacas

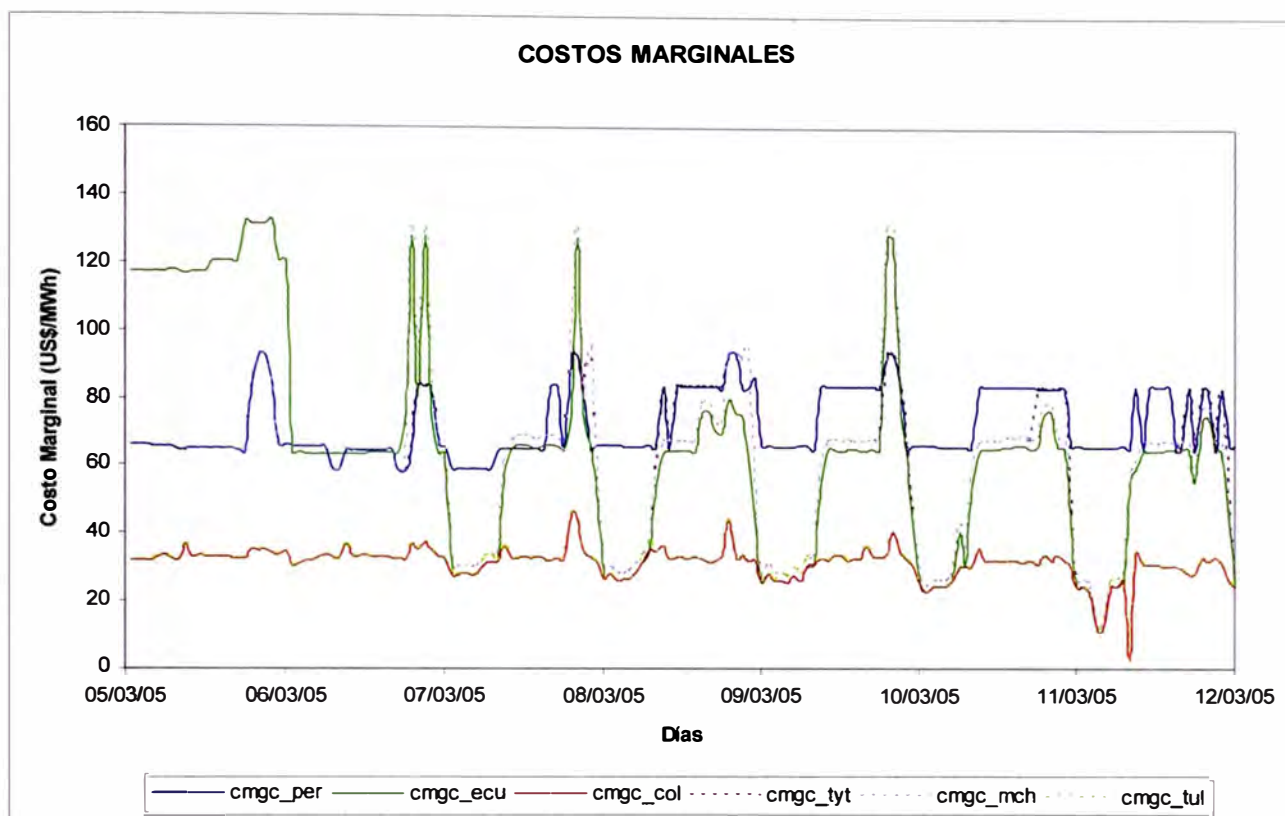


Fig. N° 7.117: Costos marginales por zonas

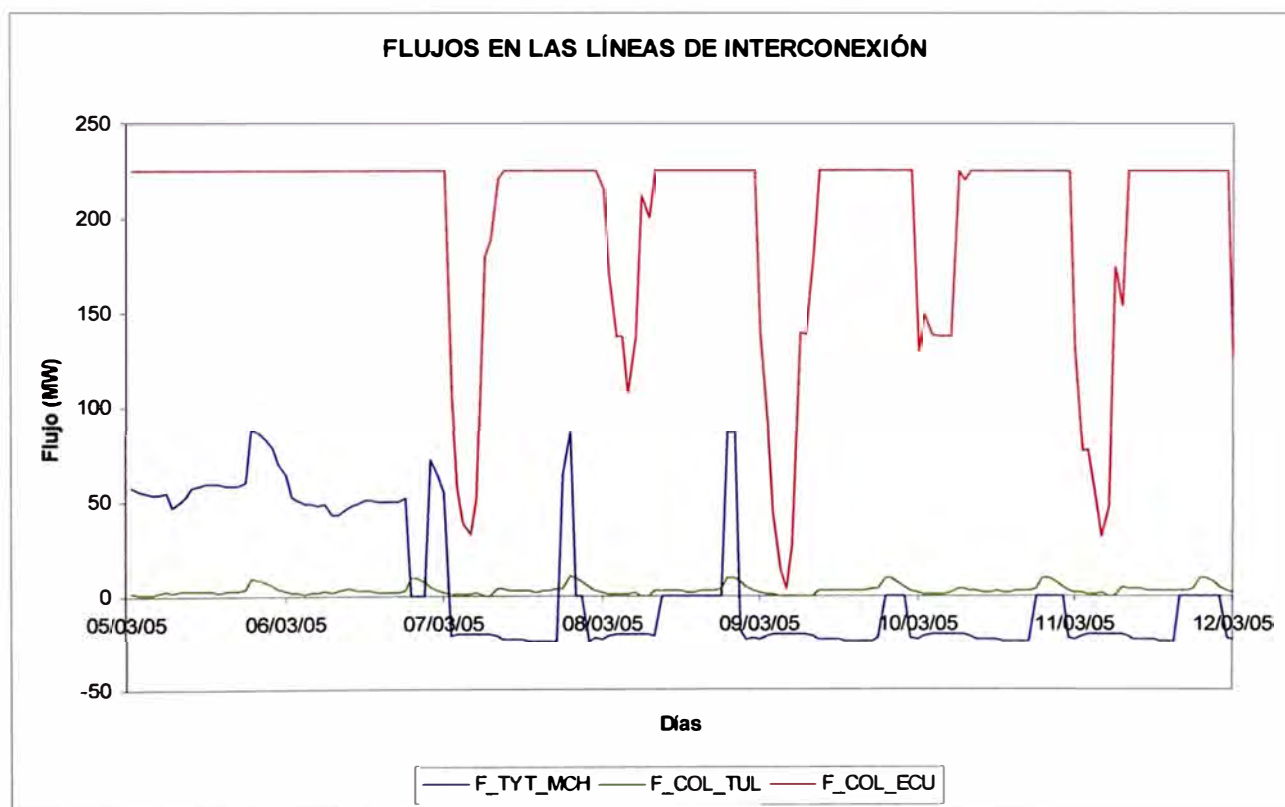


Fig. N° 7.118: Flujos en las líneas de interconexión

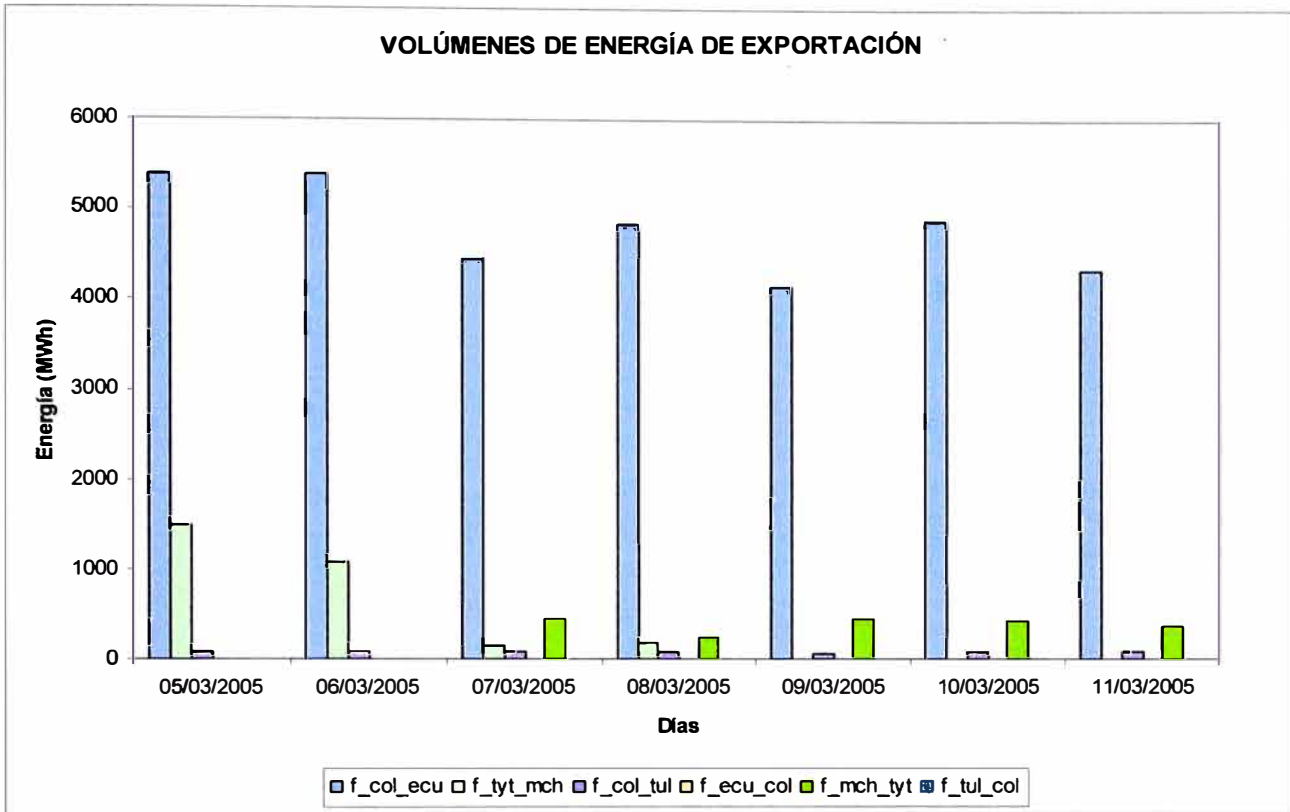


Fig. N° 7.119: Volúmenes de energía exportada

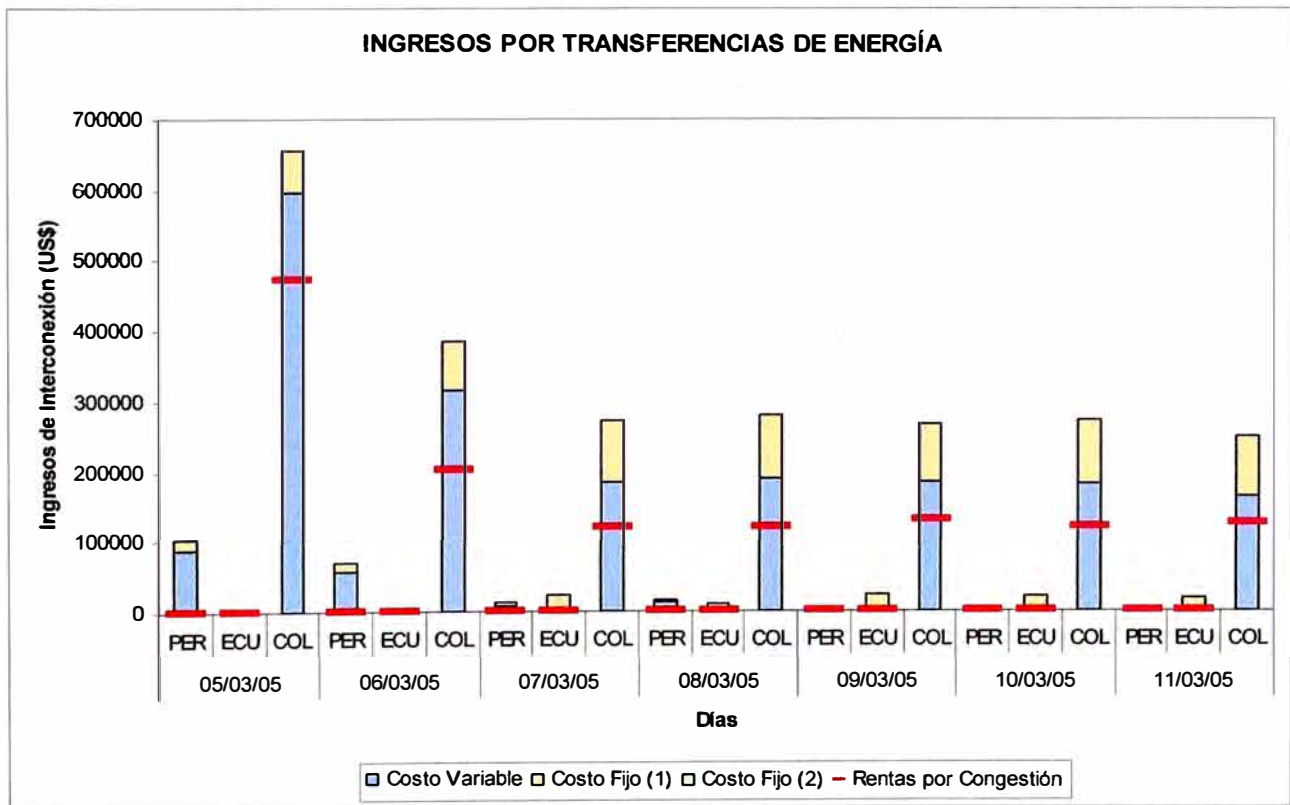


Fig. N° 7.120: Ingresos por transferencias de energía
 (1) Dentro de Función Objetivo (2) Fuera de función objetivo

b.- Caso 2: Sin Restricciones Operativas y sin la TGN4 de Malacas

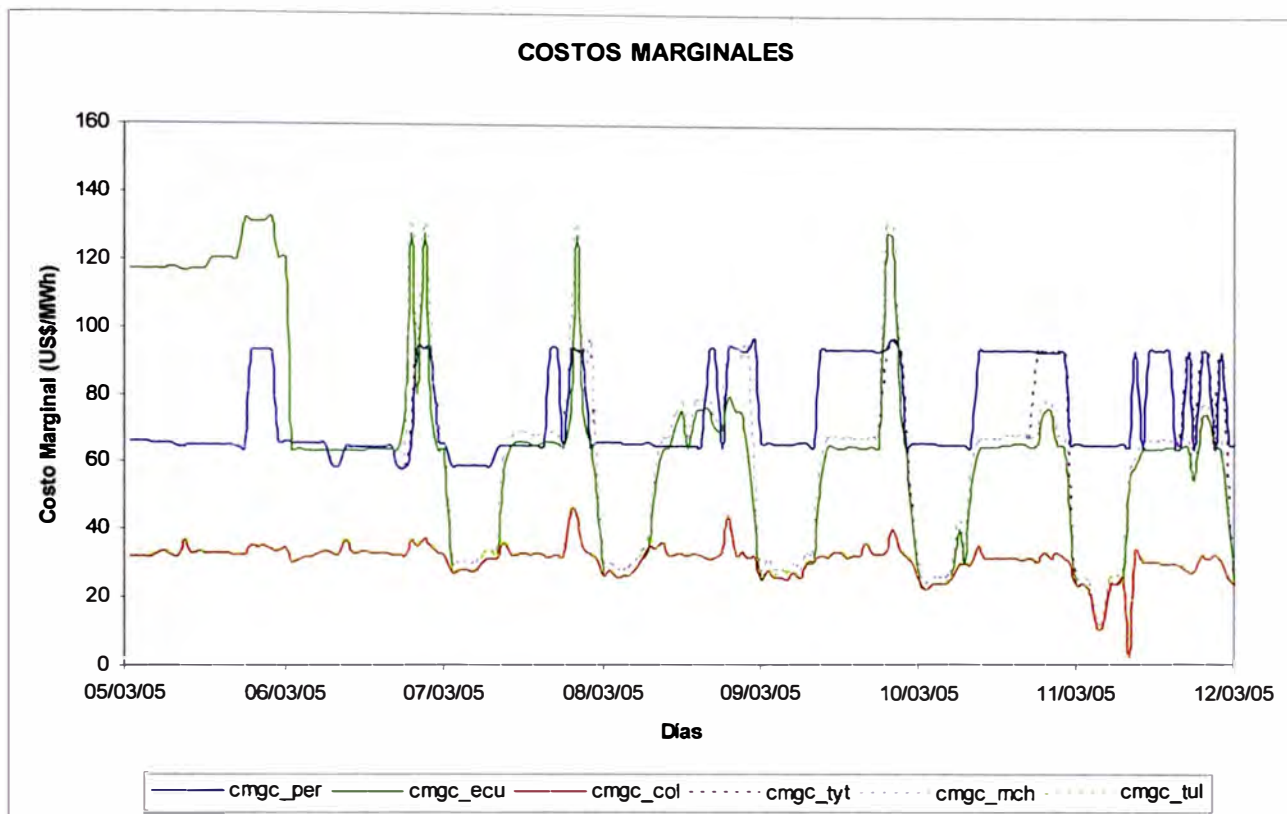


Fig. N° 7.121: Costos marginales por zonas

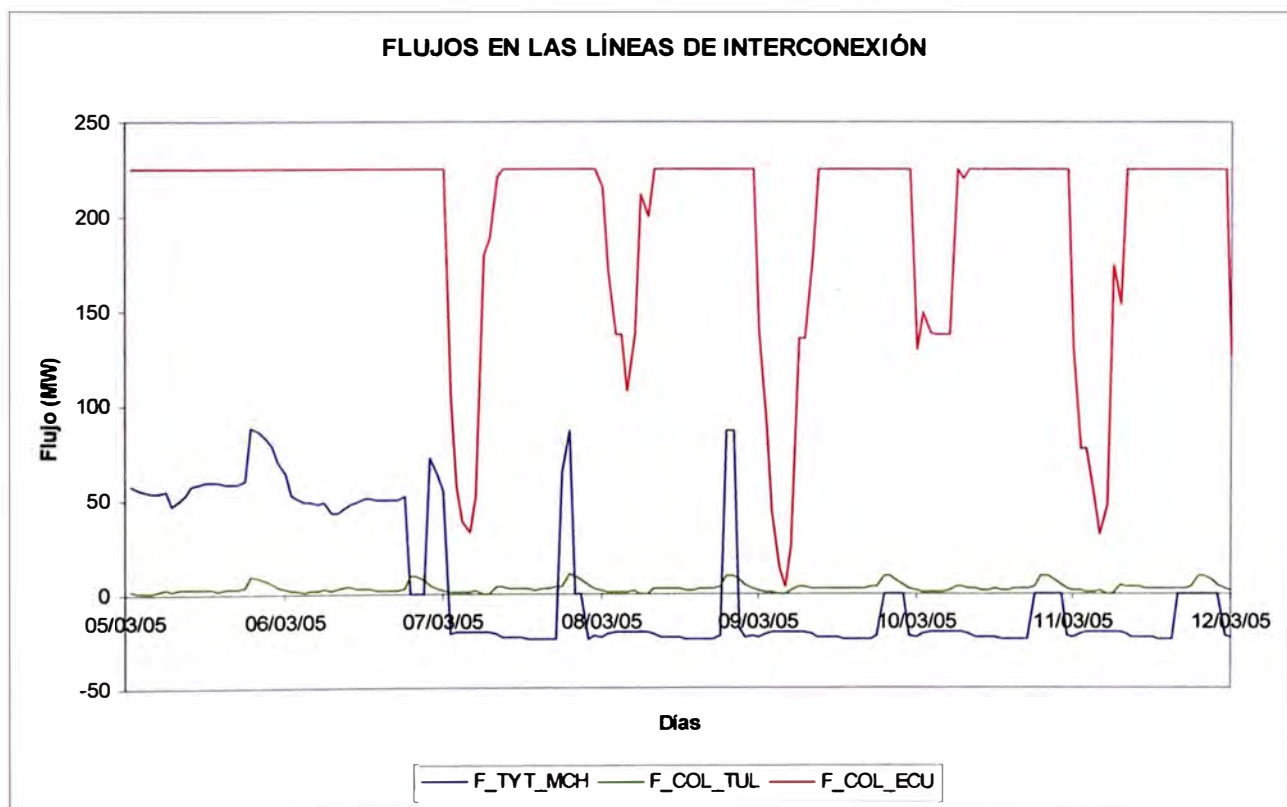


Fig. N° 7.122: Flujos en las líneas de interconexión

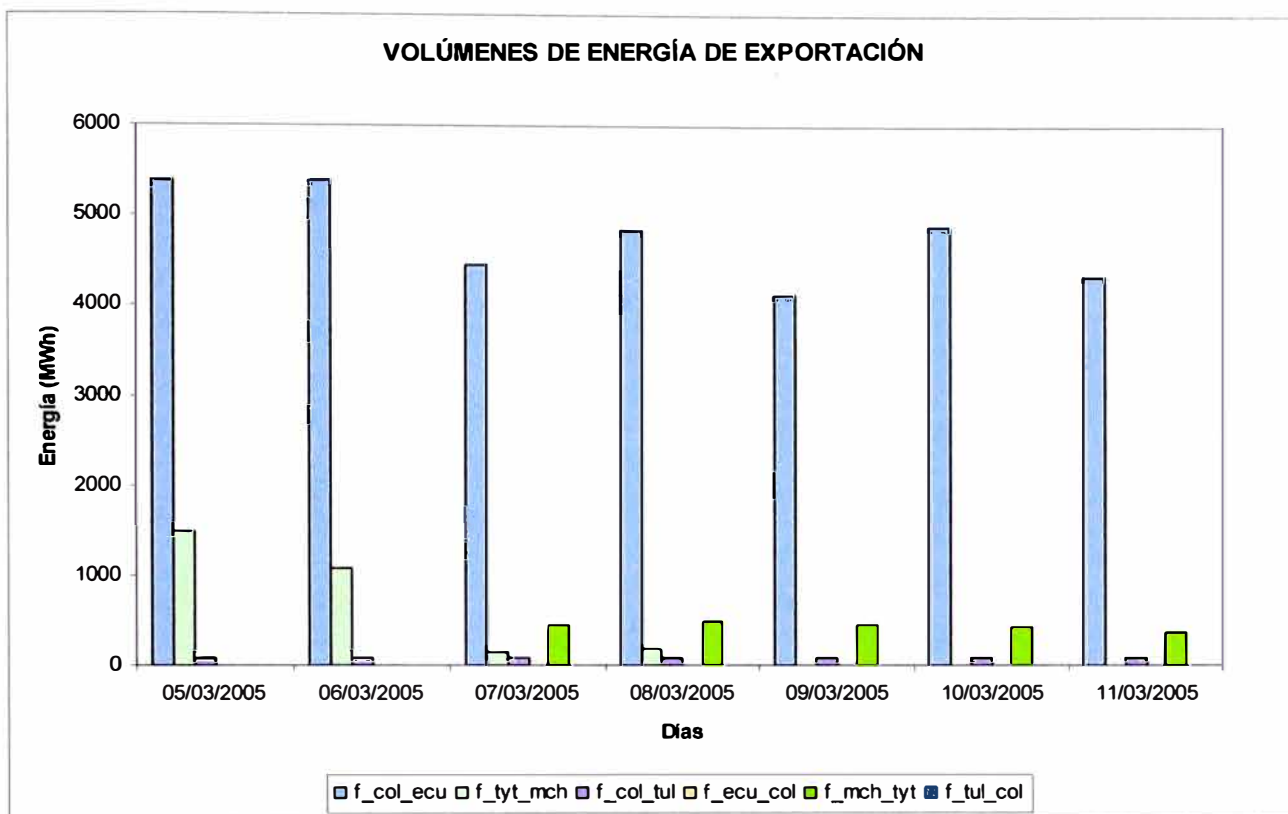


Fig. N° 7.123: Volúmenes de energía exportada

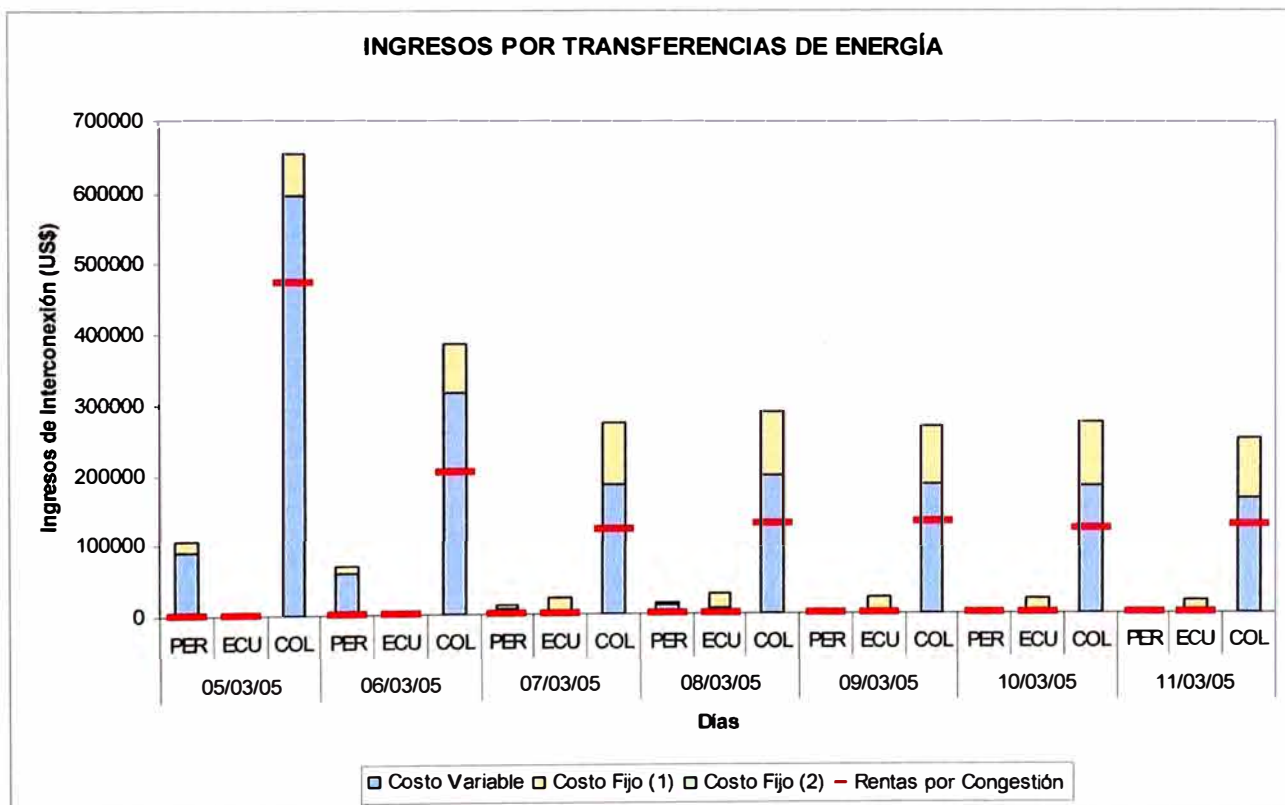


Fig. N° 7.124: Ingresos por transferencias de energía
 (1) Dentro de Función Objetivo (2) Fuera de función objetivo

c.- Caso 3: Con Restricciones Operativas y con la TGN4 de Malacas

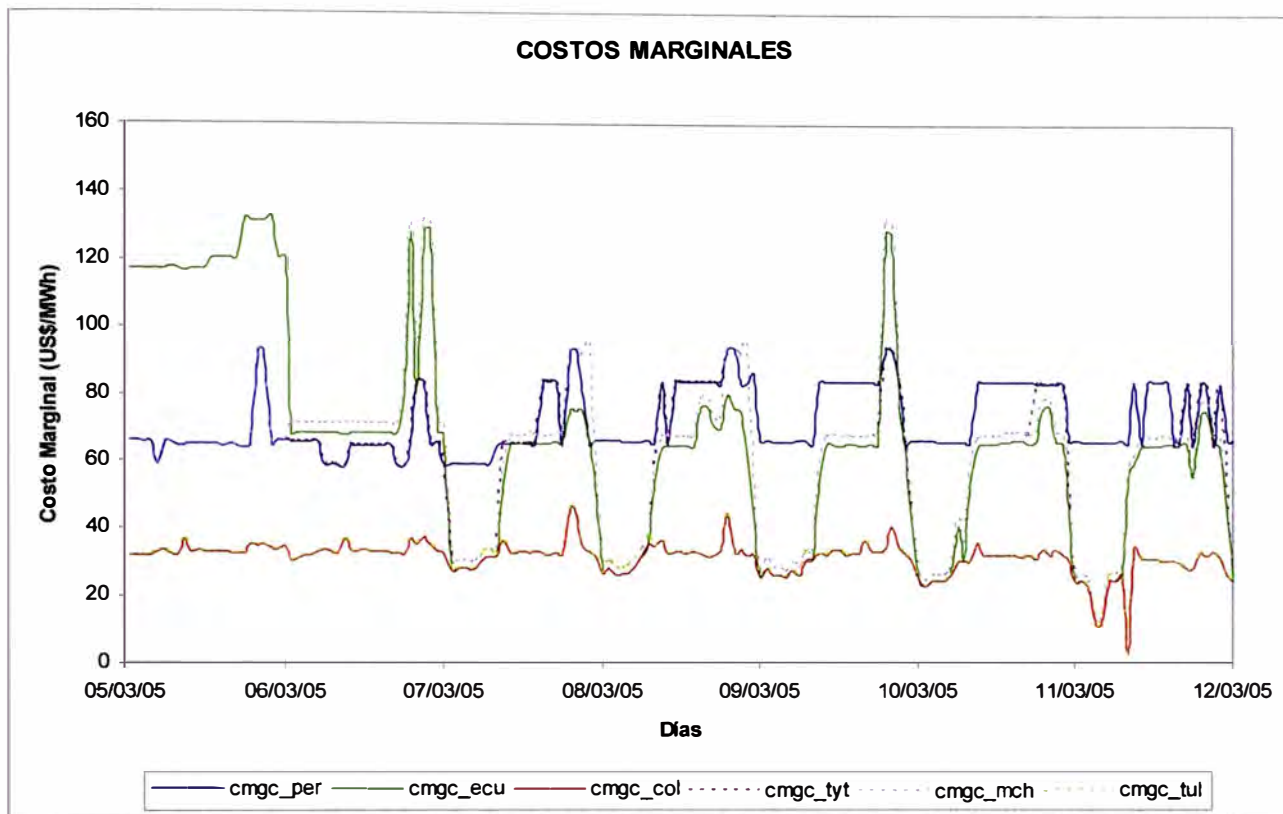


Fig. N° 7.125: Costos marginales por zonas

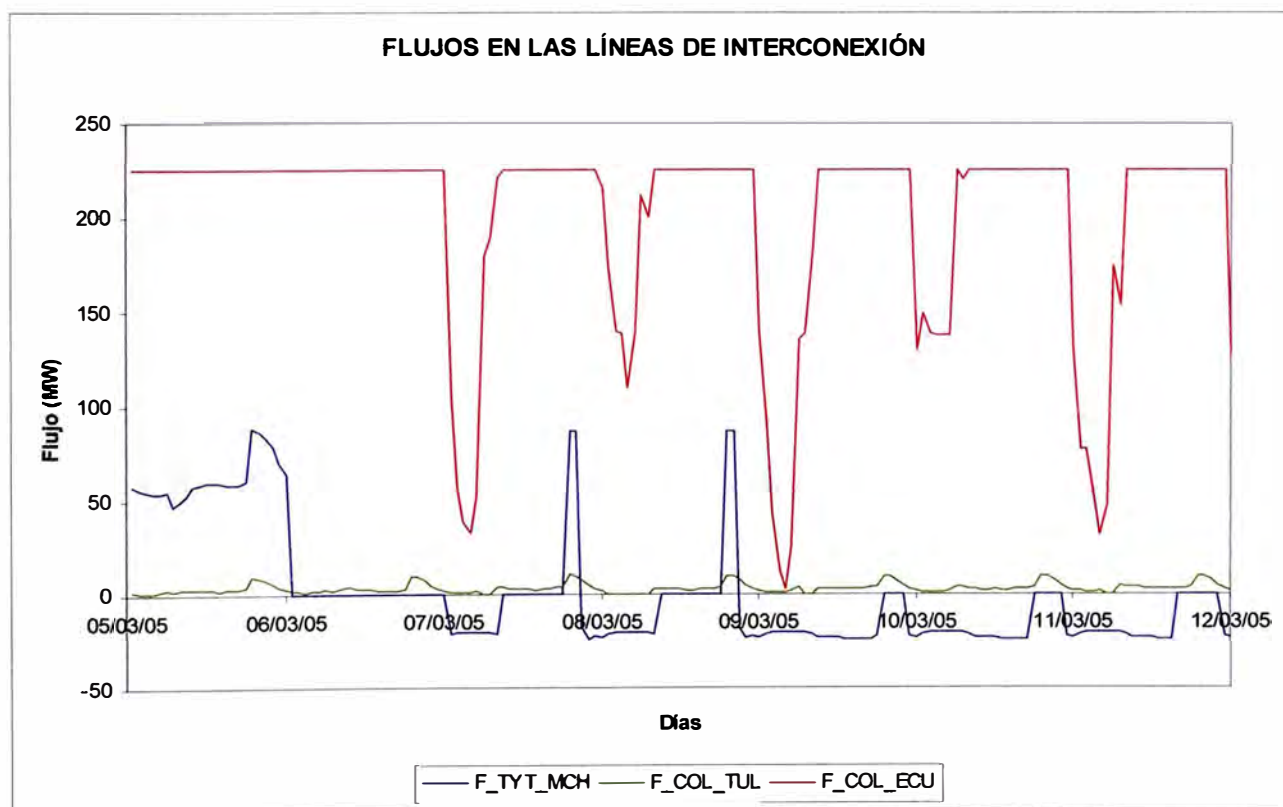


Fig. N° 7.126: Flujos en las líneas de interconexión

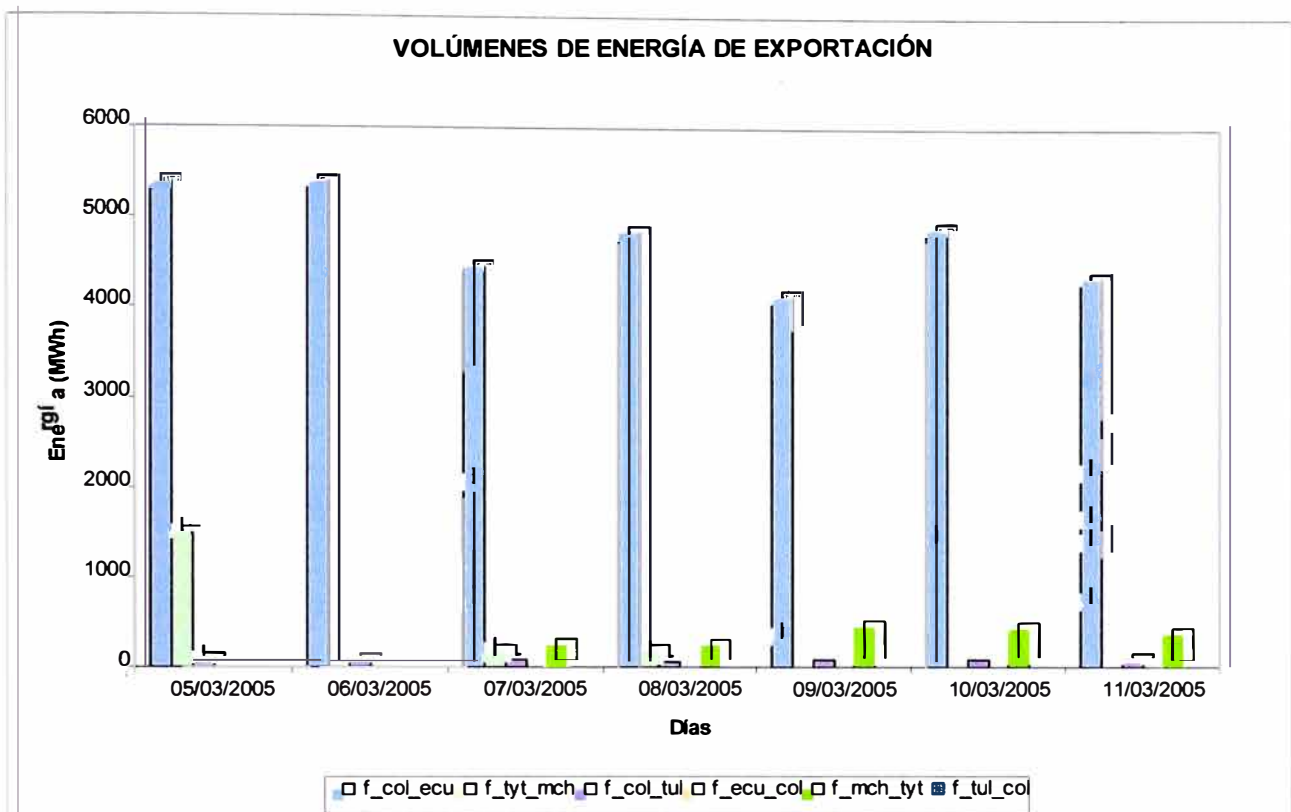


Fig. N° 7.127: Volúmenes de energía exportada

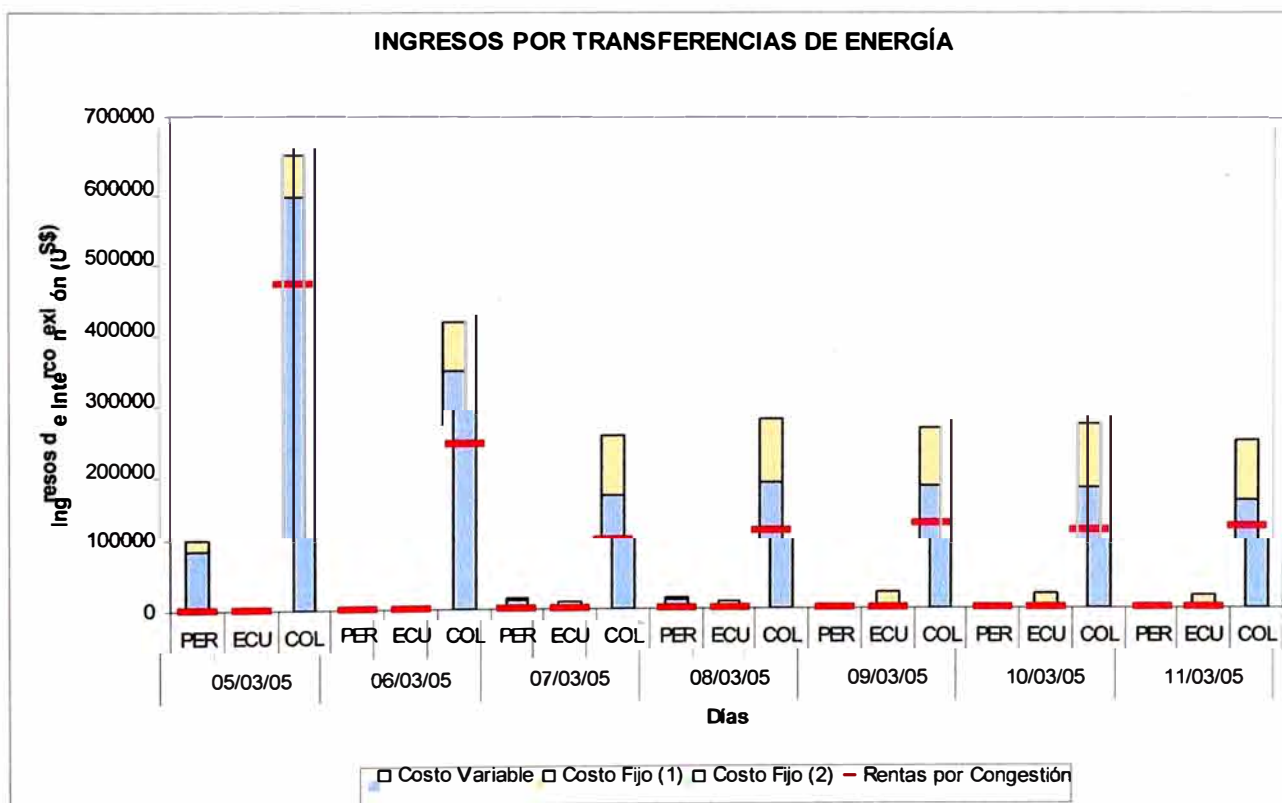


Fig. N° 7.128: Ingresos por transferencias de energía
 (1) Dentro de Función Objetivo (2) Fuera de función objetivo

d.- Caso 4: Con Restricciones Operativas y sin la TGN4 de Malacas

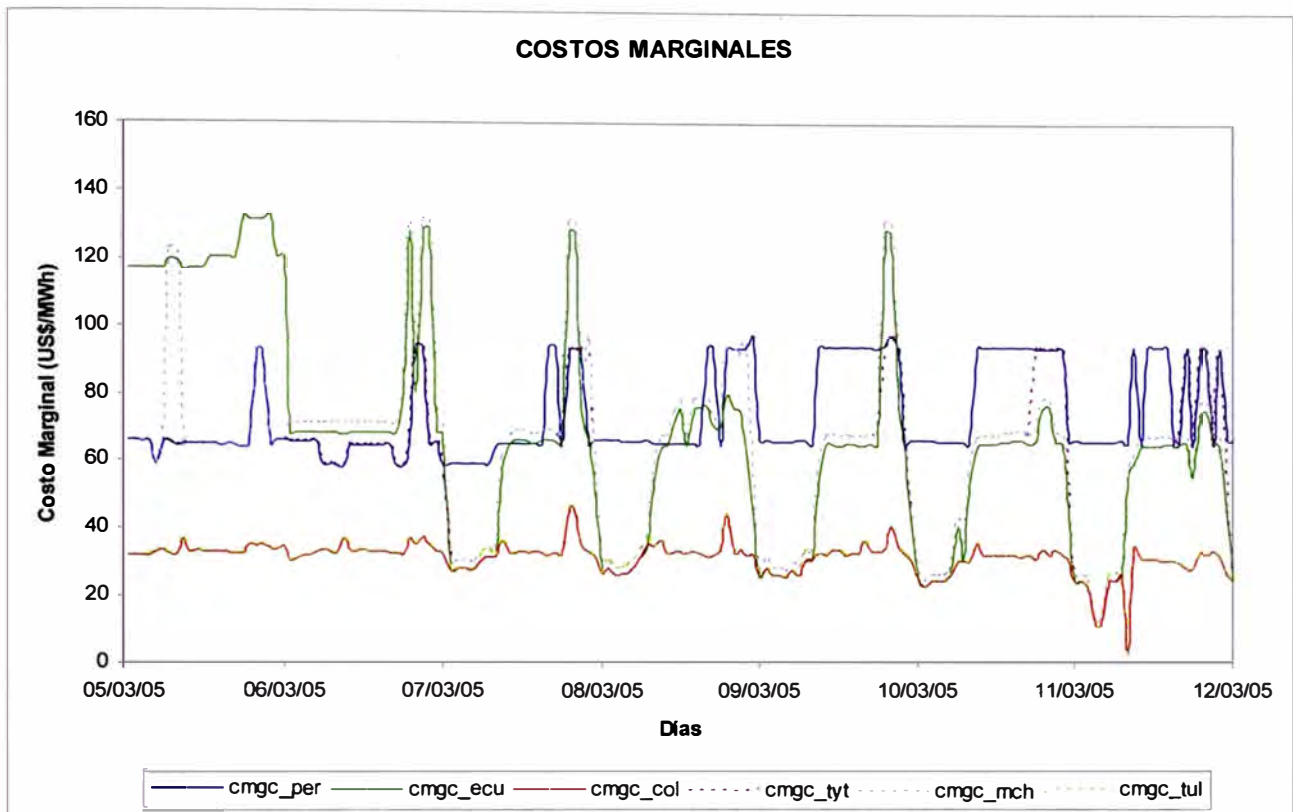


Fig. N° 7.129: Costos marginales por zonas

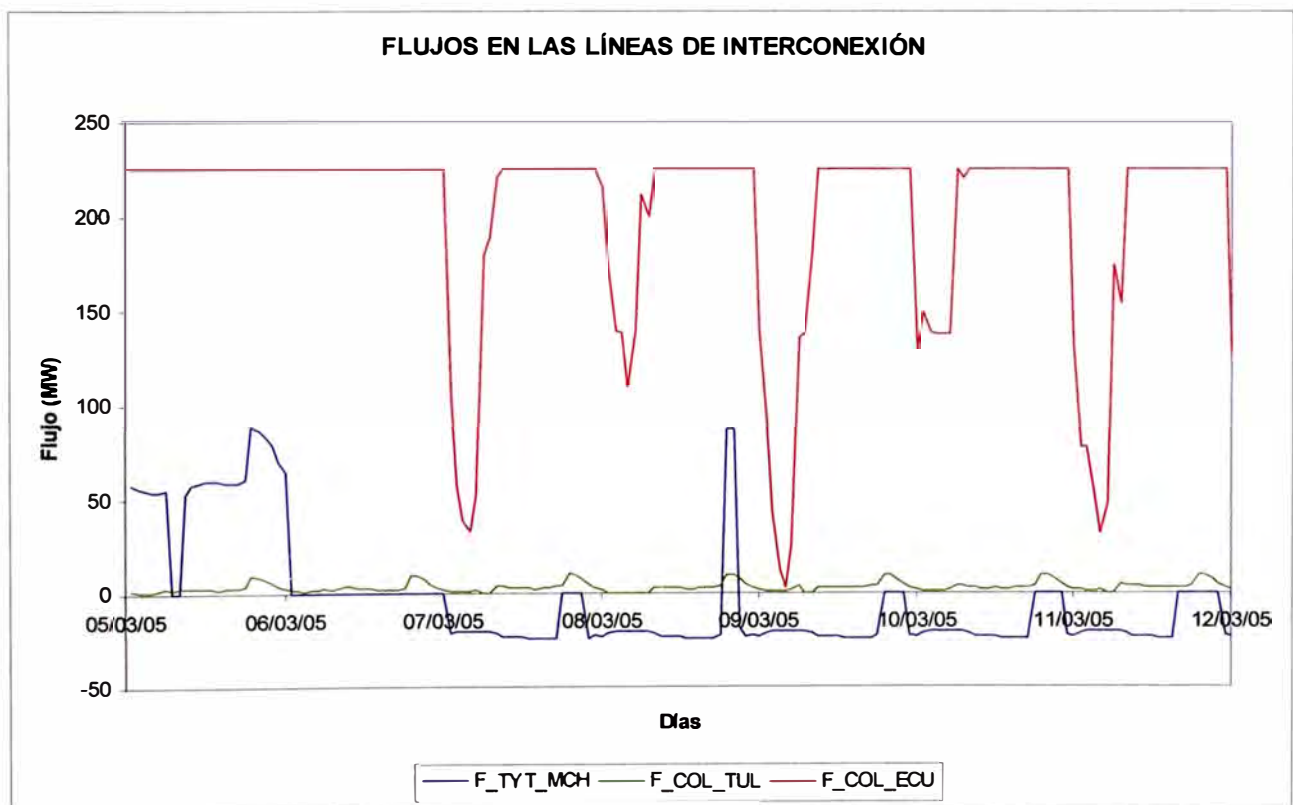


Fig. N° 7.130: Flujos en las líneas de interconexión

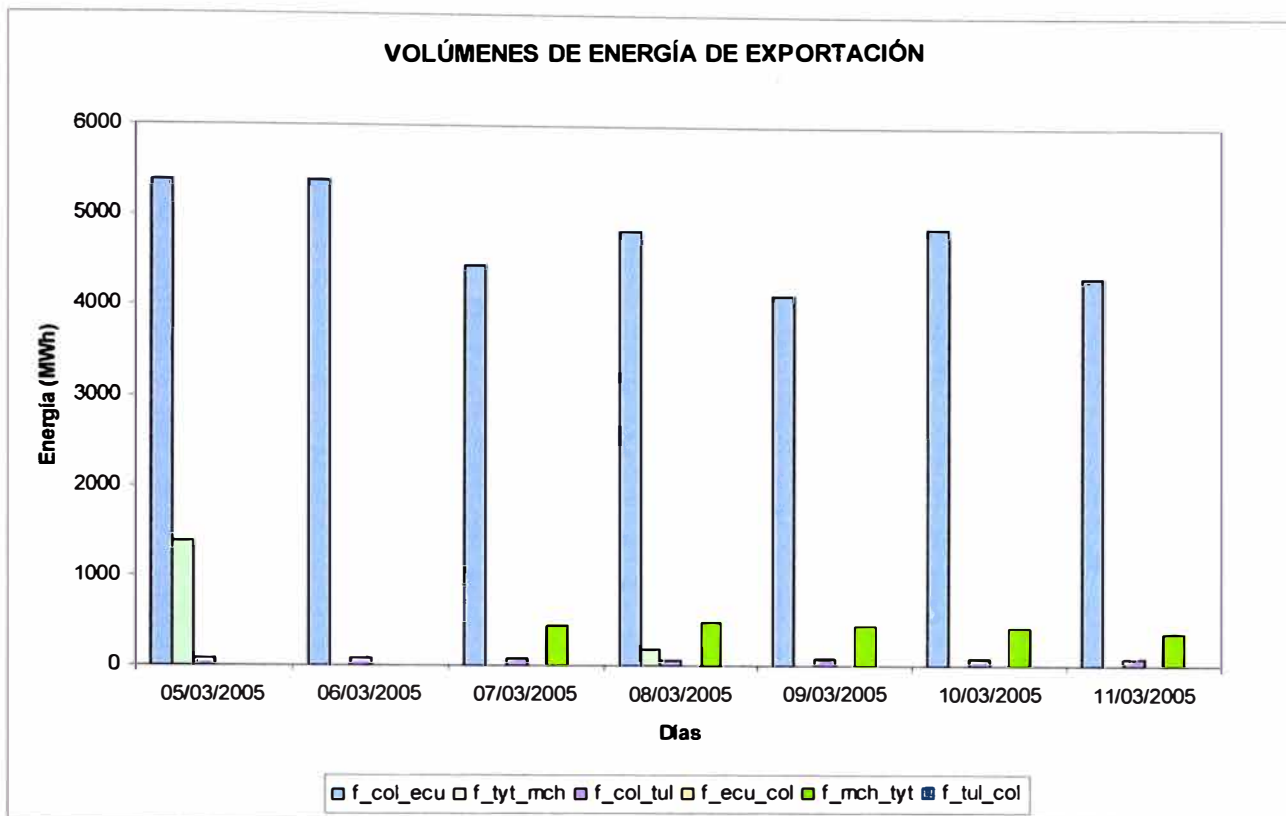


Fig. N° 7.131: Volúmenes de energía exportada

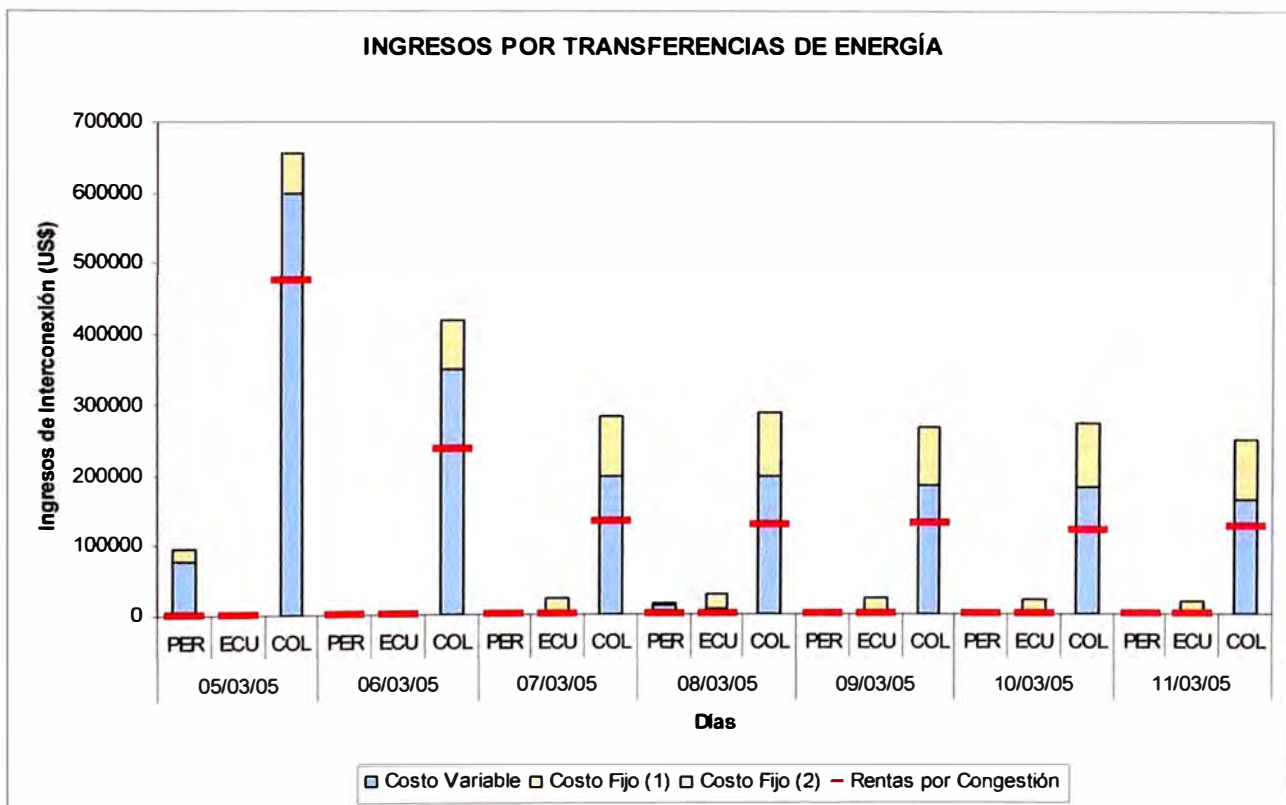


Fig. N° 7.132: Ingresos por transferencias de energía
 (1) Dentro de Función Objetivo (2) Fuera de función objetivo

e.- Comparación de los Casos

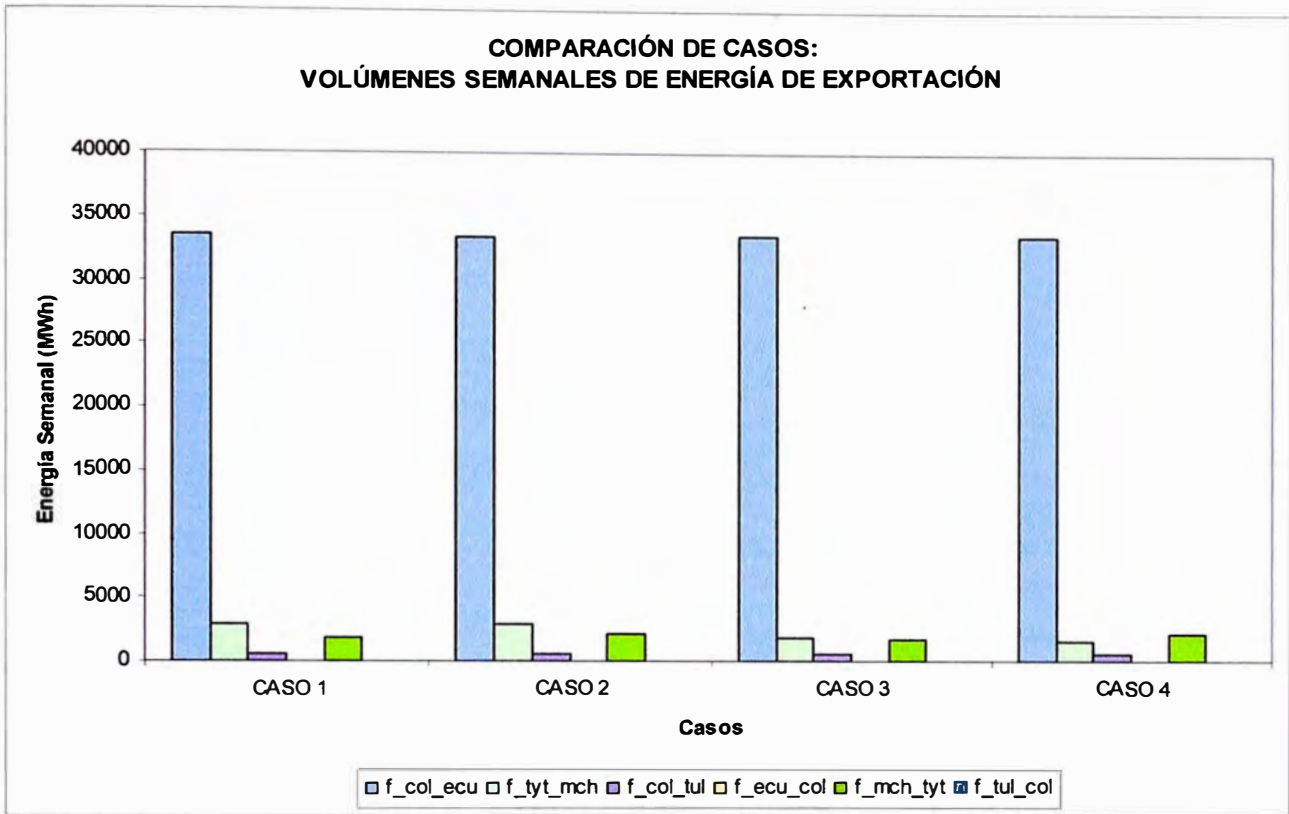


Fig. N° 7.133: Comparación de volúmenes semanales de energía de exportación

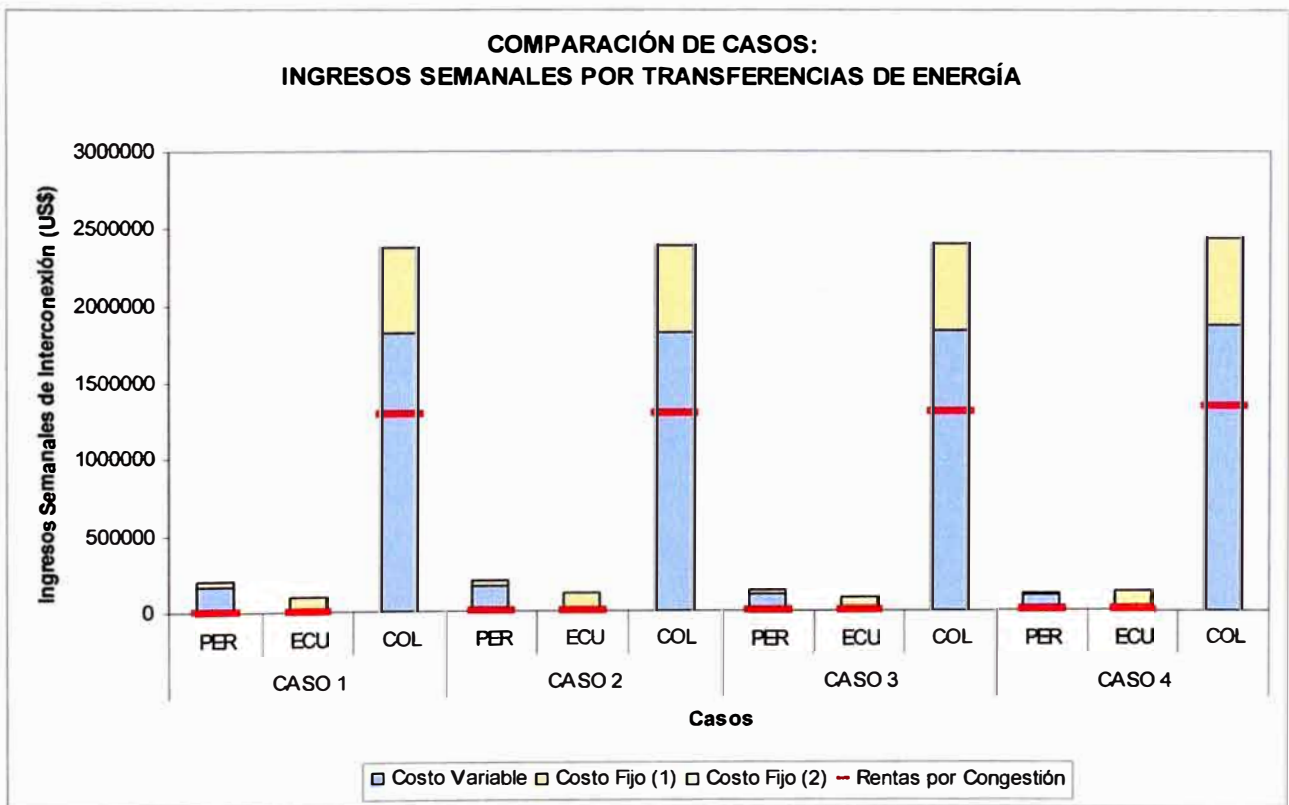


Fig. N° 7.134: Comparación de ingresos semanales por transferencias de energía
(1) Dentro de Función Objetivo (2) Fuera de función objetivo

7.2.5. Escenario 5: Operación Coordinada Caso Especial

Se considera que Ecuador y Colombia manejan sus transacciones considerando los costos fijos variabilizados, mientras Perú y Ecuador ejercen sus transacciones en base a costos variables.

a.- Caso 1: Sin Restricciones Operativas y con la TGN4 de Malacas

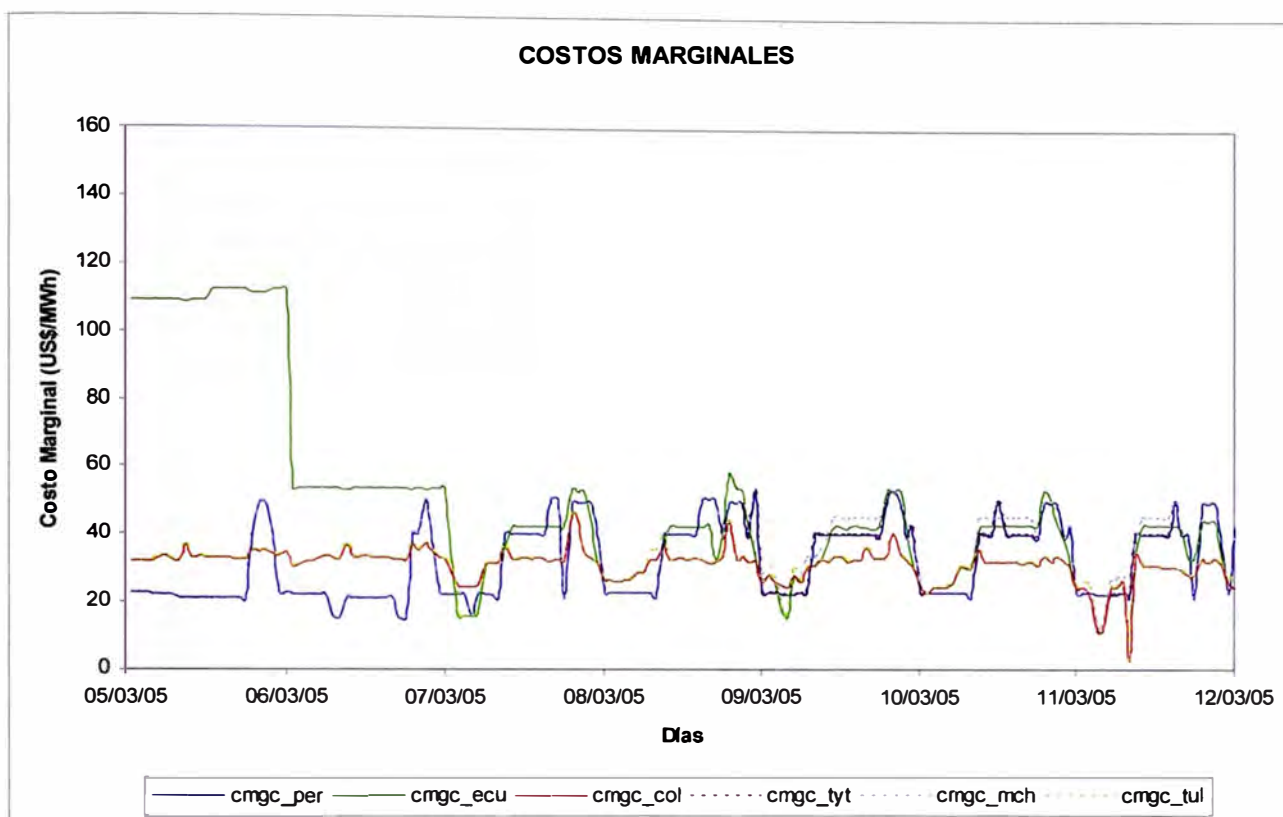


Fig. N° 7.135: Costos marginales por zonas

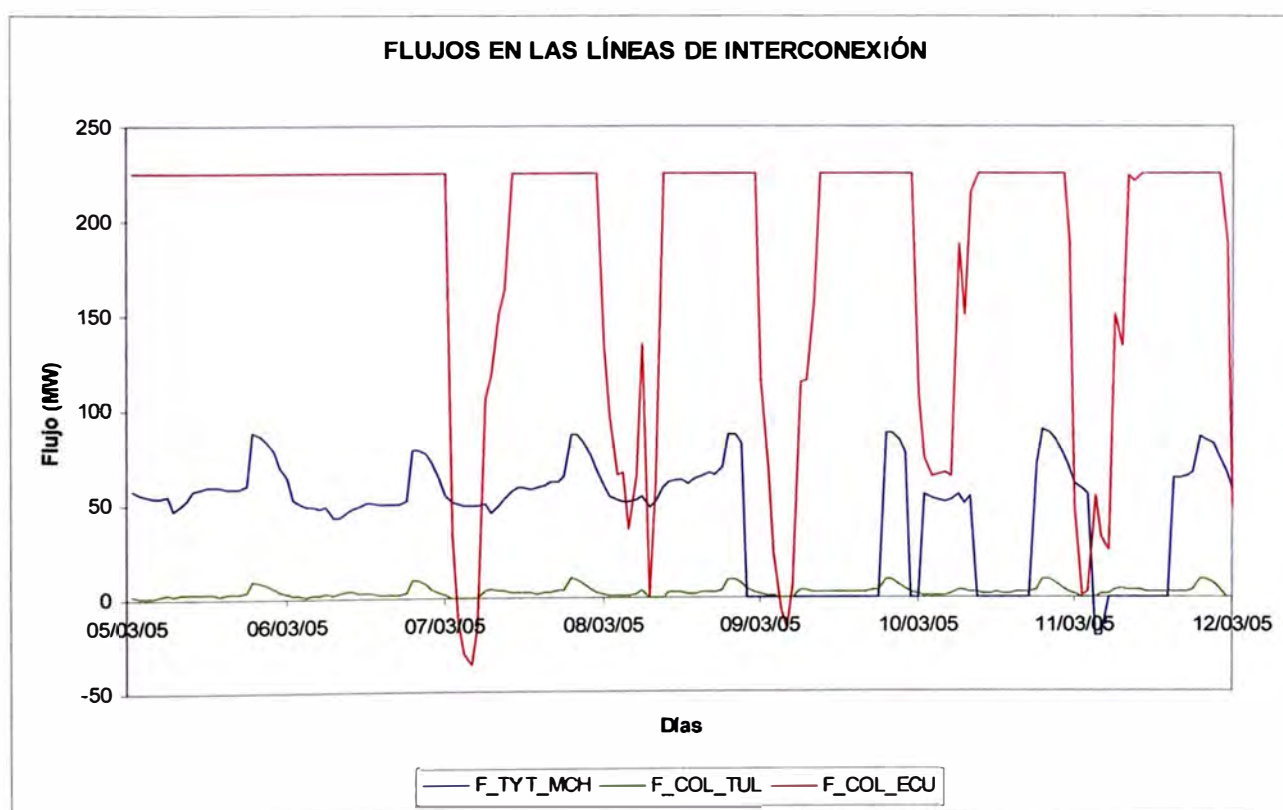


Fig. N° 7.136: Flujos en las líneas de interconexión

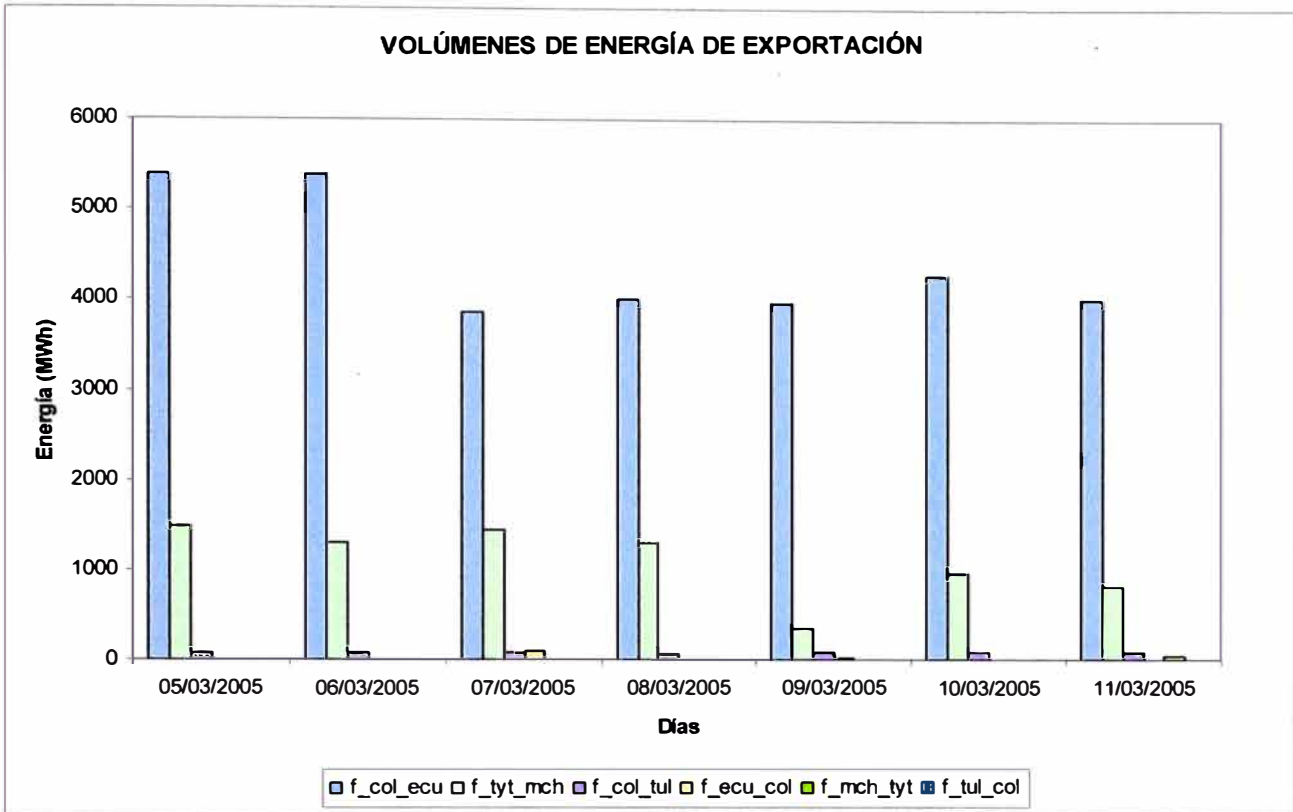


Fig. N° 7.137: Volúmenes de energía exportada

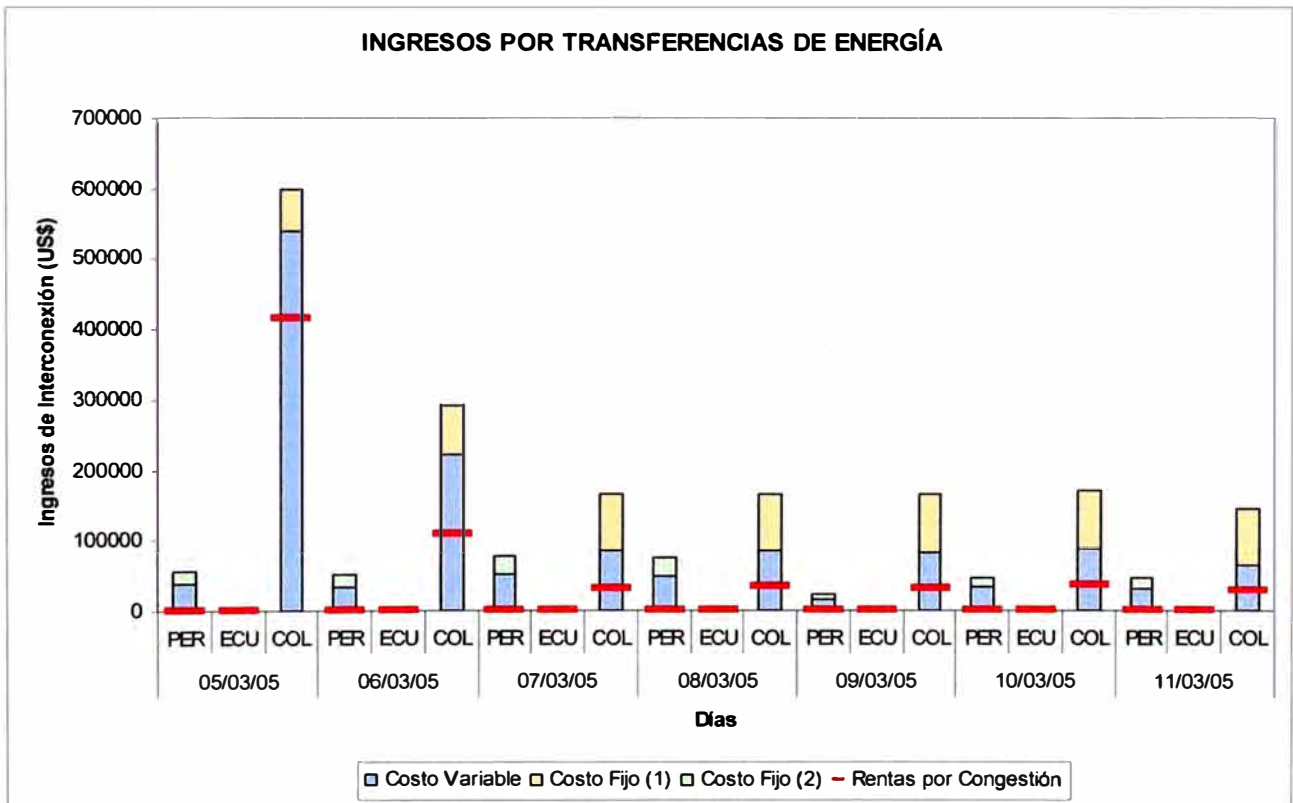


Fig. N° 7.138: Ingresos por transferencias de energía
 (1) Dentro de Función Objetivo (2) Fuera de función objetivo

b.- Caso 2: Sin Restricciones Operativas y sin la TGN4 de Malacas

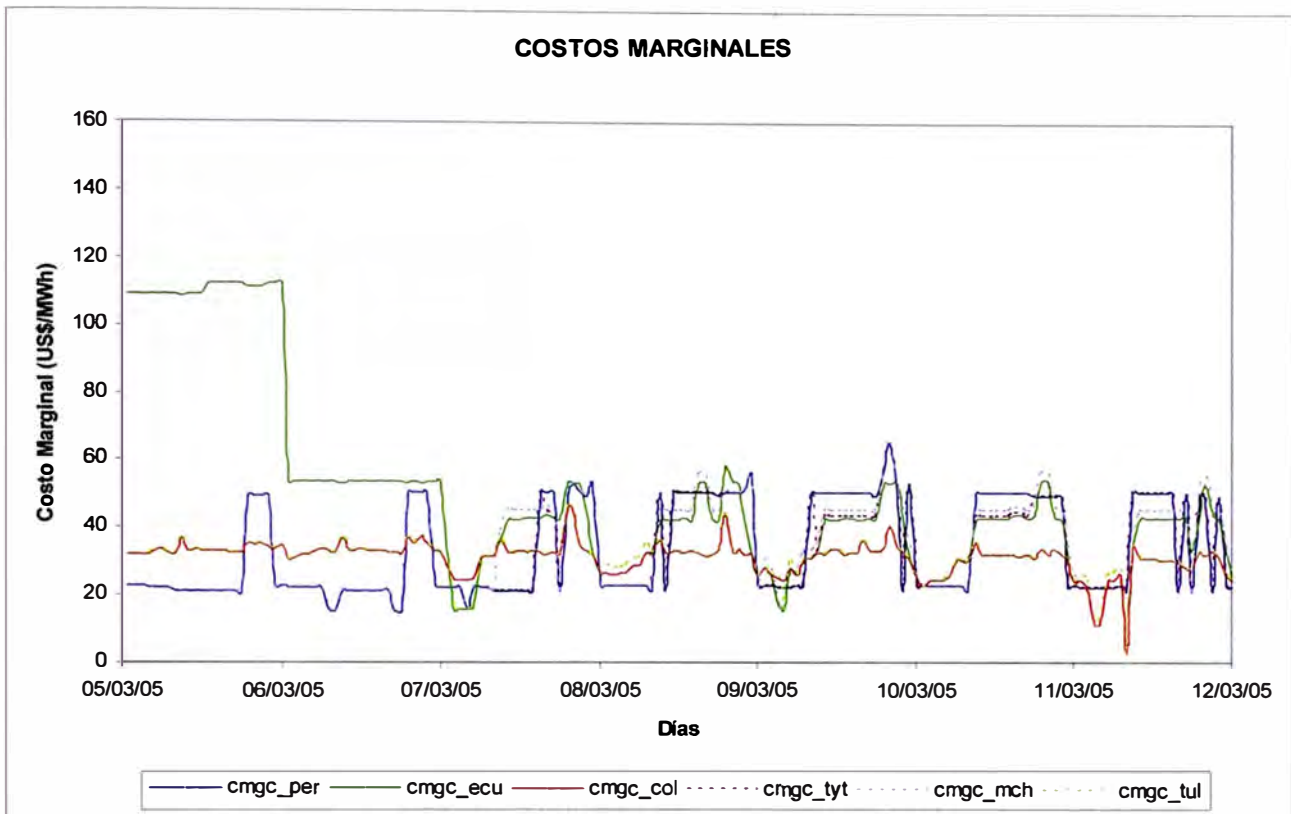


Fig. N° 7.139: Costos marginales por zonas

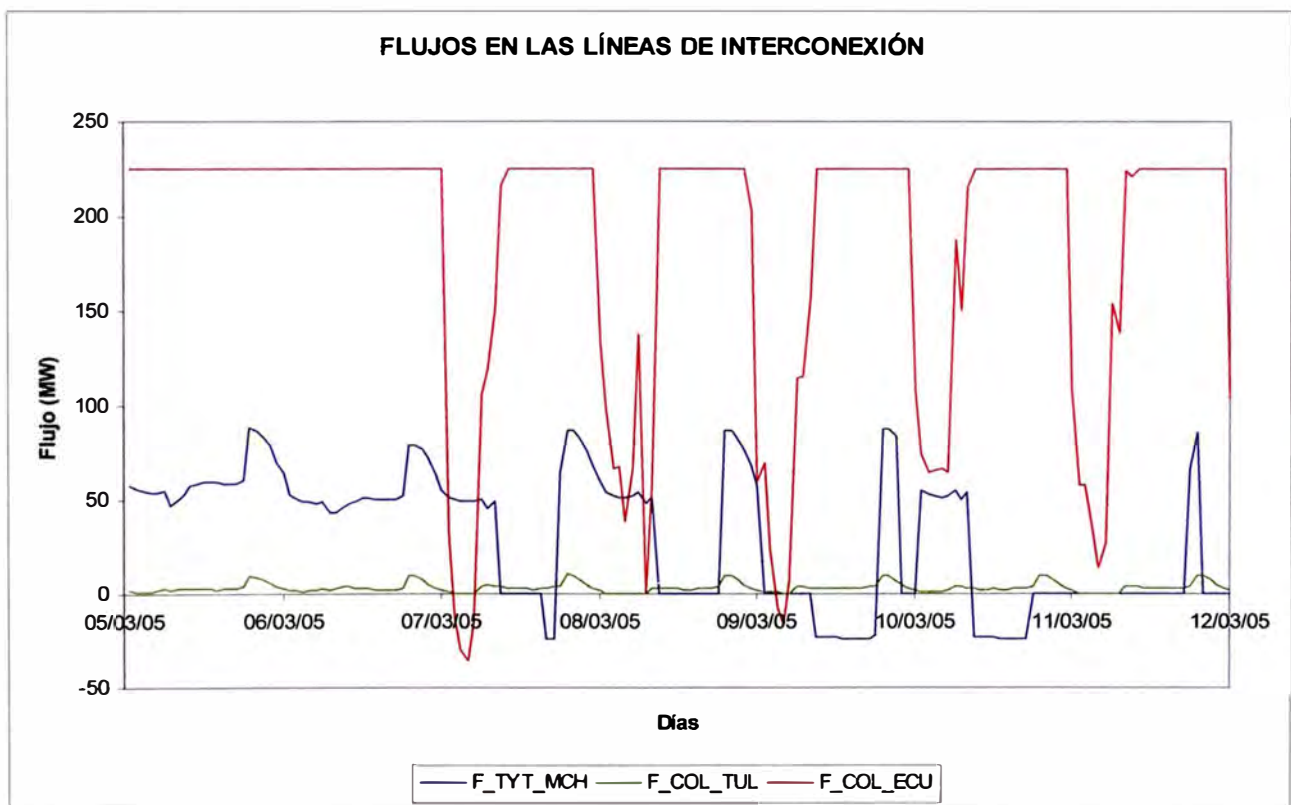


Fig. N° 7.140: Flujos en las líneas de interconexión

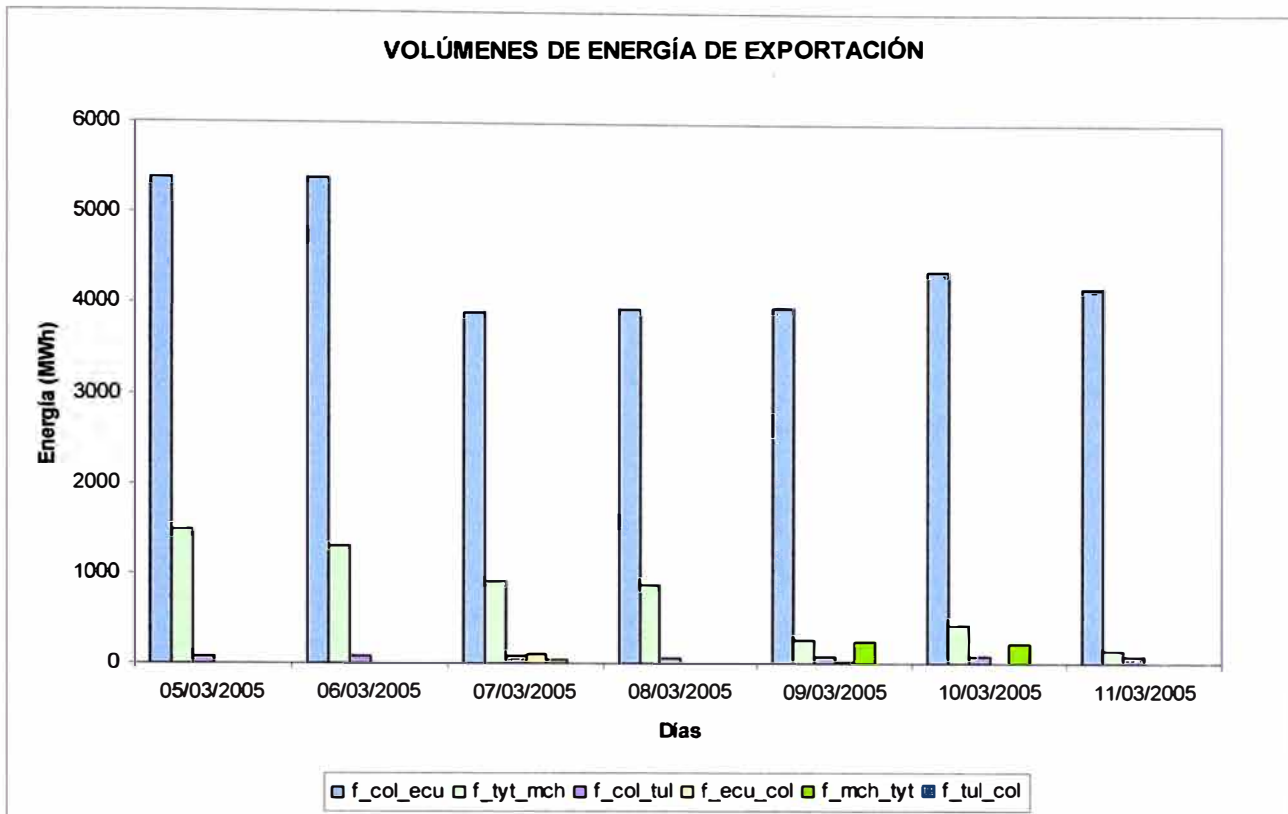


Fig. N° 7.141: Volúmenes de energía exportada

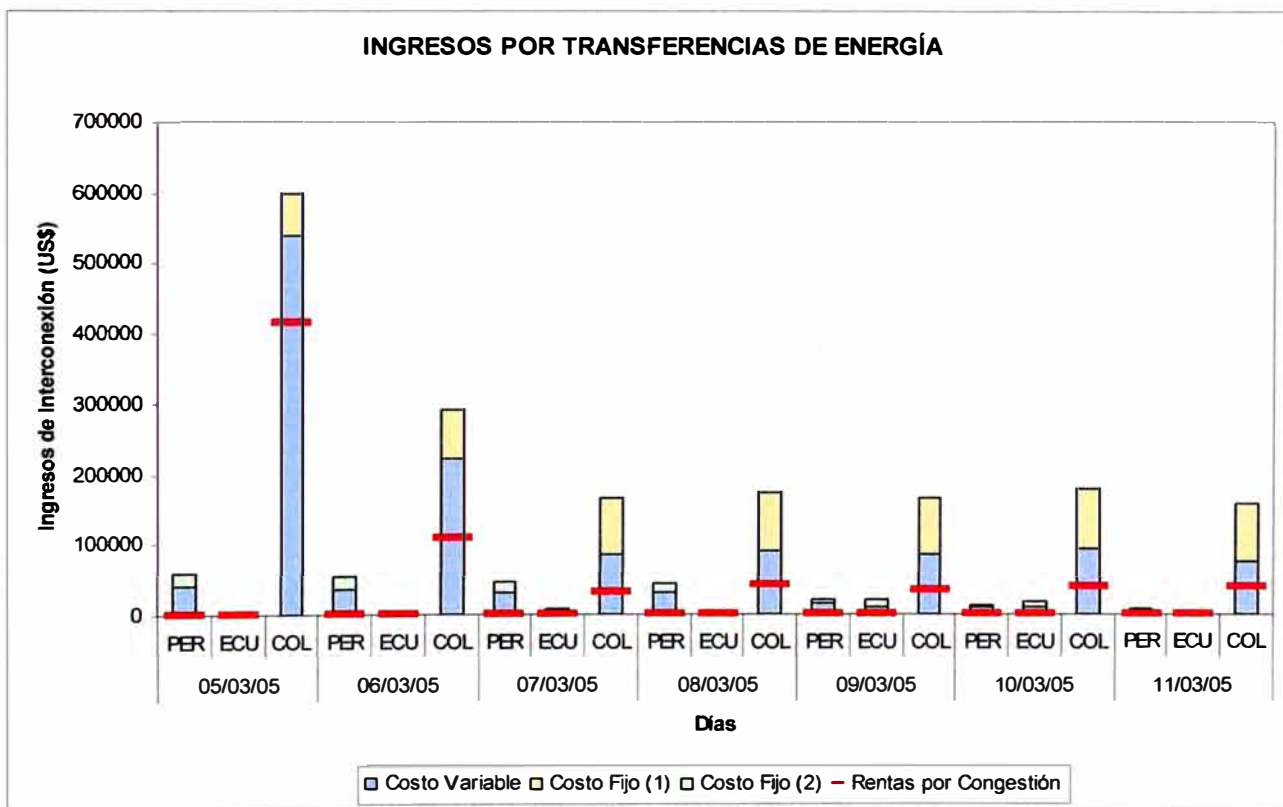


Fig. N° 7.142: Ingresos por transferencias de energía
 (1) Dentro de Función Objetivo (2) Fuera de función objetivo

c.- Caso 3: Con Restricciones Operativas y con la TGN4 de Malacas

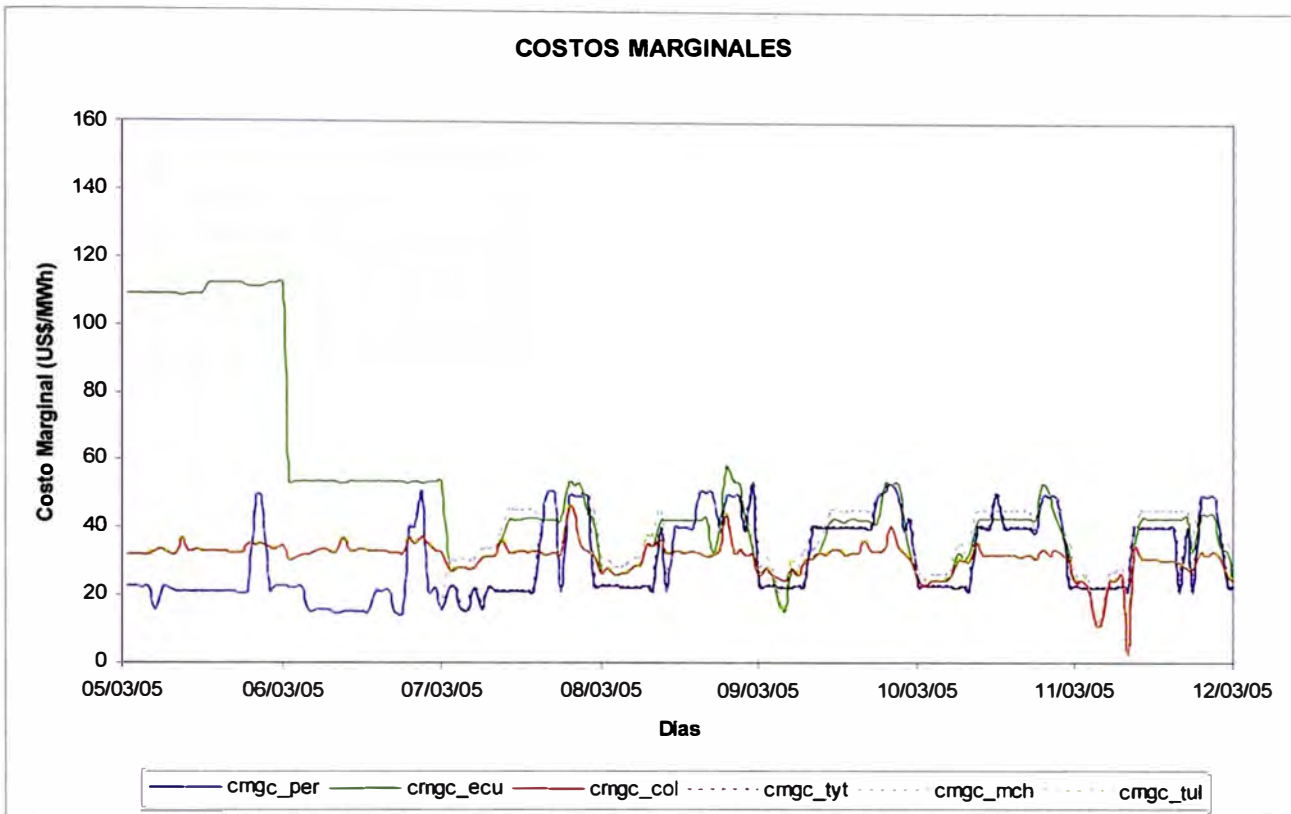


Fig. N° 7.143: Costos marginales por zonas

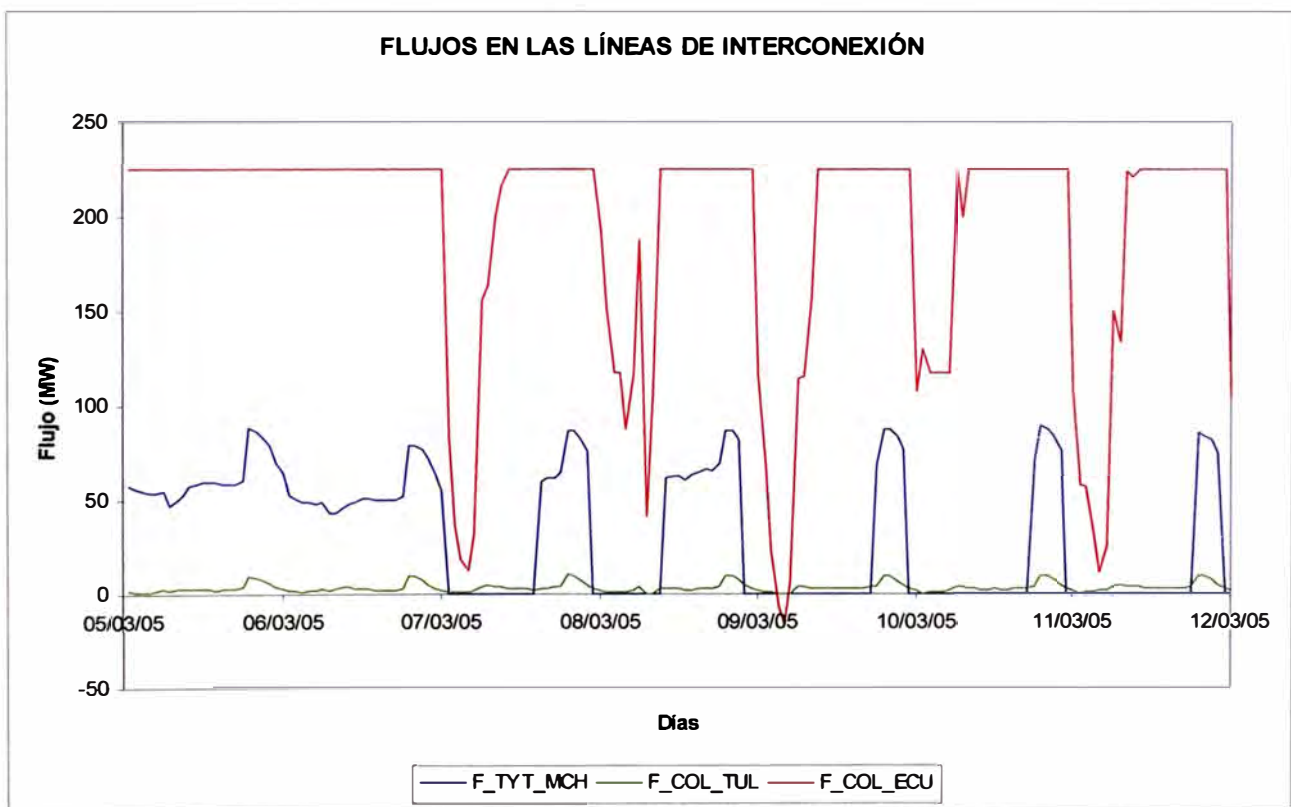


Fig. N° 7.144: Flujos en las líneas de interconexión

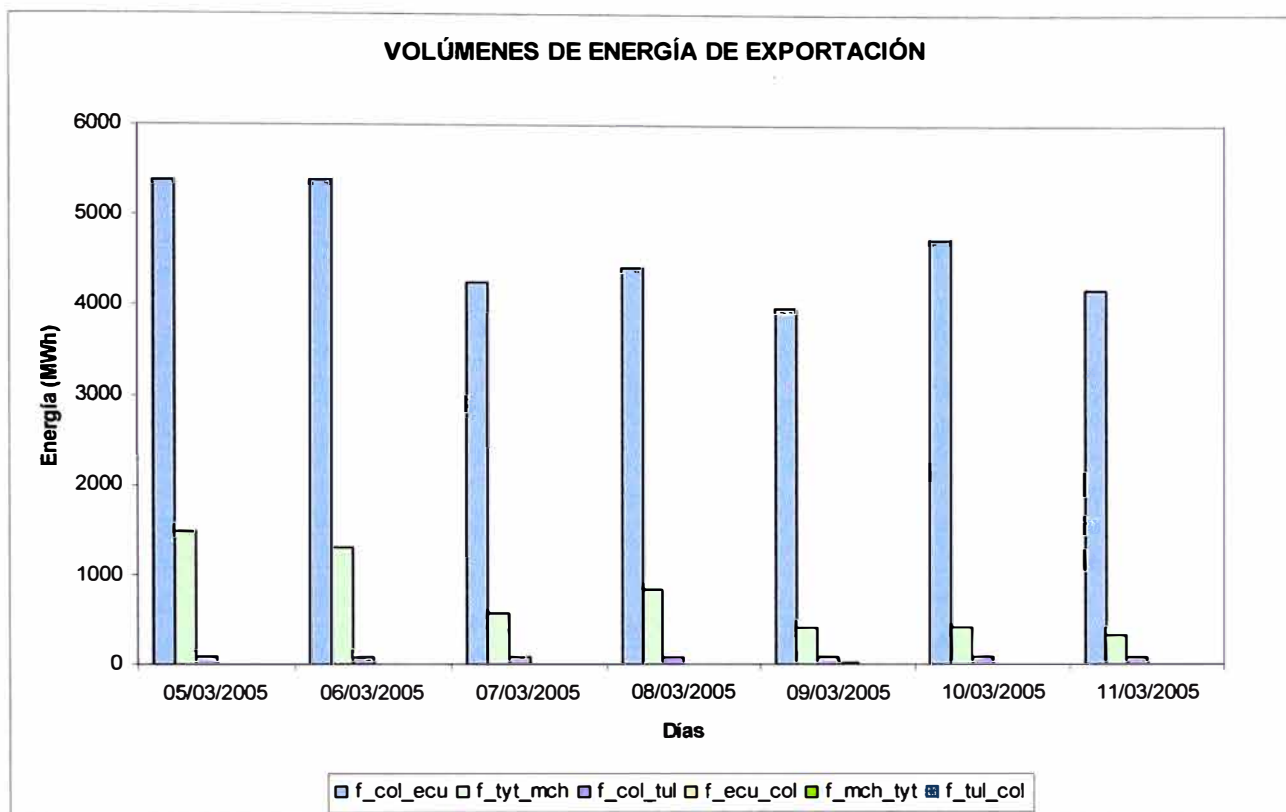


Fig. N° 7.145: Volúmenes de energía exportada

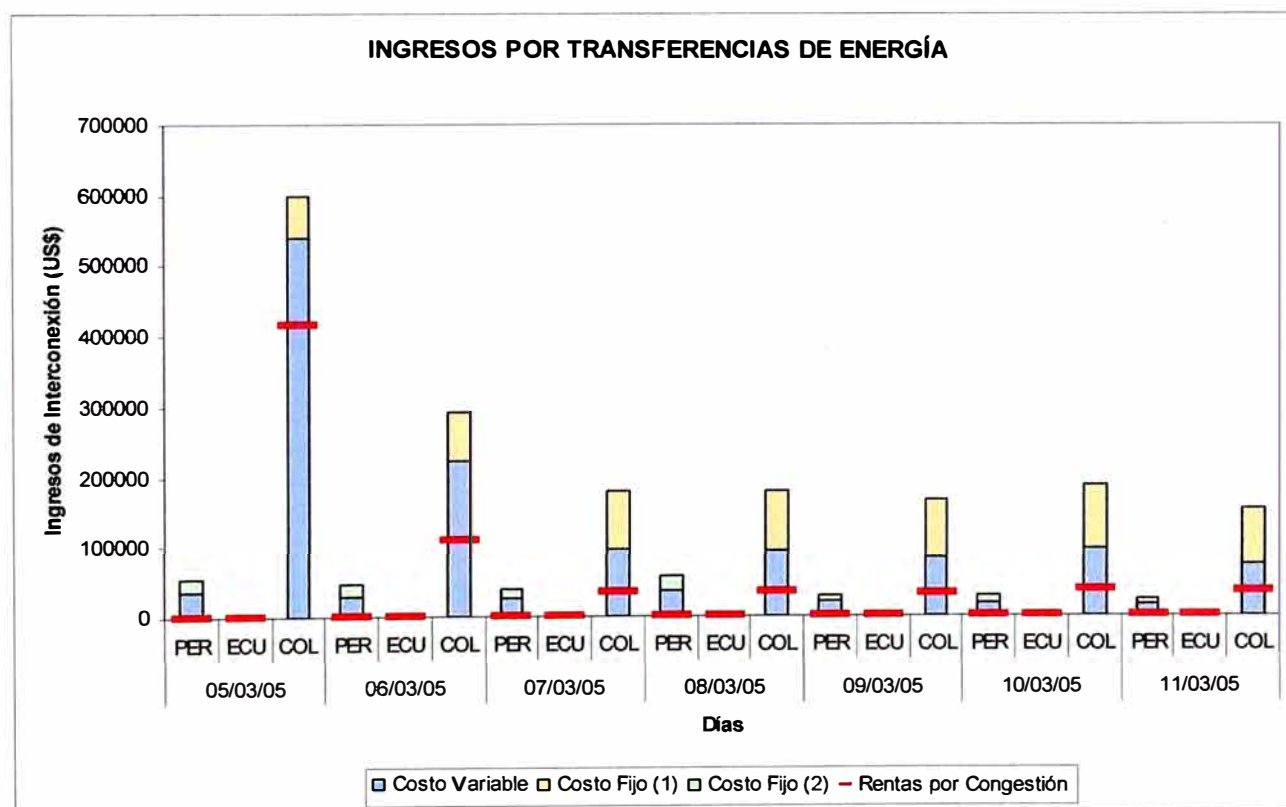


Fig. N° 7.146: Ingresos por transferencias de energía
 (1) Dentro de Función Objetivo (2) Fuera de función objetivo

d.- Caso 4: Con Restricciones Operativas y sin la TGN4 de Malacas

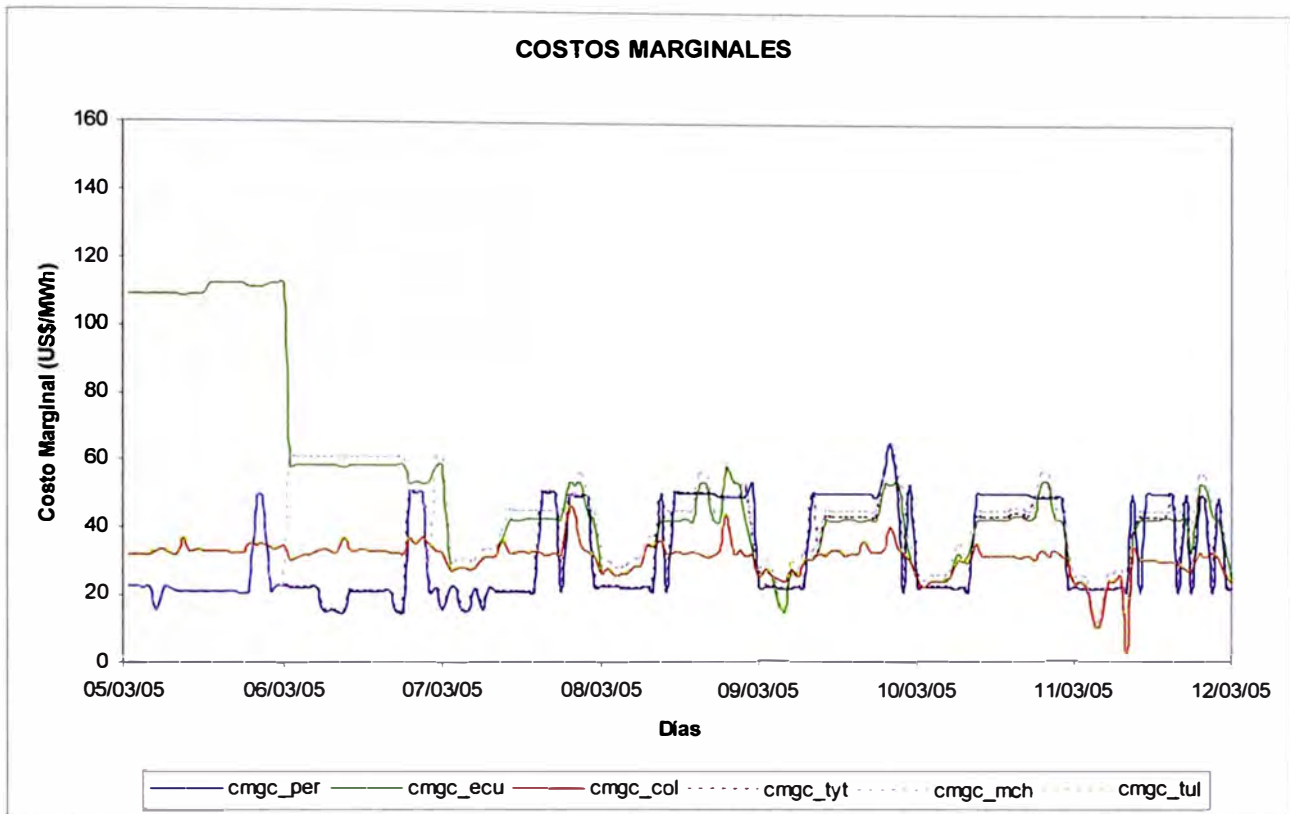


Fig. N° 7.147: Costos marginales por zonas

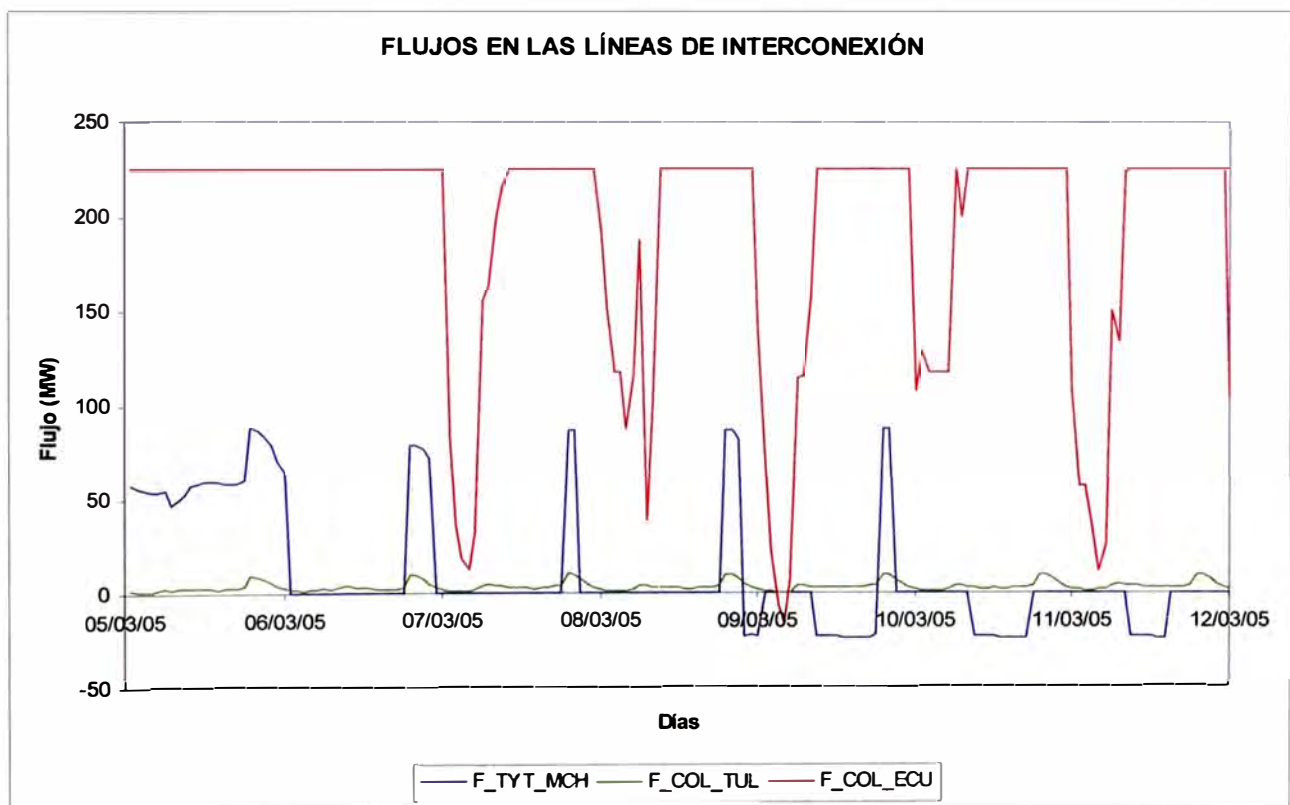


Fig. N° 7.148: Flujos en las líneas de interconexión

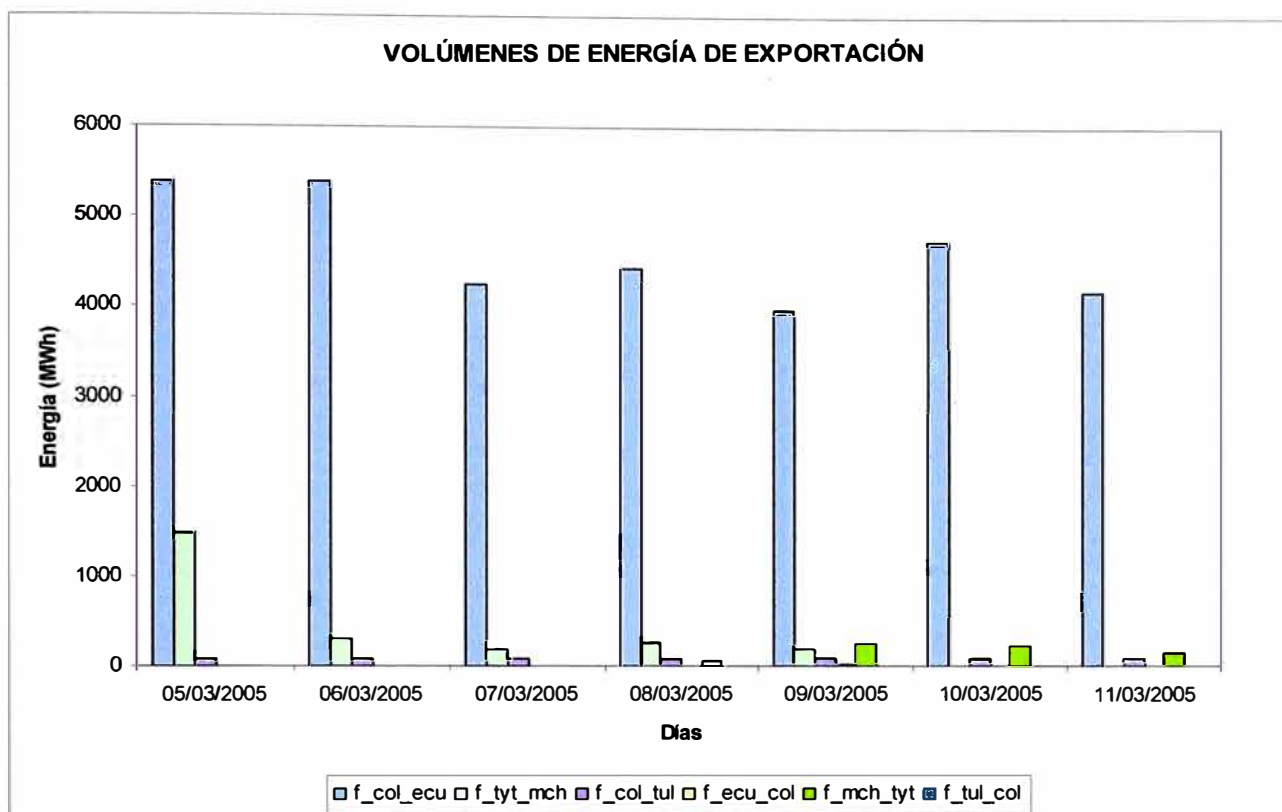


Fig. N° 7.149: Volúmenes de energía exportada

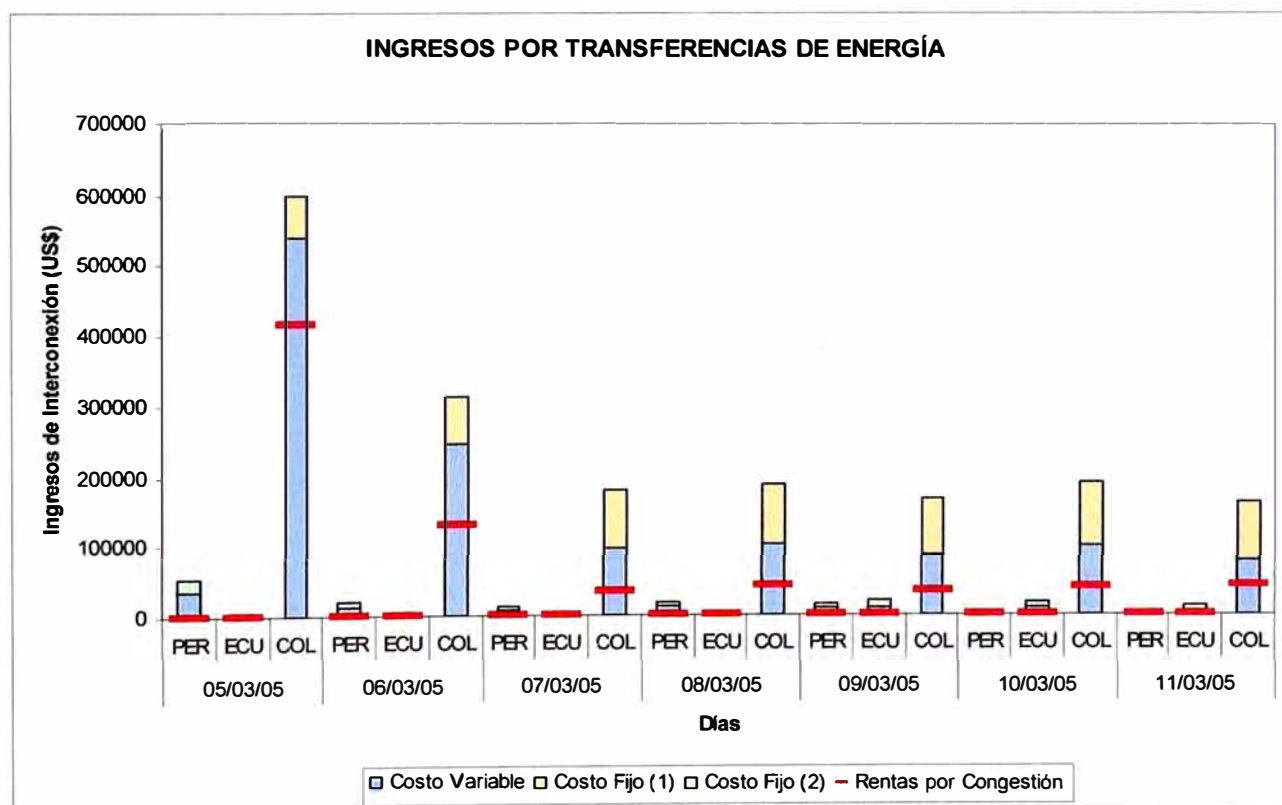


Fig. N° 7.150: Ingresos por transferencias de energía
(1) Dentro de Función Objetivo (2) Fuera de función objetivo

e.- Comparación de los Casos

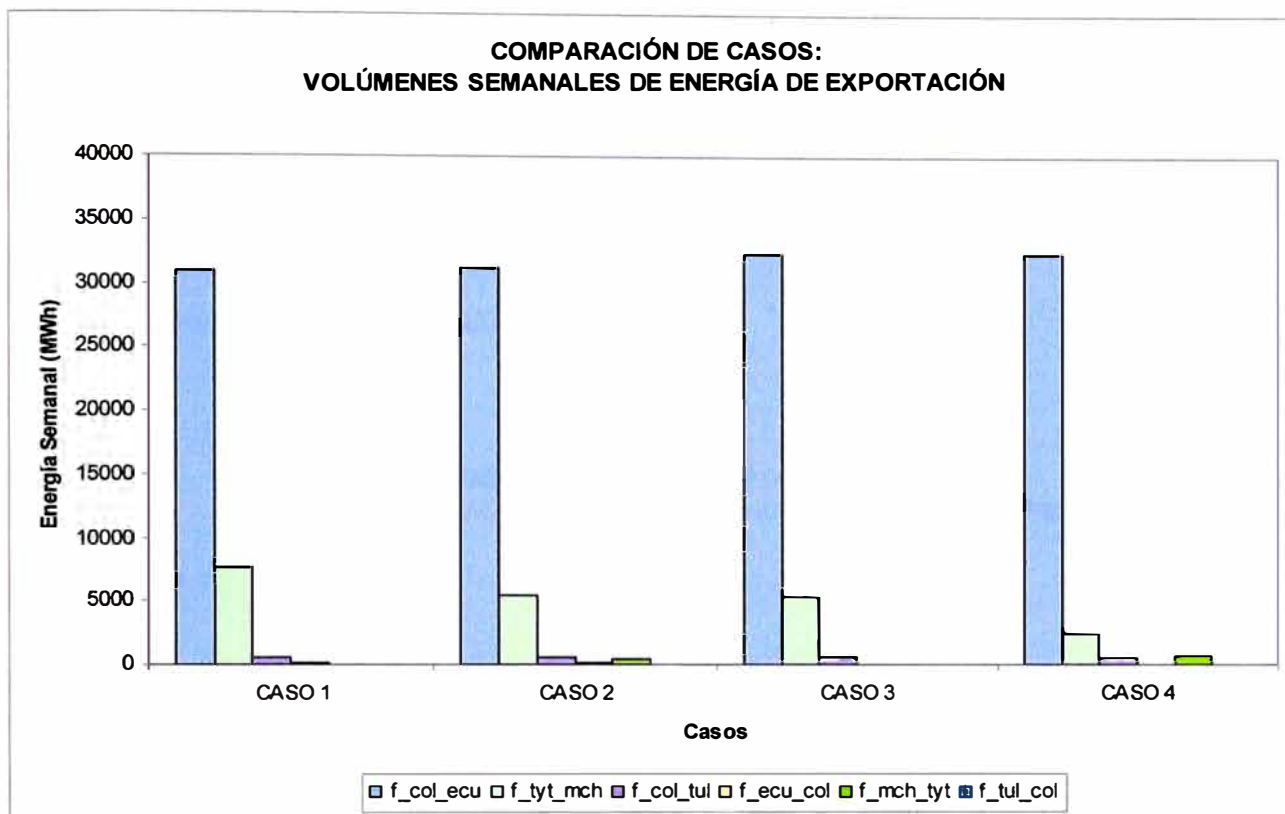


Fig. N° 7.151: Comparación de volúmenes semanales de energía de exportación

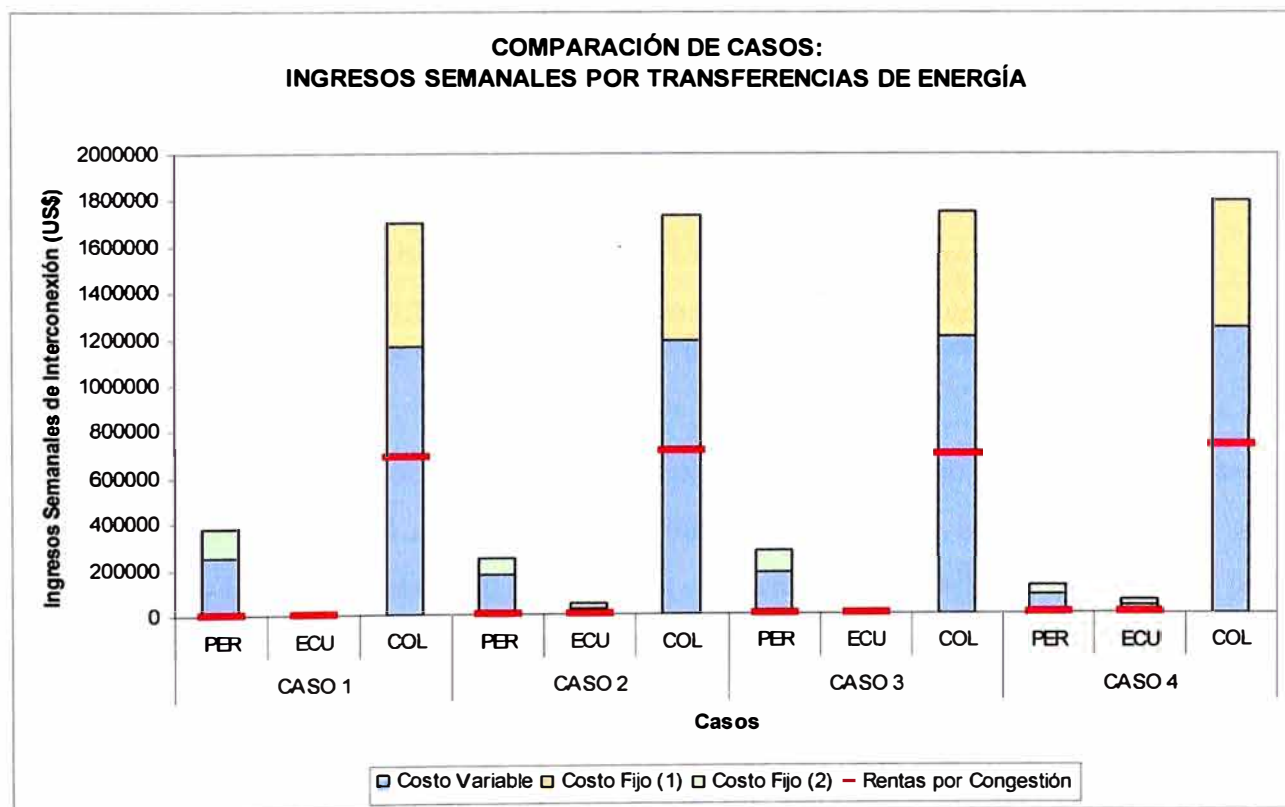


Fig. N° 7.152: Comparación de ingresos semanales por transferencias de energía (1) Dentro de Función Objetivo (2) Fuera de función objetivo

7.3. Análisis de los Resultados por Países

A continuación se presenta el resumen de todos los casos y escenarios propuestos, según estacionalidad.

7.3.1. Resumen Periodo de Estiaje en Ecuador

Correspondiente a noviembre 2004.

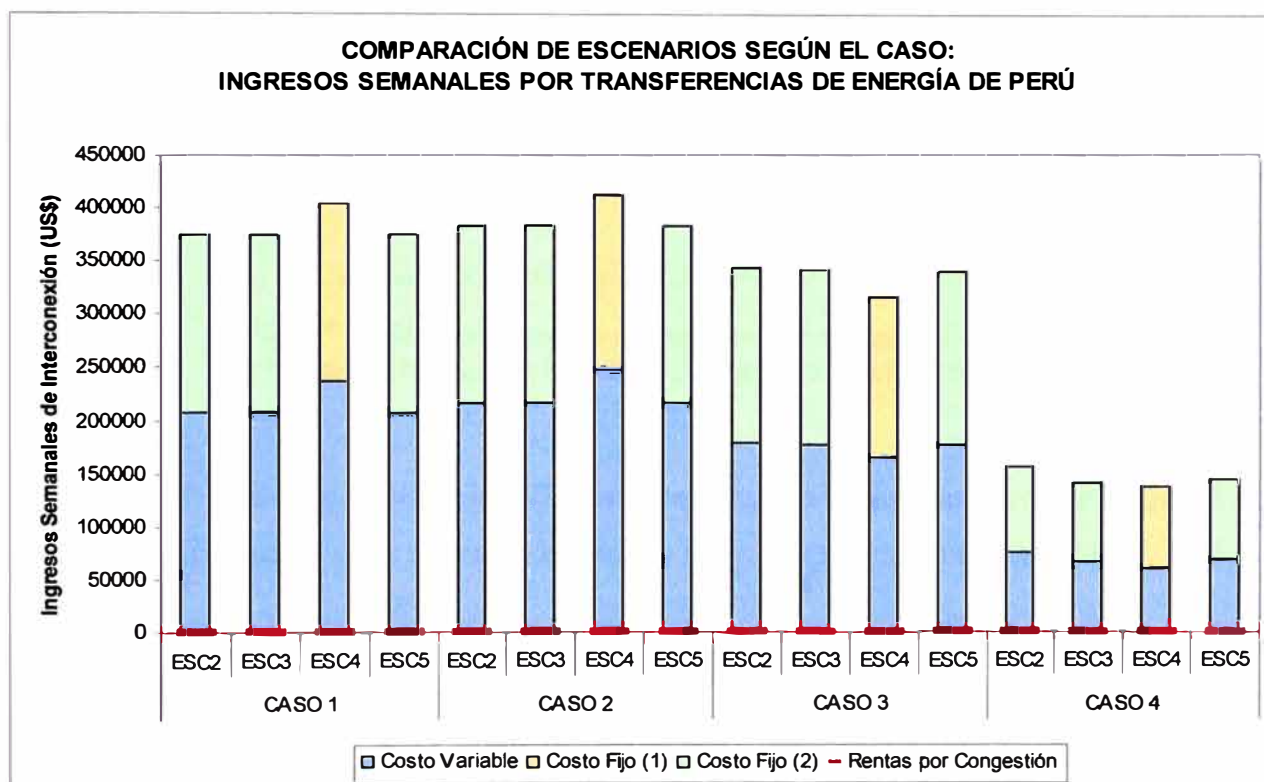


Fig. N° 7.153: Comparación de ingresos semanales en Perú
(1) Dentro de Función Objetivo (2) Fuera de función objetivo

Se observa que en esta época, Perú recibiría mayores ingresos bajo el Escenario 4, Caso 2; es decir considerando los cargos fijos variabilizados dentro de la curva de oferta y no considerando las restricciones del enlace Perú – Ecuador y con la TGN4 de Malacas fuera de servicio; en todo caso, se recomendaría no sacar de servicio la TGN4 de Malacas en estas épocas ya que los ingresos de exportación se verían seriamente reducidos como se observa en la Fig. N° 7.153, en el Caso 4, que representa operación considerando las restricciones del enlace Perú – Ecuador y la TGN4 de Malacas fuera de servicio.

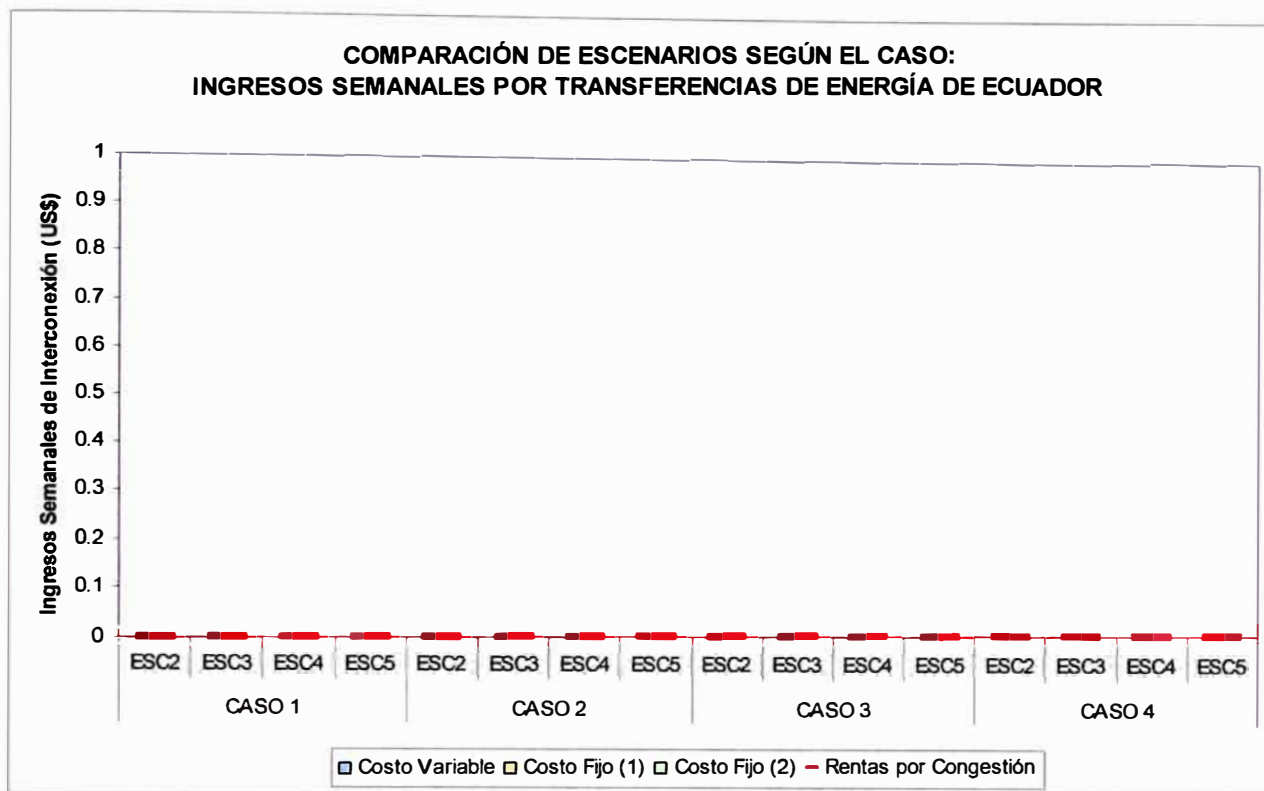


Fig. N° 7.154: Comparación de ingresos semanales en Ecuador
(1) Dentro de Función Objetivo (2) Fuera de función objetivo

En la Fig. N° 7.154, se observa que Ecuador en ninguno de los casos recibe ingresos por exportación, ya que en estas épocas, Ecuador es un importador neto de energía.

Por otro lado, en la Fig. N° 7.155 se observa que Colombia percibiría mayores ingresos bajo el Escenario 2, Caso 4; es decir, solamente considerando sus costos variables en la curva de oferta (sin considerar umbrales de precios, aunque considerándolos aún sería la mejor opción) y que no opere la TGN4 de Malacas y que se tengan en cuenta las restricciones del enlace Perú – Ecuador. Paradójicamente, el sistema de despacho que más le perjudica a Colombia es justamente el que tiene vigente con Ecuador y el que posiblemente sea el que se utilice en la operación coordinada con Perú, que corresponde al Escenario 5.

Se observa que Colombia percibe rentas por congestión que provienen del enlace ECU – COL. Los otros enlaces del sistema no sufren problemas de este tipo debido a que corresponden a enlaces radiales y tienen la capacidad de cubrir la demanda extranjera.

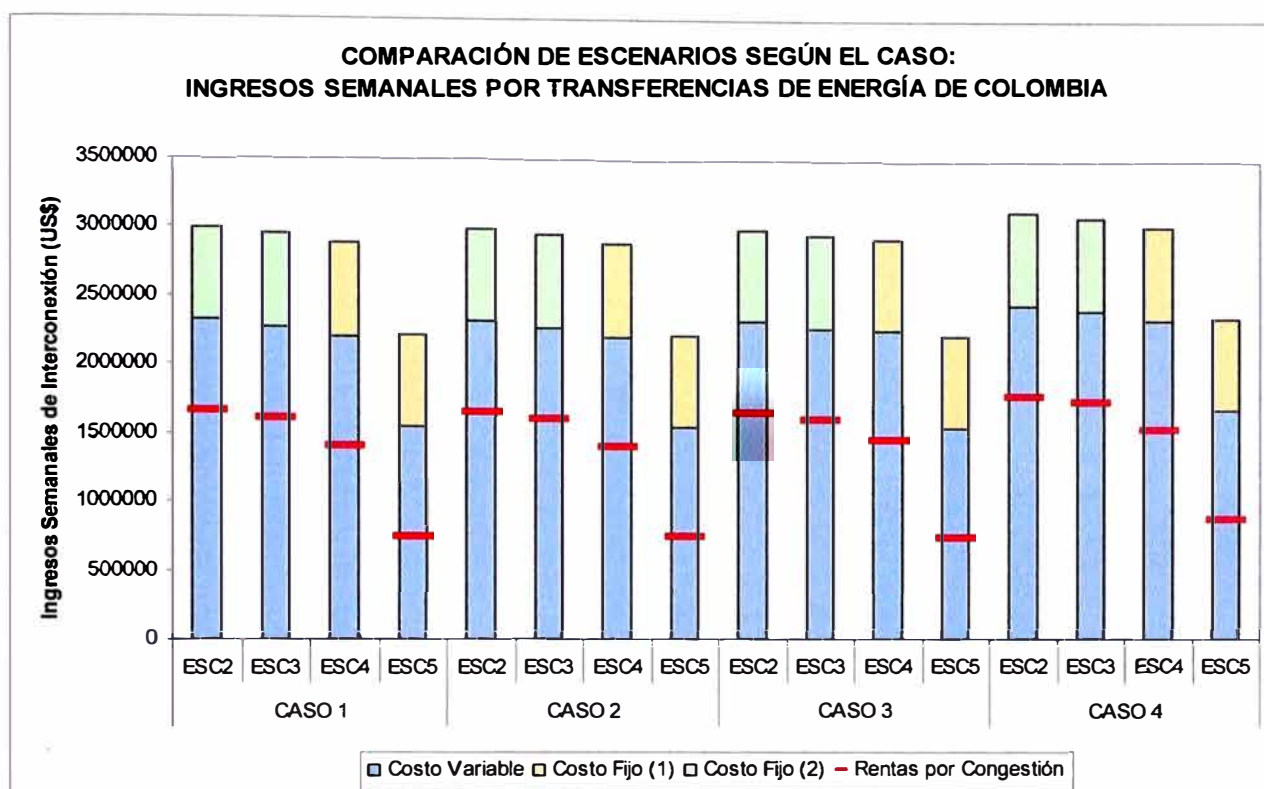


Fig. N° 7.155: Comparación de ingresos semanales en Colombia
(1) Dentro de Función Objetivo (2) Fuera de función objetivo

7.3.2. Resumen Periodo de Avenida en Ecuador

Correspondiente a marzo 2005.

En periodo de avenida, Perú percibiría los mayores ingresos estando en el Escenario 5, Caso 1; es decir Que Perú y Ecuador decidan su despacho en base solamente a costos variables y Ecuador y Colombia en base a costos fijos y variables, y que no se consideren restricciones del enlace Perú – Ecuador y que se encuentre operando la TGN4 de Malacas como se puede observar en la Fig. N° 7.156.

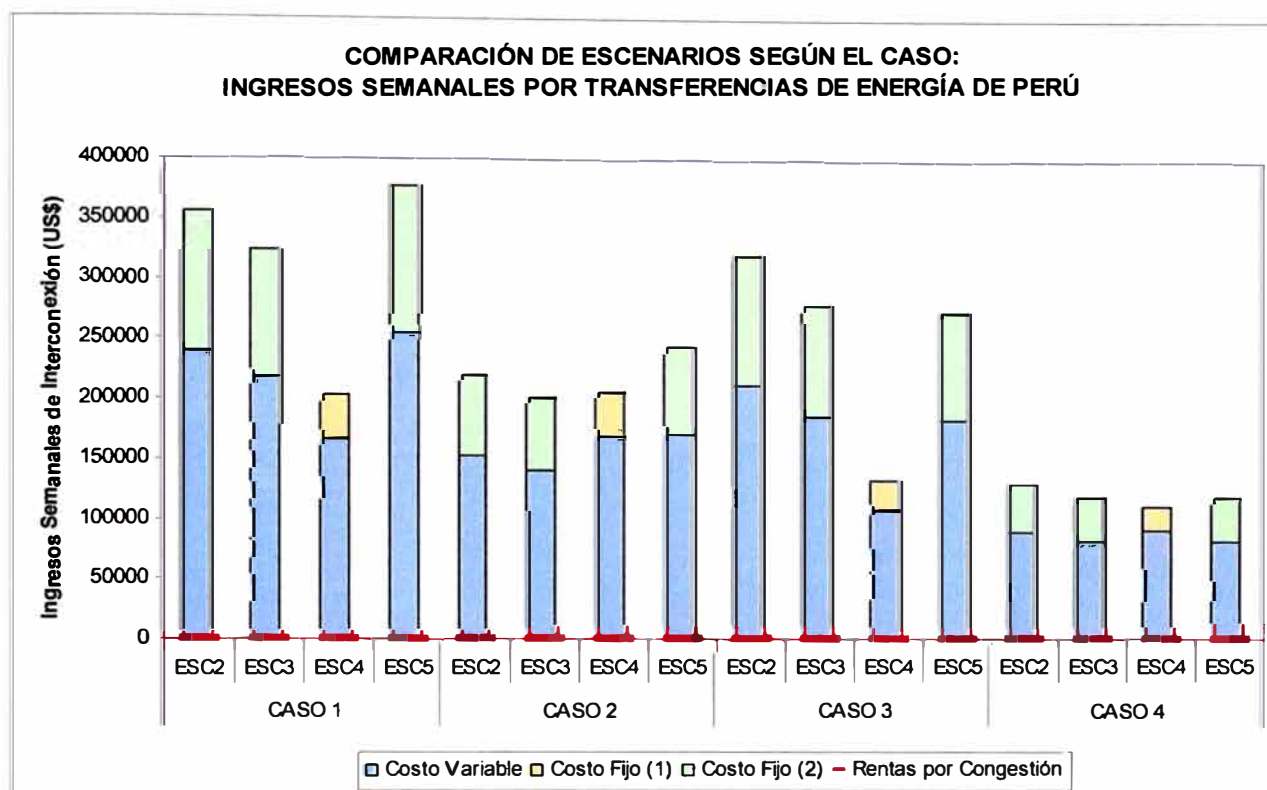


Fig. N° 7.156: Comparación de ingresos semanales en Perú
(1) Dentro de Función Objetivo (2) Fuera de función objetivo

En la Fig. N° 7.157, se observa que en esta época del año, Ecuador podría estar percibiendo ingresos por exportación de energía, en el cual le es más favorable el Escenario 4, es decir, que los tres países consideren sus cargos fijos variabilizados dentro de sus ofertas de precios.

Nótese además que el mayor volumen de los ingresos de Ecuador proviene de la remuneración por potencia firme y otros cargos fijos.

Finalmente, se vuelve a confirmar con la Fig. N° 7.158 que a Colombia no le conviene una coordinación de la forma planteada en el Escenario 5, ya que le propicia una reducción en sus ingresos.

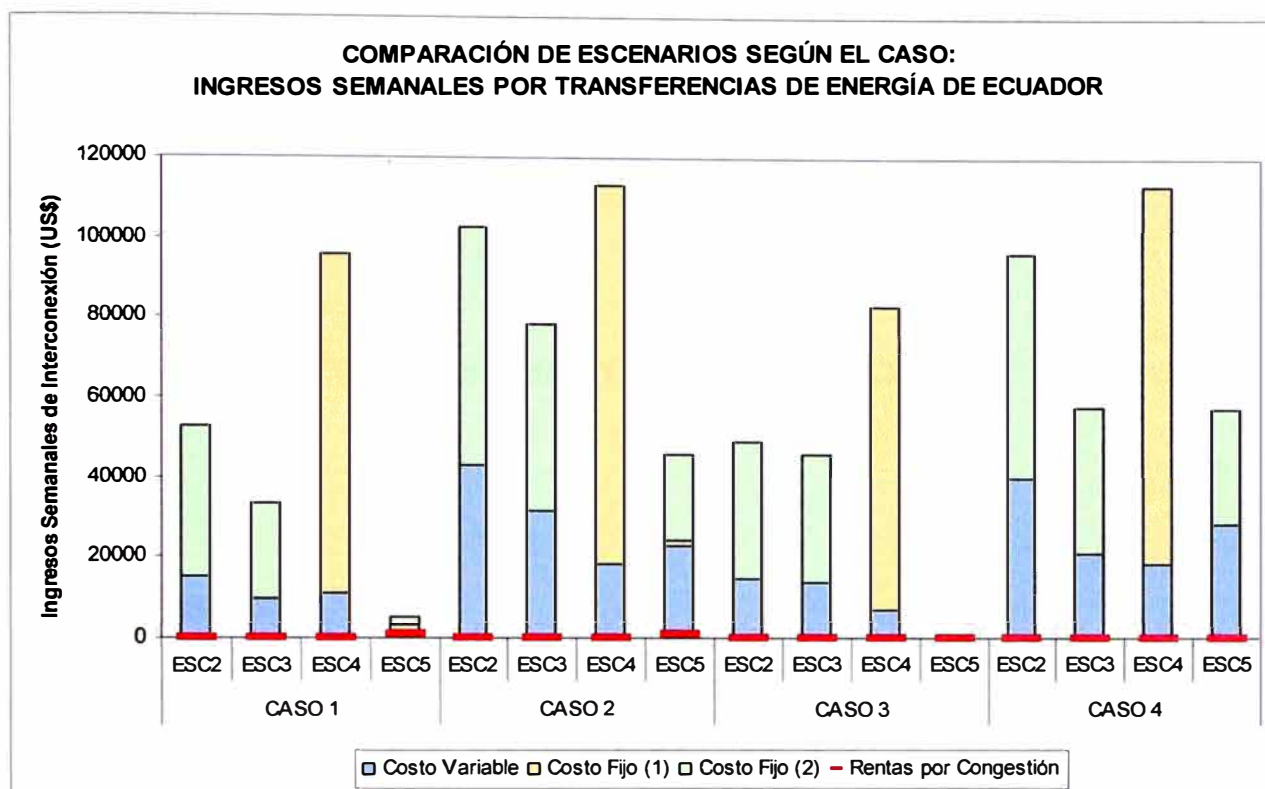


Fig. N° 7.157: Comparación de ingresos semanales en Ecuador
(1) Dentro de Función Objetivo (2) Fuera de función objetivo

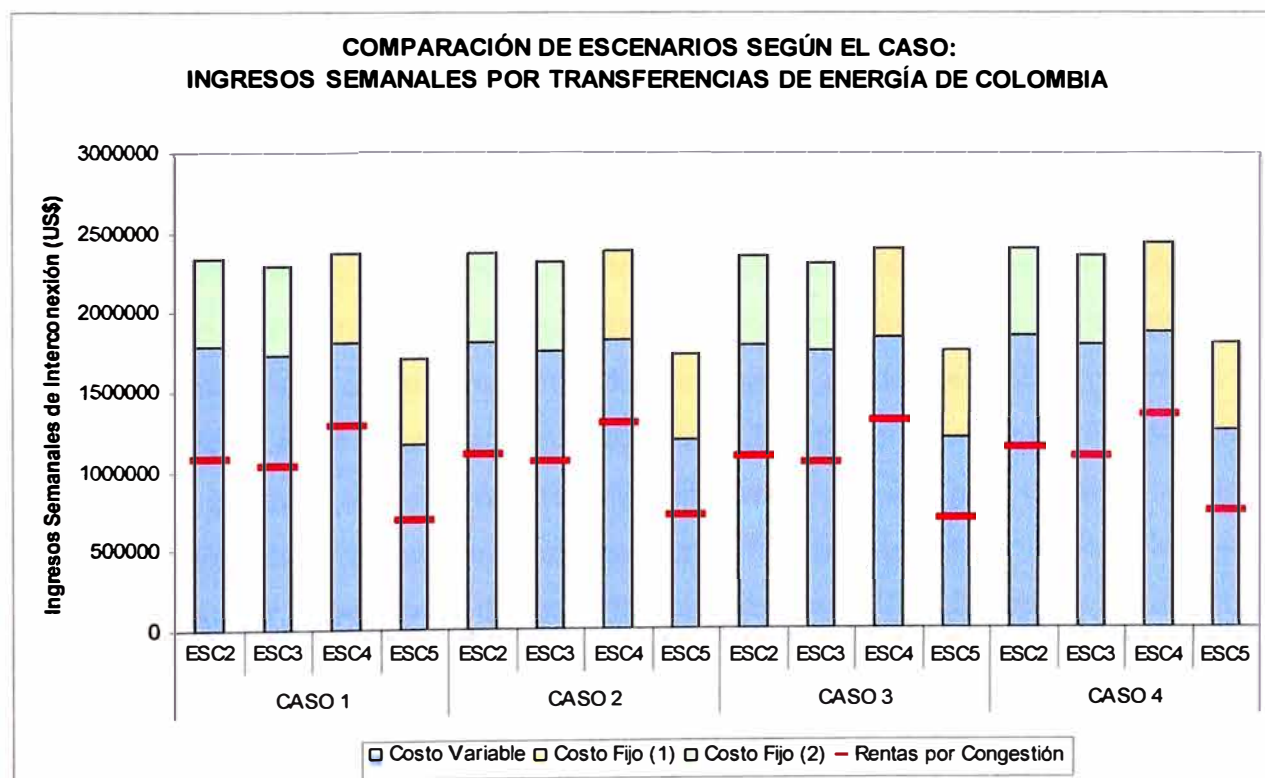


Fig. N° 7.158: Comparación de ingresos semanales en Colombia
(1) Dentro de Función Objetivo (2) Fuera de función objetivo

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

1. Las interconexiones eléctricas internacionales han demostrado ser beneficiosas para el país importador ya que le permite comprar energía a otro país a un precio menor al que le ofrece su mercado interno, provocando esto una disminución de precios en beneficio de los usuarios finales; asimismo, es beneficiosa para el mercado exportador ya que el incremento del costo marginal debido a la carga de exportación genera una señal de precios atractiva para la construcción de nuevas centrales de gran tamaño, lo que trae consigo la repotenciación de líneas y subestaciones que provocarían la reactivación del sector eléctrico y una reducción de precios en el corto y mediano plazo.
2. Los países del CAN poseen un enorme potencial eléctrico aún sin explotar, por ejemplo, se comentó que Perú, en base a sus reservas probadas de gas natural, podría verse interesado en construir unidades térmicas a gas de gran escala con miras a la exportación a sus países vecinos (Ecuador y Chile principalmente); así como Bolivia podría explotar sus enormes recursos hídricos y de gas para construir centrales hidroeléctricas y de gas pensando en la exportación, librándose así de la limitación de abastecer solamente la demanda interna; para esto, Bolivia debería de acogerse a la Decisión N° 536 de la CAN.
3. El modelo planteado en este trabajo resuelve de forma simultánea los despachos de energía entre Perú, Ecuador y Colombia, considerando todas las restricciones más relevantes basadas en los estudios de estabilidad y los criterios de operación.

4. Según el análisis hecho de las simulaciones, se puede concluir que las restricciones del enlace Perú – Ecuador tienen un gran impacto en la decisión de activar una TIE en ambos países ya que Ecuador no estaría dispuesta a pagar el alto costo de arrancar unidades térmicas en el norte del Perú para sostener el enlace, esto se ve mas crítico cuando no se encuentra la TGN4 de Malacas en servicio, también se observa que Ecuador, puede llegar a exportar energía a Perú y Colombia por las épocas de Avenida y que su principal ingreso sería por los cargos fijos de potencia y transmisión. Se observó que a Colombia no le resulta una buena opción seguir activando TIE considerando sus costos fijos, ya que si solo se rigiera por costos variables, sus ingresos se incrementarían. Para más detalles, ver sub-capítulo 7.3.
5. Debido que el cálculo ex – post de los costos marginales en Perú y Ecuador conllevan a una diferencia de precios en los nodos de transacción de energía de cada país, se ha creado el término “rentas de transmisión”, el cual considera como rentas a todas aquellas que se producen como consecuencia de una diferencia de precios en los nodos frontera; las rentas por congestión analizadas en el modelo planteado son parte de estas rentas de transmisión.

RECOMENDACIONES

1. El modelo de despacho actual utilizado por Ecuador y Colombia para definir las transacciones de electricidad en base a las curvas de oferta y costos de importación, posee serios problemas al querer utilizarlo con Perú, el método funciona muy bien cuando se trata de transacciones de energía en un único enlace, a pesar de que hay maneras de implementar este método para 2 enlaces, el modo de operación del enlace Perú – Ecuador hace muy complicada su implementación ya que hay que decidir la forma en que hay que manejar las líneas de interconexión para minimizar los costos de operación, por lo que es necesario plantear un modelo en el que se puedan considerar las restricciones de los enlaces; el modelo sugerido propone una alternativa para solucionar el problema del despacho.
2. Se deben de establecer normas y armonizar los aspectos legales y regulatorios de los países de la CAN, tratando de conseguir unificar conceptos y que den las garantías

mínimas necesarias a los agentes para que puedan establecer contratos internacionales.

3. Analizar estudios de estabilidad del enlace Zorritos – Machala y determinar la mínima potencia necesaria en el norte del Perú para mantener los niveles adecuados de tensión y estabilidad en dicho enlace.
4. Se recomendaría ampliar el modelo planteado para considerar el efecto de las pérdidas de transmisión, representados a través de factores de pérdidas en las barras de transferencia de energía de cada país como lo estipulan los acuerdos comerciales.
5. Debe de analizarse el caso que se transfiera con la carga unidades de generación importantes como las TGN de Malacas, cuyas consecuencias se han descrito en el planteamiento del problema del capítulo VI.
6. El modelo, como está planteado, podría estar registrando costos marginales más altos de los que realmente puedan ocurrir debido a que no se contempla el hecho que hay unidades importantes poco eficientes que deben operar a mínima carga por restricciones operativas (inyectan potencia al sistema pero no marginan), por lo que se recomienda agregar dentro de las restricciones planteadas las potencias mínimas a los generadores que así lo requieran.

ANEXOS



SUMARIO

Comisión de la Comunidad Andina

	Pág.
Decisión 536.- Marco General para la interconexión subregional de sistemas eléctricos e intercambio intracomunitario de electricidad	1

DECISION 536

Marco General para la interconexión subregional de sistemas eléctricos e intercambio intracomunitario de electricidad

LA COMISION DE LA COMUNIDAD ANDINA, EN REUNION AMPLIADA CON LOS MINISTROS DE ENERGIA,

VISTOS: Los artículos 3, 22, 50, 51 y 54 del Acuerdo de Cartagena, los artículos 1 y 38 del Tratado de Creación del Tribunal de Justicia de la Comunidad Andina, el Reglamento de la Comisión de la Comunidad Andina contenido en la Decisión 471 y la Propuesta 78/Rev. 3 de la Secretaría General de la Comunidad Andina;

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 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 transacciones comerciales de electricidad entre los Países Miembros, conduzca 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 las reglas y condiciones operativas y comerciales para los intercambios de electricidad entre los Países Miembros y para el funcionamiento de un mercado integrado de energía deben basarse en criterios de no discriminación en el tratamiento entre los respectivos Países, sin perjuicio de la autonomía en el establecimiento de políticas internas de regulación y operación de los sistemas eléctricos nacionales;

Que resulta conveniente disponer de un marco jurídico comunitario para la armonización de los aspectos legales y los marcos regulatorios de los Países Miembros, que facilite las interconexiones y los intercambios de electricidad;



Que luego de varias reuniones previas, el 22 de septiembre de 2001 en Cartagena de Indias, Colombia, los Ministros de Energía y Minas de Colombia, Ecuador y Perú, en presencia del Director de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas de Venezuela, suscribieron un Acuerdo para la Interconexión Regional de los Sistemas Eléctricos y el Intercambio Internacional de Energía Eléctrica, encargándose a los Organismos Reguladores de esos Países, la preparación de los principios para la armonización de marcos normativos;

Que en cumplimiento del mandato establecido en el Acuerdo Interministerial de Cartagena, los especialistas de los Organismos Reguladores de Colombia, Ecuador, Perú y Venezuela prepararon el documento titulado "Propuesta de Armonización de Marcos Normativos – noviembre de 2001", en el que se identificaron principios para armonizar los marcos normativos de los países suscriptores del Acuerdo;

Que las autoridades y delegados de los Organismos Reguladores de Colombia, Ecuador, Perú y Venezuela, se reunieron en Quito, Ecuador, el 13 y 14 de diciembre de 2001, y posteriormente en Caracas, Venezuela, el 17 y 18 de enero de 2002, acordando principios normativos necesarios para armonizar los marcos legales y regulatorios;

Que los Ministros de Energía y Minas de Colombia, Ecuador y Perú, el día 19 de abril de 2002, en la ciudad de Quito, suscribieron el Acuerdo Complementario al de Interconexión Regional de los Sistemas Eléctricos y el Intercambio Internacional de Energía Eléctrica, donde se acordaron principios generales para la integración eléctrica entre los países suscriptores; y

Que en el Acta de Santa Cruz de la Sierra, Bolivia, adoptada el día 30 de enero de 2002, el Consejo Presidencial Andino destacó la creciente importancia estratégica de la temática energética en el Hemisferio y de su interés para vigorizar la integración subregional andina, latinoamericana y hemisférica;

DECIDE:

Adoptar el siguiente

Marco General para la interconexión subregional de sistemas eléctricos e intercambio intracomunitario de electricidad

Capítulo I Reglas fundamentales

Artículo 1.- La interconexión subregional de los sistemas eléctricos y el intercambio intracomunitario de electricidad entre los Países Miembros de la Comunidad Andina se hará conforme a las siguientes reglas:

1. Los 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. Los Países Miembros garantizarán 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. 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.
7. 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.

8. Los Países Miembros permitirán las transacciones internacionales de electricidad, de corto plazo.
9. Los Países Miembros promoverán la participación de la inversión privada en el desarrollo de la infraestructura de transporte de electricidad para las interconexiones internacionales.
10. Las rentas que se originen como resultado de la congestión de un enlace internacional no serán asignadas a los propietarios del mismo.
11. 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.
12. 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.

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 Miembro podrá realizar este tipo de actividades en cualquiera de los demás Países Miembros.

Artículo 4.- Los entes normativos y entes reguladores de los Países Miembros 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.- Los Países Miembros establecerán mecanismos para la remuneración de la actividad del transporte de electricidad en los enlaces internacionales.

Artículo 8.- Los Países Miembros garantizarán un 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, cada País Miembro tomará en cuenta la información de los demás Países, buscando coordinar la planificación con una visión de integración regional.

Artículo 10.- Los Países Miembros 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 los Países Miembros 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 de los Países de la Subregión equivalentes 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 Países, de conformidad con las respectivas regulaciones.

Artículo 13.- Las transacciones internacionales de electricidad de corto plazo no estarán condicionadas a la existencia de excedentes y únicamente estarán limitadas por la capacidad de los enlaces internacionales.

Artículo 14.- Los administradores de los mercados nacionales de los Países Miembros 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 los Países Miembros 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 los Países Miembros celebrarán acuerdos para la coordinación de la operación de los enlaces internacionales.

Artículo 16.- Los administradores de los mercados de los Países Miembros 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.- Las transacciones internacionales de electricidad de corto plazo serán consideradas en la asignación y pago del cargo por capacidad en condiciones similares a los agentes internos de cada País. En tal sentido, la importación o exportación recibirá o pagará, respectivamente, el cargo por capacidad.

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.- Los Países Miembros 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 Mecanismo de Seguimiento

Artículo 20.- Se crea el Comité Andino de Organismos Normativos y Organismos Reguladores de Servicios de Electricidad. El Comité estará encargado de promover las normas que sean necesarias para alcanzar los objetivos previstos en el presente Marco General, incluyendo Resoluciones de la Secretaría General o Convenios.

El Comité también hará seguimiento a los compromisos en materia de armonización de normativas nacionales.

El Comité estará conformado por los titulares de los organismos normativos y de los organismos reguladores nacionales de los servicios de electricidad en cada uno de los Países Miembros, o por sus respectivos representantes.

El Comité adoptará su Reglamento Interno, el mismo que establecerá los mecanismos para su organización y funcionamiento y regulará las



modalidades de participación y consulta a otros actores, tales como los operadores de los sistemas, los administradores de los mercados de electricidad y los agentes en los mercados.

Capítulo X Disposiciones Finales

Artículo 21.- Las empresas que participen en contratos internacionales para la compraventa intracomunitaria de electricidad 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 22.- Los Países Miembros dictarán las normas que sean necesarias para alcanzar los objetivos previstos en el presente Marco General, 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 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 Marco General y de las que de él se deriven.

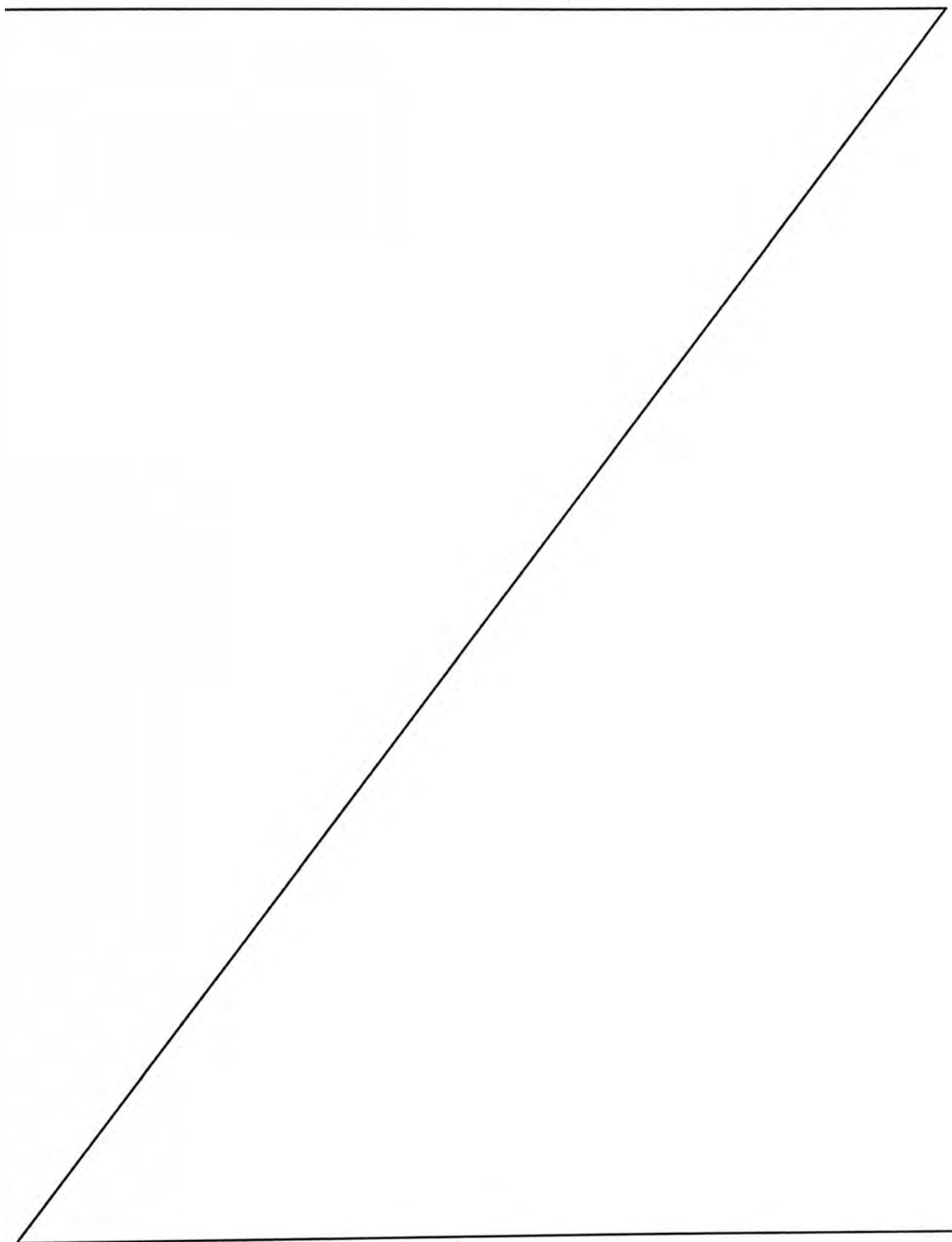
Artículo 23.- Nada de lo previsto en la presente Decisión impedirá que los Países Miembros suscriban acuerdos con otros países de la región para promover la interconexión de sistemas eléctricos y el intercambio internacional de energía.

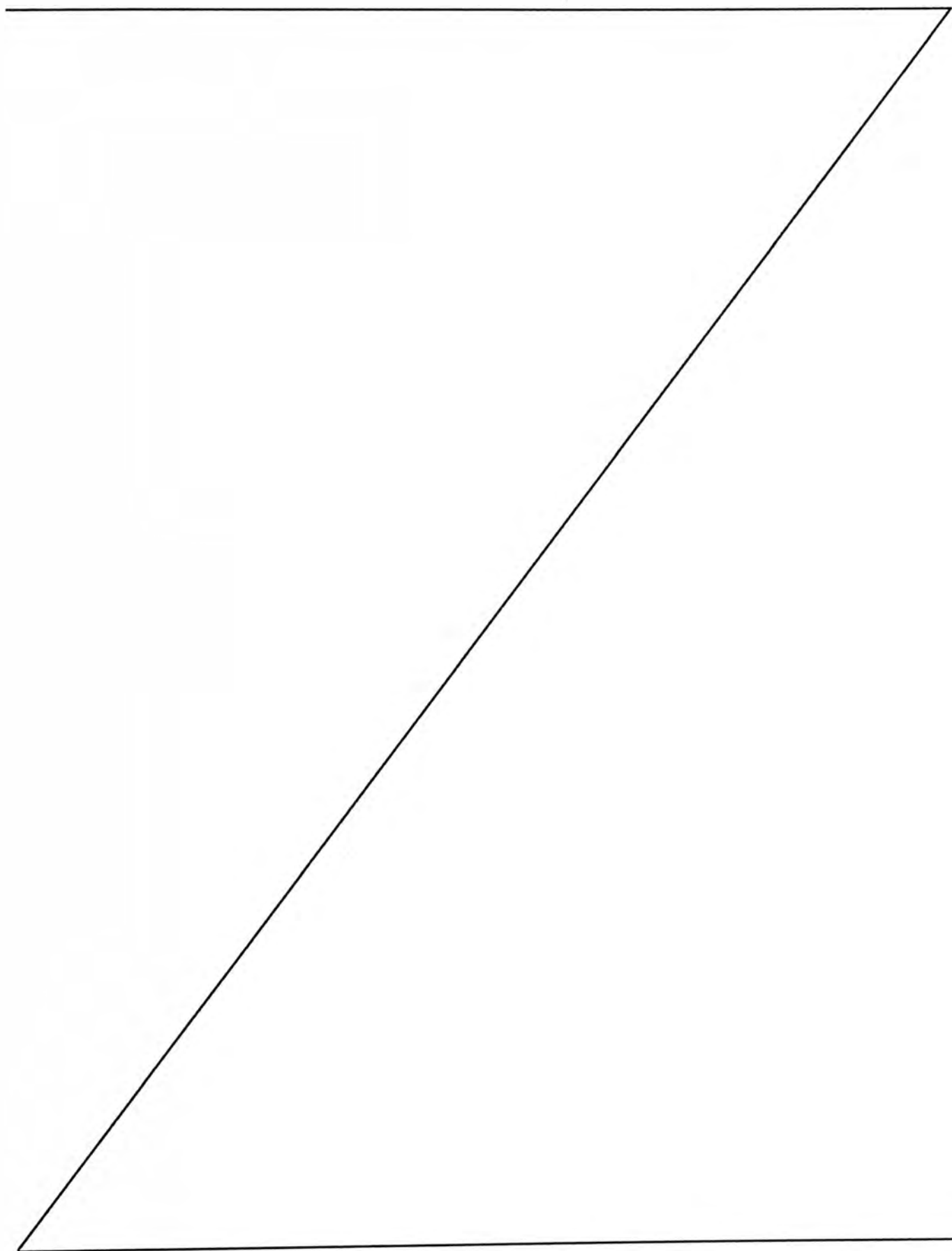
Capítulo XI Disposición Transitoria

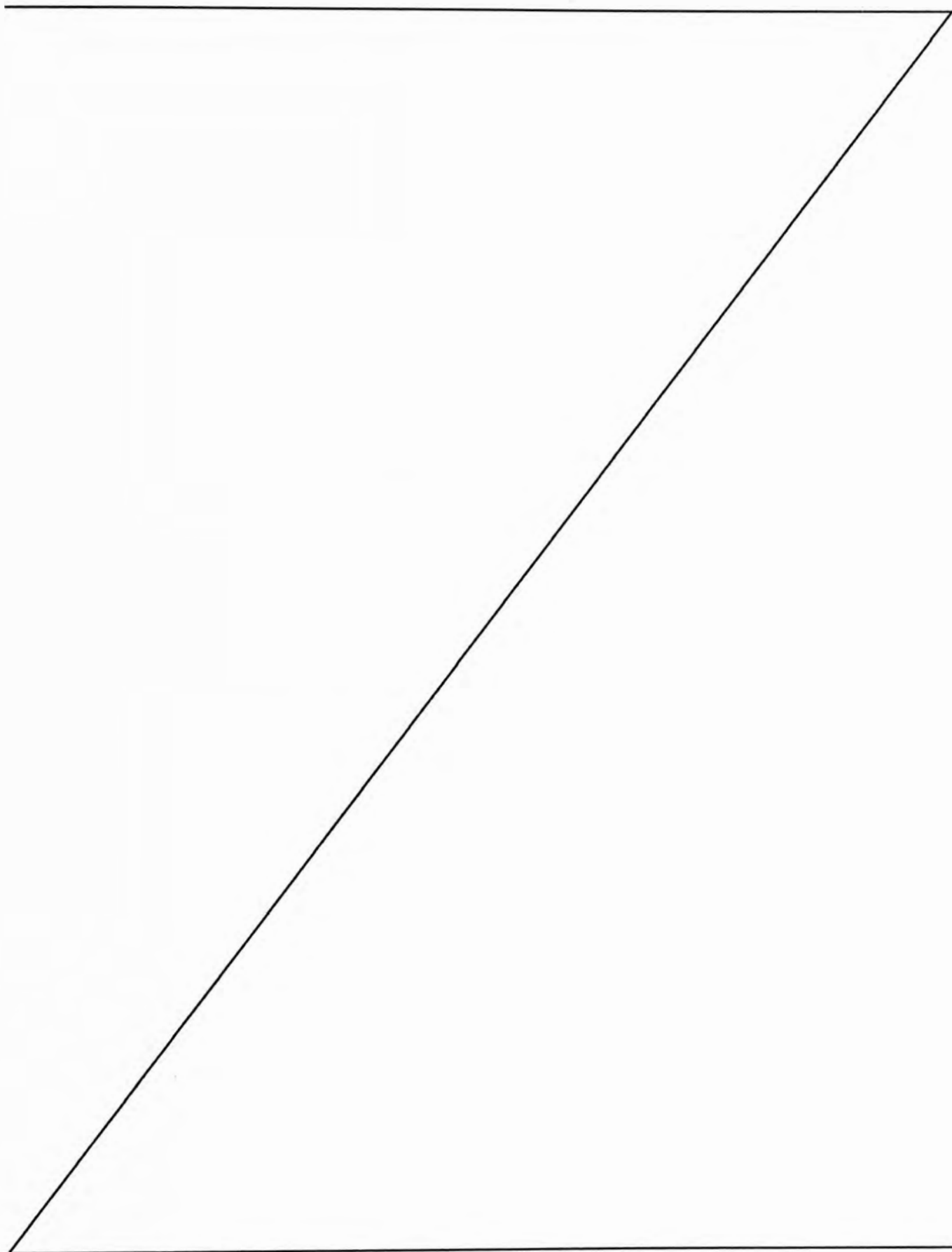
Artículo 24.- La presente Decisión no será aplicable a Bolivia, hasta que este País solicite su incorporación a la misma. Para la incorporación de Bolivia no se requerirá modificar la Decisión, sino que bastará con que ese País notifique formalmente su intención a la Comisión de la Comunidad Andina. La incorporación será publicada en la Gaceta Oficial del Acuerdo de Cartagena. Entre tanto, las obligaciones y beneficios que se derivan del presente Marco General no serán aplicables a Bolivia.

Lo previsto en el párrafo anterior no impedirá que las autoridades de Bolivia puedan participar en las reuniones del Comité Andino de Organismos Normativos y Organismos Reguladores de Servicios de Electricidad.

Dada en la ciudad de Lima, Perú, a los diecinueve días del mes de diciembre del año dos mil dos.







ENERGÍA Y MINAS**Aprueban el Reglamento de Importación y Exportación de Electricidad (RIEE)****DECRETO SUPREMO
N° 045-2004-EM**

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA

CONSIDERANDO:

Que, con fecha 19 de diciembre de 2002 fue publicada en la Gaceta Oficial del Acuerdo de Cartagena la Decisión 536 de la Comisión de la Comunidad Andina, mediante la cual se adoptó el Marco General para la interconexión subregional de sistemas eléctricos e intercambio intracomunitario de electricidad, con el objeto de contar con un marco jurídico comunitario para la armonización de los aspectos legales y los marcos regulatorios de los Países Miembros, que faciliten las interconexiones y los intercambios de electricidad;

Que, la interconexión de los sistemas eléctricos de los Países Miembros y los intercambios comerciales intracomunitarios de electricidad brindarán importantes beneficios a los Países Miembros en términos económicos, sociales y ambientales, conduciendo a la utilización óptima de los recursos energéticos; además de contribuir a la seguridad y confiabilidad del suministro eléctrico;

Que, estando próxima a iniciarse la primera interconexión del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) con otros sistemas de Países Miembros de la Comunidad Andina, es necesario contar con las normas que regulen las transacciones de importación y exportación de electricidad en los aspectos operativos, comerciales y tarifarios; así como prever la operación no sincronizada del enlace entre Perú y Ecuador y designar a la entidad nacional que ejerza las funciones de Administrador del Mercado y de Operador del Sistema;

De conformidad con lo dispuesto por el Decreto Legislativo N° 560, Ley del Poder Ejecutivo y en uso de las atribuciones previstas en los numerales 8 y 24 del artículo 118° de la Constitución Política del Perú;

DECRETA:

Artículo 1°.- Aprobación del Reglamento de Importación y Exportación de Electricidad (RIEE)

Aprobar el Reglamento de Importación y Exportación de Electricidad (RIEE), el que consta de ocho (8) Títulos, treinta y cuatro (34) Artículos, seis (6) Disposiciones Transitorias y dos (2) Anexos, el cual forma parte del presente Decreto Supremo.

Artículo 2°.- Del Administrador del Mercado y del Operador del Sistema

Las funciones de Administrador del Mercado y de Operador del Sistema serán ejercidas por el Comité de Operación Económica del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (COES). Para el ejercicio de tales funciones, el COES actuará en representación de los Integrantes del Sistema.

Artículo 3°.- Derogatoria

Dejar sin efecto las normas que se opongan a lo dispuesto en el presente Decreto Supremo.

Artículo 4°.- Vigencia

El presente Decreto Supremo entrará en vigencia a partir del día siguiente de su publicación en el Diario Oficial El Peruano.

Artículo 5°.- Del Refrendo

El presente Decreto Supremo será refrendado por el Ministro de Energía y Minas.

DISPOSICIÓN TRANSITORIA

Única.- Dentro del plazo de sesenta (60) días calendario contados a partir de la publicación del presente Decreto Supremo, el COES propondrá al Ministerio de Energía y Minas para su aprobación, los procedimientos que sean necesarios para el ejercicio de las funciones que el RIEE le atribuye como Administrador del Mercado y Operador del Sistema.

Dado en la Casa de Gobierno, en Lima, a los veintitrés días del mes de diciembre del año dos mil cuatro.

ALEJANDRO TOLEDO
Presidente Constitucional de la RepúblicaGLODOMIRO SÁNCHEZ MEJÍA
Ministro de Energía y Minas**REGLAMENTO DE IMPORTACIÓN Y EXPORTACIÓN DE ELECTRICIDAD (RIEE)****ÍNDICE****TÍTULO I. ASPECTOS GENERALES**

- Artículo 1°. Objeto
Artículo 2°. Principios Generales para el Intercambio de Electricidad
Artículo 3°. Aprobación de Procedimientos
Artículo 4°. Definiciones

TÍTULO II. ASPECTOS OPERATIVOS

- Artículo 5°. Responsabilidades del COES
Artículo 6°. Programación Coordinada
Artículo 7°. Definición de los Nodos Frontera
Artículo 8°. Curvas de oferta en los Nodos Frontera
Artículo 9°. Cargos por potencia y por transmisión
Artículo 10°. Despacho regional: Determinación de las TIE
Artículo 11°. Despacho nacional
Artículo 12°. Reprogramación del despacho de las TIE
Artículo 13°. Determinación del Umbral de Precios
Artículo 14°. Intercambio de información y publicación del Programa de Despacho Diario
Artículo 15°. Operación de los Enlaces Internacionales

- 15.1 Criterios de calidad y seguridad
15.2 Compensaciones por incumplimiento de las NT-CSE
15.3 Determinación de la Capacidad Máxima de Transferencia de los Enlaces Internacionales
15.4 Tratamiento de restricciones e inflexibilidades operativas, pruebas de los Enlaces Internacionales y emergencias en el sistema
15.5 Flujo de potencia y energía reactiva, y regulación de tensión en los Enlaces Internacionales

TÍTULO III. ASPECTOS COMERCIALES

- Artículo 16°. Responsabilidades del COES
Artículo 17°. Moneda de intercambio
Artículo 18°. Liquidación de las TIE
Artículo 19°. Costos marginales de generación del SEIN y liquidaciones en el mercado interno.
Artículo 20°. Tratamiento de los pagos por desvíos y servicios complementarios
Artículo 21°. Administración de las Rentas de Transmisión
Artículo 22°. Tratamiento de los cobros y pagos por potencia y por peajes de transmisión
Artículo 23°. Garantías de pago de las TIE
23.1 Garantías por Exportación
23.2 Garantías por Importación

TÍTULO IV. CONTRATOS DE COMPRAVENTA

- Artículo 24°. Naturaleza de los Contratos
Artículo 25°. Agentes Habilitados
Artículo 26°. Garantías por los Contratos de Compra-venta
Artículo 27°. Liquidación de las operaciones de compra-venta según Contratos

TÍTULO V. ENLACES INTERNACIONALES

- Artículo 28°. Rentas de Transmisión
Artículo 29°. Remuneración de los Enlaces Internacionales
Artículo 30°. Planificación y construcción de los Enlaces Internacionales

TÍTULO VI. ASPECTOS TARIFARIOS

- Artículo 31°. Determinación de las Tarifas en Barra
Artículo 32°. Compensación tarifaria

TÍTULO VII. SUPERVISIÓN Y FISCALIZACIÓN

- Artículo 33°. Supervisión y fiscalización

TÍTULO VIII. ARMONIZACIÓN NORMATIVA DE LOS PAÍSES SUSCRIPTORES DE LA DECISIÓN 536

Artículo 34°. Adecuación del RIEE

DISPOSICIONES TRANSITORIAS**ANEXO 01: Contenido Mínimo de los Acuerdos Operativos****ANEXO 02: Contenido Mínimo de los Acuerdos Comerciales****TÍTULO I. ASPECTOS GENERALES****Artículo 1°. - Objeto**

El presente Reglamento de Importación y Exportación de Electricidad (en adelante "RIEE") establece las normas aplicables a las transacciones de Importación y Exportación de electricidad entre el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional y los Sistemas Eléctricos de los países de la Comunidad Andina (CAN), con los que se encuentre interconectado.

Artículo 2°. - Principios Generales para el Intercambio de Electricidad

Los principios generales para el intercambio intracomunitario de electricidad son aquellos establecidos en la Decisión 536 de la Comunidad Andina, que aprobó el "Marco General para la Interconexión Subregional de Sistemas Eléctricos e Intercambio Intracomunitario de Electricidad", suscrita por el Gobierno del Perú y publicada el 19 de diciembre de 2002 en la Gaceta Oficial del Acuerdo de Cartagena.

Artículo 3°. - Aprobación de Procedimientos

Los Procedimientos operativos y comerciales; así como las disposiciones complementarias para la aplicación del RIEE, entrarán en vigencia luego de aprobados por el Ministerio de Energía y Minas mediante Resolución Ministerial.

Artículo 4°. - Definiciones

Para los efectos del RIEE, se utilizarán las definiciones contenidas en este Artículo. Los términos no definidos serán entendidos conforme a las definiciones contenidas en la Ley de Concesiones Eléctricas, su Reglamento y demás normas peruanas aplicables al Subsector Electricidad.

Cuando se citen artículos y Anexos sin mencionar la norma a la que corresponden, se entiende que se refieren al RIEE.

Cuando se empleen los términos "Decisión", "Ley", "Reglamento", "NTCSE", "NTOTR", "Ministerio", "Dirección", "COES", "OSINERG" y "SEIN" se deberá entender que se refieren respectivamente a las siguientes normas y entidades:

- Decisión N° 536 de la Comunidad Andina – Marco General para la Interconexión Subregional de Sistemas Eléctricos e Intercambio Intracomunitario de Electricidad,
- Ley de Concesiones Eléctricas (Decreto Ley N° 25844 y sus modificatorias),
- Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (Decreto Supremo N°009-93-EM y sus modificatorias),
- Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (Decreto Supremo N° 020-97-EM y sus modificatorias)
- Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados (Resolución Directoral N° 049-99-EM/DGE y sus modificatorias)
- Ministerio de Energía y Minas,
- Dirección General de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas,
- Comité de Operación Económica del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional,
- Organismo Supervisor de la Inversión en Energía,
- Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

Los términos señalados a continuación tendrán los siguientes significados:

Administrador del Mercado o Administrador: Entidad encargada de la administración comercial del mercado de electricidad de corto plazo de cada país.

Agentes Habilitados: Son las personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras, debidamente autorizadas para celebrar Contratos de Compraventa Intracomunitaria de Electricidad.

Barras de Frontera: Son las barras del SEIN y del Otro Sistema Interconectado donde se conecta un Enlace Internacional y donde se efectúa la supervisión y medición física de las Transacciones Internacionales de Electricidad.

Capacidad Máxima de Transferencia: Potencia máxima que puede ser transmitida a través de un Enlace Internacio-

nal, en cada uno de sus sentidos y en cada intervalo de tiempo, determinada mediante análisis conjuntos entre los Operadores de los Sistemas de los países que se encuentran interconectados, considerando los criterios de calidad y seguridad de operación establecidos en cada Sistema.

COES: Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES SINAC), entidad encargada de la operación del sistema y de la administración del mercado eléctrico en el Perú.

Contratos de Compraventa Intracomunitaria de Electricidad o Contratos de Compraventa: Son los contratos privados que celebran Agentes Habilitados entre sí o con terceros de países integrados eléctricamente, para el suministro o intercambio de electricidad.

Coordinador del Sistema: Es la entidad responsable de la coordinación de la operación en tiempo real del SEIN, que actúa de conformidad con la Norma Técnica de Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados.

Despacho Ejecutado: Es el despacho de generación registrado por el Operador de cada Sistema Interconectado en cada intervalo de tiempo, incluyendo las transacciones de Exportación e Importación.

Despacho Reprogramado o Redespacho: Es el programa de despacho que resulta de las modificaciones y cambios introducidos al Programa de Despacho Diario, con posterioridad a su aprobación. El Redespacho aprobado sustituye al Programa de Despacho Diario.

Enlace Internacional: Es el sistema de transmisión conformado por líneas, subestaciones, transformadores, compensadores y otros equipos, según corresponda, que conecta una Barra de Frontera del SEIN con una Barra de Frontera de Otro Sistema Interconectado. Tiene como función el transporte e intercambio de electricidad en bloque entre dichas barras.

Exportación: Es la venta de electricidad de un Sistema Interconectado a Otro Sistema Interconectado, como consecuencia del Programa de Despacho Diario o del Despacho Ejecutado.

Importación: Es la compra de electricidad por un Sistema Interconectado de Otro Sistema Interconectado, como consecuencia del Programa de Despacho Diario o del Despacho Ejecutado.

Mercado Eléctrico: Es el conjunto de actividades de compra y venta de energía eléctrica. Su definición se halla referida tanto a los contratos a precios libres y regulados, así como a las transacciones efectuadas a costos marginales de corto plazo de energía y transacciones de potencia firme.

Nodo Frontera: Es el nodo donde se ubica para efectos comerciales, la interfase entre el SEIN con Otro Sistema Interconectado. Puede coincidir con la Barra de Frontera o ser un nodo ficticio ubicado en un punto intermedio del Enlace Internacional. Para cada Enlace se define un Nodo Frontera del SEIN y otro Nodo Frontera del Otro Sistema. Estos nodos se utilizan como puntos de referencia para las curvas de oferta y para efectuar las valorizaciones de las Transacciones Internacionales de Electricidad.

Operador del Sistema u Operador: Entidad encargada de la operación técnica de los Sistemas Eléctricos en cada país.

Otro Sistema Interconectado u Otro Sistema: Es el sistema eléctrico interconectado de un país que se encuentra conectado de forma directa o a través de conexiones con Otros Sistemas Interconectados al SEIN. Cualquier sistema involucrado en una Transacción Internacional de Electricidad diferente del SEIN será considerado como Otro Sistema Interconectado.

Plan de Transmisión: Plan de instalación de nuevos componentes del sistema de transmisión del SEIN, resultado del proceso de planificación de la expansión de este Sistema, que incluye el programa de construcción de los Enlaces Internacionales coordinados con los otros países, aprobado por el Ministerio.

Procedimientos: Procedimientos operativos y comerciales relacionados a las Transacciones Internacionales de Electricidad aprobados por el Ministerio.

Programa Preliminar de Despacho Diario: Es el despacho económico de generación programado por el Operador de cada Sistema Interconectado para atender la demanda interna de su sistema y determinar la Oferta de Exportación e Importación, considerando el estado de la red y observando los criterios de seguridad y calidad aplicables.

Programa de Despacho Diario o Despacho Coordinado: Es el programa de despacho económico de generación que resulta de la coordinación entre los Operadores de los Sistemas Interconectados, considerando los intercambios a través de los Enlaces Internacionales.

Rango de Variación de Precios para Liquidación: Es la variación máxima admitida entre los precios utilizados

para las liquidaciones de las TIE respecto a los precios de la curva de oferta utilizada en el Programa de Despacho Diario o en el último Redespacho si fuera el caso.

Renta de Transmisión: Cantidad de dinero que se origina como resultado de la liquidación de las TIE cuando se presenta diferencia de precios entre el Nodo Frontera del Sistema que importa y el Nodo Frontera del Sistema que exporta por un Enlace Internacional. Existirá una Renta de Transmisión para cada Enlace Internacional.

Renta de Congestión: Renta de Transmisión que se origina cuando se alcanza el límite de Capacidad Máxima de Transferencia de un Enlace Internacional. Para fines de programación y liquidación de las TIE la Renta de Congestión forma parte de la Renta de Transmisión.

Sistema Interconectado o Sistema: Se refiere al sistema eléctrico de generación y transmisión de cobertura nacional de cada país.

Transacciones Internacionales de Electricidad (TIE): Son operaciones de compraventa de electricidad de corto plazo entre el SEIN y Otros Sistemas Interconectados. Estas transacciones son producto del Programa de Despacho Diario o del Despacho Ejecutado, se deciden por la comparación de las curvas de oferta de los Sistemas Interconectados.

Umbral de Precios: Factor de seguridad que se aplica al precio de Importación del SEIN para efectos de la comparación de las curvas de oferta. Sirve para evitar importaciones no económicas como consecuencia de la diferencia que se presente entre el Programa de Despacho Diario y el Despacho Ejecutado.

TÍTULO II. ASPECTOS OPERATIVOS

Artículo 5º.- Responsabilidades del COES

El COES es la entidad responsable de la programación y administración de las TIE. Actuará con sujeción al marco jurídico aplicable a la interconexión subregional de sistemas eléctricos e intercambio intracomunitario de electricidad, al RIEE y demás normas y procedimientos aprobados para la operación de las TIE.

El COES deberá coordinar todas las acciones que correspondan con los Operadores de los Otros Sistemas, tanto para la Importación como para la Exportación, debiendo suscribir Acuerdos Operativos con esas instituciones. Estos Acuerdos contendrán los criterios y aspectos de detalle según los cuales se operarán los Enlaces Internacionales y se efectuarán los intercambios de electricidad entre los Sistemas. El contenido mínimo de los Acuerdos se ceñirá a lo indicado en el Anexo 1.

Para su entrada en vigencia en el Perú, los Acuerdos Operativos deberán contar con la aprobación del Ministerio.

La coordinación de la operación en tiempo real de los Enlaces Internacionales estará a cargo del Coordinador del Sistema que actuará de conformidad con la NTOTR, el RIEE, los Acuerdos Operativos y los Procedimientos de operación.

Artículo 6º.- Programación Coordinada

La programación de los intercambios de Importación o Exportación por cada Enlace Internacional será efectuada por el COES en coordinación con los Operadores de los Otros Sistemas, según corresponda.

La programación para un período diario de 24 horas será efectuada por intervalos de una (1) hora o fracción, según se fije en los Acuerdos Operativos y deberá ser publicada con anticipación al inicio de su ejecución conforme a lo establecido en el Artículo 14º.

Se programará una Exportación o una Importación en cada Nodo Frontera del SEIN, como resultado del despacho económico que se realice a partir de la comparación de las Curvas de Oferta en los Nodos Frontera del SEIN y las Curvas de Oferta en los Nodos Frontera de los Otros Sistemas Interconectados, considerando el Umbral de Precios.

Artículo 7º.- Definición de los Nodos Frontera

En los Acuerdos Operativos y Comerciales se establecerán los Nodos Frontera del SEIN y del Otro Sistema asociados a cada Enlace Internacional.

Los Nodos Frontera podrán ser modificados por acuerdo entre los Operadores y Administradores de los dos Sistemas y cada vez que se efectúe un cambio o modificación física en los Enlaces Internacionales. La modificación de los Nodos Frontera deberá ser incorporado en los Acuerdos Operativos y Comerciales previa aprobación por el Ministerio.

Artículo 8º.- Curvas de oferta en los Nodos Frontera

El COES construirá una curva de oferta para cada uno de los Nodos Frontera del SEIN y cada período horario. Esta

curva estará formada por los diferentes valores promedio horarios que tome el precio marginal de la energía en el correspondiente Nodo Frontera, para todas las posibles magnitudes de potencia que se pueda exportar a Otro Sistema Interconectado, o se pueda importar de Otro Sistema Interconectado a través de cada Enlace, desde el valor de la máxima potencia que es posible técnicamente importar hasta el valor de la máxima potencia que es posible técnicamente exportar.

Las curvas de oferta se construirán a partir de los resultados del Programa Preliminar de Despacho Diario del SEIN.

Las curvas de oferta serán remitidas a los Operadores de los Otros Sistemas Interconectados, según los procedimientos establecidos en los Acuerdos Operativos.

Para formar las curvas de oferta, se deberán considerar todos los cargos asociados con la Exportación o Importación, según corresponda, referidos al Nodo Frontera, tal que se cubra el 100% de los costos incurridos por el SEIN. Se tomará en cuenta los siguientes componentes

a) Costo Marginal de Corto Plazo de la energía en el Nodo Frontera del SEIN, calculado según los procedimientos vigentes para el SEIN.

b) Costos adicionales imputables a los intercambios internacionales en los que se incurra para la provisión de los diferentes servicios complementarios. Éstos incluyen, entre otros, el mantenimiento de las distintas reservas de operación, el control de tensiones y gestión de reactivos, los requeridos para preservar la seguridad de los Sistemas y los requeridos para garantizar las maniobras operativas.

c) Tributos y demás cargos aplicables a las TIE.

d) Otros cargos aplicables a la demanda interna.

Para efectos de la Programación de Despacho Diario, los cargos por potencia y por transmisión a los que se refiere el Artículo 9º, los cargos por los servicios del COES así como otros cargos fijos que sean aplicables, podrán ser expresados como cargos variables y agregados a la curva de precios de oferta de exportación, según se establezca mediante un acuerdo bilateral entre el Ministerio y la Entidad correspondiente del otro país.

Los precios de la curva de oferta serán expresados en Dólares de los Estados Unidos de Norteamérica.

El COES elaborará los Procedimientos que sean requeridos.

Artículo 9º.- Cargos por potencia y por transmisión

Los cargos por potencia de generación, peajes del sistema principal de transmisión y peajes de los sistemas secundarios de transmisión que sean aplicables a los precios del correspondiente Nodo Frontera, serán facturados a los Otros Sistemas según los cargos fijados por OSINERG, y se aplicarán según las normas nacionales vigentes. Los precios serán expresados en Dólares de los Estados Unidos de Norteamérica.

En coordinación con los Organismos Reguladores de los otros países, el OSINERG podrá establecer mecanismos que consideren cargos por concepto de potencia, en sustitución de los cargos de potencia de generación indicados en el párrafo anterior. Estos cargos se calcularán para períodos anuales y tomarán como base la potencia firme que cada uno de los Sistemas aporte a los Otros Sistemas a través de la interconexión. El valor de la potencia firme no podrá ser nunca superior a la Capacidad Máxima de Transferencia de los Enlaces Internacionales. Estos nuevos cargos entrarán en vigencia una vez aprobados por el Ministerio.

Artículo 10º.- Despacho regional: Determinación de las TIE

El COES determinará las TIE que tienen como origen o destino el SEIN, sobre la base de la comparación de las curvas de oferta para cada Nodo Frontera recibidas de cada uno de los Otros Sistemas Interconectados y las curvas de oferta del SEIN.

En los Acuerdos Operativos se definirá un modelo de red de transmisión equivalente que represente de forma simplificada el sistema de transmisión conjunto de todos los sistemas interconectados, incluyendo los Enlaces Internacionales.

El procedimiento de comparación de las curvas de oferta corresponderá a un despacho económico coordinado, considerando la oferta y la demanda de cada país, y deberá tener en cuenta los efectos asociados a las restricciones de transmisión que se produzcan en la red. En particular, deberá tener en cuenta los efectos de las posibles congestiones que pudieran aparecer en los Enlaces Internacionales y deberá calcular un precio de la energía para cada Nodo Frontera de cada Sistema Interconectado.

El procedimiento tomará en cuenta el Umbral de Precios definido para el SEIN, de modo que sólo se programen las TIE cuya diferencia supere dicho umbral.

Como resultado del proceso de programación del Despacho Coordinado, se determinará para cada una de las veinticuatro (24) horas del día siguiente, lo que sigue a continuación:

- a) La energía a importar o exportar por el SEIN y por cada uno de los Otros Sistemas Interconectados a través de cada Enlace Internacional
- b) Los precios de transacción en los Nodos Frontera de cada Sistema Interconectado, incluyendo los del SEIN.

Artículo 11°.- Despacho nacional

La programación del despacho del SEIN se efectuará luego de haber sido determinado el Despacho Coordinado de las TIE, aplicando los procedimientos para el despacho económico del SEIN y considerando:

- a) La Importación, como un aporte de generación situada en el correspondiente Nodo Frontera del SEIN.
- b) La Exportación, como una demanda adicional situada en el correspondiente Nodo Frontera del SEIN.

Artículo 12°.- Reprogramación del despacho de las TIE

Se acordarán Despachos Reprogramados cuando se presenten eventos que impliquen cambios en la programación de las TIE. La Reprogramación puede obedecer a causas tales como, pero no exclusivamente, las siguientes:

- a) Cambio topológico del sistema eléctrico de alguno de los países por razones de seguridad, calidad de servicio o emergencia, que afecte a la capacidad de transferencia programada del Enlace Internacional.
- b) Indisponibilidad de unidades de generación en cualquiera de los Sistemas Interconectados.
- c) Disponibilidad de unidades de generación más económicas en el Sistema importador.
- d) Cambios en la hidrología.
- e) Cambios en la demanda respecto a la magnitud considerada en el Programa de Despacho Diario.
- f) Variación del precio de oferta en el Nodo Frontera del Sistema exportador.
- g) Indisponibilidad total o parcial del Enlace Internacional.
- h) Incumplimiento comercial relacionado con la falta de pago o garantía de pago.

Los Despachos Reprogramados serán aprobados por los Operadores correspondientes y sustituirán a los Programas de Despacho Diario.

Los Acuerdos Operativos también comprenderán las causas específicas que pueden dar lugar a un Redespacho, los mecanismos para llevarlo a cabo y los criterios y medios para asignar y compensar su impacto económico. Asimismo, establecerán el plazo mínimo de anticipación para su aprobación, el cual se establecerá estimando el tiempo mínimo para afrontar un cambio en el Programa de Despacho Diario sin incurrir en costos adicionales.

Artículo 13°.- Determinación del Umbral de Precios

El Umbral de Precios del SEIN será fijado anualmente por el Ministerio a propuesta del COES.

La fijación del valor numérico del Umbral de Precios estará basado en las estadísticas de operación de, por lo menos, los últimos doce (12) meses y en las proyecciones de Importación y Exportación de electricidad, mediante un Procedimiento de cálculo elaborado por el COES que considere los valores estimados de las desviaciones entre los precios de los Despachos Coordinados y los Despachos Ejecutados.

El Umbral de Precios del SEIN fijado conforme a este artículo, se mantendrá vigente en tanto no sea sustituido.

Artículo 14°.- Intercambio de información y publicación del Programa de Despacho Diario

En los Procedimientos y en los Acuerdos Operativos se establecerán los plazos para el intercambio de información entre el COES y los Operadores de los Otros Sistemas Interconectados, así como los plazos para la publicación del Programa de Despacho Diario, en el que estarán indicados los intercambios programados para las veinticuatro (24) horas del día siguiente

Artículo 15°.- Operación de los Enlaces Internacionales

15.1 Criterios de calidad y seguridad

En los Acuerdos Operativos se establecerán los criterios y límites de calidad y seguridad, las medidas de protección que se utilizarán para la operación de cada Enlace

Internacional, las responsabilidades para el control de la tensión y de la frecuencia, y los niveles de las reservas operativas y de los intercambios.

Los criterios mínimos a considerar son:

- a) En la programación y ejecución de las TIE se debe preservar, como mínimo, los mismos niveles de calidad y seguridad con los que opera el SEIN de manera aislada de Otros Sistemas.
- b) En casos de emergencia, sólo serán admitidas las transferencias para preservar la continuidad del suministro del Otro Sistema, si no ponen en riesgo la calidad y seguridad del SEIN.
- c) Se podrá adoptar criterios de calidad y seguridad diferentes a los establecidos en la NTCSE, sólo si no tuvieran efecto negativo en la operación del SEIN ni en la aplicación de las normas nacionales.

15.2 Compensaciones por incumplimiento de las NTCSE

Las compensaciones por incumplimiento de las tolerancias de calidad del producto y calidad del suministro, cuya causa sea atribuida a Otro Sistema Interconectado, se aplicarán según lo dispuesto en la NTCSE, vigente en el Perú, o la que lo sustituya. Las compensaciones a cargo del Otro Sistema estarán limitadas a un monto máximo equivalente al 10% del monto total de las TIE efectuadas en el semestre en que se registra el incumplimiento de los niveles de calidad.

Las compensaciones que sean de cargo del SEIN por incumplimiento de las normas o estándares de calidad de Otro Sistema, serán establecidos en los Acuerdos Operativos. Tales compensaciones respetarán, en todo caso, criterios de equidad y simetría con las compensaciones que sean de cargo del Otro Sistema por incumplimiento de la NTCSE.

Los tramos de línea y equipamientos de los Enlaces Internacionales ubicados fuera del territorio nacional, forman parte del Otro Sistema.

15.3 Determinación de la Capacidad Máxima de Transferencia de los Enlaces Internacionales

Conjuntamente con los Operadores de los Otros Sistemas, el COES, determinará la Capacidad Máxima de Transferencia de los Enlaces Internacionales, mediante estudios que tomen en consideración los criterios de capacidad máxima de diseño, regulación de tensión, estabilidad transitoria y dinámica, reserva local, confiabilidad, calidad del servicio, seguridad y otros criterios que sean pertinentes.

15.4 Tratamiento de restricciones e inflexibilidades operativas, pruebas de los Enlaces Internacionales y emergencias en el sistema

El COES elaborará los Procedimientos para el tratamiento de las restricciones e inflexibilidades operativas y pruebas de los Enlaces Internacionales

Las TIE que no correspondan a un despacho económico, que se efectúen por razones de pruebas en las instalaciones del Otro Sistema, por condiciones de emergencia, por necesidades de confiabilidad, por necesidades operativas o por otras causas, a excepción de las que se efectúen por pruebas en los Enlaces Internacionales, serán pagadas por el Sistema importador según los precios de oferta de exportación ex post del nodo de frontera del Sistema exportador. Estas transferencias no darán lugar a la formación de Rentas de Transmisión a las que se refiere el literal c) del Artículo 18°.

Los costos totales de producción de la energía exportada durante las pruebas de los Enlaces Internacionales serán cubiertos íntegramente por el Sistema importador.

Estas transferencias serán realizadas según los procedimientos que se establezcan en los Acuerdos Operativos, tomando en cuenta los principios de reciprocidad y de no discriminación de precios.

Los correspondientes Costos Marginales de Generación de corto plazo del SEIN, aplicados al mercado interno, serán determinados según las normas y procedimientos vigentes.

15.5 Flujo de potencia y energía reactiva, y regulación de tensión en los Enlaces Internacionales

Los Procedimientos elaborados por el COES y los Acuerdos Operativos, establecerán los límites de intercambio de potencia y energía reactiva en los Enlaces Internacionales, las tolerancias máximas de variación de tensión en las Barras de Frontera y las penalidades en caso de incumplimiento.

TÍTULO III. ASPECTOS COMERCIALES

Artículo 16°.- Responsabilidades del COES

El COES será el responsable de la administración comercial de las TIE, que comprenderá, entre otros, las ga-

rantías del pago, la liquidación, la facturación, la cobranza de las Exportaciones y el pago de las Importaciones de electricidad. Para este fin, los Acuerdos Comerciales que suscriba con los Administradores de los Otros Sistemas comprenderán, además del contenido mínimo a que se refiere el Anexo 2 del RIEE, aspectos relacionados con las obligaciones y responsabilidades de los Administradores de los Otros Sistemas, en cuanto a la administración financiera de las TIE y el establecimiento de garantías.

Los Acuerdos Comerciales son instrumentos suscritos entre el COES y los Administradores de los Otros Sistemas Interconectados. Para su entrada en vigencia en el Perú deberán contar con la aprobación del Ministerio.

Para efectos de las TIE el COES actuará en representación de los integrantes del SEIN ante los Administradores de los Otros Sistemas Interconectados. En particular, el COES, en representación de los integrantes del SEIN que efectúen inyecciones y retiros, será el único autorizado para efectuar los pagos y cobranzas derivadas de las TIE ante los Administradores de los Otros Sistemas. Asimismo, efectuará los pagos y cobranzas a los integrantes del SEIN que resulten de las transferencias.

El COES realizará las liquidaciones y transferencias internas derivadas de las TIE tomando en cuenta lo dispuesto en la Ley, su Reglamento, el RIEE, y los Contratos de Compraventa Intracomunitaria de Electricidad celebrados por los integrantes del SEIN. Los Agentes Habilitados que tengan Contratos de Compraventa vigentes, participarán del proceso de liquidaciones de las TIE con los mismos derechos y obligaciones que los integrantes del SEIN.

El COES realizará también la cobranza de los aportes de los integrantes del SEIN para cubrir las garantías previstas para las transacciones de importación y procederá a su depósito en las cuentas del Administrador del Otro Sistema.

El COES podrá cobrar un cargo por los servicios que presta de acuerdo al RIEE. Este cargo será fijado por el Ministerio.

El COES será responsable de efectuar las gestiones y trámites ante las autoridades competentes a efectos de obtener las autorizaciones de Importación y Exportación respectivas.

El COES elaborará los Procedimientos que sean necesarios para la administración comercial de las TIE.

Artículo 17°.- Moneda de intercambio

La moneda de intercambio para efecto de la liquidación de las TIE será el Dólar de los Estados Unidos de América.

El COES establecerá el Procedimiento para determinar los tipos de cambio que se aplicarán para la programación y liquidación de las TIE.

Artículo 18°.- Liquidación de las TIE

Para la liquidación de la energía exportada o importada por cada Enlace Internacional, se utilizarán los valores de energía medidos según el Despacho Ejecutado. Los precios de liquidación corresponderán a los precios ex post de cada sistema, para cada periodo horario, siempre que éstos no superen el Rango de Variación de Precios para Liquidación, en caso contrario se utilizará el precio límite más cercano.

El Rango de Variación de Precios para Liquidación será establecido en los Acuerdos Comerciales.

El procedimiento para la liquidación será el siguiente:

a) Los ingresos asignados al Sistema exportador se calculan como el producto de la energía medida en el Nodo Frontera del Sistema exportador por el precio de liquidación de energía que corresponde al Sistema exportador en su Nodo Frontera.

b) Los egresos asignados al Sistema importador se calculan como el producto de la energía medida en el Nodo Frontera del Sistema importador por el precio de liquidación de energía que corresponde al Sistema importador en su Nodo Frontera.

c) Las Rentas de Transmisión se calculan como la diferencia entre los egresos asignados al Sistema importador y los ingresos asignados al Sistema exportador.

d) Los procedimientos para liquidar los cargos por potencia, peajes de transmisión y otros cargos fijos, serán establecidos en los Acuerdos Comerciales, considerando lo especificado en el Artículo 9°.

Las fechas, plazos y procedimientos de liquidación comercial de las TIE serán establecidos en los Acuerdos Comerciales respectivos.

Las liquidaciones de las TIE que no correspondan a un despacho económico o se efectúen durante las pruebas

de los Enlaces Internacionales, se efectuarán según lo previsto en la Subcláusula 15.4 del Artículo 15°.

Artículo 19°.- Costos marginales de generación del SEIN y liquidaciones en el mercado interno

Para determinar los Costos Marginales de Generación y liquidar las transacciones del mercado interno del SEIN, las Exportaciones serán tratadas como retiros y las Importaciones como inyecciones, ambas en el Nodo Frontera del SEIN.

Los Costos Marginales de Generación en el Nodo Frontera del SEIN se determinarán según los procedimientos vigentes, considerando el Despacho Ejecutado de las unidades de generación del SEIN.

Los Costos Marginales de Generación asociados a las Importaciones en el Nodo Frontera del SEIN a considerar en la sanción de los costos marginales de corto plazo de energía, serán determinados según un Procedimiento que será propuesto por el OSINERG y aprobado por el Ministerio .

Artículo 20°.- Tratamiento de los pagos por desvíos y servicios complementarios

El COES calculará el saldo neto de los pagos por desvíos y servicios complementarios y se encargará de pagar o cobrar dichas cantidades a los Administradores de los Otros Sistemas Interconectados. Los pagos o cobros por estos conceptos tendrán el tratamiento de compensaciones económicas entre Sistemas. En el SEIN, dichos pagos o cobros se añadirán a los costos por servicios complementarios propios del SEIN, y se distribuirán entre sus integrantes de forma similar al procedimiento de reparto de los costos por servicios complementarios del SEIN.

Artículo 21°.- Administración de las Rentas de Transmisión

El COES podrá abrir una cuenta específica para administrar las Rentas de Transmisión y los ingresos que obtenga por las subastas de los Derechos de Transmisión que se efectúen de conformidad con lo señalado en el Artículo 28°, las que serán aplicadas según lo establecido en el RIEE.

Artículo 22°.- Tratamiento de los cobros y pagos por potencia y por peajes de transmisión

Los montos correspondientes a los ingresos o egresos por potencia y por peajes de transmisión se incorporarán al sistema de liquidaciones del SEIN, utilizando los mismos criterios y procedimientos vigentes para el mercado interno.

El COES será responsable de efectuar los pagos y gestionar los cobros por este concepto.

Artículo 23°.- Garantías de pago de las TIE

23.1 Garantías por Exportación

La Exportación del SEIN estará condicionada a la presentación de garantías a favor del COES por parte de los Administradores de los Otros Sistemas. Dichas garantías estarán constituidas por depósitos pre pago en la cuenta del COES y deben cubrir el saldo neto del programa de Exportación para un periodo mínimo de un día. Los Acuerdos Comerciales podrán establecer periodos mayores.

Si el monto de las garantías no cubren el monto neto de las Exportaciones programadas, el COES podrá suspender la ejecución de las Exportaciones.

23.2 Garantías por Importación

El COES constituirá las garantías necesarias para importar mediante depósitos pre pago u otros mecanismos que sean establecidos en los Acuerdos Comerciales.

Todos los Agentes Habilitados en el SEIN están obligados a aportar los fondos requeridos para constituir las referidas garantías. El COES determinará el monto que corresponde a cada uno de ellos.

El COES elaborará los Procedimientos referidos a la metodología para el cálculo de los aportes, la cobranza y las sanciones por incumplimiento en el pago de los aportes.

TÍTULO IV. CONTRATOS DE COMPRAVENTA

Artículo 24°.- Naturaleza de los Contratos

Los Contratos de Compraventa Intracomunitaria de Electricidad son obligaciones financieras asumidas por los Agentes Habilitados del SEIN con Agentes Habilitados de Otro Sistema Interconectado. Estos contratos no tienen ninguna influencia en el despacho de generación, en la determinación de las TIE y en la operación del SEIN.

Los Agentes Habilitados deberán declarar sus Contratos de Compraventa al COES para que éste los tenga en cuenta en el proceso de liquidaciones. El COES elaborará los Procedimientos que sean necesarios,

Artículo 25°.- Agentes Habilitados

Los integrantes del SEIN autorizados a efectuar actividades de comercialización de energía eléctrica en el mercado nacional, tienen la calidad de Agentes Habilitados para comercializar internacionalmente electricidad. El Ministerio emitirá, a solicitud de la parte interesada, las constancias que se requieran para acreditar dicha calidad ante las autoridades competentes de los Otros Sistemas.

Los clientes libres nacionales podrán celebrar contratos de compra de energía con Agentes Habilitados de Otros Sistemas.

Los Agentes Habilitados de Otros Sistemas acreditarán su calidad ante el Ministerio en la forma que establezca dicho organismo.

Artículo 26°.- Garantías por los Contratos de Compraventa

Los retiros de energía del SEIN que se efectúen con cargo a los Contratos de Compraventa estarán condicionados a la presentación de garantías de pago a favor del COES por el agente a quien se impute dicho retiro.

El Ministerio establecerá los Procedimientos para constituir dichas garantías.

Artículo 27°.- Liquidación de las operaciones de compra venta según Contratos

La liquidación de las transacciones de compra y venta de electricidad entre Agentes Habilitados, en el marco de los Contratos de Compraventa, será efectuada directamente por los contratantes y no se incluirán en las liquidaciones del COES.

El COES efectuará las liquidaciones de retiros e inyecciones registradas en el SEIN para atender los Contratos de Compraventa. El COES elaborará los Procedimientos de liquidación a aplicarse en el SEIN.

Para efecto de las liquidaciones por los retiros efectuados de los otros Sistemas Interconectados con cargo a los Contratos de Compraventa, los Agentes Habilitados nacionales serán representados por el COES ante los Administradores de los Otros Sistemas; de manera similar los Administradores de los Otros Sistemas actuarán como representantes de los Agentes Habilitados de sus respectivos Sistemas.

TÍTULO V. ENLACES INTERNACIONALES

Artículo 28°.- Rentas de Transmisión

La distribución de las Rentas de Transmisión entre el SEIN y el Otro Sistema Interconectado para cada uno de los Enlaces Internacionales, se establecerá mediante acuerdo bilateral entre el Ministerio y la Entidad correspondiente del otro país.

Las Rentas de Transmisión que le correspondan al SEIN serán asignadas a la demanda nacional y podrán ser subastadas mediante instrumentos financieros denominados Derechos de Transmisión, de duración determinada, que tienen por objeto incentivar los contratos de compraventa intracomunitaria de electricidad.

El Ministerio a propuesta del OSINERG dictará las Normas y los Procedimientos necesarios para efectuar las subastas de los Derechos de Transmisión.

Los titulares de los Enlaces Internacionales no podrán adquirir ni ser propietarios de los Derechos de Transmisión bajo ninguna modalidad directa o indirecta.

Artículo 29°.- Remuneración de los Enlaces Internacionales

OSINERG fijará las remuneraciones de las instalaciones de los Enlaces Internacionales que estén ubicadas en territorio nacional, así como determinará a los responsables de su pago, de conformidad con las normas vigentes.

Artículo 30°.- Planificación y construcción de los Enlaces Internacionales

Corresponde al Ministerio elaborar el Plan de Transmisión. La definición del plan y el programa de obras correspondiente a los Enlaces Internacionales se efectuará en coordinación con los organismos competentes de los países involucrados.

El proceso de planificación deberá contar con un procedimiento mediante el cual los integrantes del SEIN y los usuarios participen activamente en las diversas etapas de elaboración del Plan de Transmisión.

El Ministerio otorgará la concesión de los Enlaces Internacionales según el programa de obras aprobado en el Plan de Transmisión.

El Estado Peruano a través de los organismos competentes promoverá la construcción de los Enlaces Internacionales.

TÍTULO VI. ASPECTOS TARIFARIOS

Artículo 31°.- Determinación de las Tarifas en Barra

A efectos de la fijación de Tarifas en Barra, la proyección de la demanda y oferta futura de los Sistemas que se encuentren interconectados con el SEIN, se efectuará utilizando los valores de potencia y energía de las transacciones de corto plazo realizadas en los últimos doce (12) meses anteriores al mes precedente a la fecha de presentación al OSINERG del estudio técnico-económico por el COES. Dichos valores se mantendrán constantes durante el período a que se refiere el Artículo 47° de la Ley.

Artículo 32°.- Compensación tarifaria

Los montos recaudados por el COES por concepto de Rentas de Transmisión que no hayan sido subastadas y los montos recaudados por la subasta de los Derechos de Transmisión, serán destinados a la reducción de los peajes del Sistema Principal de Transmisión.

El OSINERG dictará las disposiciones y procedimientos necesarios para efectuar esta compensación tarifaria en el cálculo de los peajes del Sistema Principal de Transmisión y los procedimientos para asignar las compensaciones a sus titulares.

TÍTULO VII. SUPERVISIÓN Y FISCALIZACIÓN

Artículo 33°.- Supervisión y fiscalización

El OSINERG supervisará y fiscalizará el cumplimiento del RIEE, de los Acuerdos Operativos, de los Acuerdos Comerciales y de los Procedimientos; así mismo aplicará las sanciones correspondientes conforme a la escala de multas que sea fijada de conformidad con las normas legales vigentes.

TÍTULO VIII. ARMONIZACIÓN NORMATIVA DE LOS PAISES SUSCRIPTORES DE LA DECISIÓN

Artículo 34°.- Adecuación del RIEE

El presente Reglamento se adecuará a los acuerdos futuros sobre armonización normativa que adopten los países suscriptores de la Decisión.

DISPOSICIONES TRANSITORIAS

Primera.- Umbral de Precio inicial

Para el primer año de operación comercial del Enlace Perú-Ecuador, el Umbral de Precio se fija en 1,08.

El COES propondrá para su aprobación por el Ministerio, treinta (30) días antes del vencimiento del período señalado en el párrafo anterior, los valores que se aplicarán en el período anual siguiente, de conformidad con lo establecido en el Artículo 13°.

Segunda.- Operación no sincronizada del enlace Perú-Ecuador

La operación no sincronizada del Enlace Perú Ecuador se sujetará a los Procedimientos que apruebe el Ministerio y que deberán ser elaborados por el COES en coordinación con el OSINERG y el Operador del Otro Sistema involucrado, tomando en consideración lo dispuesto en el RIEE.

Estos Procedimientos pueden establecer disposiciones sobre la periodicidad del cálculo de las curvas de oferta y de los Despachos Coordinados, la configuración de los sistemas, el tratamiento de los desvíos y el pago por los servicios complementarios, entre otros aspectos. Para ello, deberán respetar los principios generales y la filosofía básica del mecanismo descrito en el título II del RIEE, adaptándolos a las condiciones técnicas existentes.

Los Procedimientos serán puestos a consideración del Ministerio para su aprobación, en el plazo de sesenta (60) días a partir de la fecha de publicación del RIEE.

Tercera.- Compensación tarifaria

La Compensación tarifaria por Rentas de Transmisión a que se refiere el Artículo 32° del RIEE, se aplicará a partir del proceso de fijación de las tarifas en barra del mes de mayo 2005.

Cuarta.- Acreditación de Agentes Habilitados extranjeros y normativa de Contratos de Compraventa

El Ministerio dictará, a propuesta del OSINERG, las normas pertinentes para la acreditación de Agentes Habilitados extranjeros, así como las normas específicas y requisitos que deben cumplir los Contratos de Compraventa, tomando en cuenta los acuerdos sobre armonización normativa de los países suscriptores de la Decisión.

Quinta.- Aplicación de compensaciones por incumplimiento de la NTCSE

Por un período de dos (2) años se mantendrá en suspenso la aplicación de las compensaciones establecidas en el Artículo 15º, Sub Cláusula 15.2. Por el mismo período, quedarán suspendidas las compensaciones a favor de los usuarios finales que sean atribuibles a la operación del Enlace Internacional o al Otro Sistema.

Sexta.- Proyección de la demanda y oferta de las transacciones internacionales para la fijación de tarifas de mayo y noviembre de 2005

Para efectos de la aplicación del Artículo 31º en los procesos de fijación de Tarifas en Barra de mayo y noviembre de 2005, los valores no disponibles de la serie de doce (12) meses que se requieren para la proyección de la demanda y oferta de los Sistemas interconectados con el SEIN, serán completados mediante la simulación de las transacciones de corto plazo que se hubiesen producido en dichos meses. OSINERG propondrá al Ministerio para su aprobación, los Procedimientos de cálculo respectivos.

ANEXO 01: Contenido Mínimo de los Acuerdos Operativos

Los Acuerdos Operativos, a ser suscritos por el COES con los Operadores de los Otros Sistemas Interconectados, contendrán al menos los siguientes aspectos:

1. Criterios y procedimientos para la programación de la operación.

- a) Definición de los Nodos Frontera.
- b) Procedimientos generales y particulares para la elaboración de los Programas de Despacho Diario y la programación de la operación de los Enlaces Internacionales.
- c) Procedimientos de aprobación de los Programas de Despacho Diario.
- d) Publicación de los Programas de Despacho Diario y de los Despachos Reprogramados.
- e) Procedimientos para el Redespacho y/o modificación de los programas de operación.
- f) Procedimientos para la determinación de la Capacidad Máxima de Transferencia los Enlaces Internacionales que incluya la frecuencia y condiciones para su revisión.

2. Coordinación y supervisión de la operación de los Enlaces Internacionales y de los intercambios de energía eléctrica.

- 3. Criterios y procedimientos para la operación interconectada en estados normal, alerta, emergencia y recuperación.
- 4. Procedimientos para la ejecución de maniobras y cambios de configuración de los sistemas.
- 5. Intercambios de potencia reactiva, factores de potencia y control de tensiones en las Barras de Frontera.
- 6. Evaluación de los resultados operativos.
- 7. Informes de contingencias, fallas y perturbaciones, y atribución de responsabilidades.
- 8. Coordinación de los programas de mantenimiento y su ejecución.
- 9. Protocolo general de pruebas aplicable a los Enlaces Internacionales.
- 10. Sistemas de comunicación para operación en tiempo real y tiempo diferido, y normas para intercambio de información.
- 11. Derecho de acceso a los Enlaces Internacionales.
- 12. Información y registros.
- 13. Sistemas de medición.
- 14. Procedimiento para resolución de controversias.
- 15. Responsabilidades e indemnizaciones.
- 16. Seguros.
- 17. Fuerza mayor.
- 18. Causas para terminación del Acuerdo Operativo.
- 19. Acuerdos de Confidencialidad.

ANEXO 02: Contenido Mínimo de los Acuerdos Comerciales

Los Acuerdos Comerciales, a ser suscritos por el COES con los Administradores de los Otros Sistemas Interconectados, contendrán al menos los siguientes aspectos:

1. Sistemas de Medición Comercial.

- a) Responsabilidad por la lectura y reporte de las mediciones.
- b) Puntos de medición.
- c) Definición de los Nodos Frontera y procedimiento para referir las mediciones reales a los Nodos Frontera.

- d) Derechos recíprocos para inspección y prueba de los equipos de medición (contrastación y calibración), auditoría de las mediciones y sustitución de equipos.
- e) Responsabilidad por los errores de medición.
- f) Medios, procedimientos y protocolos para el intercambio de información.

2. Procedimientos de administración, liquidación y gestión financiera de las transacciones entre Sistemas.

- 3. Determinación de los precios y cantidades de energía para la liquidación de TIE.
- 4. Cargos por potencia y energía reactiva.
- 5. Reglas comerciales.

- a) Garantías de pago.
- b) Procedimientos de liquidación y facturación.
- c) Discriminación de los cargos aplicables.
- d) Procedimientos de cobranza y pago.
- e) Remesa de divisas y mecanismos para la transferencia de dinero.
- f) Plazos de pago.
- g) Procedimiento de suspensión de las TIE por falta de pago o vencimiento de garantías.
- h) Tasa de interés aplicable.
- i) Tributos aplicables a las TIE.
- j) Reliquidación y refacturación.
- k) Procedimientos de auditoría.

- 6. Previsiones para cambios en las reglas comerciales.
- 7. Información y registros.
- 8. Procedimiento para resolución de controversias.
- 9. Responsabilidades e indemnizaciones.
- 10. Fuerza mayor.
- 11. Causales de terminación del Acuerdo Comercial.
- 12. Acuerdos de confidencialidad.

23403

INTERIOR

Designan Comisión Especial de Procesos Administrativos Disciplinarios para calificar faltas en que habrían incurrido ex funcionaria y funcionaria

**RESOLUCIÓN MINISTERIAL
Nº 2550-2004-IN-0901**

Lima, 15 de diciembre de 2004

Visto, el Informe Nº 018-2004-2-0282-IN/OCI.OAI.INS de 29 OCT 2004, mediante el cual el Órgano de Control Institucional del Ministerio del Interior solicita la conformación de la Comisión Especial de Procesos Administrativos Disciplinarios, para efectos del Proceso Administrativo contra funcionarias aludidas en el indicado informe.

CONSIDERANDO:

Que, del contenido del Informe Nº 018-2004-2-0282-IN/OCI.OAI.INS de 29 OCT 2004, formulado por el Órgano de Control Institucional del Ministerio del Interior, se ha tomado conocimiento de las faltas en que habrían incurrido la ex funcionaria Eco. MARÍA JESUS GAMARRA GAMARRA DE FERNÁNDEZ ex Directora General de la Oficina General de Administración del MININTER y la funcionaria CPC MARÍA ANGÉLICA BUITRÓN MADRID, Subdirectora de Control Patrimonial OASA-OGA, relacionadas con el incumplimiento de lo dispuesto por el Artículo 4º de la Ley Nº 28034 y su Reglamento;

Que, en atención al documento de Visto, el Órgano de Control Institucional del Ministerio del Interior solicita, de conformidad con lo establecido en los artículos 165º segundo párrafo, 166º y 167º del Decreto Supremo Nº 005-90-PCM - Reglamento de la Ley de Carrera Administrativa, el nombramiento de una Comisión Especial de Procesos Administrativos Disciplinarios a fin de que califique la gravedad de la falta en que habrían incurrido los funcionarios y servidores involucrados en el referido documento, en el ejercicio de sus funciones;

Que, en sujeción a lo estipulado por el Art. 165º del Reglamento de la Ley de Carrera Administrativa, aprobado por Decreto Supremo Nº 005-90-PCM, que señala que para el proceso de funcionarios se constituirá una Comisión Especial integrada por tres (3) miembros acordes con la jerarquía del procesado;

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Manco Zaconetti, Jorge. “Las Políticas Energéticas en la Comunidad Andina”, Capítulo III “Integración Eléctrica en la Comunidad Andina”, Primera Edición, Marzo de 2003, http://www.comunidadandina.org/public/libro_29.htm
- [2] ISA, CENACE, TRANSELECTRIC, COES, REP. “Informe de Interconexión Colombia – Ecuador – Perú”, Medellín – Colombia, 22 de Octubre de 2003
- [3] CENACE, ISA, COES. “Estudios Energéticos Interconexión Colombia – Ecuador – Perú: Informe de la Interconexión Ecuador – Perú con Segundo Enlace Colombia – Ecuador”, Quito, Abril de 2004
- [4] PA Consulting Services SAC. “Diagnóstico de los Marcos Regulatorios del Perú y los Países de la Región Andina”, sub-capítulo 7.2, 14 de Julio de 2003
- [5] CIER, “Interconexión Eléctrica Perú – Ecuador”, Setiembre de 2004
- [6] División de Recursos Naturales e Infraestructura CEPAL. “Fundamentos para la Constitución de un Mercado Común de Electricidad”, Santiago de Chile, Julio de 2004
- [7] Universidad Pontificia Comillas. “Diseño de la Casación para el Mercado de la Región Andina”, borrador, versión 3.7, Madrid, 28 de Junio de 2004
- [8] Ministerio de Energía y Minas del Perú, “Plan Referencial de Electricidad 2003 – 2012”, capítulo V
- [9] Mokhtar S. Bazaraa, John J. Jarvis, Hanif D. Sherali, “Linear Programming and Network Flows”, John Wiley & Sons, 1977

- [10] Allen J. Wood, Bruce F. Wollenberg, "Power Generation, Operation and Control", John Wiley & Sons, New York, 1984