

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

ESCUELA DE INGENIERÍA

REMUNERACIÓN AL TRANSMISOR POR PARTE DE LAS DISTRIBUIDORAS EN EL MERCADO OCASIONAL Y EN EL MERCADO DE CONTRATOS

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO
ELÉCTRICO**

SUNTAXI GUALLICHICO ROBERTO

TUPIZA TUPIZA CARLOS ALBERTO

DIRECTOR: Ing. Eduardo Cazco


Quito, Marzo 2005

DECLARACIÓN

Nosotros, ROBERTO SUNTAXI GUALLICHICO, CARLOS ALBERTO TUPIZA TUPIZA, declaramos bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de nuestra autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que hemos consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedemos nuestros derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.


Roberto Suntaxi Guallichico


Carlos Alberto Tupiza Tupiza

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Roberto Suintaxi Guallichico y Carlos Alberto Tupiza Tupiza , bajo mi supervisión.

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Eduardo Cazco', written over a horizontal line.

Ing. Eduardo Cazco
DIRECTOR DE PROYECTO

AGRADECIMIENTO

Al padre Celestial que siempre vela y vigila nuestros pasos, quien nos dio la salud la inteligencia y la fuerza necesaria para culminar la carrera.

Al Ing. Eduardo Cazco que con su sabiduría y consejos nos guió en una forma acertada en la investigación de este proyecto.

A los departamentos de Tarifas y Regulación del CONELEC, los cuales nos proporcionaron información para el desarrollo de este proyecto.

A los departamentos de Transacciones Comerciales, Planeamiento, Operación del CENACE que a través de sus directores de área nos atendieron con amabilidad y cortesía para la recopilación de datos.

Al Dr Hugo Arcos en el departamento de Planeamiento del CENACE, por sus ideas acertadas y consejos prácticos para culminación del proyecto de titulación.

Al departamento de Transacciones Comerciales de Transelectric S.A. , a través de su director que no escatimo esfuerzos para darnos la información para desarrollar el proyecto de investigación.

A todos los amigos que nos proporcionaron información y los medios necesario para el desarrollo y finalización de este proyecto de titulación.

Roberto Suntaxi Guallichico

Carlos Alberto Tupiza Tupiza

DEDICATORIA

Dedicado a nuestro Creador que me ha dado la vida, y la oportunidad de estar junto a mi familia.

A los que mas quiero, mis padres y hermanos por su apoyo y paciencia en todo momento.

Y para todos aquellos amigos que complementan mi gozo de haber terminado este trabajo.

Roberto Suntaxi Guallichico

DEDICATORIA

A mi padre Celestial que siempre vela y vigila mis pasos, y que a través de mis padres me dio la vida.

A mis padres **CARLOS** e **IRALDA** que me formaron para ser un hombre de bien y que siempre estuvieron a mi lado para apoyarme en mis decisiones, y que con amor y cariño hicieron los esfuerzos necesarios para darme una educación superior, que hoy se ve plasmada en la obtención de un título. Mil gracias padres buenos y generosos, siempre viviré agradecido de ustedes.

A mis hermanas **Patricia** y **Sarita** que con su cariño y apoyo crearon un ambiente de fortaleza para culminar este proyecto de titulación.

A mis tíos **Edmundo, Luis, Susana y Marco** que siempre se han preocupado por el bienestar mío y de mi familia, gracias por su apoyo moral.

A mis hermanos en Cristo con los cuales he compartido momentos de alegría, formación y tribulación, gracias por sus oraciones Dios les pague.

A mis amigos que durante mi carrera hemos compartido momentos de estudio, deporte y diversión sana, gracias por ser como son Dios les bendiga.

Carlos Alberto Tupiza Tupiza.

CONTENIDO

OBJETIVOS.....	i
ALCANCE.....	ii
RESUMEN.....	iii
PRESENTACIÓN.....	v

CAPITULO 1

MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA

1.1	Introducción.....	1
1.2	Transformación del Sector Eléctrico.....	2
1.3	Estructura del Sector Eléctrico.....	3
1.4	Funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista.....	5
1.5	Agentes del Mercado Eléctrico Mayorista.....	7
1.5.1	Agente Generador.....	7
1.5.2	Agente Transmisor.....	8
1.5.3	Agente Distribuidor.....	9
1.5.4	Grandes Consumidores.....	10
1.5.5	Exportación e Importación.....	11
1.5.6	Responsabilidades y limitaciones de los agentes del MEM.....	11
1.6	Transacciones en el Mercado Eléctrico Mayorista.....	12
1.6.1	Compra-Venta de energía en el mercado de contratos a plazo.....	13
1.6.2	Compra-Venta de energía en el mercado ocasional.....	15
1.7	Pagos que realizan los agentes por la compra de energía.....	17
1.7.1	Pagos en el mercado ocasional.....	17
1.7.2	Pagos en el mercado de contratos a plazo.....	18
1.7.2.1	Energía de contratos pactados en la barra de mercado.....	18
1.7.2.2	Energía de contratos pactados en la barra del distribuidor o gran consumidor.....	19
1.7.2.3	Energía de contratos pactados en la barra del generador.....	19

CAPITULO 2

REMUNERACIÓN AL TRANSMISOR EN EL ECUADOR

2.1	Introducción.....	20
2.2	Rol de la empresa de transporte en los mercados eléctricos.....	21
2.3	Sistema de Transmisión Ecuatoriano.....	22
2.3.1	Objetivo social de la Empresa de Transmisión.....	24
2.3.2	Éxclusividad de la transmisión.....	25
2.3.3	Remuneración al transmisor en el MEM Ecuatoriano.....	26
2.4	Costo Medio del Sistema de Transmisión Ecuatoriano.....	27
2.4.1	Metodología de cálculo.....	27
2.4.2	Activo en operación.....	28
2.4.3	Costos de inversión.....	29
2.4.4	Costos de operación y mantenimiento.....	30
2.4.5	Demanda.....	30
2.4.6	Resultados del cálculo de costo medio	30
2.5	Ingresos de la Empresa de Transmisión Transelectric S.A.....	31
2.5.1	Cargo fijo de transmisión.....	32
2.5.1.1	Determinación de la demanda máxima.....	32
2.5.1.1.1	Pagos de cada agente distribuidor y gran consumidor.....	33
2.5.1.1.2	Remuneración a la tarifa de transmisión por tarifa fija.....	33
2.5.2	Cargo variable por transporte.....	34
2.5.2.1	Remuneración variable al transmisor en el mercado ocasional.....	35
2.5.2.2	Remuneración al transmisor en el mercado de contratos.....	36
2.6	Estructura tarifaria al usuario final.....	37

CAPITULO 3

REMUNERACIÓN AL TRANSMISOR EN OTROS PAISES

3.1	Introducción.....	39
3.2	Características fundamentales de los sistemas de transmisión.....	40
3.3	Reglamentación de la transmisión en otros países.....	42

3.3.1	Argentina.....	42
3.3.1.1	Remuneración al transmisor en Argentina.....	43
3.3.1.1.1	Ingreso variable por energía transportada.....	44
3.3.1.1.2	Ingreso variable por transporte de potencia (RVTP).....	45
3.3.1.1.3	Cargo fijo por conexión puesta ha disposición.....	46
3.3.1.1.4	Cargo fijo por capacidad de transporte.....	47
3.3.2	Bolivia.....	49
3.3.2.1	Remuneración al transmisor en Bolivia.....	50
3.3.2.1.1	Peaje atribuible a generadores.....	54
3.3.2.1.2	Peaje atribuible a consumidores.....	55
3.3.3	Chile.....	57
3.3.3.1	Remuneración al transmisor en Chile.....	58
3.3.4	Colombia.....	60
3.3.4.1	Remuneración al transmisor en Colombia.....	61
3.3.4.1.1	Cargo por uso del Sistema de Transmisión Nacional.....	62
3.3.4.1.2	Cargo por conexión al Sistema de Transmisión Nacional.....	64
3.3.5	Perú.....	66
3.3.5.1	Remuneración al transmisor en Perú.....	67
3.3.5.1.1	El ingreso tarifario.....	68
3.3.5.1.2	El peaje por conexión.....	68
3.4	Comparación de los países analizados.....	73
3.5	Cuadro comparativo.....	76

CAPITULO 4

ANALISIS DE LA REMUNERACION AL TRANSMISOR EN EL MEM ECUATORIANO

4.1	Introducción.....	83
4.2	Análisis de la remuneración al transmisor.....	84
4.2.1	Análisis del cargo fijo.....	84
4.2.1.1	Análisis del cálculo del costo medio.....	85
4.2.1.2	Activos en operación.....	86
4.2.1.3	Costos de inversión.....	86

4.2.1.4	Costos de operación y mantenimiento.....	86
4.2.1.5	Demanda.....	88
4.3	Análisis del cargo variable de transmisión.....	88
4.3.1	RVT del mercado ocasional.....	91
4.3.2	RVT del mercado de contratos a plazo.....	92
4.3.3	Procedimiento aplicado por el Cenace al mercado de contratos.....	93
4.4	Definiciones básicas.....	94
4.5	Ejemplos de cálculo de RVT en el MEM.....	98
4.5.1	Ejemplo 1.....	99
4.5.2	Ejemplo 2.....	105
4.5.3	Ejemplo 3.....	109
4.6	Comentarios.....	113

CAPITULO 5

ALTERNATIVA PLANTEADA PARA EL CÁLCULO DE RVT Y NUEVA METODOLOGÍA PARA REMUNERAR AL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

5.1	Introducción.....	116
5.2	Propuesta de reajuste de RVT.....	116
5.2.1	Reajuste de RVT del mercado de contratos.....	119
5.3	Nueva metodología para remunerar al Transmisor en el Ecuador....	122
5.3.1	Descripción de la metodología.....	123
5.4	Asignación de pérdidas.....	126

CAPITULO 6

APLICACIÓN DE LA ALTERNATIVA PLANTEADA PARA EL CÁLCULO DE RVT Y NUEVA METODOLOGÍA PARA REMUNERAR AL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

6.1	Introducción.....	128
6.2	Resultados de remunerar al sistema de transmisión con reajuste de RVT y el modelo actual.....	129
6.2.1	Cambios en los procedimientos del Cenace.....	134

6.2.2	Cambios en la Regulación CONELEC-007/02.....	135
6.3	Aplicación de la nueva metodología para remunerar al transmisor...	136
6.4	Cambios en la remuneración a los generadores y el pago de las demandas.....	145
6.5	Comparación del pago de la demanda.....	152
6.6	Comparación de las alternativas.....	154

CAPITULO 7

Conclusiones.....	156
Bibliografía.....	161

ANEXOS

ÍNDICE DE CUADROS

Cuadro 3.1	Tarifas de transmisión eléctrica.....	79
Cuadro 3.2	Características de generación y consumo eléctrico de países Sudamericanos.....	80
Cuadro 3.3	Niveles de voltaje y extensión de líneas de transmisión de países de Sudamérica.....	80
Cuadro 5.1	Pago por RVT M.C metodología Cenace.....	118
Cuadro 5.2	Pago por RVT M.C con valor absoluto.....	118
Cuadro 5.3	Valores de RVT del M.C con reajuste.....	120
Cuadro 5.4	Cuadro comparativo.....	120
Cuadro 5.5	Energía neta generada y energía neta recibida.....	125
Cuadro 5.6	Reparto costos de transmisión a la demanda aplicando 5.5 y 5.6.....	125
Cuadro 5.7	Ingresos y pagos por la energía negociada.....	126
Cuadro 5.8	Asignación de pérdidas.....	127
Cuadro 6.1	Cuadro comparativo.....	150

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1	Estructura del Sector Eléctrico Ecuatoriano.....	5
Figura 1.2	Esquema de transacciones en el mercado de contratos.....	15
Figura 1.3	Esquema de transacciones en el mercado ocasional.....	16
Figura 4.1	RVT del tramo i-j.....	90
Figura 4.2	Sistema Nacional Interconectado reducido: Ejemplo 1.....	100
Figura 4.3	Sistema Nacional Interconectado reducido: Ejemplo 2.....	106
Figura 4.4	Sistema Nacional Interconectado reducido: Ejemplo 3.....	110
Figura 5.1	Simple sistema eléctrico de potencia.....	124
Figura 6.1	Comparación metodologías.....	150
Figura 6.2	Comparación metodologías: Ingreso generadores.....	151
Figura 6.3	Porcentaje de PRPD.....	152

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 6.1	RVT con fórmula de reajuste y RVT calculado por el Cenace.....	129
Tabla 6.2	Pago de la EEQ S.A. por cargo fijo de transmisión.....	129
Tabla 6.3	Pago total de la EEQ S.A. por remuneración a TranselectricS.A	130

Tabla 6.4	RVT M.C con el reajuste y RVT calculado por el Cenace para empresas de distribución eléctrica.....	130
Tabla 6.5	RVT con reajuste y RVT obtenido por el Cenace para el mes de Septiembre del 2004.....	131
Tabla 6.6	Pago por servicio de transmisión por parte de la EEQ S.A.....	137
Tabla 6.7	Tabla comparativa de metodologías aplicadas.....	138
Tabla 6.8	Tabla comparativa de reparto de costos de transmisión considerando la demanda máxima no coincidente sin RVT.....	141
Tabla 6.9	Datos del estudio de costo medio.....	143
Tabla 6.10	Tabla comparativa de reparto de costos de transmisión.....	143
Tabla 6.11	Ingreso generadores.....	147
Tabla 6.12	Pago de la demanda.....	148
Tabla 6.13	Tabla comparativa del pago total de la demanda.....	152
Tabla 6.14	Tabla comparativa para la EEQ S.A. Septiembre del 2004.....	154

OBJETIVO

Evaluar la conveniencia del actual modelo de remuneración al transmisor por parte de las distribuidoras y sus efectos en el desarrollo y funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista Ecuatoriano

OBJETIVOS ESPECIFICOS

- Determinar si el pago que realizan las distribuidoras por el servicio de transmisión es equilibrado en el mercado de contratos y en el ocasional.
- Determinar si se produce un traslado efectivo de los pagos por transmisión a la tarifa del consumidor final. Además determinar con un estudio breve si la remuneración del transmisor cubre los costos económicos para la operación y expansión.
- En base de modelos de Remuneración al Transmisor en otros países, plantear de ser necesario un nuevo esquema de remuneración aplicada al Sector Eléctrico Ecuatoriano.

ALCANCE

- Estudiar el modelo de Remuneración actual al Transmisor en el Mercado Eléctrico Mayorista Ecuatoriano.
- Estudiar Diferentes modelos de Remuneración al Transmisor en otros países.
- Proponer una adecuada remuneración al Transmisor por parte de las Distribuidoras.
- Aplicación práctica, la remuneración de la Empresa Eléctrica Quito S.A. al Transmisor tanto en el mercado Ocasional y en el de Contratos.

JUSTIFICACIÓN

Partiendo de la identificación de diferencias en el pago por el servicio de transmisión en el mercado ocasional y en el de contratos, que implicaría que el componente de transmisión de la tarifa al consumidor final no corresponda a lo efectivamente pagado por los distribuidores, se plantea realizar un análisis detallado del modelo de remuneración al transmisor en el MEM Ecuatoriano que determine la conveniencia o no de su aplicación.

RESUMEN

Como resultado de la reestructuración del sector eléctrico en muchos países, se ha dividido la industria eléctrica en tres negocios independientes: generación, transmisión y distribución. En particular para el negocio de la transmisión, debe buscarse las formas de financiamiento de dicho negocio que provean a su dueño un incentivo económico para realizar inversiones con una rentabilidad atractiva, y que permitan que su operación y expansión sea eficiente y segura.

Por esta razón en diversos países, se ha establecido a través de sistemas de regulación de la transmisión eléctrica, formas de remuneración basándose en diversas metodologías que intentan financiar a los sistemas de transmisión, promover el desarrollo y la inversión para la expansión de estos sistemas, en forma eficiente y económica, considerando para ello las características y necesidades de cada sistema.

Al tener diferentes metodologías de remuneración al sistema de transporte, se concluye que ninguno ha resultado ser efectivo para ser aplicado a cualquier sistema de transmisión eléctrica.

El presente trabajo de investigación se centra en el análisis de la remuneración al transmisor en el Ecuador, y se toma especial atención al cargo variable que a pesar de representar un porcentaje mínimo con respecto a la remuneración total que recibe el transmisor, este provoca conflictos entre los agentes participantes del Mercado Eléctrico Mayorista Ecuatoriano.

Con el propósito de evitar erradas interpretaciones de la normativa vigente del Sector Eléctrico Ecuatoriano en cuanto al cargo variable del mercado de contratos se refiere, se plantea entonces, cambios en los procedimientos aplicados por el CENACE, cambios en la regulación CONELEC -007/02, y por último se propone un reajuste al cálculo del cargo variable asignado a contratos. Los resultados obtenidos permiten que la asignación del cargo variable del sistema de transporte, sea equitativo. En el presente estudio también se propone una nueva metodología para remunerar al sistema de transporte, dejando de lado la aplicación de factores de nodo para remunerar al transmisor.

La propuesta de reajuste del cargo variable asignado a contratos, así como también la nueva metodología para remunerar al transmisor, es aplicado a ejemplos prácticos de redes simples y al Sistema Nacional Interconectado (SNI).

El presente estudio fue realizado únicamente para las liquidaciones de las transacciones comerciales entre los agentes del Mercado Eléctrico Mayorista Ecuatoriano, y no se considera el despacho económico.

PRESENTACIÓN

El presente proyecto abarca las metodologías adoptadas para remunerar al sistema de transmisión consecuencia de la reestructuración de los mercados eléctricos a nivel mundial. Sin embargo las diferentes metodologías adoptadas no resultan ser eficientes para el pago por el servicio de transporte.

Las diferentes metodologías aplicadas para el pago de las redes de transporte se basa principalmente en las características de estas redes y el modelo de mercado eléctrico adoptado por cada país.

Por esta razón se plantea realizar un estudio que determine la posibilidad de aplicar modelos ya implantados en otros países al modelo Ecuatoriano, tomando para ello modelos de remuneración al sistema de transmisión usados en los países como Argentina, Bolivia, Chile, Colombia y Perú. En esta parte se determina la conveniencia de aplicar cierto modelo de los estudiados, al modelo de remuneración al transmisor en el Ecuador.

Luego del estudio de los modelos de reparto del costo de transmisión se barca el estudio del modelo remuneración al transmisor en el Ecuador, analizando los efectos que producen a los participantes del mercado eléctrico y verificando si el modelo actual es el más conveniente para todos aquellos que hacen uso del Sistema Nacional Interconectado(SNI).

El presente proyecto se propone métodos de reparto de los costos del sistema de transmisión buscando en todo momento que estos sean sencillos de entender y además que los pagos de quienes hacen uso de este sistema sean transparentes.

En este proyecto se establecen cambios en la Regulación vigente dictado por el organismo regulador del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y en el procedimiento aplicado por el organismo encargado de la administración técnica y financiera del Mercado Eléctrico Ecuatoriano, para que las remuneraciones que hacen los agentes del MEM sean más equitativas.

Finalmente se presentan las conclusiones del proyecto de investigación.

CAPITULO 1

MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA

1.1 INTRODUCCIÓN

La República del Ecuador al principio de la década del 70 tenía un solo organismo propietario de la generación, transmisión y distribución de la energía. Este organismo denominado Instituto Ecuatoriano de Electrificación, INECEL, entidad nacional, estatal y monopólico, se encargaba de la planificación, diseño, construcción, operación, mantenimiento, regulación, control y la tarificación del sector eléctrico del país.

Entre 1970 y 1990, épocas donde el sector eléctrico se encontraba en auge intensivo para promover la electrificación en nuestro país, a través del INECEL se construyeron grandes centrales, se desarrolló el Sistema Nacional Interconectado, se conformaron estructuras de planeamiento y operación y se incrementaron de forma importante los índices de electrificación nacional.

A partir de 1990, la liberalización de la economía y la globalización de los mercados, hizo que las empresas estatales verticalmente integradas como INECEL, empiecen a fallar o a evidenciar sus falencias por la forma de administrar el negocio eléctrico, ya que el directorio del INECEL era quien regulaba y normaba la actividad eléctrica, pero este organismo se encontraba compuesto en su mayoría por delegados del gobierno, por lo que su función se ve afectada por la toma de decisiones que prevalecen más los factores políticos que los criterios técnicos y profesionales. También salió a flote los problemas técnicos como las pérdidas y el desfinanciamiento por la tarifa. La falta de una mayor inversión en generación aparecen los racionamientos de energía en los períodos de estiaje de los años 1995, 1996 y 1997 lo que ocasionó que el INECEL se vea obligado a contratar producción de energía a generadores privados (Ecuapower, Electroquil, Energycorp) a altos precios para superar el déficit.

1.2 TRANSFORMACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO

Luego de la entrada en vigencia de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE) en Octubre de 1996, el Sector Eléctrico sufrió un cambio radical en su estructura. Sin embargo, las nuevas normas sólo entraron en vigencia el 1 de abril de 1999, como respuesta a la necesidad de reformular el grado de participación estatal en el Sector Eléctrico, lo cual implicó la eliminación del monopolio que estaba en manos del estado, separando las actividades de generación, transporte y distribución de energía, dicha separación tiene como objetivos principales:

- Promover la competitividad de los mercados de producción de electricidad y las inversiones de riesgo del sector privado para asegurar el suministro de largo plazo.
- Regular la transmisión y distribución de electricidad, asegurando que las tarifas que se apliquen sean justas tanto para el inversionista como para el consumidor.
- Promover la realización de inversiones privadas de riesgo en generación, transmisión y distribución de electricidad velando por la competitividad de los mercados.
- Estará orientado fundamentalmente a brindar un óptimo servicio a los consumidores y a precautelar sus derechos, partiendo de un serio compromiso de preservación del medio ambiente.

Además se establecieron los principios de competitividad entre los agentes, para lo cual se crea el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), que es el espacio en el cual se establecen reglas para valorar económicamente la compra y venta de energía entre los participantes del mercado, donde aquellos son conocidos como agentes del MEM.

La creación del MEM permite establecer la competencia entre las empresas eléctricas (generación y comercialización), reglamentar los llamados monopolios naturales para que estos operen de acuerdo a políticas competitivas y defender los derechos de los usuarios, a demás, tiene como objetivo incrementar la calidad

del suministro, la mejora del medio ambiente y hacer que los precios se autorregulen en un mercado libre.

Es importante señalar que también existe ahora la libertad de los consumidores para elegir la empresa suministradora de energía que deseen, en función de la calidad de suministro y el precio que ofrezcan.

1.3 ESTRUCTURA DEL SECTOR ELÉCTRICO

El mercado de electricidad requiere un control en su funcionamiento, para ello la creación de instituciones que garanticen la aceptación e implantación del modelo seleccionado, la estabilidad de las reglas del mercado, la competencia entre los generadores y la defensa de sus derechos. Las reglas de mercado se deben cumplir de acuerdo a lo establecido en las normas dictadas por las instituciones encargadas del control del mercado eléctrico, defendiendo en todo momento los derechos de todos aquellos que se vean involucrados en el negocio de la electricidad desde las grandes empresas de generación hasta el usuario final de recursos limitados.

Separar las actividades de generación, transmisión y distribución permite un mejor control de las actividades que estas realizan, pero al mismo tiempo existen problemas de coordinación, planificación y seguridad del suministro de electricidad entre todos los participantes del MEM, acciones que deben ir encaminados en mejora de las actividades involucradas en el negocio de la electricidad. Para lograr esto se crea un administrador técnico y financiero del mercado.

La estructura del sector eléctrico esta compuesto por empresas eléctricas de generación, transmisión, distribución, exportadores e importadores, grandes consumidores y organismos encargados de la administración, supervisión y regulación de las actividades que se realizan en el mercado eléctrico.

La administración será técnica y financiera, la cual debe ser sustentada en base a estudios técnicos y económicos. El organismo encargado de la supervisión y

regulación de las actividades del mercado eléctrico tendrá mayor importancia dentro de la estructura y funcionamiento del sector eléctrico.

De acuerdo a esta definición el Sector Eléctrico Ecuatoriano está estructurado de la siguiente manera: (Art. 11; LRSE)

a) El Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC) tiene entre otras cosas las funciones y facultades de:

- Dictar regulaciones para generación, transmisión, distribución, clientes y mercado,
- Elaborar planes para el desarrollo de la energía eléctrica,
- Aprobar pliegos tarifarios,
- Otorgar concesiones, permisos, licencias.

b) El Centro Nacional de Control de la Energía (CENACE):

- Se encargará de la manejo técnico y económico del Mercado Eléctrico Mayorista garantizando en todo momento el beneficio del usuario final y
- Será responsable de la operación del Sistema Nacional Interconectado (SNI).

c) Las empresas eléctricas concesionarias de generación;

d) La Empresa Eléctrica Concesionaria de Transmisión; y,

e) Las empresas eléctricas concesionarias de distribución y comercialización.

Con la nueva estructura del Sector Eléctrico se desarrolla el Mercado Eléctrico Mayorista donde se establecen reglas para valorar económicamente la compra y venta de energía entre los participantes del mercado, llamados también agentes del MEM, los cuales tienen funciones y responsabilidades específicas que deben cumplir de acuerdo a la ley, reglamentos y resoluciones dictados por el CONELEC.

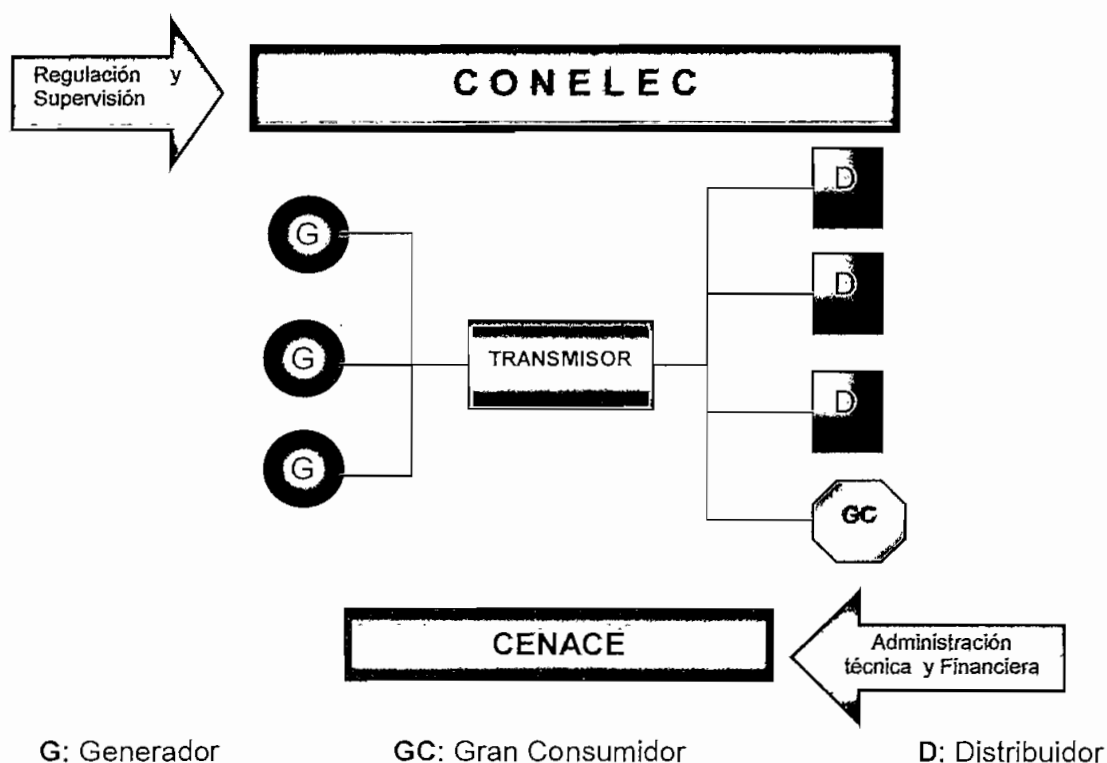


Figura 1.1 Estructura del Sector Eléctrico Ecuatoriano

1.4 FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA

Un mercado de energía eléctrica, debe definir los productos que se puedan negociar en él, incluyendo los servicios complementarios, las modalidades de negociación de estos productos, el despacho de generación de mínimo costo, el o los modelos de cálculo del precio de los diferentes productos, la contabilización y liquidación de las transacciones que se realicen. El detalle de cómo realizar cada una de estas actividades, constituyen las denominadas reglas de mercado.

Esta temática es muy amplia, por lo que es necesario limitarla a lo definido para el Mercado Eléctrico Mayorista, detallando los temas fundamentales de este proyecto, que es la remuneración al transmisor por parte de los agentes que hacen uso de la red, tanto en el mercado ocasional como en el mercado de contratos. El funcionamiento del MEM se sustenta en dos aspectos: la prestación y la recepción del servicio de energía eléctrica.

En la **prestación** se reconocen las tres franjas de actividad: producción, transporte y distribución.

La **recepción** del servicio está representado por los clientes que, de acuerdo a su potencia contratada pueden comprar en forma directa al MEM o a las compañías distribuidoras. La calidad de servicio al menor costo es lo que el cliente identifica en el MEM antes de comprar o contratar energía para su consumo.

La prestación y la recepción del servicio energía eléctrica en forma desarrollada se basa en transacciones de compra-venta de energía que se celebren entre generadores, entre generadores y distribuidores, y, entre generadores y grandes consumidores (Art. 45 LRSE). Igualmente se incluirán las transacciones de exportación o importación de energía y potencia. Dichas transacciones están sujetas a normas establecidas por los organismos encargados de la regulación, supervisión y administración del MEM.

Sustentándose en el funcionamiento del MEM se establecen los siguientes principios como una normativa para un mejor desarrollo del Sector Eléctrico:

- Establecer la libre competencia para el abastecimiento de la demanda tanto para la generación existente cuanto para la expansión del parque generador.
- Alcanzar la eficiencia a través de precios y cargos que reflejen los costos económicos, que hagan viables el establecimiento de los negocios de generación así como se propenda al mejoramiento y desarrollo del sector eléctrico.
- Las condiciones de la oferta y la demanda sean las que determinen los precios.
- Garantizar un acceso a la información, transparencia en las transacciones del mercado y el trato no discriminatorio a sus agentes.
- Posibilitar la importación y exportación de energía.
- Estructuración de un mercado eléctrico que brinde un servicio con calidad, seguridad y confiabilidad.

1.5 AGENTES DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA

Son las personas naturales o jurídicas dedicadas a las actividades de generación, al servicio público de distribución o transmisión, los grandes consumidores, así como quienes realicen actividades de importación y exportación de energía (Art.4 Reglamento del MEM).

Cada agente del MEM debe cumplir con los siguientes requisitos básicos que estará definido y controlado por el CONELEC:

- Los procedimientos de registro que deberán cumplir los agentes para participar en el MEM;
- El valor mínimo de la potencia nominal de la unidad de generación que deberá certificar un generador o autoproducer para participar en el MEM;
- Las características y requisitos técnicos que deberán cumplir las empresas de generación y distribución para su operación en el MEM;
- Las características que deben satisfacer los consumidores para ser considerados como grandes consumidores;
- Las condiciones mediante las cuales se ejecutarán los contratos de importación y exportación de energía eléctrica.

Los agentes del mercado eléctrico están representados por las empresas eléctricas definidas de la siguiente manera:

1.5.1 AGENTE GENERADOR

Es la persona natural o jurídica titular de una concesión o permiso para la prestación de la actividad de generación (producción de energía eléctrica mediante la explotación de una o varias centrales de generación eléctrica de cualquier tipo) de energía eléctrica mediante la explotación de centrales de generación eléctrica y que coloca su producción total o parcialmente, en uno o varios puntos, en el Sistema Nacional de Transmisión, en un sistema aislado de transporte o en una red de distribución.

El generador realiza una actividad liberalizada en régimen de competencia. La actividad de producción incluye la transformación de energía eléctrica, así como, en su caso, la conexión con la red de transporte y distribución. La generación puede ser térmica o hidroeléctrica.

La generación térmica funciona en libre competencia, es decir los precios menores desplazan a los más altos. La generación hidroeléctrica está sometida a lo que establecen los contratos de concesión. La producción está abierta a todos los que deseen efectuar inversiones de riesgo.

Las transacciones que se realicen entre generadores y entre generadores con las concesionarias de distribución (mercado spot) se valora al costo marginal instantáneo obtenido al final de cada hora en la barra de mercado, el cual estará dado por la unidad de generación que en condiciones de despacho económico sea la que atienda un incremento de carga.

Existen transacciones entre generadores y clientes libres (grandes clientes o grandes consumidores) que son por lo general grandes empresas del área industrial y comercial cuya potencia conectada es mayor a cierto valor: 650 kW y 4500MWh-año. Estas transacciones son llevadas a cabo mediante contratos a precios libremente acordados entre ambas partes.

En la Ley de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE), el CONELEC promueve la libre competencia en los mercados de producción de la electricidad y los generadores desarrollan su actividad de acuerdo a los reglamentos correspondientes.

1.5.2 AGENTE TRANSMISOR

Es la persona jurídica titular de la concesión para la prestación del servicio público de transmisión (Es el transporte de energía eléctrica de alto voltaje por medio de líneas transmisoras interconectadas y subestaciones de transmisión) de energía eléctrica a través del Sistema Nacional de Transmisión.

El transmisor desarrolla una actividad regulada. Transporta electricidad a través de redes de larga distancia desde las centrales eléctricas a las redes de

distribución.

La transmisión es una actividad definida como “**servicio público**”. Tiene la obligación de brindar libre acceso a sus redes, para que pueda transitar la energía de generadores a distribuidores y a grandes y medianos usuarios. No puede intervenir en la compra ni en la venta de energía eléctrica.

Los recursos para la explotación y la expansión del equipamiento de transporte, provienen de quienes utilizan el servicio: generadores, distribuidores y grandes usuarios.

Según como lo establece la Ley del Régimen del Sector Eléctrico el transmisor tiene las siguientes obligaciones:

- Mediante el pago del correspondiente peaje el Transmisor está obligado a permitir el libre acceso a terceros a la capacidad de transmisión.
- No ofrecer ventajas o preferencias en el acceso de sus instalaciones.
- No podrá comercializar energía eléctrica.

Los precios a cobrar por el Transmisor están regulados por el CONELEC. Las tarifas que paguen los agentes por el uso del sistema de transmisión deberán en su conjunto cubrir: los costos de inversión, depreciación, operación mantenimiento, pérdidas de transmisión y además tener la rentabilidad correspondiente.

Existe una remuneración variable por la energía comercializada entre los agentes del MEM que se obtiene de la diferencia entre los pagos de los consumidores menos el ingreso de los proveedores (generadores).

1.5.3 AGENTE DISTRIBUIDOR

Es la persona natural o jurídica titular de una concesión para la prestación del servicio público de distribución (es la conducción de energía eléctrica desde los puntos de entrega del transmisor al distribuidor hasta los puntos de suministro a los usuarios o consumidores finales) de energía eléctrica por virtud de la cual

asume la obligación de prestar el suministro de electricidad a los consumidores finales ubicados dentro del área respecto de la cual goza de exclusividad regulada.

Básicamente el servicio de distribución eléctrica consiste en distribuir y comercializar la electricidad desde las subestaciones donde el sistema de distribución empalma con el sistema de transmisión, hasta los consumidores finales, y el distribuidor también realiza la función de adquirir y facturar electricidad para consumidores finales. Las distribuidoras están conformadas como sociedades anónimas y están destinadas a satisfacer toda la demanda de servicios de electricidad que le sea requerida.

Entre las obligaciones están que deben proporcionar suministro eléctrico a quien lo solicite en su zona de concesión, entregándolo con un nivel de calidad técnica y comercial, así como permitir el acceso a sus líneas a terceros.

La estructura de las tarifas de distribución considerará el precio referencial de generación, los costos medios de transmisión y el valor agregado de distribución (VAD). La idea es que el precio resultante del suministro corresponda al costo de utilización que incurre el usuario de los recursos a nivel de producción, transporte y distribución empleados.

El VAD corresponde al costo propio de la actividad de distribución de una empresa tipo y está compuesto por (a) costos asociados al consumidor, independientemente de su demanda de potencia y energía, (b) de las pérdidas técnicas medias de potencia y energía, y (c) los costos de inversión, operación y mantenimiento asociados a la distribución en la empresa de referencia por unidad de potencia suministrada.

1.5.4 GRANDES CONSUMIDORES

Agente del MEM, debidamente calificado por el CONELEC por sus características de consumo, que está facultado para acordar libremente con un generador o distribuidor el suministro y precio de energía eléctrica (Procedimientos del MEM).

A través de la Regulación (008/02), el CONELEC establece como uno de los requisitos para ser calificado como Gran Consumidor, el registrar una demanda máxima igual o mayor a 650 kW, durante al menos 6 de los 12 meses anteriores a la solicitud, y un consumo de energía mínimo de 4500 MWh en los mismos 12 meses.

1.5.5 EXPORTACIÓN E IMPORTACIÓN

La exportación corresponde a la energía y potencia eléctricas, vendidos a otros países, las mismas que comprenderán únicamente los excedentes disponibles luego de satisfecha la demanda nacional. La importación corresponde a la energía y potencia eléctricas, producidas en otros países que ingresaran al MEM en condiciones de libre mercado, como resultado del despacho económico que realice el CENACE.

1.5.6 RESPONSABILIDADES Y LIMITACIONES DE LOS AGENTES DEL MEM

Los agentes del mercado eléctrico tienen a su cargo responsabilidades y limitaciones específicas que se establecen en Ley del Sector Eléctrico y sus Reglamentos, los cuales se describen a continuación:

- Los generadores explotarán sus empresas por su propia cuenta asumiendo los riesgos comerciales inherentes a tal explotación referido a tal explotación, bajo los principios de transparencia, libre competencia y eficiencia.
- Para asegurar la transparencia y competitividad de las transacciones, los generadores no podrán asociarse entre sí para la negociación de contratos de suministro eléctrico o su cumplimiento.
- Tampoco podrán celebrar entre sí acuerdos o integrar asociaciones que directa o indirectamente restrinjan la competencia, fijen precios o políticas comunes.

- Ninguna persona, natural o jurídica por sí o por tercera persona, podrá controlar más del 25% de la potencia eléctrica instalada a nivel nacional (Art. 31 LRSE)
- Los generadores no podrán ni por sí ni por interpuestas personas transmitir ni distribuir energía eléctrica, salvo las excepciones previstas en la Ley (Art. 35 LRSE)
- El transmisor tendrá la obligación de expandir el sistema en base a planes preparados por él y aprobados por el CONELEC.

Mediante el pago del correspondiente peaje, el transmisor y los distribuidores están obligados a permitir el libre acceso de terceros a la capacidad de transmisión, transformación y distribución de sus sistemas, de acuerdo con los términos de la presente Ley y sus Reglamentos.

El transmisor y los distribuidores no podrán otorgar ni ofrecer ventajas o preferencias en el acceso a sus instalaciones para el transporte de energía, a los generadores, consumidores o distribuidores; excepto, las que puedan fundarse en categorías de consumidores o en diferencias concretas y objetivas que se determinen mediante el reglamento respectivo (Art. 33 LRSE)

- El transmisor no podrá comercializar energía eléctrica.
- Los distribuidores son responsables de la planificación, operación, expansión, mantenimiento del sistema de distribución y de la comercialización de energía a consumidores finales.
- A demás "los distribuidores no podrán generar energía eléctrica, salvo la generación que resulte de equipamientos propios existentes"

1.6 TRANSACCIONES EN EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA

En el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) se pueden realizar los siguientes tipos de transacciones de compra y venta de energía.

- Contratos a plazo, libremente acordados en cuanto a cantidades, condiciones y precios entre los agentes del MEM;
- Compra-venta de energía en el mercado ocasional;
- Exportación e importación de energía;

Las transacciones de compra y venta de energía eléctrica se realizan entre:

- generadores;
- entre generadores y distribuidores; y,
- entre generadores y grandes consumidores.

1.6.1 COMPRA-VENTA DE ENERGÍA EN EL MERCADO DE CONTRATOS A PLAZO

En el mercado de contratos a plazo las condiciones contractuales como precio, monto, puntos de entrega, son acordados libremente entre agentes demandantes y los generadores, autogeneradores e importadores, por un plazo mínimo de un año y a ser cumplidos a través del Centro Nacional de Control de Energía.

Dentro del plazo de 10 días posteriores a su celebración, los contratos a plazo deberán ser registrados en el CENACE y su vigencia se iniciará 20 días después de su registro.

Los contratos pueden establecerse entre:

- Generadores y grandes consumidores.
- Generadores y distribuidores.
- Distribuidores con grandes clientes.

Un agente puede firmar uno o más contratos de suministro de energía.

Los contratos a plazo deberán ser cumplidos por los generadores independientemente del hecho de que sus equipamientos de generación hayan

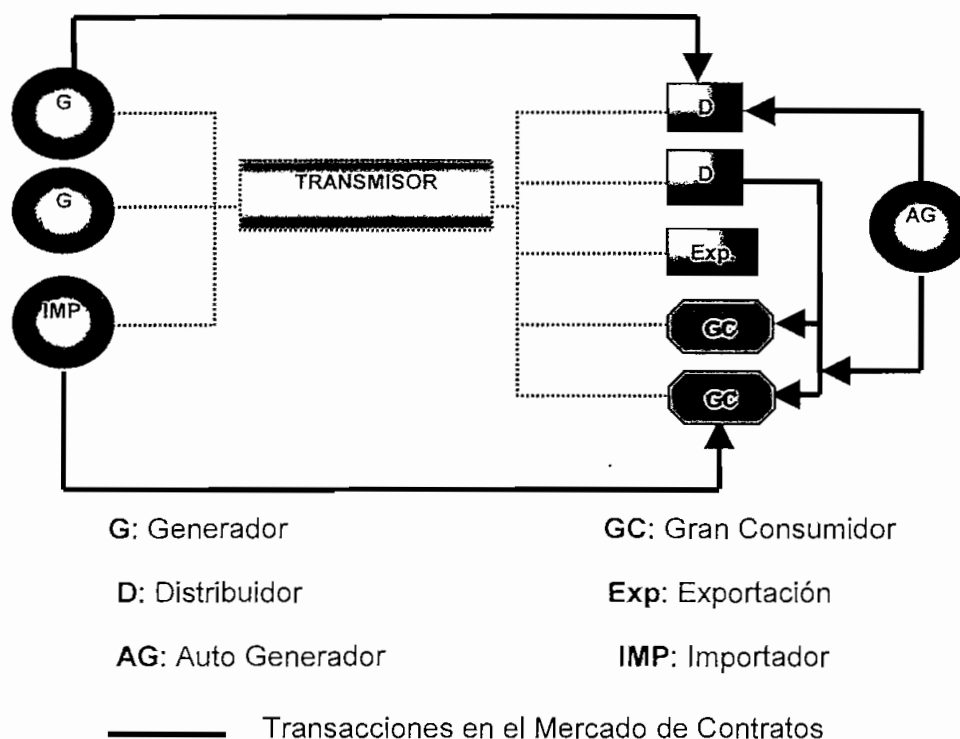


Figura 1.2 Esquema de Transacciones en el Mercado de Contratos

1.6.2 COMPRA-VENTA DE ENERGÍA EN EL MERCADO OCASIONAL

A lo contrario del mercado de contratos este tipo de mercado tiene sus regulaciones que deben ser cumplidas por todos los agentes que participen en la compra-venta de energía. Este es el mercado de transacciones de energía a corto plazo, no incorporadas en contratos a plazo de suministro de electricidad, donde los precios lo determina el CENACE con el costo marginal de corto plazo. En el mercado de corto plazo los generadores pueden cumplir con la contratación de energía que no fue entregada en el mercado de contratos, comprando energía a la unidad generadora que haya sido despachada por el CENACE.

Los generadores podrán vender energía eléctrica en el mercado ocasional. Los generadores, distribuidores y grandes consumidores podrán, por su parte, comprar en el mercado ocasional. Las transacciones en dicho mercado se ajustarán a las siguientes reglas:(Art. 47 LRSE)

- Las ventas que realicen los generadores serán las que resulten de la generación de las unidades que despache el Centro Nacional de Control de Energía, conforme lo establece esta Ley; y,

1.7 PAGOS QUE REALIZAN LOS AGENTES POR LA COMPRA DE ENERGÍA

Las transacciones que se realizan en el MEM para la compra de energía por parte de los agentes, se ve plasmado en los pagos que realizan ya sea en el Mercado de contratos o en el ocasional descrita de la siguiente forma:

1.7.1 PAGOS EN EL MERCADO OCASIONAL

El CENACE fija los valores correspondientes a los cargos aplicables a las transacciones de energía y potencia que los agentes del MEM negocian en el mercado ocasional (spot), más las penalizaciones y servicios prestados por el MEM.

Un agente que retira energía del mercado ocasional debe cancelar los siguientes rubros:

- **Cargo por Potencia.-** Corresponde al pago por Potencia Remunerable Puesta a disposición (PRPD)
- **Cargo por Energía.-** Comprende los rubros que se cancelan por concepto de energía negociada en el Mercado Ocasional, los mismos que son función del costo marginal de corto plazo horario¹, en este cargo se encuentra implícito el costo variable de transmisión.
- **Cargo por Generación Obligada y Forzada.-** Corresponde a la generación necesaria para mantener los niveles de calidad de servicio señalados en las regulaciones vigentes, y solventar el problema de sacar de operación unidades turbo-vapor y generadores con motores de combustión interna que requieren de ciclos operativos de arranque y parada específicos y que por esta condición

¹ **Costo Marginal de Corto Plazo de Energía Horario.-** Es el Costo Marginal de Corto Plazo de Energía calculado sobre la base del nivel promedio de demanda de potencia de cada hora del día con los resultados de la operación real para el despacho económico. Define el precio de la energía en el Mercado Spot.

Costo Marginal de Energía.- Es el costo marginal de generación calculado para cada hora, de aquella central que, en condiciones de despacho económico, sea la que atienda un incremento de carga.

operan en ciertos períodos sin ser las unidades más económicas en el despacho.

- **Cargos por Potencia Reactiva y Energía Reactiva.-** comprende un cargo fijo, proporcional a la demanda de energía con respecto al total del MEM, y un cargo variable en función de la demanda de energía reactiva adicional a la necesaria para presentar el factor de potencia determinado por la regulación respectiva.
- **Cargo por regulación primaria de frecuencia.-** Pago por aporte de potencia que realizan todos los generadores para la RPF.
- **Cargo por regulación secundaria de frecuencia.-** Es el pago por reserva requerida para RSF, siendo el CENACE quien evalúa mes a mes la remuneración al generador asignado para la RSF.

1.7.2 PAGOS EN EL MERCADO DE CONTRATOS A PLAZO

Al ser este mercado de libre acuerdo cada agente comprador pacta libremente cantidad, precio y el punto de entrega de la energía con el o los generadores de energía eléctrica.

Tanto en el mercado ocasional como en el mercado de contratos la negociación es de energía.

De acuerdo a la regulación del CONELEC N° 007/02 para las liquidaciones de las transacciones consideradas en los contratos a plazo se considera:

1.7.2.1 Energía de contratos pactados en la Barra de Mercado

Si un contrato de energía se pacta en la barra de mercado, el generador debe llevar esta energía al punto de venta, haciéndose cargo de los montos económicos correspondientes a las pérdidas de la energía contratada hasta la barra de mercado, mientras que el distribuidor/ gran consumidor debe llevar esta energía a su nodo haciéndose cargo de los montos económicos correspondientes a las pérdidas de energía contratada, desde la barra de mercado hasta su punto o nodo de consumo.

El CENACE calculará los cargos variables de transmisión que correspondan y los asignará de acuerdo a lo pactado en los contratos, dando prioridad a lo último.

1.7.2.2 Energía de Contratos pactados en la Barra del Distribuidor o Gran Consumidor

Si un contrato de energía se hace en la barra del distribuidor o gran consumidor, el Generador se hace responsable de llevar la cantidad contratada de energía pactada hasta ese punto.

El CENACE calculará los cargos variables de transmisión que correspondan y los asignará en aplicación de este artículo o de conformidad a lo pactado en los contratos.

1.7.2.3 Energía de Contratos pactados en la Barra del Generador

Si un contrato de energía se hace en la barra del generador, el distribuidor o gran consumidor se hace responsable de llevar la cantidad de energía contratada pactada desde ese punto.

El CENACE calculará los cargos variables de transmisión que correspondan y los asignará de acuerdo a lo pactado en los contratos a mas de cancelar por la energía recibida los agentes compradores deben cancelar por concepto de PRPD, RSF, RPF, reactivos y Transacciones Internacionales de Electricidad.

CAPITULO 2

REMUNERACIÓN AL TRANSMISOR EN EL ECUADOR

2.1 INTRODUCCIÓN

El desarrollo de la industria eléctrica a nivel mundial ha puesto al sistema de transmisión como uno de los actores del mercado eléctrico, permitiendo que la generación se desarrolle en un ambiente de competencia que facilite la toma de decisiones económicas correctas y en forma descentralizadas.

Siendo el sistema de transmisión uno de los participantes de las actividades que se desarrollan en el mercado eléctrico mayorista, su remuneración debe ser tal que permita recuperar los costos, incentivando al propietario de la red de transporte con un pago adecuado que le permita obtener una utilidad aceptable para realizar nuevas inversiones y extender su red garantizando la continuidad del servicio de transporte de energía eléctrica, en condiciones de seguridad, eficiencia técnica y económica.

En los diferentes países de América Latina se han establecido a través de regulaciones, formas de remunerar al sistema de transmisión, basándose en diferentes metodologías que intentan promover el desarrollo y la inversión para la expansión de estos sistemas en forma eficiente de acuerdo a las necesidades de cada país y de acuerdo al crecimiento de la demanda eléctrica, sin que hasta el momento se haya llegado a un método de remuneración al sistema de transmisión que pueda ser considerado como el más adecuado para todos los participantes del mercado eléctrico.

Las diferentes metodologías propuestas muestran que no existe una única y mejor forma para establecer un esquema de tarificación al sistema de transmisión ya que este dependerá de las características particulares del sistema como: lugar geográfico de concentración de la carga, demanda de energía, interconexiones, capacidad del sistema, concentración de la generación, modelo de mercado, etc.

La transmisión, regularmente al ser una actividad definida como "servicio público",

tiene la obligación de brindar libre acceso a sus redes, para que pueda transitar la energía de generadores a distribuidores y a grandes y medianos usuarios. No puede intervenir en la compra ni en la venta de energía eléctrica. Al ser considerado el servicio de transporte como servicio público, este debe ser regulado para garantizar en todo momento que su servicio sea de calidad.

Los recursos para la explotación y la expansión del equipamiento de transporte, provienen de quienes utilizan este servicio: generadores, distribuidores y grandes usuarios quienes deberán cancelar sus obligaciones de acuerdo a procedimientos establecidos para dichas obligaciones.

2.2 ROL DE LA EMPRESA DE TRANSPORTE EN LOS MERCADOS ELÉCTRICOS

El rol de las empresas de transporte está íntimamente relacionado con la forma en que esté organizado el mercado eléctrico. Algunas posibles estructuras organizativas son las siguientes:

- a) La transmisión, generación y distribución pertenecen a una sola empresa (empresa verticalmente integrada)
- b) La transmisión y distribución pertenecen a una sola empresa. La generación pertenece a varias entidades donde puede estar incluido el dueño de la transmisión y distribución. La empresa de transmisión y distribución compra a los generadores y vende a los consumidores.
- c) La transmisión pertenece a una sola entidad. La generación y distribución pertenecen a varias entidades. La empresa de transmisión puede tener prohibido participar en generación y distribución.

Esta última es la estructura del mercado eléctrico mayorista presente en el Ecuador.

La forma en que es operado un sistema eléctrico puede ser mediante una única empresa de transporte que opera todo el sistema interconectado (Reino Unido, Ecuador y otros países de Latinoamérica) o mediante múltiples empresas que

operan distintas partes del sistema (Estados Unidos y algunos países de Europa)

La forma de obtener las tarifas basadas en los costos marginales (que es la representación del precio de mercado sancionado en un nodo físico del sistema de transmisión), presentes en los nuevos mercados eléctricos, resulta insuficiente para recuperar los costos totales del sistema de transporte, debido principalmente a que los costos marginales de energía (representan aproximadamente un 15% de los costos totales) son inferiores al los costos medios, por lo cual se hace necesario incluir un pago o cargo adicional para cubrir la diferencia.

El punto en discusión es que si el transmisor con las inversiones que realiza recupera sus costos y obtiene un nivel de ganancia adecuada, y si los pagos que realizan los agentes que utilizan la red son justos y equitativos.

2.3 SISTEMA DE TRANSMISIÓN ECUATORIANO

Como respuesta a la necesidad de descentralizar el grado de participación estatal en el Sector Eléctrico ,a través de la creación de nuevas entidades autónomas para gobernar , controlar y regular de una forma justa y correcta las transacciones en el MEM, las actividades del sector eléctrico generación, transmisión y distribución son separadas dando a cada una de ellas exclusividad para brindar sus servicios, el funcionamiento de estas nuevas entidades deben desarrollarse en condiciones de eficiencia técnica y económica.

Al realizar la separación de las actividades del Sector Eléctrico el transmisor se muestra básicamente como un monopolio natural tanto por el tipo de las instalaciones como por la operación del sistema ya que existen evidentes economías de escala en el transporte por motivos técnicos, por costos de construcción y por utilización del suelo, lo cual no permiten promover la competencia.

Dadas estas características se hace necesario la regulación de este monopolio la cual debe cumplir algunas condiciones que son básicas en aspectos como precios, acceso, operación e inversiones los cuales deben cumplir requisitos de eficiencia económica, viabilidad y calidad de servicio, de manera que permita a la

generación desarrollarse en forma competitiva y que satisfaga adecuadamente la demanda de los consumidores finales a precios que concuerden con el nivel de servicio entregado.

El artículo 60 del Reglamento General de la LRSE dice que: la empresa única de transmisión se conformará como una sociedad anónima y será propietaria desde su inicio de las instalaciones actuales de transmisión pertenecientes al estado. Los activos de propiedad del estado que corresponden inicialmente a la Empresa Única de Transmisión comprenderán las líneas y subestaciones de transmisión del Sistema Nacional Interconectado, que existen en la actualidad, así como las estructuras, terrenos, instalaciones y bienes en general, directamente relacionados a la transmisión.

La única empresa de transmisión conformada con los activos del estado desde su inicio tiene a su cargo el transmitir energía eléctrica desde la generación hasta los puntos de consumo en condiciones de calidad y seguridad. Siendo uno de los actores de las transacciones que se realizan en el Mercado Eléctrico Mayorista, el sistema de transmisión debe poseer los suficientes recursos para operar su sistema garantizando que el flujo de energía se transmita en las mejores condiciones, garantizando al usuario final continuidad en el servicio de electricidad.

Los recursos necesarios para una buena operación del sistema de transmisión provendrán de las inversiones de la propia empresa encargada de la transmisión y de los pagos que realicen los agentes que hacen uso del sistema de transmisión. En nuestro país **TRANSELECTRÍC S.A.** es el encargado de la operación del sistema de transmisión que une la generación con las empresas distribuidoras y al gran consumidor en su zona de operación.

Por otra parte, muchas veces es necesario realizar inversiones con el fin de lograr un determinado nivel de seguridad tanto del sistema de transmisión, como de las personas que son encargadas de la operación y mantenimiento de este.

El sistema de transmisión ecuatoriano está formado por un anillo eléctrico a doble circuito a un nivel de voltaje de 230 kV y ramales a 138kV uniendo los puntos

principales de generación y consumo a nivel nacional. Al sistema de transmisión se conectan generación y carga o demanda, la conexión de los sistemas de generación y consumo a través del sistema de transporte hace que los participantes se relacionen y además hace que todo el sistema en su conjunto tenga mayor estabilidad ante una posible falla ya sea en la generación, transporte o distribución de energía eléctrica. Es así que mientras mas grande sea el sistema eléctrico más estable (variaciones de frecuencia) será éste ante cualquier perturbación del tipo eléctrico.

2.3.1 OBJETIVO SOCIAL DE LA EMPRESA DE TRANSMISIÓN

Tiene por objetivo fundamental la transmisión de energía eléctrica, para lo cual está facultada a realizar todas las actividades relacionadas con este objetivo que comprenden la planificación, construcción, desarrollo y administración de redes de transmisión; el arrendamiento de proyectos, sistemas e instalaciones eléctricas; la operación y, mantenimiento (incluyendo la compra e importación de equipos, materiales, repuestos, y la contratación de los servicios necesarios) de equipos e instalaciones relacionadas con el transporte de energía eléctrica; y la prestación de servicios relacionados con la transmisión de energía eléctrica.

Para el cumplimiento del objetivo social, la compañía podrá celebrar todos los actos y contratos necesarios que se relacionen con aquél, en el cual se incluye la constitución de nuevas compañías en el país o en el exterior; podrá además transformarse, fusionarse o escindirse y realizar todos los demás actos permitidos por la Ley de Compañías, inclusive la negociación de títulos, valores, obligaciones convertibles en acciones y constituir fideicomisos al amparo de lo dispuesto en la Ley de Mercado de Valores, y acceder a mercados de capitales .

Está facultada para asociarse con personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras, para el cumplimiento de su objetivo social en general o para proyectos y trabajos determinados y participar en asociaciones, institutos o grupos internacionales dedicados al desarrollo eléctrico, investigaciones científicas, tecnológicas, desarrollo de procesos, servicios y sistemas, así como comercializarlos. Adicionalmente, podrá constituirse en miembro de organismos internacionales en esta área.

Como esta establecido en los procedimientos del MEM Ecuatoriano el Transmisor es titular de la concesión para la prestación del servicio de transmisión y la transformación de la tensión vinculada a la misma, desde el punto de entrega por un generador o autoproducer, hasta el punto de recepción por un distribuidor o gran consumidor.

2.3.2 EXCLUSIVIDAD DE LA TRANSMISIÓN

El transmisor podrá realizar sus actividades bajo un régimen de exclusividad, excepto lo establecido en el artículo 35 de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE).

La empresa funcionará en condiciones de eficiencia técnica y económica según lo establezca el CONELEC. Según lo establecido en la LRSE y por intermedio del CONELEC quién es el encargado de fijar el sistema tarifario establece:

- Que los ingresos de la empresa de transmisión están determinados por el uso de las instalaciones por parte de los generadores, distribuidores y grandes consumidores.

El transmisor, a mas de funcionar en un régimen de exclusividad deberá sujetarse a ciertas obligaciones que serán controladas por el ente regulador. Entre las de mayor importancia según se encuentran establecidas en LRSE, el transmisor tiene las siguientes obligaciones:

- El transmisor tendrá lá obligación de expandir él sistema basándose en planes preparados por él y aprobados por el CONELEC. La planificación del sistema de transmisión debe garantizar que la energía sea trasportada en forma eficiente desde las centrales de generación hasta los puntos de consumo en condiciones de confiabilidad, calidad y seguridad.
- Mediante el correspondiente peajé, el transmisor a igual que el distribuidor esta en la obligación de permitir el libre acceso de terceros a la capacidad de transmisión, y distribución de sus sistemas. Además que estos no podrán otorgar ni ofrecer ventajas o preferencias en el acceso a sus instalaciones.

- Operar el sistema, en coordinación con el CENACE y dar mantenimiento programado y correctivo de sus instalaciones, conservando un alto nivel de disponibilidad del sistema
- Entregar el plan de mantenimiento de sus instalaciones al CENACE, para el siguiente año, antes del 31 de octubre, tal como lo establece el reglamento sustitutivo de la LRSE en su Art. 64.
- El transmisor no podrá comercializar energía eléctrica.

2.3.3 REMUNERACIÓN AL TRANSMISOR EN EL MEM ECUATORIANO

En los países de Latinoamérica, se encuentra aún en discusión cuál es el mejor método de remuneración al transmisor, debido a que regularmente el transmisor considera que no logra recuperar su inversión con los ingresos que percibe, y los peajes que se distribuyen entre los agentes que hacen uso del sistema de transporte no es equitativo y justo. Aunque esto se encuentra aún en discusión, el modelo de remuneración al transmisor presente en el Ecuador según lo establecido en el Reglamento de Tarifas Art. 20. "**La tarifa de transmisión (TT)** contemplará un cargo por transporte relacionado con el uso de las líneas y subestaciones del Sistema Nacional de Transmisión y un cargo por conexión, relacionado con el uso de las instalaciones y equipos que, en forma exclusiva, le sirven a un agente del mercado mayorista para conectarse al Sistema Nacional de Transmisión, para materializar sus transacciones.

La empresa de transmisión (TRANSELECTRIC S.A.) debe realizar un estudio de costo medio que entregará al CONELEC para que este determine la tarifa de transmisión correspondiente que tendrá vigencia durante un año luego de su aprobación.

A parte del cargo fijo determinado mediante la tarifa de transmisión (TT) TRANSELECTRIC S.A. recibe un **cargo variable** que es determinado por medio de la metodología de factores de nodo y calculado por el CENACE.

2.4 COSTO MEDIO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN ECUATORIANO

El registro oficial No. 54 publicado el 26 de octubre de 1998, contiene el Reglamento de Tarifas, en el que se establece la estructura de costos para fijar las tarifas; para el caso único del transmisor, se establece que debe ser el costo medio del sistema de transporte el que sustentara la determinación de la tarifa correspondiente.

A continuación se presenta el estudio de costo medio del sistema de transmisión realizado por TRANSELECTRIC S.A. que fue aprobado por el CONELEC.

2.4.1 METODOLOGÍA DE CÁLCULO

Como se encuentra establecido en el Reglamento de Tarifas el cálculo del costo medio de transmisión deberá contemplar los costos de inversión los mismos que provendrán del programa de expansión del sistema para un periodo de diez años (2003-2012).

Al mismo tiempo establece que, mediante el flujo de caja descontado de los activos de la empresa de transmisión considera la expansión; y asociados a la demanda máxima correspondiente se obtendrán los costos medios de inversión; es imputable a la tarifa la anualidad de los costos medios de inversión para una vida útil de 30 años para subestaciones y 45 años para líneas de transmisión y la tasa de descuento aprobadas por el CONELEC de 7.50% actualmente vigente.

Los montos de inversión anual que se considerarán en el plan de expansión se los determina para la fecha estimada, como mas probable, de entrada en operación, es decir al momento en que la instalación estaría puesta en servicio.

Los estudios con el cálculo del costo medio de transmisión serán entregados por el transmisor al Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC para su aprobación, hasta el último día laborable del mes de mayo de cada año, para que éste pueda fijar las tarifas de transmisión.

2.4.2 ACTIVO EN OPERACIÓN

El activo corresponde al Valor de Reposición a Nuevo -VRN de las instalaciones en operación, más todas aquellas obras que han entrado en operación hasta la fecha en el Sistema Nacional de Transmisión en unos casos sobre valores ya liquidados y en otros con valores provisionales sujetos a liquidación hasta la fecha de presentación del informe.

Debe indicarse que en el presente estudio se ha retirado del activo el transformador 138/46 kV de la Subestación Vicentina que salió de operación, y las instalaciones de fibra óptica: línea Pomasqui-Frontera, Pomasqui- Vicentina, Vicentina-Edificio TRANSELECTRIC S.A. y los equipos para operar este sistema de telecomunicaciones, al igual que los terrenos de subestaciones como Dos Cerritos y Montecristi.

El valor de reposición a nuevo del activo alcanzó los US\$ 871,87 millones que frente al activo del estudio del año anterior aparece incrementado en un 2,5 % que incluye obras que aún no han sido liquidadas contablemente pero que ya se encuentran en operación, en particular la interconexión Ecuador Colombia.

El activo para establecer el cargo fijo de transmisión, se ha separado, de tal forma de identificar un cargo por transporte asociado a las instalaciones de uso compartido y un cargo por conexión que involucra todas aquellos equipos que serán de uso exclusivo de los agentes conectados al Sistema de transmisión, aspecto que es considerado por TRANSELECTRIC S.A. como fundamental para alcanzar una formalización de las relaciones entre el transportista y los distintos agentes que participan en el MEM, al tiempo de dar cumplimiento a lo establecido en el Art. 20 del Reglamento de Tarifas.

Cargo por Transporte: Es la remuneración por los activos del Sistema Nacional de Transmisión de uso común por tanto se determina la anualidad del valor a reposición a nuevo de los activos que corresponden a la red de transporte (13,72 % del total del VRN), y que consta en el inventario y avalúo actualizados.

No se incluyen las líneas Cuenca-Limón, Loja-Cumbarázta y Puyo-Tena y Tena-Coca que son entregadas en arriendo a las Empresas Centro Sur y Regional Sur,

Regional Centro Norte (Ambato) y Empresa Eléctrica Sucumbíos, respectivamente, tampoco el circuito de la línea a 138 kV Chone-Severino, que es de uso exclusivo del CRM, tampoco una parte de la Subestación San Idelfonso, que constituye el cargo de conexión del que está exonerado Machala Power.

Cargo por Conexión: Es la remuneración por los activos que son utilizados en forma exclusiva por un agente del MEM para conectarse al Sistema de Transmisión.

La información detallada de las instalaciones en operación del Sistema de Transmisión se presenta en el **ANEXO No. 1 VALOR DE REPOSICION A NUEVO DE LOS ACTIVO DESTINADOS A TRANSMISIÓN.**

Los cargos de conexión se implantarán conforme se suscriban los contratos de conexión, y aplicación significará una reducción del cargo de transporte, de tal forma que no se duplique cobro.

2.4.3 COSTOS DE INVERSIÓN

Sobre la base del ajuste que se plantea en el Plan de Expansión del transmisor el nuevo valor correspondiente a las inversiones se ha fijado en US\$ 153.40 millones, para el periodo 2003 - 2012, estas inversiones serán posibles realizar únicamente si se mejora el nivel de pagos de los agentes del MEM ya que deberá ajustarse al flujo de recursos que efectivamente ingresa a TRANSELECTRIC S.A., de ahí que en la resolución mediante la cual se fija la tarifa de transmisión debería definirse hasta que punto es obligatoria la ejecución del Plan, visto las condiciones reales del Mercado.

El flujo de inversiones producto del Plan de Expansión que ha sido utilizado para el cálculo de costo medio se presenta en el **ANEXO No. 2 PRESUPUESTO DE INVERSIONES DEL PLAN DE EXPANSION**, debiendo indicarse que ese flujo corresponde al costo estimado del activo a la fecha del ingreso en operación previsto, de las nuevas instalaciones, más no al flujo de caja real, que requieren las inversiones.

2.4.4 COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

Se ha determinado que la empresa de transmisión para el año 2003 gastó en operación y mantenimiento del sistema US\$ 20,02 millones, cifra que en términos porcentuales representa el 2,29 % del VRN de los activos y que considera un incremento ocasionado por las obligaciones del transmisor en Colombia para que el transporte por importación de Colombia no tenga costo.

El detalle del Costo de Administración Operación y Mantenimiento que observa la compañía, se presenta en el **ANEXO No. 3 COSTOS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO**.

En este rubro se incluyen los costos asociados al personal de la Compañía, esto es: salarios de personal, consumo de energía en subestaciones del SNT servicios básicos, servicios generales, viáticos y subsistencias, instalación, mantenimiento y reparación, arrendamiento de bienes y servicios, contratación de estudios especializados e investigaciones, informática, bienes de uso y consumo corriente, obras de mantenimiento en líneas, redes e instalaciones eléctricas, bienes muebles, y vehículos, contribuciones al CONELEC, CENACE y Superintendencia de Compañías, restricciones operativas, impuestos y gastos para funcionamiento del personal directivo de la empresa y seguro de las instalaciones. No se incluye ningún tipo de gasto o costo asociado a la expansión (inversiones), esos valores están contemplados en los costos de las obras consideradas en el Plan de expansión.

2.4.5 DEMANDA

Se han utilizado los resultados de la proyección preliminar de la demanda de potencia (**ANEXO No. 4**) y energía efectuada por el CONELEC, para el periodo 2003-2012, escenario de crecimiento medio.

2.4.6 RESULTADOS DEL CÁLCULO DE COSTO MEDIO

El cálculo del costo medio total se presenta en el **Cuadro N° 1 CÁLCULO DEL COSTO MEDIO DE TRANSMISION TOTAL** y **Cuadro N° 2 CÁLCULO DEL COSTO DEL CARGO DE TRANSPORTE SIN CONSIDERAR LAS**

CONEXIONES.

Para cubrir los costos del sistema de transmisión, se requiere de una tarifa para el período Noviembre 2003 - Octubre 2004 de 0,718 US\$ctvs/kWh, o su equivalente expresado en función de la demanda máxima no coincidente de 3,20 US\$/kW-mes.

Este valor podría desagregarse en Cargo por transporte 2,89 US\$/kW-mes (0,648 US\$ctvs/kWh) más un cargo de conexión que pagarían los agentes del MEM conectados al SNT, independiente de la energía transmitida o de la potencia requerida del sistema.

El detalle de cálculo de los cargos de conexión se presenta en el **ANEXO No. 5 CARGOS DE CONEXIÓN.**

El cálculo del costo medio de transmisión se lo ha efectuado para obtener la tarifa de transmisión que es un parámetro que nos permite calcular el cargo fijo de transmisión

2.5 INGRESOS DE LA EMPRESA DE TRANSMISIÓN TRANSELECTRIC S.A.

Los pagos que realicen los agentes que utilizan el sistema de transmisión en su conjunto deben cubrir los costos del sistema y además permitir que la empresa encargada del sistema pueda extender sus redes y dar un servicio en condiciones de eficiencia. Siguiendo este concepto la empresa de transmisión TRANSELECTRIC S.A. para el caso ecuatoriano percibirá los siguientes ingresos:

- Cargo fijo, y
- Cargo variable por transporte.

El cargo fijo y el cargo variable de transporte deben ser pagados por todos los agentes que hagan uso del sistema de transporte independientemente si estos tengan o no contratos a plazo con empresas generadoras.

2.5.1 CARGO FIJO DE TRANSMISIÓN

Este cargo está compuesto por dos rubros: el primero el costo por conexión, que es determinado para cada agente según el uso de las instalaciones y equipos exclusivos que utiliza un agente para conectarse al sistema de transmisión, y el segundo que es común para todos quienes hacen uso de las líneas de transmisión y que es conocido como costo por transporte. Actualmente estos dos cargos están incluidos en un solo cargo fijo por transporte.

Una vez que la empresa de transmisión ha realizado el estudio de costo medio y entregado al CONELEC para que este apruebe la tarifa de transmisión, se procede a determinar los pagos que deben realizar los distribuidores y grandes consumidores a favor del transmisor, considerando además para esto la demanda máxima, en el mes de evaluación, tal como está determinado en el procedimiento del MEM.

2.5.1.1 Determinación de la demanda máxima

Para cada agente Distribuidor o Gran Consumidor la determinación de su Demanda Máxima, en el mes de evaluación, se la efectúa de la siguiente forma (Procedimientos del MEM v 2.0):

- Se define como el intervalo de referencia para el cálculo de la Demanda Máxima al intervalo de 15 minutos.
- Se realiza la sumatoria de las demandas de potencia medias cada 15 minutos medidas en los diferentes puntos de entrega del Distribuidor o Gran Consumidor (Para el caso de los Distribuidores incluye, entregas del S.N.I y la Generación inmersa en el Sistema del Distribuidor que aporta potencia directamente a dicho sistema).
- En el caso de que no se disponga de información para alguno de los puntos de entrega con el nivel de detalle definido como referencia, se procede a utilizar la información con grado de detalle inmediatamente superior (potencia media cada hora) sumándola a cada intervalo correspondiente de 15 minutos considerado como referencia.

- Si no se dispone de la información de potencias medias cada 15 minutos en ningún punto de entrega de un Distribuidor, se toma como referencia en intervalo de potencias medias para cada hora.
- Obtenido el total de demanda para cada intervalo, se determina el máximo valor entre todos los intervalos de demanda del mes analizado.

2.5.1.1.1 Pagos de cada agente distribuidor y gran consumidor

Una vez obtenida la demanda máxima de cada agente distribuidor y gran consumidor, se establece el correspondiente pago como el producto de la demanda máxima de cada agente Distribuidor y Gran Consumidor y el precio definido por el CONELEC para la Tarifa de Transmisión.

$$PTTd\$ = DMAXd * TT\$ \quad (2.1)$$

donde:

PTTd\$, = Pago por Tarifa de Transmisión de cada Agente Distribuidor y Gran Consumidor d

DMAXd, = Demanda Máxima del Agente Distribuidor o Gran Consumidor d en el mes de evaluación.

TT\$, = Tarifa de Transmisión fijada por el CONELEC.

2.5.1.1.2 Remuneración a la tarifa de transmisión por tarifa fija

La determinación de la remuneración a la Empresa de Transmisión, se la realiza como el producto entre, la integración de las demandas máximas de los agentes Distribuidores y Grandes Consumidores (Demanda Máxima Total no Coincidente) y la tarifa de transmisión.

$$REMTT\$ = \sum_{d=1}^n DMAX_d * TT\$ \quad (2.2)$$

REMTT\$, = es la remuneración que percibe la Empresa de Transmisión por tarifa fija

La metodología debe aplicarse mientras este vigente el pliego tarifario aprobado por el CONELEC donde se establece el procedimiento de cálculo por Tarifa Fija.

2.5.2 CARGO VARIABLE POR TRANSPORTE

El cargo variable corresponde a una parte de los pagos que realizan quienes hacen uso del sistema de transmisión.

Como esta establecido en el procedimiento del MEM Ecuatoriano el cargo variable por transporte es calculado por el CENACE mediante la metodología de factores de nodo y que es proporcional a las pérdidas de energía.

Factor de nodo o factor nodal.- Es la variación que tienen las pérdidas marginales de transmisión producidas entre dicho nodo y la barra de mercado ante una variación de la inyección o retiro de potencia en ese nodo y se determina por medio de la siguiente relación:

$$FN_i = 1 + \left(\frac{\partial PL}{\partial P_i} \right) \quad (2.3)$$

donde:

$\partial PL / \partial P_i =$ la derivada de las pérdidas de transmisión respecto a la variación de inyección o retiro de potencia en el nodo "i".

Como esta descrito en el procedimiento del MEM los **factores nodales** del sistema potencia se obtienen al modelar la red de transporte y calcular el flujo de potencia, que en condiciones normales de operación, la generación total debe cubrir la carga más las pérdidas del sistema.

La inyección o retiro de potencia que se presenta en cada nodo del sistema de transmisión no puede variar arbitrariamente sino que debe mantener balanceado el sistema por lo que se hace necesario considerar una barra oscilante, la cual absorba los cambios de potencia que se presenten. La barra oscilante (referencia) es a la vez la **barra de mercado** ó barra eléctrica de una subestación, asignada por el CONELEC, para la fijación de precios de energía.

Como está establecido en el procedimiento del Mercado Eléctrico Mayorista v 2.0, la remuneración variable al Transmisor se hace prescindiendo de los contratos. Es la diferencia entre la energía neta entregada por los generadores y autogeneradores y la neta recibida por los distribuidores y grandes consumidores la que se considera para la remuneración al transporte, afectando a cada nodo del sistema por su respectivo precio nodal de la energía:

Para una hora determinada:

$$RVT_h = \left[\sum_{j=1}^m ErD_{j,h} \times F_{nj,h} \times PEM_h \right] - \left[\sum_{i=1}^n EeG_{i,h} \times F_{ni,h} \times PEM_h \right] \quad (2.4)$$

donde :

RVT_h = Remuneración variable al Transmisor en una hora h

$EeG_{i,h}$ = Energía entregada por el Generador i en su nodo a la hora h

$ErD_{j,h}$ = Energía recibida por el Distribuidor j en su nodo a la hora h

$F_{ni,h}$ = Factor de Nodo del Generador i a la hora h

$F_{nj,h}$ = Factor de Nodo del Distribuidor j a la hora h

$PME_{,h}$ = Precio de energía en la barra de mercado a la hora h (USSD/kWh)

De esta manera, la remuneración variable al transmisor se determina como la diferencia entre el pago total de los agentes receptores de energía a una determinada hora al precio marginal horario y el ingreso total de los agentes que venden energía en esa hora y al precio mencionado.

La remuneración variable al Transmisor se obtiene de los dos mercados: Mercado Ocasional (RVTMO) y del Mercado de Contratos a Plazo (RVTMC).

2.5.2.1 Remuneración Variable al Transmisor en el Mercado Ocasional

El CENACE liquida las transacciones de energía en el Mercado Ocasional incluyendo las transacciones del Mercado de Contratos que se cumplan en el

Mercado Ocasional. Siendo así, la porción de la Remuneración Variable al Transporte que le corresponde al Mercado Ocasional se determina con la energía transada en este mercado al precio marginal horario.

$$RVTMO_h = PREMO_h - IVEMO_h \quad (2.5)$$

donde:

$RVTMO_h$ = Remuneración Variable al Transmisor en el Mercado Ocasional en una hora h

$PREMO_h$ = Suma de los pagos de los agentes receptores de energía en el Mercado Ocasional

$IVEMO_h$ = Suma de los ingresos de los agentes vendedores de energía en el Mercado Ocasional

2.5.2.2 Remuneración Variable al Transmisor en el Mercado de Contratos

Se evalúa la Remuneración Variable al Transporte al precio marginal horario de la energía de la siguiente manera:

$$RVTMC_h = RVT_h - RVTMO_h \quad (2.6)$$

donde:

$RVTMC_h$ = Remuneración Variable al Transmisor en el Mercado de Contratos

RVT_h = Remuneración Variable al Transmisor en una hora h

$RVTMO_h$ = Remuneración Variable al Transmisor en el Mercado Ocasional en una hora h

El valor de $RVTMC_h$ se obtiene del Mercado de Contratos y es cubierto por los agentes en función de los porcentajes acordados en las condiciones contractuales. De no especificar los agentes la distribución acordada el CENACE la determinará.

2.6 ESTRUCTURA TARIFARIA AL USUARIO FINAL

La tarifa al usuario final como se encuentra establecido en el reglamento de tarifas Art. 6 comprenderán de conformidad con la ley:

- Los precios referenciales de generación;
- Costo medio del sistema de transmisión; y,
- Valor agregado de distribución.

Precio Referencial de Generación (PRG) es calculado por el CENACE y es aprobado por el CONELEC, considerando dos componentes. La primera componente, **de energía** que corresponde al promedio ponderado de los costos marginales de generación de corto plazo, para un periodo de simulación de un año, proveniente de los planes de la generación elaborados por el CENACE. Y la segunda componente, **de capacidad** que corresponde a la anualidad de las inversiones consideradas para una vida útil y una tasa de descuento aprobadas por el CONELEC, para poner en funcionamiento un equipamiento marginal de mínimo costo lo suficiente que permita la cobertura de la demanda máxima del sistema, a las que se suman los costos fijos de operación y mantenimiento del sistema de generación.

El costo medio del sistema de transmisión corresponde al costo de capacidad que se determina como la suma de los costos de inversión, depreciación, administración, operación, mantenimiento y pérdidas.

Los costos de inversión provendrán del programa de expansión optimizada del sistema, para un período de diez años, cuyo estudio será preparado por el Transmisor, en coordinación con el CENACE y aprobado por el CONELEC.

Mediante el flujo de caja descontado de los activos de la empresa de transmisión considerada la expansión optimizada; y, asociados a la demanda máxima correspondiente, se obtendrán los costos medios de inversión. El costo imputable a la tarifa será la anualidad de los costos medios de inversión para una vida útil de treinta años y la tasa de descuento aprobada por el CONELEC.

Los costos de depreciación, administración, operación y mantenimiento serán calculados por el transmisor y aprobados por el CONELEC.

El valor agregado de distribución o VAD son calculados por cada distribuidora para los niveles de subtransmisión, media y baja tensión, en cada nivel se tienen los componentes de costo de capacidad, administración, pérdidas y comercialización. El estudio técnico – económico será presentado por cada empresa distribuidora para ser aprobados por el CONELEC.

Estos componentes son recaudados por la empresa distribuidora mediante la planilla de consumo de energía a cada uno de sus abonados. Las componentes de generación y costo medio de transmisión que no le corresponde son entregadas a la empresa correspondiente por la prestación del servicio (generación y transmisión).

El valor agregado de distribución debe cubrir los costos que conlleva operar el sistema de distribución (subtransmisión, media y baja tensión), garantizando todo el tiempo la continuidad del servicio.

CAPITULO 3

REMUNERACIÓN AL TRANSMISOR EN OTROS PAISES

3.1 INTRODUCCIÓN

La transformación y desarrollo del sector eléctrico en diferentes partes del mundo en los últimos veinte años, han provocado un cambio total en el negocio eléctrico, pasando de un sistema gobernado por una sola institución integrada a una industria basada en la competencia conformada como un mercado eléctrico.

La nueva representación del sector eléctrico coloca al sistema de transmisión como un elemento importante en el mercado eléctrico. La obligatoriedad de conexión y libre acceso en el nuevo esquema del sector eléctrico, permite la competencia a nivel de generación ya que este puede transportar su energía a los centros de consumo y estos a su vez puedan acceder a la energía en un ambiente de competencia, buscando de esta manera calidad, seguridad y confiabilidad del servicio eléctrico.

Al ser el sistema de transporte de energía eléctrica, el enlace entre generación y demanda se origina un mayor estudio y debate sobre la expansión, remuneración y asignación de costos de inversión que permita al sistema de transporte operar sin inconvenientes.

La característica de economía de escala presente en el sistema de transmisión, es decir que el costo medio de una línea de gran tamaño es inferior al de una de tamaño menor, hacen de este sector un monopolio natural que requiere ser regulado de manera que se logre en alguna medida un grado de competencia y además defina un sistema de precios y pagos que no distorsionen las decisiones de inversión en nueva generación, las decisiones de operación de los generadores y las decisiones de demanda por parte de los consumidores.

El sistema de tarificación basado en los costos marginales, presente en la mayoría de los nuevos mercados eléctricos, resulta insuficiente para recuperar los

costos totales de las instalaciones en el sector transmisión, debido principalmente a que los costos marginales son inferiores a los costos medios, razón por la cual se debe incluir un pago o cargo adicional que permita recuperar dicha diferencia.

Los precios basados en costos marginales, vigentes en la mayoría de mercados eléctricos que se han desarrollado hasta el momento, resulta insuficiente para recuperar los costos totales de las instalaciones del sistema de transmisión, esto se debe principalmente a que los costos marginales que resulta del equilibrio entre la oferta y la demanda son inferiores a los costos medios. Por esta razón es necesario incluir un pago o cargo adicional para recuperar la diferencia. El distribuir el pago o cargo adicional entre los usuarios del sistema de transporte de energía eléctrica en la actualidad es un tema en discusión entre todos los involucrados en el sector eléctrico.

Los países que han cambiado la estructura del negocio eléctrico han buscado una solución de acuerdo con la realidad de sus sistemas de transmisión.

3.2 CARACTERÍSTICAS FUNDAMENTALES DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN

Durante los últimos años la inclinación de muchos países ha estado encaminado a la desregulación de sus sistemas eléctricos de potencia (Chile 1982, Argentina 1992, Perú 1993, Ecuador 1996, Bolivia y Colombia 1994), permitiendo de esta manera la competencia a nivel de generación y establecer normas para el buen funcionamiento del mercado eléctrico. La desregulación de los sistemas eléctricos de potencia busca una mayor eficiencia en la generación de la energía eléctrica y distribución de ésta, permitiendo a los consumidores inclinarse por menores precios, mejoras en la calidad y seguridad del producto. Para un buen desarrollo de la competencia es necesario que los generadores lleguen a los consumos a través de la red de transmisión, para lo cual se requiere que el sistema sea acceso abierto y de obligatoriedad de interconexión. El libre acceso y obligatoriedad de interconexión de quienes participan en el mercado eléctrico son los pilares de la competencia a nivel de generación.

La desregulación del sector eléctrico conlleva a la separación de la industria eléctrica en tres negocios independientes: la generación, la transmisión y la distribución.

Dada la inexistencia de economías de escala en la generación, este sector es favorable para el desarrollo de una competencia originándose un mercado que permite obtener un producto más eficiente, de mejor calidad y a un menor precio.

Al tener un sistema transmisión con características de monopolio natural se requiere de una adecuada regulación que permita favorecer la competencia y dar las señales económicas adecuadas para el desarrollo y operación del sistema de transmisión, logrando de esta manera que el sector de generación y los consumos puedan tomar decisiones correctas y en forma individualizada en el aspecto económico.

La necesidad de retribuir las grandes inversiones (líneas, transformadores y equipos de compensación) las que una vez realizadas constituyen costos que no representan beneficios para la empresa de transmisión, es una de las características del sistema de transporte, otra característica es que el sistema de transporte no se puede separar debido principalmente a los voltajes estandarizados de las líneas de transmisión y los criterios de seguridad que se deben respetar como es el criterio de de seguridad "n-1" (el sistema de transporte de energía eléctrica seguirá operando sin ningún problema ante una falla en un circuito del sistema de transmisión que alimenta una región)

La tarificación de la transmisión debe preservar la correcta asignación de recursos para los agentes del mercado. Los precios y pagos que se efectúan para la transmisión no deben interferir en las decisiones de inversión de los generadores ni las decisiones de operación de éstos, Tampoco debe distorsionar las decisiones de los consumidores conectados a la red.

Según la característica del sistema de transmisión cada país ha desarrollado un modelo para remunerar al sistema, a pesar de esto todavía no existen acuerdos a nivel internacionales que permitan definir cuál modelo es mejor que otro desde

una perspectiva económica y técnica.

La tarificación marginalista presenta en la mayor parte de los países que han desregulados el negocio eléctrico resulta insuficiente para cubrir todos los costos que las instalaciones requieren, debido básicamente como se dijo anteriormente que los costos marginales son inferiores a los costos medios dada la condición de economías de escala presentes en el negocio de la transmisión. Esto conlleva a la necesidad de implantar una tarifa compuesta en dos partes, que contenga el pago marginal ya mencionado y un pago adicional que permita recuperar los costos de la transmisión.

3.3 REGLAMENTACIÓN DE LA TRANSMISIÓN EN OTROS PAÍSES

De acuerdo a las características del sistema de transmisión de energía eléctrica cada país ha desarrollado esquemas de tarificación que permiten recuperar todos los costos involucrados en la red de transporte. A continuación se estudian los esquemas de remuneración del sistema de transmisión eléctrica de algunos países de Sudamérica dado que éstos fueron los primeros en desregular la industria eléctrica, creando mercados de competencia en generación y venta de energía.

3.3.1 ARGENTINA

A partir de la reorganización eléctrica realizada el 16 de Enero de 1992 El Mercado Eléctrico Argentino se encuentra regulado por la ley Nº 24065. Al igual que el resto de los países que han cambiado su estructura organizativa en el sector eléctrico permite que exista un mercado libre en el sector de la generación y con la finalidad de facilitar la entrada de la generación y comercialización de la energía eléctrica se establece que los propietarios de las instalaciones de transmisión eléctrica otorguen obligatoriamente el libre acceso a sus instalaciones a terceros, mediante el correspondiente pago de peajes.

La Ley del Sector Eléctrico Argentino prohíbe a las empresas de transporte

comprar y vender energía eléctrica o que las empresas generadoras o de distribución sean propietario o accionista mayoritario de una empresa transportista.

El principal organismo que regula el Mercado Eléctrico Argentino es el **Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE)**.

Las funciones principales de este organismo es tomar las medidas necesarias para cumplir los objetivos en materia de abastecimiento, transporte y distribución de electricidad, entre los cuales se encuentra:

- Proteger adecuadamente los derechos de los usuarios;
- Promover la competitividad de los mercados de producción y demanda de electricidad y alentar inversiones para asegurar el suministro a largo plazo;
- Garantizar el libre acceso al sistema de transporte de electricidad; prevenir conductas anticompetitivas, monopólicas o discriminatorias entre los participantes de cada una de las etapas de la industria,
- Regular las actividades del transporte para asegurar que las tarifas que se apliquen a los servicios sean justas y razonables,
- Establecer las bases para el cálculo de las tarifas de los contratos que otorguen concesiones a transportistas y,
- Controlar que las tarifas sean aplicadas de conformidad con las correspondientes concesiones y con las disposiciones de esta ley.

3.3.1.1 Remuneración al Transmisor en Argentina

La Ley Eléctrica de Argentina considera a la actividad de transporte de energía eléctrica como un servicio público por su naturaleza monopólico, es decir, todo aquel que desee acceder al sistema de transporte de energía puede hacerlo

pagando por ellos una tarifa por uso de equipos e instalaciones involucradas en la conexión. La remuneración que reciba la empresa encargada del sistema de transporte por todos aquellos que utilizan dicho sistema, en su conjunto deben cubrir las inversiones realizadas por la empresa de transmisión. Así la remuneración al servicio de transporte incluye:

- a) un ingreso variable por energía transportada (IVT) entre nodos de distinto precio asociado;
- b) un cargo fijo por conexión puesta a disposición;
- c) un cargo fijo por capacidad de Transporte puesta a disposición

3.3.1.1.1 *Ingreso variable por energía transportada*

Al pagar las distribuidoras y cobrar los generadores, a través de sus propios factores nodales, queda implícitamente remunerado el ingreso variable del transmisor incluidas las pérdidas.

A mes vencido, el Organismo Encargado del Despacho (OED) estimará la energía transportada en cada período en que quedó definido el mes (períodos dentro de la semana de acuerdo a los redespachos realizados, y períodos tarifarios dentro de cada día). El Ingreso Variable del Transporte (IVT) para cada período semanal s y cada período tarifario k Se calcula como la diferencia entre el valor de la energía extraída en el extremo receptor y el de la inyectada en el extremo emisor. El precio de la energía en cada nodo estará dado por:

- El PM (precio del mercado) transferido al nodo a través de los factores correspondientes ($PM \times FN_{ixFAi}$) si el nodo está conectado al Mercado;
- El PL (precio local) si está en un área desvinculada.

Donde:

Precio de Mercado.- definido como el precio en el centro de carga del sistema;
 Precios Locales.- definidos como los precios de áreas desvinculadas del centro de carga del Sistema por restricciones físicas u operativas.

FA: Factor de Adaptación Estacional

FN: Factor de Nodo

PM: Precio de Mercado

PN: Precio Nodal

Para una línea que conecta un nodo emisor 1 (que inyecta una energía E1) con un nodo receptor 2 (que toma una energía E2), el ingreso variable del Transportador resulta:

$$IVT = (E_2 * PN_2 - E_1 * PN_1) \quad (3.1)$$

3.3.1.1.2 *Ingreso Variable por Transporte de Potencia (RVTP):*

Se recaudará indirectamente como diferencia de lo que abonan mensualmente por Potencia todos los Distribuidores y Grandes Usuarios, y lo que cobran los generadores por su Potencia Puesta a Disposición, incluida la reserva, en horas fuera de valle al precio de la Potencia en el Mercado afectado por su respectivo Factor de Adaptación.

En consecuencia la recaudación variable total en concepto de transporte de energía eléctrica (RVT), será la suma de ambos conceptos:

$$RVT = RVTE + RVTP \quad (3.2)$$

3.3.1.1.3 *Cargo fijo por Conexión puesta a Disposición*

Los agentes reconocidos del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) deberán abonar un cargo por su conexión a la red de transporte. En cada nodo de conexión al Sistema de Transmisión, se incluirá todo el equipamiento necesario para transferir la energía desde y hasta las barras de Alta Tensión de la red (interruptores, seccionadores, protecciones, transformadores de rebaja, compensación reactiva, etc.)

La Secretaría de Energía Eléctrica establecerá por resolución el cargo fijo por hora de capacidad de conexión puesta a disposición, por tipo de equipamiento. Este rubro deberá cubrir los costos estándar de operación y mantenimiento.

En la programación estacional se indicará el cargo por hora de conexión y el factor de proporción de este cargo que corresponderá pagar a cada usuario, de la red de transporte. El pago se realizará al finalizar cada mes en función al número de horas reales de disponibilidad. De haber equipamiento compartido (por ejemplo transformadores) cada usuario k abonará la parte que le corresponde del cargo por conexión en forma proporcional a su potencia máxima requerida ($FACTC_{ik}$).

El cargo que abonará en el mes cada usuario k de la conexión i se calculará como el cargo por hora definido en la programación estacional (CHCONEX) por las horas de disponibilidad, multiplicado por el factor de proporción de acuerdo a la potencia requerida por el usuario:

$$CHCONEX_i \times FACTC_{ik} \times (HRSPERIODO - HINDISP) \quad (3.3)$$

Siendo:

*HRSPERIODO: el número de horas del mes.

*HINDISP: las horas de indisponibilidad reales registradas en el mes.

3.3.1.1.4 *Cargo fijo por capacidad de transporte*

Los agentes reconocidos del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) deberán abonar un cargo por capacidad de transporte puesta a disposición, que reconocerá el conjunto del equipamiento serie de transmisión en el ámbito de la red de transporte.

La Secretaría de Energía Eléctrica establecerá por resolución el cargo fijo por hora de capacidad de transporte puesta a disposición y por tipo de equipamiento. Este rubro deberá cubrir costos estándar de operación y mantenimiento. El cargo por capacidad de transporte será abonado en forma proporcional por los usuarios del sistema. Para ello se definirá el área de Influencia de cada nodo. Se entiende por área de influencia al conjunto de líneas y demás instalaciones de la red directa y necesariamente afectado por el ingreso o egreso de potencia del usuario de la red, que incrementan la potencia transportada ante un incremento en dicho ingreso o egreso.

A partir del flujo de potencia probable para las horas pico del período estacional, se determinará el área de influencia correspondiente a cada generador vinculado a un nodo exportador y a cada distribuidor vinculado a un nodo importador. Para ello, en los nodos exportadores se analizarán incrementos PG_k dejando como barra flotante el nodo Mercado (centro de carga del Sistema) teniéndose en cuenta sólo aquellas líneas y necesariamente vinculadas al nodo en que las variaciones de potencia resultantes en las mismas (PL_k) son positivas.

El cargo fijo por capacidad de Transporte a pagar en cada nodo exportador k de una línea y será:

$$CHPOT_k = \frac{PLMAX_k}{PLMXTOT} * CHPOT_i \quad (3.4)$$

Donde:

- PLMAX_{ik} = potencia máxima que el nodo k exporta por la línea y determinada a partir de la relación PL_{ik} / PG_k y el total exportado por el nodo k.
- CHPOT_i = cargo fijo, por capacidad de Transporte puesta a disposición, correspondiente a la línea y.
- PLMXTOT = sumatoria de los PLMAX_{ik}.

Cuando a un nodo exportador estén vinculados varios generadores, conectados o no a la red de transporte, se repartirán el cargo fijo correspondiente en forma proporcional a su potencia nominal, obteniéndose así su factor de participación en dicho equipamiento FACTC_{ij}.

Análogamente se realizará en el caso de Distribuidores conectados a un área importadora, considerándose como factor de proporcionalidad su potencia máxima declarada POTMAX.

En la programación estacional se indicará el cargo por hora de capacidad puesta a disposición y el factor de proporción para cada usuario.

Un nuevo generador podrá incorporarse al sistema sin limitaciones si los incrementos que provoca en la potencia transportada no exceden la potencia máxima en cada interconexión. Estas potencias máximas serán fijadas por el Organismo Encargado del Despacho (OED) en base a los criterios de operación y confiabilidad de servicio vigentes.

El cargo en el mes para cada usuario j del nodo k de una línea se calculará como el cargo por hora definido en la programación estacional (CHPOT) por el factor de proporción del nodo, multiplicado por las horas de disponibilidad.

$$CHPOT_{ik} \times FACTC_{ij} \times (HRSPERIODO - HINDISP) \quad (3.5)$$

Donde:

- HRSPERiodo: el número de horas del mes.
- HINDISP: las horas de indisponibilidad reales registradas en el mes.

3.3.2 BOLIVIA

La Reforma del 21 de diciembre de 1994 del Sector Eléctrico Boliviano estableció que las empresas eléctricas en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) deberán estar divididas en empresas de Generación, Transmisión y Distribución y dedicadas a una sola de estas actividades. La Ley Eléctrica N1604 no permite que una empresa eléctrica de generación o distribución puede poseer algún porcentaje del capital social de cualquier empresa de transmisión, al igual ninguna empresa de transmisión puede poseer porcentaje alguno de una empresa de generación o distribución.

El organismo regulador del Mercado Eléctrico Boliviano es la **Superintendencia de Electricidad**. Este organismo tiene las funciones de:

- Proteger los derechos de los consumidores;
- Asegurar que las actividades del sector eléctrico cumplan con las disposiciones antimonopólicas y de defensa del consumidor;
- Otorgar Concesiones, Licencias y Licencias Provisionales y corregidas;
- Imponer las Servidumbres necesarias para el ejercicio de la Industria Eléctrica;
- Aplicar los procedimientos de cálculo de precios y tarifas para las actividades de Generación, Transmisión y Distribución, y
- Supervisar el funcionamiento del Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), establecido en la ley, de los procedimientos empleados y los resultados obtenidos.

La Ley Boliviana de Electricidad permite el libre acceso al Sistema Interconectado Nacional permitiendo así que toda persona que realice actividades de la Industria Eléctrica o consumidor no regulado, utilice las instalaciones de las empresas de transmisión para el transporte de electricidad de un punto a otro, sujeto a un pago correspondiente, de acuerdo a los reglamentos del mercado eléctrico.

El responsable de la coordinación de la generación, transmisión y despacho de carga a costo mínimo en el Sistema Interconectado Nacional es el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), el cual planifica la operación integrada del Sistema Interconectado Nacional y calcula los precios de nodo del Sistema Interconectado Nacional, entre otras funciones. Todas aquellas nuevas instalaciones o ampliaciones al sistema de transmisión deben ser informadas por las empresas dueñas del Sistema Troncal de Interconexión al CNDC para la aprobación de la Superintendencia de Electricidad.

3.3.2.1 Remuneración al Transmisor en Bolivia

La Ley establece un precio máximo de transmisión el que debe ser pagado por quienes hacen uso del Sistema Troncal de Interconexión (STI), el cual deberá cubrir el costo total de transmisión, que comprende la anualidad de la inversión y los costos de operación, mantenimiento y administración de Sistema de Transmisión Económicamente Adaptado (STEA) **(El STEA según la Ley de Electricidad Boliviana lo define como el Sistema Eléctrico dimensionado de forma tal que permite el equilibrio entre la oferta y la demanda de electricidad, procurando el costo mínimo y manteniendo la calidad del suministro)**

La Superintendencia de Electricidad, en uso de sus facultades y atribuciones conferidas por la Ley de Electricidad y su Reglamentación, aprueba la Norma Operativa No18 Remuneración por Uso de la Transmisión en el STI que comprende:

a) COSTO ANUAL DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN ECONOMICAMENTE ADAPTADO

El costo anual del sistema de transmisión económicamente adaptado (STEA) se determina como la suma de la anualidad de la inversión más los costos anuales de operación, mantenimiento y administración vigentes.

Los costos anuales de inversión de las instalaciones del STEA, serán el resultado de los valores de inversión reconocidos y aprobados mediante Resolución Administrativa por la Superintendencia de Electricidad, la tasa de actualización para la actividad de transporte de acuerdo a lo establecido en el Artículo 5 del Reglamento de Precios y Tarifas (RPT) y un período de vida útil de 30 años.

El costo anual del Sistema de Transmisión Económicamente Adaptado se actualiza semestralmente en los meses de abril y octubre para su consideración en los Estudios de Precios Referenciales.

La actualización de los valores de inversión del STEA y de los costos de operación, mantenimiento y administración en forma semestral, se realiza utilizando las siguientes fórmulas de indexación, definidas en el Artículo 35 del RPT.

$$CI = [a*PD*(1+D)/(PDo*(1+Do))+b*IPC/IPC0]*Cio \quad (3.6)$$

$$COYM = [c*PD/PDo+d*IPC/IPC0]*COYMo \quad (3.7)$$

Donde:

CI = Costo anual de inversión indexado

Cio = Costo anual de inversión base

COYM = Costo anual de operación, mantenimiento y administración

COYMo = Costo anual de operación, mantenimiento y administración

base

PD = Precio del dólar

PD₀ = Precio base del dólar

D = Tasa arancelaria aplicable a equipo electromecánico de transmisión

D₀ = Tasa arancelaria base aplicable a equipo electromecánico de transmisión

IPC = Índice de precios al consumidor a la fecha de la indexación

IPC₀ = Índice de precios al consumidor base

a = proporción del costo de equipo importado en el Precio de Nudo de la potencia

b = 1-a

c = proporción de componente importado en el COYM

d = 1-c

El valor base del dólar será el vigente el día 15 del mes en el que la Superintendencia determine como nivel de precios para el estudio de los Costos anuales de transmisión, y el valor base del Índice de Precios al Consumidor corresponderá al valor del mes anterior al indicado.

Para determinar los valores indexados, el valor del dólar será el vigente el día 25 de marzo para el período mayo – octubre y el día 25 de septiembre para el período noviembre – abril. El Índice de Precios al Consumidor será el correspondiente al mes de marzo para el período mayo – octubre y el correspondiente al mes de septiembre para el período noviembre - abril. Si por alguna circunstancia, para efectuar la indexación no estuviera publicado el Índice de Precios al Consumidor del mes que corresponda, este se

incrementará en un monto igual al último incremento del Índice de Precios al Consumidor que se hubiere publicado.

Los valores de D y Do serán el resultado de aplicar lo establecido en la Norma Operativa No 14 "Cálculo de la Tasa Arancelaria para equipo Electromecánico" o la que en el futuro la sustituya.

Los factores a, b, c y d serán establecidos por la Superintendencia de Electricidad.

b) COSTO SEMESTRAL RECONOCIDO DE TRANSMISIÓN

El Costo Anual de Transmisión es pagado por los Agentes con precios semestrales. Para fines de calcular la remuneración semestral al Transmisor, se calcula el Costo Semestral Reconocido de Transmisión con el siguiente procedimiento:

- 1) El componente del costo semestral por capital, se determina mediante la siguiente expresión:

$$CSC = I * FRC(i,n) * 6 \quad (3.8)$$

Dónde:

I = Es la inversión reconocida del STEA y aprobada por la Superintendencia, indexada al inicio del semestre respectivo.

FRC (i,n) = Es el factor de recuperación de capital para la tasa "i" y el periodo "n". La tasa "i" es igual a la raíz 12ava de 1 más la tasa anual aprobada para la transmisión. El periodo "n" es igual a 12 veces el periodo de vida útil aprobado para la transmisión.

CSC = costo semestral de capital

2) El Costo Semestral Reconocido se calcula con la siguiente expresión:

$$\text{CSR} = \text{CSC} + \text{O\&M}/2 = I * (\text{FRC}(i,n) * 6 + \text{O\&M}/2) \quad (3.9)$$

El valor del CSC debe estar redondeado al quinto decimal.

Para efectos de su remuneración al transmisor, el costo semestral reconocido de la transmisión se divide en peaje e ingresos tarifarios.

El ingreso tarifario por energía y por potencia se determina semestralmente en base al despacho de carga de acuerdo al procedimiento establecido en el Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico (ROME). El monto de peaje de transmisión se calcula por diferencia entre el costo semestral reconocido y el ingreso tarifario.

El 75% del peaje total de la transmisión se asigna a los Distribuidores y consumidores no Regulados, y el 25% restante se asigna a los Generadores.

3.3.2.1.1 *Peaje atribuible a generadores*

Con los resultados de la programación de la operación, utilizados en los estudios de precios referenciales correspondientes a los periodos noviembre - abril y mayo - octubre, se determinarán las inyecciones de energía programadas para todos los generadores durante el semestre correspondiente, resultado de la suma de las energías inyectadas las primeras 26 semanas del estudio. El peaje unitario para generadores en cada periodo semestral, se determina dividiendo el monto total del peaje de transmisión atribuible al uso de los generadores entre el total de las inyecciones de energía. Este peaje unitario así obtenido será utilizado en las transacciones económicas del mercado aplicando a la energía inyectada prevista para cada generador, según el estudio de Precios Referenciales del periodo respectivo. Para el recálculo de los peajes unitarios, la energía inyectada en cada periodo semestral corresponderá a la registrada por el Sistema de Medición Comercial.

3.3.2.1.2 *Peaje atribuible a consumidores*

El peaje unitario para distribuidores y consumidores no regulados se determina dividiendo el monto total del peaje de transmisión atribuible al uso de los consumidores, entre la potencia de punta del sistema estimada en los estudios de precios referenciales. Este peaje unitario así obtenido será utilizado en las transacciones económicas del mercado.

Para efecto de las transacciones económicas mensuales, el pago por concepto de peaje de cada Agente consumidor se calculará multiplicando el peaje unitario obtenido como se indicó anteriormente, por la potencia coincidente de cada agente consumidor con la potencia de punta estimada del sistema.

Para el recálculo de los peajes unitarios, la potencia de punta del sistema corresponderá a la registrada por el Sistema de Medición Comercial.

La remuneración del transmisor está basada en una tasa de descuento del 10% y un periodo de 30 años de vida útil para los costos de inversión y 3% para los costos de operación, mantenimiento y administración. Los precios son aprobados semestralmente por la Superintendencia de Electricidad para cada tramo del sistema, sobre la base de un costo de un Sistema de Transmisión Económicamente Adaptado (STEA), que ha sido fijado para las instalaciones existentes sobre la base de un estudio de consultoría externo, aprobado por la Superintendencia de Electricidad.

El precio máximo de transmisión está compuesto por el ingreso tarifario (IT) y un peaje tal como se muestra en (3.2)

$$\text{Precio máx. Transmisión} = \text{IT} + \text{Peaje} \quad (3.10)$$

El ingreso tarifario se obtiene como la diferencia entre los retiros valorizados de energía y potencia de punta, menos las inyecciones valorizadas a costo marginal de cada generador correspondientes a energía y potencia de punta. Este valor es

determinado por el CNDC. Las expresiones utilizadas se muestran en las siguientes expresiones matemáticas:

$$IT = IT_{potencia} + IT_{energía} \quad (3.11)$$

$$IT_{potencia} = ((Potencia_j - PL) \cdot FPP_j - Potencia_i \cdot FPP_i) \cdot Precio_{potencia} \quad (3.12)$$

$$IT_{energía} = ((Energía_j - PL) \cdot FPE_j - Energía_i \cdot FPE_i) \cdot Precio_{energía} \quad (3.13)$$

Donde:

$IT_{potencia}$ = Ingreso tarifario de potencia

$IT_{energía}$ = Ingreso tarifario de energía

$Potencia_i$ = Potencia inyectada en la barra i

$Energía_i$ = energía inyectada en la barra i

PL = Pérdidas de potencia o energía en la línea según el caso

FPP, FPE = Factores de penalización en las diferentes barras

El peaje es calculado como la suma de la anualidad del costo de inversión, más los costos de operación y mantenimiento, descontado el ingreso tarifario anual. Este peaje es distribuido entre los generadores del sistema de acuerdo al uso que hacen de éste, uso que puede ser atribuible tanto a generadores como a consumos.

El uso que los generadores hacen del sistema de transmisión sea definido de acuerdo al concepto de área de influencia. Ésta es definida como el conjunto de instalaciones del Sistema Interconectado Troncal que ven incrementado su flujo de energía cuando una central generadora aumenta su energía aportada al sistema.

El peaje calculado para cada generador por hacer uso de un determinado tramo del sistema de transmisión, es calculado considerando todas aquellas centrales que poseen a ese tramo dentro de su área de influencia. El peaje se prorroga entre estos generadores calculando un factor C_i de participación de acuerdo a la "potencia firme" de este. Por ejemplo para un generador i , el factor se calcula con (3.14):

$$C_i = \frac{\text{Potencia firme } i}{\sum_j \text{Potencia firme } j} \quad (3.14)$$

En la ley se establece que si un tramo del sistema de transmisión es propiedad de más de un agente, el peaje se distribuye en proporción a la capacidad de transporte que aporta cada uno de los dueños del tramo.

3.3.3 CHILE

La Ley General de Servicios Eléctricos decretada el 13 de septiembre de 1982 regula las actividades de producción, transporte y distribución.

El Sector Eléctrico Chileno está dividido en generación, transmisión y distribución. Dado que la Ley no contempla la existencia de comercializadores sin capacidad instalada para la transacción de energía eléctrica, es que la comercialización de ésta es efectuada enteramente por las empresas generadoras. El negocio de la generación se desarrolla en un ambiente de libre mercado. Por otra parte la ley permite el libre acceso a los sistemas de transmisión que hagan uso de servidumbres y bienes nacionales de uso público previo requerimiento de concesión. De esta forma se asegura (en la medida que exista capacidad) el libre acceso a la transmisión permitiendo así el desarrollo de un mercado competitivo en el sector generación.

El principal organismo del Estado que participa en la regulación del sector eléctrico en Chile es la **Comisión Nacional de Energía (CNE)**.

Las funciones principales de este organismo son:

- Estudiar y determinar los cambios en las leyes relativas al sector energía.
- Estudiar y determinar el Precio de Nudo para clientes regulados (compañías de distribución) y determinar las tarifas finales para los clientes de las compañías de distribución.
- Estudiar y proponer un plan indicativo de inversiones para el sector eléctrico.

La Ley establece que cuando una central generadora esté conectada a un sistema de transmisión perteneciente a un tercero y éstas se encuentren dentro del área de influencia de la central, se entenderá que el propietario de la central hace uso efectivo de dichas instalaciones, independientemente del lugar y de la forma en que se comercializan los aportes de potencia y energía que aquella efectúa y, por lo tanto, debe pagar a su dueño por el uso de éstas. El área de influencia es definido por la ley chilena como: **“el conjunto de líneas, subestaciones y demás instalaciones del sistema eléctrico, directa y necesariamente afectado por la inyección de potencia y energía de una central generadora”**.

3.3.3.1 Remuneración al Transmisor en Chile

Los propietarios de las instalaciones de transmisión que permiten el libre acceso a sus instalaciones por parte de los generadores están en derecho de recibir una remuneración compuesta por el ingreso tarifario (IT), el peaje básico y, si corresponde, un peaje adicional. Estos pagos aseguran a los dueños de los sistemas de transmisión el pago del costo de inversión de las instalaciones en forma de valor nuevo de reemplazo, (VNR) y los costos de operación y mantenimiento, (COYM).

El Ingreso Tarifario queda definido en la Ley como la cantidad que percibe el dueño de las instalaciones de transmisión involucradas correspondiente a la diferencia que se produzcan en la aplicación de los precios de nudo en cada barra del área de influencia para las inyecciones y retiros de potencia y energía en dichos nudos. Las expresiones (3.11),(3.12) y (3.13) aplicados para encontrar el ingreso tarifario de potencia y energía para el modelo Boliviano también es aplicado al modelo Chileno.

Por su parte el **peaje básico** se define como el monto que resulta de la suma de la anualidad del valor nuevo de reemplazo (AVNR) de las instalaciones, costos de operación y mantenimiento (COYM), descontando el ingreso tarifario anual. En resumen el peaje básico queda definido por la siguiente expresión:

$$\text{Peaje básico} = \text{AVNR} + \text{COYM} - \text{IT} \quad (3.15)$$

Este peaje básico será prorrateado entre los usuarios de la instalación "j" de acuerdo a la potencia máxima transitada por el interesado "i" respecto de la potencia máxima total transitada por todos los usuarios de dichas instalaciones y obras. En resumen se prorratea de acuerdo a la siguiente relación:

$$C_{ij} = \frac{P^{MAX}_{i,j}}{\sum_i P^{MAX}_{i,j}} \quad (3.16)$$

De acuerdo a lo que la ley señale los generadores que se encuentran conectados a un sistema de transmisión, y cuya área de influencia incluyen instalaciones de un tercero deberán pagar al peaje básico, independiente de la cantidad y del lugar en que se comercialice su potencia y energía.

El VNR y COYM aplicados para el caso de peajes deberían ser calculados por los propietarios de las instalaciones de transmisión. Estos valores serán actualizados en un periodo de cinco años. Para determinar la anualidad de las inversiones comprometidas en líneas, subestaciones y demás instalaciones involucradas se considerará el valor nuevo de reemplazo de todas ellas; con una vida útil de treinta años, y una tasa de actualización (10%) igual a la última que se hubiere utilizado para el cálculo de los precios de nudo que efectúa la Comisión Nacional de Energía (CNE).

En caso que el propietario de una central generadora que paga las anualidades de peaje básico, posee el derecho de retirar electricidad, sin pagos adicionales, en todos los nudos del sistema ubicado dentro de su área de influencia. Asimismo, le dará derecho a retirar electricidad, Sin pagos adicionales, en todos

los nudos desde los cuales, en condiciones típicas de operación del sistema, se produzcan transmisiones físicas netas hacia el área de influencia.

El pago de un peaje adicional se da cuando el propietario de una central desea comercializar energía o potencia fuera de su área de influencia. Este peaje adicional se calcula de la misma forma que el peaje básico, pero se relaciona con las instalaciones adicionales para efectuar el suministro. Al igual que el peaje básico, el peaje adicional se reparte de acuerdo a la potencia máxima transitada debido al generador, con respecto al total de la potencia transitada debido a todos los usuarios de la instalación.

3.3.4 COLOMBIA

La Industria Eléctrica Colombiana se encuentra regulada por la Ley Eléctrica N°143 el cual entra en vigencia el 20 de Julio de 1995 con la intención de organizar de manera eficiente y económica las transacciones que se realizan entre agentes del sector eléctrico, como también cumplir criterios de operación confiable y segura del Sistema Interconectado Nacional (SIN)

La **Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG)** regula el sector eléctrico Colombiano y tiene a cargo entre otras cosas:

- Resguardar que se cumplan las condiciones para una libre competencia en el sector generación,
- Definir la metodología para el cálculo de las tarifas por el acceso y uso de las redes eléctricas,
- Definir la metodología para el cálculo de las tarifas aplicables a los usuarios regulados del servicio de electricidad,
- Fijar las tarifas de venta de electricidad para los usuarios finales regulados,
- Definir mediante arbitraje los conflictos que se presenten entre los diferentes

agentes económicos que participen en las actividades del sector en cuanto a interpretación de los acuerdos operativos y comerciales.

La Ley Eléctrica N°143 establece que el servicio de transmisión de energía por el sistema de transmisión nacional será prestado por las empresas transportadoras. Éstos serán los encargados de la operación y mantenimiento de sus líneas y equipos. Los transportadores de energía eléctrica están obligados a permitir el libre acceso a las redes de su propiedad de cualquier usuario, comercializador o generador que lo solicite, de manera tal de facilitar la libre competencia en el mercado mayorista de energía eléctrica. Además se establece que la empresa encargada del servicio de interconexión nacional, no podrá participar en actividades de generación, comercialización y distribución de electricidad.

En el esquema Colombiano existe un agente extra con respecto a los otros países analizados. Existe el comercializador, el cual se define en la Ley Eléctrica Colombiana como persona natural o jurídica cuya actividad principal es la comercialización de energía eléctrica, vale decir que su actividad principal es la compra y venta de energía eléctrica en el mercado mayorista y su venta con destino a otras operaciones en dicho mercado o a los usuarios finales.

Los encargados de pagar a los dueños de las instalaciones de transporte de energía, los cargos por el uso del sistema de transmisión nacional son los comercializadores. Estos cargos por el acceso y uso de las redes deben incluir un cargo de conexión que cubrirá los costos de la conexión del usuario a la red de interconexión, un cargo fijo por uso de la misma.

3.3.4.1 Remuneración al Transmisor en Colombia

Según el Art.40 de las tarifas por acceso y uso de las redes contenidas en la Ley Eléctrica de Colombia se establece que la tarifa por el acceso al sistema de transmisión debe incluir los siguientes cargos:

- Un cargo por uso y

- Un cargo por conexión

3.3.4.1.1 *Cargo por uso del Sistema de Transmisión Nacional*

El ingreso que percibe el Servicio de Transporte de Energía (STE) a nivel del Sistema de Transmisión Nacional (STN) es un ingreso regulado, el cual fue fijado por la CREG. Este ingreso debe cubrir los costos de inversión (incluyendo el costo de oportunidad del capital), y los costos de administración, operación y mantenimiento.

El ingreso regulado que perciben los transportadores es sufragado por los agentes generadores y comercializadores a través de la aplicación de los Cargos por Uso del STN. Para el año 2000, La Regulación CREG 094 de 1999 estableció que a los Generadores correspondía pagar el 25% del ingreso regulado, mientras que el 75% correspondía a los comercializadores. La Resolución CREG 103 de 2000 estableció que estos porcentajes se mantienen para el año 2001, y a partir del año 2002 "los generadores no realizan pagos por concepto de Cargos por Uso del STN".

Los cargos para generadores se caracterizan por ser diferentes por ser cargos diferenciados por Zonas y por el tipo de generación, mientras que los cargos aplicados a los Comercializadores son Cargos Monomios Horarios, es decir con diferenciación horaria por Periodo de Carga (máxima, media y mínima) e iguales para todo el país.

Descripción de la metodología

Cargos por Uso del STN aplicables a los Comercializadores. A partir del 1º de enero de 2001, los Comercializadores pagarán Cargos por Uso Monomios Horarios del STN, calculados como se señala a continuación:

Cargo por Uso Monomio del STN: El Cargo por Uso Monomio del STN se calcula siguiendo las siguientes expresiones:

$$CUMC_{m,t} = \frac{IRT_{m,t} - \sum_i CGi_{m,t}}{DTC_{m,t}} \quad (3.17)$$

Dónde:

$CUMC_{m,t}$: Cargo por Uso Monomio Horario (\$/kWh) aplicable a los Comercializadores en el mes m del año t .

$IRT_{m,t}$: Ingreso Regulado Mensual Causado del mes m del año t .

$\sum_i CGi_{m,t}$: Sumatoria de los pagos que deben efectuar la totalidad de generadores participantes en el Mercado de Energía Mayorista, en el mes m del año t , por concepto de Conexión Profunda.

$DTC_{m,t}$: Demanda total registrada por los comercializadores del SIN en el mes m del año t (kWh), en cada una de sus fronteras comerciales, referida a 220 kV.

Cargos por Uso Monomios Horarios del STN: Los Cargos por Uso Monomios Horarios del STN, con diferenciación horaria por Período de Carga, se calculan a partir del respectivo Cargo por Uso Monomio, de acuerdo con la metodología descrita en la Resolución CREG-011 del 2000 dice:

El Liquidador y Administrador de Cuentas del STN calculará los Cargos por Uso Monomios Horarios del STN, siguiendo el procedimiento que se describe a continuación:

Sean H_x , H_d , y H_m el número de horas asociadas con cada uno de los Períodos de Carga definidos en la presente Resolución.

Sean P_x , P_d y P_m la potencia resultante de promediar las potencias (P_i) asociadas a las horas asignadas a cada uno de los Períodos de Carga.

Sea CUM el Cargo por Uso Monomio del STN (\$/kWh).

Se requiere calcular los Cargos por Uso Monomios Horarios: CUM_x , CUM_d y CUM_m . Considerando que la magnitud de la energía de la hora i -ésima es igual a la magnitud de la potencia de la hora i -ésima (P_i) por tratarse de potencias promedios referidas a períodos de una hora, la primera condición establece que:

$$H_x P_x CUM_x + H_d P_d CUM_d + H_m P_m CUM_m = CUM \times \left(\sum_{i=1}^{24} P_i \right) \quad (3.18)$$

La segunda condición establece que los Cargos por Uso Monomios Horarios, serán proporcionales a la potencia promedio resultante de acuerdo con las horas asignadas a cada Período de Carga, lo cual significa que:

$$\frac{CUM_x}{CUM_m} = \frac{P_x}{P_m} \quad (3.19)$$

$$\frac{CUM_x}{CUM_d} = \frac{P_x}{P_d} \quad (3.20)$$

Los Cargos por Uso Monomios Horarios CUM_x , CUM_d y CUM_m se obtienen resolviendo el sistema de tres ecuaciones con tres incógnitas planteado en las ecuaciones (3.18) a (3.20).

3.3.4.1.2 *Cargo por conexión al sistema de transmisión nacional*

Mediante este servicio se conectan a la red del Sistema Interconectado Nacional los clientes generadores, distribuidores, transmisores regionales y grandes consumidores; se realizan estudios técnicos, financieros y ambientales para determinar la viabilidad de conexión al STN; se efectúa el suministro, la construcción, la operación y el mantenimiento de los bienes requeridos para la conexión al sistema; y se hace la reposición de un activo en caso de pérdida total o fin de vida útil.

Las empresas transportadoras prestan el servicio de conexión a quienes tienen acceso al STN, el cual les permite transportar grandes bloques de energía eléctrica y sirve de medio físico para el intercambio comercial entre productores en el Mercado Energía Mayorista.

El servicio integral de conexión que prestan las empresas transportadoras incluye los costos eléctricos de conexión al STN y la construcción, operación y mantenimiento de las instalaciones correspondientes. Cualquier usuario que desee conectarse al sistema de transmisión debe tener un acuerdo de conexión el

cual especifique los costos de conexión y sus procedimientos para la administración, la instalación y el mantenimiento de los equipos.

Los cargos por conexión son establecidos para cada punto de conexión de acuerdo con la metodología establecida por la CREG mediante Resoluciones 001 y 002 de 1994 teniendo en cuenta las inversiones de la empresa en equipos en equipos de conexión en ese punto y el costo de administración, operación y mantenimiento de dichos equipos los cargos por conexión incluyen (i) una componente de inversión equivalente al costo anualizado de reposición de los activos de reposición asumiendo 25 años de vida útil y una tasa de descuento del 10% anual (ii) un cargo por administración, operación y mantenimiento equivalente al 2% del costo de reposición de los activos de conexión. El valor base a ser utilizado para calcular el costo anualizado de los costos de los activos de reposición, se negocia libremente entre las partes que participan en el contrato de conexión. El cargo por conexión se ajusta mensualmente para reflejar la variación del índice de precios al producto (IPP).

a. Descripción de la metodología.

Los cargos de conexión se calculan a partir de un inventario de los activos que conectan las empresas de distribución al Sistema de Transmisión Nacional, valorados a precios de reposición con costos unitarios representativos y actualizados con el índice de costos del Sector Eléctrico a octubre de 1994. Estos activos comprenden los módulos de transformación a 220/500 kV y los transformadores con voltaje primario 220/500 kV.

Para cada empresa se calcula el costo anual equivalente de estos activos utilizando una tasa de descuento del 10% anual y una vida útil de 25 años. Los costos anuales de administración, operación y mantenimiento se estiman como un 2% del costo total de los activos.

De esta forma se establecen los cargos de conexión para las empresas cuyas redes de distribución se encuentran conectadas directamente al Sistema de Transmisión Nacional, las cuales son: Electrificadora del Atlántico, Electrificadora de Bolívar, Electrificadora de Sucre, Electrificadora del Magdalena, Electrificadora de Córdoba,

Electrificadora de La Guajira, Electrificadora del Cesar, Empresas Públicas de Medellín, Corporación Autónoma Regional del Valle del Cauca, Central Hidroeléctrica de Caldas, Electrificadora del Tolima, Empresas Municipales de Cali, Centrales Eléctricas del Cauca, Centrales Eléctricas de Nariño, Empresa de Energía de Bogotá, Electrificadora de Boyacá, Electrificadora de Santander, Centrales Eléctricas de Norte de Santander, Empresa de Energía de Arauca y Electrificadora del Meta.

Por otra parte, las empresas que se encuentran conectadas indirectamente al Sistema de Transmisión Nacional deberán pagar cargos a las empresas que prestan estos servicios.

b. Valores de los cargos.

Los cargos de conexión se calculan a partir de un inventario de los activos que conectan las empresas de distribución al Sistema de Transmisión Nacional, valorados a precios de reposición con costos unitarios representativos y actualizados. Para cada empresa se calcula el costo anual equivalente de estos activos utilizando una tasa de descuento del 10% anual y una vida útil de 25 años. Los costos anuales de administración, operación y mantenimiento se estiman como un 2% del costo total de los activos.

3.3.5 PERÚ

En Perú, el Mercado Eléctrico se encuentra regulado por la Ley de Concesiones Eléctricas (Decreto de Ley N° 25844 Perú). El mercado eléctrico peruano se encuentra dividido en generación, transmisión y distribución. Para que la competencia tenga lugar en la generación, la Ley Peruana establece en su Artículo 33 que “que los concesionarios de transmisión están obligados a permitir la utilización de sus sistemas por parte de terceros, quienes deberán asumir los costos de ampliación a realizarse en caso necesario, y las compensaciones por el uso”. De esta forma se resguarda por un sistema de libre acceso en los sistemas de transmisión.

Los propietarios de las centrales de generación y de los sistemas de transmisión, cuyas instalaciones se encuentren interconectadas conformarán un organismo técnico denominado Comité de Operación Económica del Sistema (COES) con el propósito de coordinar su operación al mínimo costo, garantizando la seguridad del abastecimiento de energía eléctrica y el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos.

Dentro de las funciones que el COES desempeña se encuentran:

Planificar la operación del sistema interconectado, controlar el cumplimiento de los programas de operación y mantenimiento de las instalaciones, calcular los costos marginales de corto plazo, calcular para cada unidad generadora la potencia y energía firme, garantizar a sus integrantes la compra o venta de energía a costo marginal de corto plazo del sistema y garantizar a todos los integrantes la venta de su potencia contratada a precio regulado.

La venta de energía eléctrica a un concesionario de distribución se efectuará a tarifas en barras, las cuales serán fijadas semestralmente por la Comisión de Tarifas Eléctricas (CTE). Para la fijación de tarifas en barra, cada COES efectúa los cálculos proyectando la demanda para los próximos cuarenta y ocho meses y determina un programa de obras de generación y transmisión. Además calcula los costos marginales esperados de corto plazo de energía del sistema para determinar el precio básico de la energía por bloques horarios.

3.3.5.1 Remuneración al Transmisor en Perú

Según el Art 59 de la Ley de Concesiones Eléctricas establece que los generadores conectados al Sistema Principal, abonarán mensualmente a su propietario, una compensación para cubrir el Costo Total de Transmisión.

El Costo Total de Transmisión comprende la anualidad de la inversión y los costos estándares de operación y mantenimiento del Sistema Económicamente Adaptado, el cual está definido en la Ley Peruana como:

“Aquel sistema eléctrico en el que existe una correspondencia de equilibrio entre la oferta y la demanda de energía, procurando el menor costo y manteniendo la calidad del servicio”.

La anualidad de la inversión será calculada considerando el Valor Nuevo de Reemplazo, su vida útil y la Tasa de Actualización correspondiente fijada en el Art. 79 de la Ley No 25844 de Concesiones Eléctricas (12%).

Art. 79°.- La Tasa de Actualización a utilizar en la presente Ley será de 12% real anual.

Esta tasa sólo podrá ser modificada por el Ministerio de Energía y Minas, previo estudio que encargue la Comisión de Tarifas de Energía a consultores especializados, en el que se determine que la tasa fijada es diferente a la Tasa Libre de Riesgo más el premio por riesgo en el país.

En cualquier caso, la nueva Tasa de Actualización fijada por el Ministerio de Energía y Minas, no podrá diferir en más de dos puntos porcentuales de la tasa vigente.

En el Art. 60 de la Ley de Concesiones Eléctricas se establece que la compensación a que se refiere el Art 59, se abonará separadamente a través de dos conceptos denominados Ingreso Tarifario y Peaje por Conexión.

3.3.5.1.1 El Ingreso Tarifario

Se calcula en función a la potencia y energía entregada y retirada en barras, valorizadas a sus respectivas Tarifas en Barra, sin incluir el respectivo peaje.

3.3.5.1.2 El Peaje por Conexión

Es la diferencia entre el Costo Total de Transmisión y el Ingreso Tarifario.

El Reglamento definirá el procedimiento por el cual los generadores harán efectiva la compensación a los propietarios del Sistema Principal de Transmisión.

Para el cálculo del ingreso tarifario, se hace referencia los Art. 135,136, del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, los cuales se describen a continuación:

Art.135°.- El Ingreso Tarifario para el Sistema Principal de Transmisión, a que se refiere el Artículo 60° de la Ley, será calculado para cada tramo por el respectivo COES, mediante el siguiente procedimiento:

- a) Determinará la energía y la potencia máxima en la barra de retiro;
- b) Determinará el monto total que resulte de valorizar toda la energía y la potencia máxima en la barra de retiro, aplicando las respectivas Tarifas en Barra, sin incluir el peaje unitario;
- c) Determinará la energía y la potencia máxima en la barra de entrega;
- d) Determinará el monto total que resulte de valorizar toda la energía y la potencia máxima en la barra de entrega, aplicando las respectivas Tarifas en Barra, sin incluir el peaje unitario;
- e) El Ingreso Tarifario por Energía será igual a la diferencia resultante de los montos correspondientes al transporte de energía obtenidos en los incisos d) y b), siempre que dicha diferencia sea positiva. En caso de ser negativa, el Ingreso Tarifario será igual a cero; y,
- f) El Ingreso Tarifario por Potencia será igual a la diferencia resultante de los montos correspondientes al transporte de potencia obtenidos en los incisos d) y b), siempre que dicha diferencia sea positiva. En caso de ser negativa, el Ingreso Tarifario será igual a cero.

El Ingreso Tarifario del Sistema Principal de Transmisión, es igual a la suma de los Ingresos Tarifarios por Energía y Potencia de todos los tramos que constituyen dicho sistema.

El Ingreso Tarifario de cada titular del Sistema Principal de Transmisión, es igual a la suma de los Ingresos Tarifarios de los tramos que conforman su red de transmisión.

El COES propondrá al Ministerio los procedimientos necesarios para la aplicación del presente artículo.

Art.136°.- El Ingreso Tarifario Esperado Total del Sistema Principal de Transmisión requerido para cada fijación de las tarifas de transmisión, será propuesto por el COES a la Comisión, para los siguientes doce meses, siguiendo el procedimiento previsto en el artículo precedente y empleando la misma información y supuestos utilizados para el cálculo de las Tarifas en Barra.

El Ingreso Tarifario Esperado será expresado en doce cuotas iguales, considerando la tasa definida en el artículo 79° de la Ley. La Comisión fijará el Ingreso Tarifario Esperado y sus fórmulas de reajuste en la misma forma y oportunidad que el Peaje de Conexión.

El Ingreso Tarifario Esperado de cada Transmisor Principal le será pagado mensualmente por los generadores en proporción directa de sus Ingresos por Potencia.

El saldo resultante de la Transferencia Total por Energía, originado por el uso de la red de transmisión calificada como parte del Sistema Principal de Transmisión será asignada a los generadores en función de sus Ingresos por Potencia.

Los pagos a que se refieren los párrafos anteriores se harán efectivos dentro de los siete días calendario siguiente a la notificación de la liquidación mensual practicada por el COES.

El COES propondrá al Ministerio los procedimientos necesarios para la aplicación del presente artículo.

El Peaje por Conexión es la diferencia entre el Costo Total de Transmisión y el Ingreso Tarifario, y es pagado por los generadores en proporción a su potencia firme."

Para el cálculo del peaje por conexión, se hace referencia el Art. 137 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, el cual se describe a continuación:

Artículo 137°.- El Peaje por Conexión será obtenido deduciendo del Costo Total de transmisión el Ingreso Tarifario Esperado Total para el Sistema Principal de Transmisión, determinado conforme a lo establecido en el Artículo precedente.

El Peaje por Conexión Unitario, empleado para la determinación del Precio de la Potencia de Punta en Barra será igual al cociente entre el Peaje por Conexión y la Máxima Demanda anual proyectada a ser entregada a los clientes.

El Peaje por Conexión será expresado en doce cuotas iguales, considerando la tasa definida en el artículo 79° de la Ley. La Comisión fijará el Peaje de Conexión Unitario y el Peaje por Conexión, así como sus fórmulas de reajuste.

El Peaje por Conexión de cada Transmisor Principal le será pagado mensualmente por los generadores en proporción a la recaudación por Peaje por Conexión, en la misma oportunidad en que abonen el Ingreso Tarifario Esperado.

El COES determinará mensualmente la recaudación Total por Peaje por Conexión, según el siguiente procedimiento:

- a) Se determina la Máxima Demanda Coincidente entregada a los clientes atribuibles a cada generador,
- b) Se reajusta el Peaje por Conexión Unitario según las fórmulas de reajuste que fije la Comisión;

a) La recaudación por Peaje por Conexión para un generador, será igual al mayor de los siguientes valores:

- La suma del producto de la Máxima Demanda Coincidente entregada a cada uno de sus clientes, por el Peaje por Conexión Unitario;
- La recaudación real por Peaje por Conexión que será proporcionada por cada generador al COES con carácter de declaración jurada;

b) Los generadores que abastecen a un cliente en forma simultánea, deberán desagregar la recaudación por Peaje por Conexión de su cliente en proporción a su compromiso de potencia.

La recaudación total por Peaje por Conexión al sistema, es igual a la suma de las recaudaciones totales por Peaje por Conexión de todos los generadores.

El Saldo por Peaje por Conexión de cada generador, es igual a la diferencia entre la recaudación por Peaje por Conexión menos el Peaje por Conexión que le corresponde pagar según la metodología de los párrafos que anteceden.

El COES propondrá al Ministerio los procedimientos necesarios para la aplicación del presente artículo.

La compensación dada por los generadores a los dueños del sistema de transmisión es abonada en dos partes a través del Ingreso Tarifado y un Peaje por Conexión. El Ingreso Tarifario es calculado en función a la potencia y energía entregada y retirada en barras, valorizadas a sus respectivas Tarifas en Barra. Por su parte el Peaje por Conexión se calcula como la diferencia entre el costo total de transmisión y el Ingreso Tarifado. Este peaje es pagado por los generadores en proporción a su "potencia firme". La potencia firme es definida por la ley peruana como:

"Potencia que puede suministrar cada unidad generadora en las horas de punta con alta seguridad, con una probabilidad superior o igual a la definida

en el reglamento”.

La Comisión de Tarifas Eléctricas (CTE) fija anualmente el Peaje por Conexión y su respectiva fórmula de reajuste mensual, calculando el costo total de transmisión; tomando en cuenta el Ingreso Tarifario esperado, que le proporciona el respectivo COES.

Además de los sistemas principales, la Ley Peruana de Concesiones Eléctricas define los Sistemas Secundarios como aquellos que permiten a los generadores conectarse al Sistema Principal o comercializar potencia y energía en cualquier barra de estos sistemas. Si un generador suministra energía eléctrica en barras ubicadas en el Sistema Secundario de transmisión o utilizando instalaciones de un concesionario de distribución, debe pagar a sus propietarios las compensaciones por el uso de dichas instalaciones, las cuales cubren el costo medio de eficiencia de tales sistemas y no se pagan si el flujo es en sentido contrario al flujo preponderante de energía.

3.4 COMPARACIÓN DE LOS PAÍSES ANALIZADOS

En los cinco casos estudiados, existe la separación de actividades del sector eléctrico en generación, transmisión y distribución. También en todos los casos se acepta que el sector de la generación es competitivo y que la transmisión y la distribución son monopolios naturales. Con el propósito de facilitar la entrada a la generación y comercialización de la energía eléctrica se han establecido, en los países analizados, las condiciones en las cuales el propietario de instalaciones transmisión y distribución están obligadas a otorgar libre acceso a sus instalaciones mediante el pago de peajes.

Los métodos regulatorios estudiados anteriormente comparten aspectos en común, uno de los principales es asegurar el libre acceso al sistema de transmisión mediante el pago de un peaje; en ningún de los casos existe un monopolio legal de los sistemas de transmisión. Se identifica la presencia de economías de escala por lo que la tarificación marginalista es insuficiente para

remunerar al sistema de transporte, por esta razón se regula el valor del peaje y la metodología para calcularlo.

El valor del peaje cubre la mayor parte de la remuneración al transmisor. Para el caso de Chile, Bolivia y Perú el peaje comprende las anualidades del valor nuevo de reemplazo (AVNR) y los costos de operación y mantenimiento descontado los ingresos tarifarios siempre y cuando estos ingresos tarifarios sean mayores a cero.

En los países analizados, la expansión del sistema depende de decisiones privadas, sin embargo, en algunos casos se requiere de aprobación del organismo regulador del mercado eléctrico para llevar a cabo las inversiones.

El pago complementario para cubrir los costos del sistema de transmisión, llamado peaje, es repartido en los países analizados de diferentes formas.

En Argentina, las líneas privatizadas hundieron parte de sus costos, y perciben el ingreso correspondiente a los costos marginales de energía, ingresos por calidad de la vinculación entre extremos de la línea, además de cargos fijos destinados a rentar instalaciones de conexión y costos fijos de operación. Los nuevos sistemas logran fusionarse mediante el pago de un canon por parte de los beneficiarios (generadores y consumidores), el cual resulta de una licitación pública.

En Bolivia, se determinan áreas de influencia de responsabilidad de generadoras y/o consumidores. El valor máximo es calculado por la autoridad considerando un sistema adaptado. En el precio regulado se incluye el cargo que es responsabilidad del consumo. Los generadores pagan su parte correspondiente en proporción a su potencia firme.

En Chile, se definió un área de influencia para cada generador. El pago del peaje en las líneas que son área de influencia de varios generadores se reparte en proporción a la potencia máxima transitada. Las líneas que no pertenecen al área de influencia de ningún generador deben ser pagadas por los generadores que abastecen a los consumidores conectados a ellas. La metodología para el cálculo

de los peajes esta determinada en la ley, pero tanto la proporción a pagar como el valor de las instalaciones esta sujeto a acuerdo entre las partes o arbitraje. Los precios regulados no incluyen peajes.

En Colombia, se crea el nuevo marco Regulatorio para esta actividad que considera cargos estampilla por uso del STN que son pasados 100% a la demanda (comercializadores). Los transmisores también perciben ingresos por concepto de Cargos por Conexión que son pagados exclusivamente por el agente que solicita el acceso.

En el caso Peruano se distinguen al sistema de transmisión principal y el sistema de transmisión secundario. El sistema principal está constituido por instalaciones que tienen por fin la interconexión, en la que se producen intercambios entre generadores y libre comercialización de la energía eléctrica. El pago del sistema principal se basa en los costos de inversión y operación de un sistema económicamente adaptado. El peaje anual está regulado y es pagado por todos los generadores en proporción al reconocimiento de potencia firme. El sistema secundario en tanto, esta asociado a roles de conexión de generadores al sistema principal y de suministro a clientes a partir de éste. Su pago es negociado entre las partes. El peaje se agrega al cargo por potencia cobrado a los clientes regulados.

En la Tabla 1 se muestra las tarifas de transmisión eléctrica de: Argentina, Bolivia, Chile, Colombia, Ecuador y Perú, cuyos modelos de remuneración al sistema de transporte en algunos casos son semejantes y en otros difieren totalmente, esto debido a que cada país utiliza modelos que son adaptados a las características y necesidades de sus sistemas de transporte de energía eléctrica.

A continuación se presenta un cuadro comparativo de las características de regulación para los sistemas de transmisión para los países estudiados anteriormente.

3.5 CUADRO COMPARATIVO¹

Ítem	Argentina	Bolivia	Chile	Colombia	Ecuador	Perú
General	<ul style="list-style-type: none"> - El principio general es de libre acceso al sistema de transmisión, mediante pago de peaje - Se reconoce efecto de economías de escala y se regula el valor del peaje o el método de cálculo. - No existe monopolio legal para la transmisión. - Tratamiento distinto en cada país para determinar la forma de pago de peajes. - Expansión por decisiones privadas. En algunos casos se requiere aprobación. 					
Conceptos generales	<ul style="list-style-type: none"> - Sistema de precios distintos para la red existente al momento de privatizarse (Transener transportistas regionales) y las nuevas instalaciones. 	<ul style="list-style-type: none"> - Se define uso para cada tramo de línea. - Hay área de influencia de generación y de consumo 	<ul style="list-style-type: none"> - Se define área de influencia para cada central y peajes adicionales. 	<ul style="list-style-type: none"> - Sistema debe tener una seguridad determinada 	<ul style="list-style-type: none"> Sistemas de precio único Para la red de transmisión, en el sistema anillo y radial 	<ul style="list-style-type: none"> - Se distinguen Sistema Principal y Sistemas secundarios
Restricciones a la propiedad	<ul style="list-style-type: none"> - La transmisión no puede ser controlada directamente por generadores o distribuidores 	<ul style="list-style-type: none"> - Empresas de generación y distribución o sus accionistas no pueden participar en propiedad de empresas de transmisión. 	<ul style="list-style-type: none"> - No hay 	<ul style="list-style-type: none"> - La empresa encargada del servicio de interconexión nacional no puede participar en otras actividades. 	<ul style="list-style-type: none"> - La transmisión no puede ser controlada por generadores o distribuidores 	<ul style="list-style-type: none"> - Empresas de generación o distribución no pueden ser propietario de líneas del sistema primario de transmisión.
Requisitos específicos	<ul style="list-style-type: none"> - Requiere concesión - Otorgada por el ENRE 	<ul style="list-style-type: none"> - Se requiere licencia. - Otorgada por la Superintendencia. 	<ul style="list-style-type: none"> - Se requiere concesión sólo si se utilizan bienes de uso público o se desea imponer servidumbre de paso. - Otorgada por el Ministerio de Economía. - Para líneas establecidas mediante concesión existe la obligación de dar acceso a terceros, si hay capacidad. 	<ul style="list-style-type: none"> - Se requiere concesión - Otorgada por el MME para interconexión y transmisión entre regiones y por los departamentos para las redes regionales - Plazo concesión: 30 años renovables por 20 adicionales 	<ul style="list-style-type: none"> - No Hay 	<ul style="list-style-type: none"> - Se requiere concesión. - Otorgada por el MEM
Expansión	<ul style="list-style-type: none"> - Propuesta por los interesados. Discutida en audiencia pública. Aprobada por el ENRE 	<ul style="list-style-type: none"> - La expansión del sistema troncal es propuesta por la empresa propietaria, y sólo puede ejecutarse previo informe del CNDC y aprobación de la Superintendencia. - Las ampliaciones de otros sistemas son ejecutadas previa aprobación de los afectados. 	<ul style="list-style-type: none"> - Desarrollo del sistema guiado por intereses de generadores y consumidores. - Propietario de líneas de transmisión no están obligados a ampliarse para dar servicio, pero el interesado en transporte puede ampliar las instalaciones a su costo 	<ul style="list-style-type: none"> - Es propuesta por ISA y aprobada por la UPME 	<ul style="list-style-type: none"> - El transmisor tendrá la obligación de expandir el sistema en base a planes preparados por él y aprobados por el CONELEC. 	

¹ Tarificación de Sistemas de Transmisión Eléctrica; Eliana María Cura Capurro: Pontificia Universidad Católica de Chile
En lo que respecta al caso Ecuatoriano la información es complementada gracias a este presente estudio

Continuación

Item	Argentina	Bolivia	Chile	Colombia	Ecuador	Perú
Cargo por uso de los sistemas de transmisión	<ul style="list-style-type: none"> - Transener cobra según metodología fijada al privatizarse. - Nuevas instalaciones son licitadas por los interesados y pagadas por todos los beneficiarios 	<ul style="list-style-type: none"> - El propietario de sistemas de transmisión recibe la anualidad del costo de inversión y operación de un sistema económicamente adaptado. 	<ul style="list-style-type: none"> - El propietario de sistemas de transmisión cobra la anualidad del costo de inversión y operación, a prorrata de potencias transitadas 	<ul style="list-style-type: none"> - Se determinan cargos por inyección y retiro de modo que financien las actividades de transmisión. 	<ul style="list-style-type: none"> - El propietario del sistema de transmisión recibe un cargo fijo y un cargo variable 	<ul style="list-style-type: none"> - El propietario de sistemas de transmisión recibe la anualidad del costo de inversión y operación de un sistema adaptado.
Cálculo de los cargos	<ul style="list-style-type: none"> - Calculado por Cammesa a partir de los precios fijados en los contratos de concesión para Transener y las empresas transportistas regionales y de la anualidad o canon para las nuevas líneas. 	<ul style="list-style-type: none"> - La Superintendencia aprueba semestralmente los precios máximos de transmisión y sus fórmulas de indexación. 	<ul style="list-style-type: none"> - Realizado por el propietario del sistema de transmisión correspondiente y propuesto al generador. Si no hay acuerdo se lleva a arbitraje. Quedan fijados por 5 años. 	<ul style="list-style-type: none"> - Calculados por la CREG. Se revisan cada 3 años. 	<ul style="list-style-type: none"> - El cargo fijo es calculado por el transmisor y aprobado por el CONELEC. - El cargo variable es calculado por el CENACE en base a la metodología de factores de nodo. 	<ul style="list-style-type: none"> - El cálculo del ingreso tarifario es hecho por el COES. - El cargo por conexión lo calcula la CTE. - Para el sistema secundario, el cálculo lo hace el propietario del sistema de transmisión. Si hay discrepancias, lo fija la CTE.
Pago al sistema de transmisión	<ul style="list-style-type: none"> - Para Transener existen un cargo variable por energía transportada (a través de los factores de nodo y de adaptación), cargo fijo por conexión (función de la potencia conectada) y cargo fijo por uso de la capacidad de transporte. - Para las nuevas líneas además existe una contribución al canon o anualidad pactado con el transportista independiente. - Los cargos fijos por conexión y capacidad de transporte están fijados en el contrato de concesión. - Se imponen sanciones por indisponibilidad de las 	<ul style="list-style-type: none"> - Se reconoce la anualidad de la inversión y los costos de operación, mantenimiento y administración de un sistema económicamente adaptado. - Se paga a través de un ingreso tarifario (diferencia entre retiro e inyecciones de potencia de punta y energía, valorizados a los costos marginales) y un peaje (diferencia entre el costo anual de transmisión y el ingreso tarifario anual). - Se identifican uso atribuible a los generadores y uso atribuible a los consumos. - El uso atribuible a los generadores y a los consumos se identifican 	<ul style="list-style-type: none"> - Se define área de influencia para cada generador. - Otras líneas se remuneran con peaje adicional - Área de influencia: corresponde a aquella parte afectada por la conexión de una central al sistema. Son líneas cuyo flujo se modifica significativamente al variar la generación de la central. Se determina mediante flujos de potencias. El generador paga la 	<ul style="list-style-type: none"> - Se definen cargos por uso y por conexión para cada nodo - Estos cargos son pagados por generadores y comercializadores. - Los generadores pagan por inyección (\$/kW) según su potencia, zona de conexión y tipo de central. - Los comercializadores pagan por el retiro (\$/kWh), según zona, época del año y demanda. - El cargo por uso está basado en el impacto marginal que provoca la inyección de 1 kW en 	<ul style="list-style-type: none"> - El transmisor recibe una tarifa de transmisión, resultado que se obtiene del estudio de costo medio del sistema de transmisión para un periodo de 10 años, donde se reconoce al transmisor las anualidades de las inversiones realizadas y los costos de operación y mantenimiento. - Transelectric S.A recibe un cargo variable que es calculado por el CENACE en base a la metodología de factores de nodo, reconociendo de esta manera las pérdidas producidas en el sistema de transmisión eléctrica. 	<ul style="list-style-type: none"> - Se definen sistema principal y sistema secundario - Sistema principal: parte del sistema de transmisión común al conjunto de generadores, que permite el intercambio y libre comercialización de electricidad. Es una parte tal que es difícil identificar la responsabilidad por uso a cada generador o distribuidor. Los generadores cubren costo del sistema principal. Pagan anualidad del costo de inversión y operación de un sistema adaptado. Pago se separa en dos componentes: ingreso tarifario y peaje por conexión.

Ítem	Argentina	Bolivia	Chile	Colombia	Ecuador	Perú
<p>Pago al Sistema de Transmisión</p> <p>(Continuación)</p>	<p>instalaciones.</p> <p>- Los cargos son pagados por generadores, distribuidores y grandes usuarios.</p>	<p>según área de influencia.</p> <p>- El peaje total de cada tramo de consumo se expresa por kW de demanda máxima anual suministrada en los nodos y es pagado por los generadores que retiran energía en dichos nodos.</p> <p>- El peaje total en cada tramo es pagado por las centrales que tienen ese tramo como área de influencia en proporción a la potencia firme.</p>	<p>anualidad de inversión y operación de estas instalaciones.</p> <p>- Se paga en dos componentes: ingreso tarifario y peaje básico.</p> <p>El ingreso tarifario corresponde a la diferencia entre retiro e inyecciones de un generador, ambos valorizados al costo marginal.</p> <p>La diferencia entre la anualidad de inversión más operación y el ingreso tarifario se denomina peaje</p> <p>Cuando una línea es parte del área de influencia de varios generadores, el peaje básico de cada uno se calcula a prorrata de la potencia transitada.</p> <p>- El peaje básico es pagado por los generadores y no se incorpora en los precios de nudo. - Peaje adicional: Son aquellas destinadas a abastecer a los clientes y que no forman parte del área de influencia.</p> <p>Generadores pagan la anualidad de inversión y operación.</p> <p>- También a través de dos componentes: ingreso tarifario y peaje adicional.</p>	<p>períodos de máxima exigencia de la red. Se aplica a una red teórica definida en forma tal que puede transportar la energía en 5 condiciones extremas. El impacto marginal se evalúa en términos de costo o ahorro de inversión y operación requerido para transportar 1 kW extra inyectado o retirado en cada nodo. Puede ser positivo o negativo.</p> <p>- Los cargos por conexión se calculan a partir de los activos que conectan las empresas de distribución al sistema de transmisión nacional valorados a precio de reposición.</p> <p>- Los cargos así determinados se ajustan a los requerimientos financieros para la expansión, operación y mantenimiento del sistema de transmisión nacional.</p>	<p>La remuneración variable al Transmisor se hace prescindiendo de los contratos. Es la diferencia entre la energía neta entregada por los Generadores y Autogeneradores y la neta recibida por los Distribuidores y Grandes Consumidores la que se considera para la remuneración al transporte, afectando a cada nodo del sistema por su respectivo precio nodal de la energía:</p>	<p>Ingreso tarifario es igual a la diferencia entre inyecciones y retiros de los generadores, valorizadas al costo marginal.</p> <p>Peaje por conexión es igual a la anualidad menos el ingreso tarifario. La CTE determina anualmente los peajes por conexión, tomando en cuenta el ingreso tarifario esperado calculado por el COES..</p> <p>El peaje por conexión es calculado por kW de demanda máxima y sumado al precio de barra de la potencia (por lo tanto, pagado por los consumidores).</p> <p>- Es pagado por los generadores en proporción a su potencia firme. Sistemas secundarios: son aquellos necesarios para que un generador entregue su energía al sistema principal o para transferir energía desde el sistema principal a un distribuidor o consumidor. Los flujos permiten asignar responsabilidad clara por el uso.</p> <p>Es pagado por los generadores usuarios del tramo. Se paga también a través de dos componentes: ingreso tarifario y complemento.</p> <p>El complemento es pagado al transportista por los generadores responsables de su uso.</p>

Cuadro 3.1 Tarifas de Transmisión eléctrica

TARIFAS DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA					
PAIS	Facturación	Energía transportada	Longitud L/T	TARIFA DE TRANSMISIÓN	
	Anual (\$)	MWh	Km	\$/MWh	\$/MWh por 100Km
ARGENTINA	65,030,560	80,581,850	19,285	0.8070	0.00418
BOLIVIA	12,665,842	3,980,500	1,947	3.1820	0.16343
CHILE	159,779,754	41,486,500	10,181	3.8514	0.03783
COLOMBIA	223,424,236	42,979,900	10,757	5.1983	0.04833
ECUADOR	75,802,241	11,293,600	2,567	6.7120	0.26147
PERÚ	73,594,607	20,882,900	5,873	3.5242	0.06001

En el cuadro 3.1 se muestran valores aproximados del pago por el servicio de transmisión eléctrica relacionados con la energía transportada y extensión de las líneas de transmisión.

En este cuadro comparativo de tarifas de transmisión eléctrica se puede observar que hay dos grupos de países que se asemejan en la tarifa del Sistema de transmisión, en el primer grupo se encuentran: Bolivia, Chile y Perú, la semejanza se debe prácticamente a que los tres países mencionados tienen modelos de remuneración al sistema de transporte de energía similares (un ingreso tarifario y un peaje básico), y sistemas de transmisión semejantes. En el segundo grupo tenemos a Ecuador y Colombia, en los cuales las tarifas de transmisión y sistema de transmisión son semejantes, aunque difiere el método de remuneración al sistema de transporte de energía en estos países.

En lo referente a la República de Argentina los datos de este cuadro no son los adecuados ya que este país sufrió movimientos económicos de devaluación de su moneda y por consecuencia la paridad cambiaria no es la correcta para una información adecuada.

Las cifras aquí presentadas fueron obtenidos del estudio de TARIFAS ELECTRICAS, de la COMISION DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL (CIER), de los países que lo conforman, la fecha de estudio es del año 2002 hasta el 2 de enero del 2003.

Luego de haber realizado el estudio y análisis comparativo de la remuneración al transmisor se concluye que ninguno de los métodos presentados a resultado ser completamente exitoso como para plantearlo como un esquema general para cualquier tipo de sistema , sino que cada sistema en particular ha buscado aquella solución que más se ajuste a sus características.

Las características de los sistemas eléctricos de potencia de los países analizados se muestran a continuación:

Cuadro 3.2 Características de generación y consumo eléctrico de países Sudamericanos

	ARGENTINA	BOLIVIA	CHILE	COLOMBIA	ECUADOR	PERÚ
POBLACIÓN (mill.hab.)	36.224	8.824	15.116	43.834	12.406	26.904
GENERACIÓN (GWh)	84.823	4.190	43.670	45.242	11.888	21.982
CONSUMO (GWh)	66.970	3.620	38.520	34.585	8.670	17.650

Cuadro 3.3 Niveles de voltaje y extensión de líneas de Transmisión de países de Sudamérica

NIVELES DE TENSIÓN (kV)	EXTENSIÓN DE L/T (km)					
	ARGENTINA	BOLIVIA	CHILE	COLOMBIA	ECUADOR	PERÚ
100 - 160	22.284	1.401	2.216	9.605	1.645	3.331
161 - 250	850	542	8.956	10.574	1.243	5.558
250 - 450	1.111	-	408	-	-	-
> 450	9.669	-	623	1.449	-	-
SISTEMA	radial	anillo-radial	radial	mallado	anillo-radial	radial

De los cuadros 3.2 y 3.3 se concluye que ninguno de los modelos de remuneración al sistema de transmisión estudiados anteriormente puede ser adaptado para remunerar al sistema de transmisión ecuatoriano debido principalmente a niveles de generación extensión de redes de transmisión, y niveles de voltajes utilizados.

Del cuadro 3.3 en lo referente al sistema de transmisión de los países analizados podemos decir que no es lo mismo hablar de sistemas con gran crecimiento y gran utilización de las instalaciones que de un sistema mallado más descargado, los ingresos variable pueden cambiar de forma notable debido a este factor.

Los modelos de remuneración al transmisor aparecen de la identificación de las características y necesidades propias de cada sistema y las regulaciones aplicadas están de acuerdo a los factores mencionados y tienen el fin de controlar las actividades del sector eléctrico permitiendo un desarrollo adecuado del mercado eléctrico mayorista.

Este análisis de los modelos de remuneración a la transmisión en los países estudiados tiene un efecto en lo que se refiere al modelo de transmisión que adoptan por su naturaleza que puede ser mallado, anillo o radial que es muy importante y que radica en la correcta elección del esquema tarifario para que este no interfiera en la toma de decisiones al resto de los agentes del sistema como generadores y consumidores o distribuidores en términos de inversión y operación del sistema.

En lo referente a los agentes que pagan por el servicio de transmisión en los países estudiados como Argentina, Bolivia y Chile¹ son los generadores y la demanda que se encargan de pagar la Remuneración al Transmisor, mientras que en Colombia, Ecuador y Perú pagan en su totalidad por el servicio de transmisión la demanda, razón por la cual se hace diferente la remuneración al transmisor ya que cada país se ingenia su remuneración según su modelo de mercado.

El ingreso tarifario (IT) que es una parte de la Remuneración al Transmisor en los países como Chile, Perú, Bolivia equivale a la Remuneración Variable al Transmisor (RVT) en el Ecuador, la diferencia radica en que el ingreso tarifario se calcula de acuerdo a la potencia y energía transportada, y lo pagan los generadores por Potencia y Energía ya que los generadores son los encargados

¹ La legislación vigente asigna a los generadores la totalidad de los pagos por el servicio del sistema de transmisión, mientras que en el análisis en el país de la ley corta del sector eléctrico traspasa parte de los pagos de transmisión a la demanda.

de comercializar la energía al usuario final y son responsables de la expansión de la transmisión, mientras que en Ecuador la RVT es asignado a la demanda (distribuidores/grandes consumidores) y es calculado de acuerdo a la energía transada, además estos no se encargan de la expansión del sistema de transmisión, en lo referente a Colombia no existe este ingreso variable, entonces como consecuencia de este estudio y análisis se puede concluir que cada país tiene su particular modelo para remunerar al sistema de transmisión de acuerdo a sus necesidades y características, y no se puede adoptar un modelo estándar para remunerar al sistema de transporte de energía.

En los Anexos se encuentran los mapas eléctricos de los países estudiados.:

ANEXO No 6 Mapa eléctrico de Argentina

ANEXO No 7 Mapa eléctrico de Bolivia

ANEXO No 8 Mapa eléctrico de Chile

ANEXO No 9 Mapa eléctrico de Colombia

ANEXO No 10 Mapa eléctrico de Ecuador

ANEXO No 11 Mapa eléctrico de Perú

CAPITULO 4

ANÁLISIS DE LA REMUNERACIÓN AL TRANSMISOR EN EL MEM ECUATORIANO

4.1 INTRODUCCIÓN

En los sistemas eléctricos de potencia la red de transmisión de energía es uno de los elementos más importantes ya que permite el vínculo eléctrico entre los agentes del Mercado Eléctrico Mayorista, permitiendo las transacciones de energía entre los puntos de generación y consumo.

Por esta razón el sistema de transporte de energía debe ser regulado de tal manera de evitar acciones monopólicas por parte de las empresas encargadas de este servicio. Visto de esta manera el sistema de transporte debe permitir el libre acceso a sus instalaciones a los participantes del mercado eléctrico mediante el pago de un peaje que le permita recuperar los costos de inversión, y obtener una aceptable rentabilidad que le permita expandir su sistema.

Los ingresos que tiene el sistema de transmisión en el Ecuador son regulados por el CONELEC, organismo que supervisa y regula las actividades del Sector Eléctrico.

El uso de costos marginales en el Mercado Eléctrico idealmente conllevan a la recuperación total de los costos de generación y transporte de un sistema eléctrico de potencia, pero en la práctica no siempre ocurre así.

El servicio de transporte de energía en el Ecuador es considerado como un monopolio natural, y la tarificación a costo marginal de este monopolio, no permite a la empresa financiar todos sus costos, en consecuencia para cubrir la brecha de ingresos es necesario cobrar un cargo fijo a los usuarios.

4.2 ANÁLISIS DE LA REMUNERACIÓN AL TRANSMISOR

Los pagos que realicen los agentes que utilicen el sistema de transmisión deben cubrir los costos del sistema y permitir la expansión de sus redes y dar un servicio en condiciones de eficiencia. Siguiendo este concepto la empresa de transmisión TRANSELECTRIC S.A. para el caso ecuatoriano percibirá los siguientes ingresos:

- Cargo fijo, y
- Cargo variable por transporte.

El cargo fijo y el cargo variable de transporte deben ser pagados por todos los agentes que hagan uso del sistema de transporte independientemente si estos tengan o no contratos a plazo con empresas generadoras.

4.2.1 ANÁLISIS DEL CARGO FIJO

En el capítulo 2 se presentó con detalle los puntos más importantes que se considera para cubrir este cargo. Como consecuencia de este estudio se puede indicar que la metodología utilizada para recuperar este costo fijo de transmisión es adecuada debido a que los distribuidores y grandes consumidores pagan de acuerdo a la exigencia de la red (demanda máxima no coincidente), logrando de esta manera quien exige más a las redes de transporte pague más.

Este cargo está compuesto por dos rubros: el primero es el costo por conexión, que es determinado para cada agente según el uso de las instalaciones y equipos exclusivos que utiliza un agente para conectarse al sistema de transmisión, y el segundo que es común para todos quienes hacen uso de las líneas de transmisión y que es conocido como costo por transporte. Actualmente estos dos cargos están incluidos en un solo **cargo fijo por transporte**.

El cargo fijo actualmente se determina como el producto de la tarifa de transmisión y la demanda máxima no coincidente del distribuidor o gran consumidor con la siguiente expresión:

$$\text{Cargo fijo} = D_{\text{máx}} * TT \quad (4.1)$$

Donde:

$D_{\text{máx}}$ = Demanda máxima no coincidente, considerando periodos de 15 minutos

TT = Tarifa de transmisión fijada por el CONELEC.

El reglamento de tarifas, el cual determina la estructura de costos para la fijación de tarifas; en el caso específico del transmisor, se establece que debe ser el costo medio del sistema de transmisión el que sustentará la determinación de la tarifa correspondiente.

El artículo 9 del Reglamento de Tarifas define al Costo Medio del sistema de transmisión como el costo de capacidad que se determina como la suma de los costos de inversión, depreciación, administración, operación, mantenimiento y pérdidas y, que siendo calculado por el transmisor, debe ser presentado hasta el último día del mes de mayo de cada año para someterlo a la aprobación del Concejo Nacional de Electricidad, CONELEC.

Luego de la revisión del CONELEC, tanto al plan como la estructura de costos se presenta la versión final del estudio del costo medio el cual es analizado a continuación.

4.2.1.1 Análisis del cálculo del costo medio

El cálculo del costo medio de transmisión deberá contemplar los costos de inversión, los mismos que provendrán del programa de expansión del sistema para un periodo de diez años. En este programa se debe especificar que planes tiene la empresa de transmisión en cuanto a extensión de líneas de transmisión, ubicación de nuevos transformadores, construcción de nuevas subestaciones, etc.

Al especificar que trabajos pretende realizar debe también indicar el presupuesto que necesitara anualmente durante los diez años que contempla el plan de expansión. Por ejemplo TRANSELECTRIC S.A. presenta un presupuesto de 10.422 miles de dólares para realizar trabajos de ampliación de subestaciones durante el año 2006.

Se establece que, mediante el flujo de caja descontado de los activos de la empresa de transmisión considera la expansión; y asociados a la demanda máxima correspondiente se obtendrán los costos medios de inversión; es imputable a la tarifa la anualidad de los costos medios de inversión para una vida útil de 30 años para subestaciones y 45 años para líneas de transmisión y la tasa de descuento aprobadas por el CONELEC de 7.50% actualmente vigente.

Los valores de inversión que se realizan año a año durante los diez años que contempla el plan de expansión se los determina para la fecha estimada, como más probable, de entrada en operación, es decir al momento en que la instalación estaría en servicio, independiente del flujo real de fondos que requiere la construcción de obras como las que ejecuta TRANSELECTRIC S.A.

4.2.1.2 Activos en operación

En esta parte los activos corresponden al valor nuevo de reemplazo (VNR) de las instalaciones en operación a diciembre de un año antes del año actual, más todas aquellas obras que han entrado en operación hasta la fecha en el Sistema de Transmisión Nacional Interconectado (SNI) en unos casos sobre valores ya abonados y en otros con valores provisionales sujetos a liquidación hasta la fecha de presentación del informe de estudio medio al CONELEC.

4.2.1.3 Costos de inversión

Las nuevas inversiones son posibles de realizar únicamente cuando el nivel de pagos de los agentes del MEM son aceptables, es decir que todos los agentes que hacen uso del sistema de transmisión interconectado pagan lo establecido, cosa que no sucede debido principalmente a que ciertos agentes se les a exonerado de pagar por el servicio de transporte.

4.2.1.4 Costos de operación y mantenimiento

Estos costos representan aproximadamente un 2.29 % del Valor de Reposición a Nuevo de todos los activos del sistema de transmisión.

En este rubro se incluyen los costos asociados al personal de la Compañía, esto es: salarios de personal, consumo de energía en subestaciones del SNI servicios básicos, servicios generales, viáticos y subsistencias, instalación, mantenimiento y reparación, arrendamiento de bienes y servicios, contratación de estudios especializados e investigaciones, informática, bienes de uso y consumo corriente, obras de mantenimiento en líneas, redes e instalaciones eléctricas, bienes muebles, vehículos, contribuciones al CONELEC, CENACE y Superintendencia de Compañías, restricciones operativas, impuestos y gastos para funcionamiento del personal directivo de la empresa y seguro de las instalaciones. No se incluye ningún tipo de gasto o costo asociado a la expansión (inversiones), esos valores están contemplados en los costos de las obras consideradas en el Plan de expansión.

Los costos de operación y mantenimiento (COYM) se obtiene a partir de los diferentes costos asociados al personal de la Compañía multiplicado por la tasa descuento de costos e inflación en el periodo de estudio de diez años.

Por ejemplo:

Total mano de obra para el año 2003 = 2.198,4 miles de dólares.

Tasa desc. de costos e inflación en el periodo de estudio de diez años = 7.5%.

COYM para el año 2004 = Total mano de obra año 2003*Tasa descuento.

COYM para el año 2004 = $2.198,4*(1+0.075)$

COYM para el año 2004 = 2.363,3 milés de dólares.

El total de estos costos son repartidos en AOYM destinado a la conexión (US\$) y AOYM destinado a la red (US\$) de la siguiente manera:

Costos AOYM destinado a la conexión (US\$) = 2.746,9 miles de dólares.

Costos AOYM destinado a la red (US\$) = 17.272,5 miles de dólares.

Dando un total de:

COYM = 20.019,4 miles de dólares

Como se ve los costos de operación y mantenimiento son mayores debido principalmente a que estos son destinados a preservar las redes de transmisión.

4.2.1.5 DEMANDA

Uno de los puntos principales a considerar en el estudio de costo medio es la proyección preliminar de la demanda de potencia y energía efectuada por el CONELEC, para un periodo de diez años y un escenario de crecimiento medio.

Los estudios con el cálculo del costo medio de transmisión serán entregados por el transmisor al Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC para su aprobación, hasta el último día laborable del mes de mayo de cada año, para que éste pueda fijar las tarifas de transmisión.

Comentarios:

El estudio de costo medio lo realiza TRANSELECTRIC S.A. y es aprobado por el CONELEC a través de la tarifa de transmisión, de esta manera se recupera de una forma adecuada los costos de operación y mantenimiento, y los costos de los activos correspondiente al valor de reposición a nuevo.

Con el cargo fijo se recupera casi la totalidad (alrededor del 85%) de los costos involucrados para la operación del sistema de transmisión.

Actualmente el costo fijo de transmisión no se encuentra dividido en cargos por conexión y uso de líneas de transporte.

4.3 ANÁLISIS DEL CARGO VARIABLE DE TRANSMISIÓN

El cargo variable corresponde a una parte de los pagos que realizan quienes hacen uso del sistema de transmisión. Este cargo no cubre en su totalidad los costos de inversión que realiza la empresa propietaria del sistema de transporte de energía debido a que este cargo representa una pequeña parte de los ingresos totales (alrededor del 15%) que recibe la empresa de transmisión.

En los procedimientos del MEM Ecuatoriano el cargo variable por transporte es calculado por el CENACE mediante la metodología de factores de nodo y que es proporcional a las pérdidas de energía.

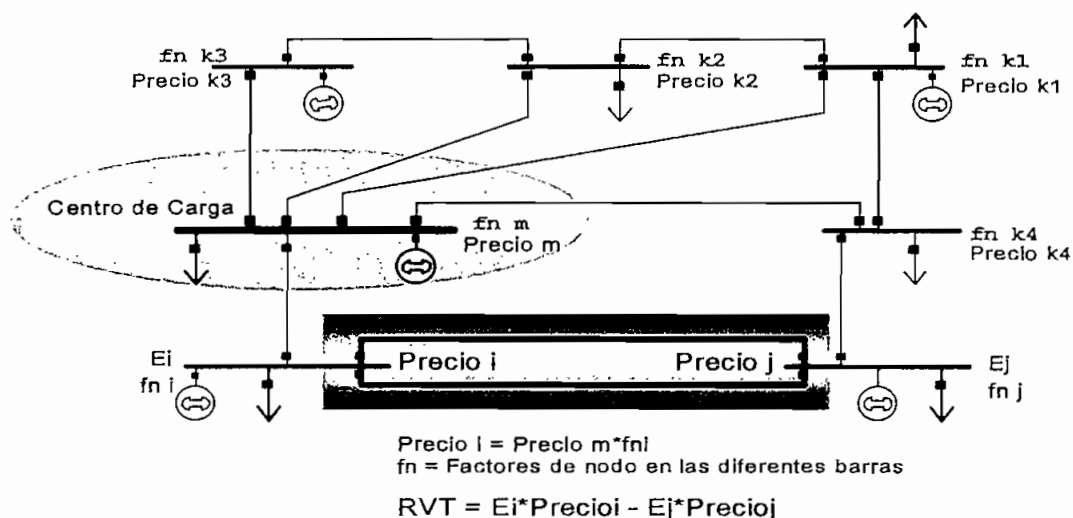
La remuneración variable o ingreso variable del sistema de transporte de energía aparece de forma automática al valorar la energía de cada barra del sistema de potencia a su costo marginal tal como se ilustra en la figura 4.1 donde se determina la remuneración variable que aparece al valorar la energía a costo marginal en la barra i y en la barra j considerando un precio de mercado que es determinado en el centro de carga del sistema de potencia.

Para el caso ecuatoriano la Remuneración Variable al Transmisor (RVT) se determina como la diferencia entre los pagos realizados por la energía efectivamente abastecida y los ingresos por la energía efectivamente generada para abastecer a la demanda.

Los pagos e ingresos se determinan a través de los precios nodales valorados a costo marginal de mercado.

El costo marginal de mercado en la normativa Ecuatoriana se encuentra definido como el costo marginal de la energía, referido a la barra de mercado, mediante la aplicación del correspondiente factor de nodo horario.

La barra de mercado es asignada por el CONELEC y sirve de referencia para determinar el precio de la energía. Para el MEM Ecuatoriano la barra de mercado esta representado por la subestación Pascuales.



Para el caso Ecuatoriano:
 $\text{RVT} = E_i * \text{Precio } i - E_j * \text{Precio } j$

Figura 4.1 RVT del tramo i - j

Al considerar un sistema de transporte ideal o sistema sin pérdidas de energía, entonces los centros de consumo recibirían efectivamente la energía que necesitan en sus barras, pero al tener pérdidas en las líneas de transporte la energía efectivamente generada no llega en su totalidad a los centros de consumo. Dichas pérdidas se reflejan en todas las barras del sistema eléctrico de potencia a través de los factores de nodo.

La Remuneración Variable al Transmisor (RVT) es un punto de discusión actualmente entre los agentes del Mercado Eléctrico Ecuatoriano por esta razón este capítulo se centra en el análisis de este rubro que pagan los distribuidores y grandes consumidores, que a pesar de representar una pequeña parte del total que percibe la empresa de transporte (TRANSELECTRIC S.A.), pueden significar perjuicio para los agentes consumidores del MEM.

En el procedimiento del Mercado Eléctrico Mayorista (Regulación CONELEC – 007/00) establece que la remuneración variable al Transmisor se hace prescindiendo de los contratos y es la diferencia entre la energía neta entregada por los generadores y la neta recibida por los distribuidores y grandes consumidores la que se considera para la remuneración al transporte, afectando a cada nodo del sistema por su respectivo precio nodal de la energía. Para una

determinada hora se tiene la expresión:

$$RVT_k = \left[\sum_{j=1}^n ErDj_{,k} \times Fnj_{,k} \times PEM_k \right] - \left[\sum_{i=1}^n EeGi_{,k} \times Fni_{,k} \times PEM_k \right] \quad (4.2)$$

Siendo:

RVT_h = Remuneración variable al Transmisor en una hora h

$EeGi_{,h}$ = Energía entregada por el Generador i en su nodo a la hora h

$ErDj_{,h}$ = Energía recibida por el Distribuidor j en su nodo a la hora h

$Fni_{,h}$ = Factor de Nodo del Generador i a la hora h

$Fnj_{,h}$ = Factor de Nodo del Distribuidor j a la hora h

$PEM_{,h}$ = Precio de la energía en la barra de mercado.

De esta manera, la Remuneración Variable al Transmisor se determina como la diferencia entre el pago total de los agentes receptores de energía a una determinada hora al precio marginal horario y el ingreso total de los agentes que venden energía en esa hora y al precio mencionado.

La remuneración variable al Transmisor se obtiene de los dos mercados: Mercado Ocasional (RVTMO) y los valores imputables del Mercado de Contratos a Plazo (RVTMC).

4.3.1 RVT DEL MERCADO OCASIONAL

La remuneración variable correspondiente del mercado ocasional se determina como la diferencia entre los pagos que realizan los distribuidores y grandes consumidores y los ingresos que perciben los generadores. Para el mercado ocasional el CENECE liquida las transacciones de energía incluyendo las transacciones del Mercado de contratos que se cumplan en el mercado ocasional. Siendo así, la porción de la Remuneración Variable al Transporte que le corresponde al Mercado Ocasional se determina con la energía transada en este mercado al precio marginal horario.

Para una hora determinada la remuneración variable de transporte correspondiente al mercado ocasional se determina con la expresión matemática:

$$RVTMO_h = PREMO_h - IVEMO_h \quad (4.3)$$

siendo:

$RVTMO_h$ = Remuneración Variable al Transmisor en el Mercado Ocasional en una hora h

$PREMO_h$ = Suma de los pagos de los Agentes receptores de energía en el Mercado Ocasional

$IVEMO_h$ = Suma de los ingresos de los Agentes vendedores de energía en el Mercado Ocasional

4.3.2 RVT DEL MERCADO DE CONTRATOS A PLAZO

Para el mercado de contratos a plazos se evalúa la Remuneración Variable al Transporte al precio marginal horario de la energía de la siguiente manera:

$$RVTMC_h = RVT_h - RVTMO_h \quad (4.4)$$

dónde:

$RVTMC_h$ = Remuneración Variable al Transmisor en el Mercado de Contratos

RVT_h = Remuneración Variable al Transmisor en una hora h

$RVTMO_h$ = Remuneración Variable al Transmisor en el Mercado Ocasional en una hora h

El valor de $RVTMC_h$ se obtiene del mercado de contratos y es cubierto por los agentes en función de los porcentajes acordados en las condiciones convenidas. de no especificar los agentes la distribución acordada el CENACE la determinará.

Para el mercado de contratos el cargo variable puede ser negociado.

4.3.3 PROCEDIMIENTO APLICADO POR EL CENACE AL MERCADO DE CONTRATOS POR RVT

Según lo establecido en el procedimiento de aplicación de la Regulación CONELEC-007/02, aplicado al mercado de contratos establece lo siguiente:

Determinación de la energía en el mercado ocasional y de contratos

Para determinar la energía transada por un Generador, Distribuidor o Gran Consumidor en el Mercado Ocasional el CENACE aplicará resta aritmética simple de la siguiente manera:

Para los Generadores:

$$E_{moG} = E_n - E_c \quad (4.5)$$

Donde:

E_{moG} = es la energía vendida por un Generador en el Mercado Ocasional

E_n = es la energía total neta producida por un Generador

E_c = es la energía contratada con Distribuidores o Grandes Consumidores, y cuyo valor consta en curvas de carga o se ha determinado aplicando el Decreto Ejecutivo No. 3489

Para los Distribuidores y Grandes Consumidores:

$$E_{moD} = E_r - E_c \quad (4.6)$$

Donde:

E_{moD} = es la energía comprada por un Distribuidor en el Mercado Ocasional

E_r = es la energía total recibida por un Distribuidor o Gran Consumidor

E_c = es la energía contratada con los Generadores, y cuyo valor consta en curvas de carga o se ha determinado aplicando el Decreto Ejecutivo No. 3489

Determinada la energía vendida por un generador y comprada por un distribuidor /Gran consumidor encontramos los ingresos y pagos respectivos de cada agente aplicando las siguientes expresiones.

$$\text{Ingresos de los generadores} = \text{PM} * \text{fng} * \text{EmoG} \quad (4.7)$$

$$\text{Pagos de los distribuidores/Grandes consumidores} = \text{PM} * \text{fnd} * \text{EmoD} \quad (4.8)$$

Donde :

PM = Precio marginal de mercado determinado por el CENACE horariamente

Fng = factor de nodo del generador

Fnd = factor de nodo del distribuidor

EmoG = Energía vendida en el mercado ocasional

EmoD = Energía comprada en el mercado ocasional

Al igual que costo marginal de mercado el factor de nodo es determinado por el CENACE horariamente.

El análisis de la remuneración variable al sistema de transmisión en los dos mercados de energía presentes en el Ecuador se basa en la ley, reglamentos y regulaciones que son aplicados actualmente al Mercado Eléctrico Mayorista. Este estudio proviene de la identificación de diferencias entre el pago por el servicio de transporte en el mercado ocasional y en el mercado de contratos .

Para el análisis y mejor comprensión de la remuneración variable al Sistema de Transmisión Ecuatoriano primero es necesario conocer las siguientes definiciones establecidas en la normativa vigente del Mercado Eléctrico Mayorista Ecuatoriano (Procedimientos del mercado eléctrico mayorista Regulación CONELEC 007-02)

4.4 DEFINICIONES BÁSICAS

Agentes del MEM. Personas naturales o jurídicas dedicadas a las actividades de generación, al servicio público de distribución o transmisión, Grandes

Consumidores, así como quienes realicen actividades de importación y exportación de energía.

Barra de Mercado. Barra eléctrica de una subestación, asignada por el CONELEC, que sirve de referencia para la determinación del precio de la energía.

Cargos Variables por Transporte de Energía.- El CENACE, utilizando la metodología del Factor de Nodo, determinará las remuneraciones económicas para el Transmisor por concepto del servicio de transporte, que considera las pérdidas técnicas de energía. Los cargos fijos se aplicarán según lo establecido en el Reglamento de Tarifas.

Contratos a plazo (a Termino). Son los que libremente se acuerdan entre las partes, observando lo dispuesto en el Artículo 46 de la LRSE, Capítulo XIII del Reglamento Sustitutivo y el Artículo 29 del Reglamento del MEM.

Costo marginal de energía. Es el costo de generar un kWh adicional en una hora determinada, correspondiente a aquella central que, en condiciones de despacho económico, sea la que atienda un incremento de carga.

Costo marginal de mercado. El Costo marginal de energía, referido a la Barra de Mercado, mediante la aplicación del correspondiente factor de nodo horario.

Costos variables. Son aquellos costos en los que se incurre para operar y mantener los equipos y que cambian en función de la magnitud de la producción.

Factor de Nodo.- de un nodo de la red de transmisión es la variación que tienen las pérdidas marginales de transmisión producidas entre dicho nodo y la barra de mercado ante una variación de la inyección o retiro de potencia en ese nodo. Por definición, el Factor de Nodo de la Barra de Mercado es igual a 1.0.

$$FN_i = 1 + \left(\frac{\partial PL}{\partial P_i} \right) \quad (4.9)$$

Donde:

$\partial PL / \partial P_i$ = la derivada de las pérdidas de transmisión respecto a la variación de inyección o retiro de potencia en el nodo "i".

Los Factores de Nodo serán calculados por el CENACE en base a la metodología aprobada por el CONELEC.

Factores de Nodo Ponderados de Distribuidores.-Si un Distribuidor presenta más de un nodo de recepción, el CENACE, con el propósito de determinar los valores de energía transados en el Mercado Ocasional y en el Mercado de Contratos a Plazo y de considerarlo necesario, calculará un Factor de Nodo Ponderado que representará al Distribuidor y con el cual se efectuarán los cálculos que involucren al Factor de Nodo del mismo.

Para una hora dada:

$$FNP_{Dj_h} = \frac{\sum_{p=1}^k (FND_{j_{p,h}} \times ERD_{j_{p,h}})}{\sum_{p=1}^k ERD_{j_{p,h}}} \quad (4.10)$$

donde,

$FNP_{Dj_{p,h}}$ = Factor de Nodo ponderado del Distribuidor j a la hora h

$FND_{j_{p,h}}$ = Factores de Nodo en la hora h de los p puntos de recepción de energía del Distribuidor j

k = Número de puntos de recepción del Distribuidor j

$ERD_{j_{p,h}}$ = Energía Recibida por el Distribuidor j a la hora h por los puntos de recepción p (kWh)

De similar forma, y de considerarlo necesario el CENACE, calculará un Factor de Nodo Ponderado de Generación cuando un Generador presenta más de un nodo de entrega de energía y con el propósito de determinar los valores de energía transados en el Mercado Ocasional y en el Mercado de Contratos a Plazo.

Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). Es el mercado integrado por generadores, distribuidores y grandes consumidores, donde se realizan transacciones de grandes bloques de energía eléctrica. Así mismo incluye la exportación e importación de energía y potencia eléctricas.

Mercado a Plazo. Conjunto de transacciones pactadas en contratos a plazo (a término), entre agentes del Mercado Eléctrico Mayorista.

Mercado Ocasional. Es el mercado de transacciones de energía eléctrica a corto plazo, no incorporadas en contratos a plazo de suministro de electricidad, en los que los precios lo determina el CENACE con el costo marginal de corto plazo

Precio Nodal de la Energía.- A cada precio horario de energía determinado en la Barra de Mercado le corresponde un precio de energía en cada nodo de la red. Los precios de la energía en cada nodo de la red de transmisión se obtendrán a partir del precio en la Barra de Mercado multiplicado por el Factor de Nodo.

Barra de Mercado y Fijación de precios.- Los precios de generación de energía en el MEM serán calculados en una barra eléctrica de una subestación específica denominada "Barra de Mercado" asignada por el CONELEC, que sirve de referencia para la determinación del precio. Los precios de la energía en la Barra de Mercado se calculan a partir de los costos de generación divididos por los correspondientes factores de nodo.

De la Energía.- La energía se valorará con el costo económico marginal instantáneo obtenido al final de cada hora.

El costo marginal instantáneo de energía, en la Barra de Mercado, estará dado por aquella unidad de generación que, en condiciones de despacho económico, sea la que atiende un incremento de carga. Para este efecto, el costo de generación estará determinado:

a) En operación normal, por el costo variable de producción de la unidad marginal, para el caso de las plantas térmicas e hidráulicas de pasada, o por el valor del agua para las plantas hidráulicas con regulación mensual o superior; y,

b) En caso de desabastecimiento de energía eléctrica, por el costo de la energía no suministrada, calculado por el CONELEC en función creciente a la magnitud de los déficit.

El valor del agua será determinado por el CENACE en el programa de planeamiento operativo.

4.5 EJEMPLOS DE CÁLCULO DE RVT EN EL MEM

Para identificar las diferencias de pagos por el cargo variable de transporte, se plantea ejemplos en los cuales se describe la forma de cálculo de la remuneración variable al transmisor (RVT), considerando para esto el Sistema Nacional Interconectado reducido a siete barras

Para simulación del Sistema Nacional Interconectado (SNI) reducido a 7 barras , se utilizo el programa computacional PowerWorld versión 9.0 en condiciones de estiaje donde se emplean todas las centrales térmicas e hidráulicas para abastecer la demanda nacional. Dicha simulación, fue necesario para determinar los factores de nodo en cada una de las barras.

La información requerida para la simulación fue proporcionada por el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) en los Departamentos de Operación, Planificación y Transacciones Comerciales.

Los ejemplos que se presentan a continuación describen y analizan solo la parte correspondiente a la remuneración variable de transmisión de la cual se analizan los resultados. Según la metodología aplicada para determinar la RVT este valor se obtiene de los distribuidores y grandes consumidores. Este análisis se hará para una hora determinada del día.

Se tendrán casos donde los generadores pagan por remuneración variable de transmisión esto se debe a los acuerdos llegados entre el agente vendedor (generación) y el agente comprador (distribuidor/gran consumidor)

Esto es posible solo en el mercado de contratos a plazo.

4.5.1 EJEMPLO 1

Considerar el Sistema Nacional Interconectado reducido a siete barras mostrado en la Figura 4.2 para determinar la RVT al sistema de transmisión, considerando un precio de energía en la barra de mercado de $10\$/MWh = CM$.

Para el ejemplo se asume la cantidad de energía contratada, la ubicación del contrato y quien se hace cargo de la RVT tal como se indica a continuación:

Contrato entre G1 y D1 por 60 MW en barra de G1, responsable de RVT Ninguno

Contrato entre G1 y D2 por 350 MW en barra de G1, D2 responsable de RVT

Contrato entre G2 y D2 por 100 MW en barra de G2, responsable de RVT Ninguno

Contrato entre G4 y D5 por 100 MW en barra de D5, G4 responsable de RVT

Contrato entre G5 y D5 por 100 MW en barra de D5, responsable de RVT Ninguno

Contrato entre G6 y D5 por 100 MW en barra de D5, G6 responsable de RVT

En el siguiente cuadro se muestra datos adicionales de generación, carga y factores de nodo correspondiente a cada barra del sistema considerado para el estudio.

DATOS		COSTO MARGINAL = 10 USD/MWh			
Barra	Gen.	Dist.	Gen. (MWh)	Carga (MWh)	FN
B1	G1	D1	655,3	120	0,9619
B2	G2	D2	360	650	1,0000
B3	G3	D3	0	0	1,0171
B4	G4	D4	120	0	1,0128
B5	G5	D5	150	500	1,0196
B6	G6	D6	150	0	0,9884
B7	G7	D7	0	150	1,0171
TOTAL			1435,3	1420	

A continuación se muestra la simulación del Sistema Nacional Interconectado reducido a siete barras, con carga y demanda para verificación de los datos de esta tabla, además en la figura se muestra la ubicación de la barra de mercado donde se establece el precio marginal de la energía para las transacciones en el mercado ocasional y en el mercado de contratos.

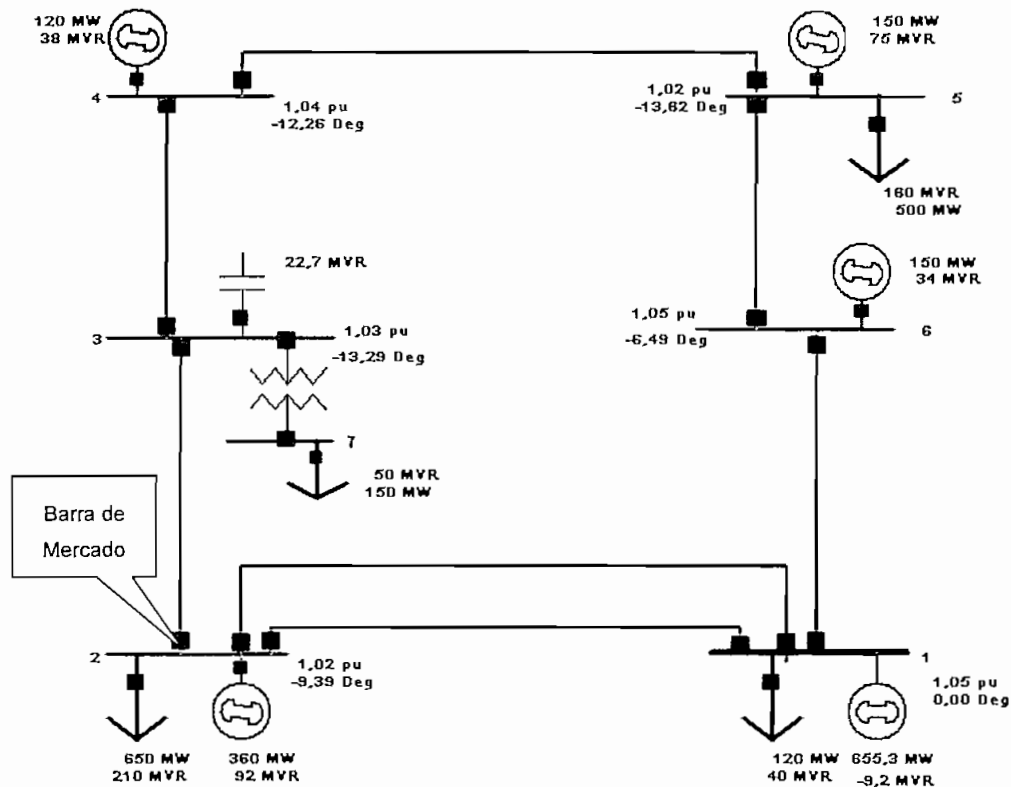


Figura 4.2 Sistema Nacional Interconectado reducido: Ejemplo 1

A continuación se analiza paso a paso el cálculo de RVT del sistema de transporte y como este valor se recupera del mercado ocasional y del mercado de contratos.

Los datos de análisis son considerados para una determinada hora del día, y que los MW de la generación cubren en su totalidad a la demanda expresada también en MW. Como se considera el análisis a una hora cualquiera los MW (potencia) se convierten en MWh (energía)

Paso 1:

El primer paso que se debe realizar para el cálculo de RVT es dejar todas las transacciones de energía como si se estuvieran realizando en el mercado ocasional, entonces el pago que realiza la demanda (distribuidor/gran consumidor) y los ingresos que deben recibir los generadores se determinan a través de las expresiones 4.7 y 4.8, las cuales arrojan como resultados los valores que se muestran a continuación:

Todas las cantidades están referidas en dólares.

INGRESO DE LOS GENERADORES		PAGO DE LOS DISTRIBUIDORES	
$\$G1=655.3*10*0.9619=$	6303.33	$\$D1=120*10*0.9619=$	1154.28
$\$G2=360*10*1.0=$	3600	$\$D2=650*10*1.0=$	6500
$\$G4=120*10*1.0128=$	1215.36	$\$D5=500*10*1.0196=$	5098
$\$G5=150*10*1.0196=$	1529.4	$\$D7=150*10*1.0171=$	1525.65
$\$G6=150*10*0.9884=$	1482.6	TOTAL=	14277.9
TOTAL=	14130.7		
$RVT=14277.9 - 14130.7$	147.24		

Para este ejemplo de análisis:

Ingresos de los generadores = 14130.7 \$

Pago de los distribuidores = 14277.9 \$. Entonces :

$RVT = \text{Pago de los distribuidores} - \text{Ingresos de los generadores}$

$RVT = 14277.9 - 14130.70 = \mathbf{147.24 \$}$

Esta cantidad se obtendrá tanto del mercado ocasional como del mercado de contratos a plazo.

Los ingresos de los generadores corresponden a su energía transada en el mercado ocasional multiplicado por el precio marginal de mercado y su respectivo factor de nodo.

Mientras que los pagos de los distribuidores corresponden a su energía transada en el mercado ocasional multiplicado por el precio marginal de mercado y su respectivo factor de nodo.

La diferencia entre el pago de la demanda y los ingresos de los generadores se determina la Remuneración Variable al Transmisor (RVT) que para el ejemplo es: 147.24\$, y representa la remuneración variable total que debe recibir la empresa encargada de la transmisión de energía; los 147.24\$ se obtendrá de los dos mercados: ocasional y de contratos a plazo.

Paso 2:

El siguiente paso es determinar cuánto se obtiene por concepto de RVT del mercado ocasional considerando los contratos de energía. El valor que aquí se determine puede ser mayor igual o menor a cero; si el valor encontrado es positivo este será pequeño debido principalmente a que la energía que se transa en este mercado representa tan solo el 10% de la energía total generada, en cuanto el 90% restante se negocia en el mercado de contratos a plazo y es de libre acuerdo en cuanto a cantidad y precio así como también la ubicación de dicho contrato, por esta razón se dice que la RVT del Mercado de Contratos (M.C) es negociable.

$$C.M = 10 \text{ \$/MWh}$$

MERCADO OCASIONAL

El pago que realiza la demanda en este mercado es por la energía que proviene por la diferencia entre la energía puesta a disposición en el Mercado Ocasional (M.O) y la energía contratada en el caso de los generadores, en el caso de las distribuidoras es la diferencia entre la energía que necesita puesta en el M.O y la energía contratada.

INGRESO DE GENERADORES		PAGO DE DISTRIBUIDORES	
$\$G1=(655.3-410)*10*0.9619=$	2360	$\$D1=(120-60)*10*0.9619=$	577.14
$\$G2=(360-100)*10*1.0=$	2600	$\$D2=(650-450)*10*1.0=$	2000
$\$G4=(120-100)*10*1.0128=$	202.56	$\$D5=(500-300)*10*1.0171=$	2039.2
$\$G5=(150-100)*10*1.0196=$	509.8	$\$D7=(150)*10*1.0574=$	1525.65
$\$G6=(150-100)*10*0.9884=$	494.2	TOTAL=	6141.99
TOTAL=	6166.10		
RVT MO = 6141.99 - 6166.10=	-24.11		

Para este ejemplo de análisis:

$$\text{Ingresos de los generadores} = 6166.10 \text{ \$}$$

$$\text{Pago de los distribuidores} = 6141.99 \text{ \$} . \text{ Entonces :}$$

$$\text{RVT} = \text{Pago de los distribuidores} - \text{Ingresos de los generadores}$$

$$\text{RVT} = 6141.99 - 6166.10 = -24.11 \$$$

La Remuneración Variable al Transmisor en el Mercado Ocasional (RVTM.O) se obtiene de la diferencia de los pagos que realizan los agentes demandantes por la energía transada en el M.O. y los ingresos que obtiene los generadores, por la generación de energía para abastecer en dicho mercado.

Los ingresos de los generadores corresponde a su energía transada en el mercado ocasional multiplicado por el precio marginal de mercado y su respectivo factor de nodo.

Mientras que los pagos de los distribuidores corresponde a su energía transada en el mercado ocasional multiplicado por el precio marginal de mercado y su respectivo factor de nodo.

El resultado obtenido (-24.11 \$) de RVT en el Mercado Ocasional se observa que es negativo, esto significa que el pago que realiza la demanda por su energía contratada en el M.O a los generadores no es financiado en su totalidad, y además no se obtiene ningún aporte para remunerar la RVT correspondiente al M.O como lo establece la normativa, por lo tanto este déficit (24.11\$) más la RVT total para la transmisión (147.24 \$) se obtendrá del mercado de contratos a plazo.

En esta parte se nota que la normativa vigente aplicada para el cálculo de RVT tiene una contrariedad debido a que en esta se establece que la RVT se obtendrá del Mercado Ocasional y del Mercado de Contratos.

En la normativa se debería aclarar que en "caso que existiese un déficit para pagar a los generadores por la energía vendida en el M.O este valor en conjunto con la RVT total se recuperara del mercado de contratos a plazo", para de esta manera evitar conflictos entre los agentes del MEM y el organismo encargado de la administración técnica y económica del MEM (CENACE).

En el siguiente paso se considerará los contratos, teniendo en cuenta: la ubicación del contrato, cantidad de energía contratada, y los responsables del cargo variable.

Paso 3:**MERCADO DE CONTRATOS A PLAZO**

En esta parte se considera el mismo precio de la energía determinado en la barra de mercado (PM = 10 \$/MWh)

Aquí se puede observar la cantidad de dinero que le corresponde pagar a cada agente que se hizo cargo de RVTM.C según la ubicación del contrato.

PAGO DE RVTM.C GENERADORES		PAGO RVTM.C DISTRIBUIDORES	
$\$RVTG4=100*10*(1.0196-1.0128)=$	6.8	$\$RVTD2=350*10*(1-0.9619)=$	133.35
$\$RVTG6=100*10*(1.0196-0.9884)=$	31.2	TOTAL=	133.35
TOTAL=	38.0		
$RVT\ M.C. = 38.0+133.35 =$	171.35		

Las fórmulas utilizadas para encontrar la RVTM.C estarán de acuerdo a la ubicación del contrato de la siguiente forma:

Si el contrato es en la barra del generador entonces la RVT se calculará con la siguiente expresión:

$$RVTd = Ec*PM*(fnd - fng)$$

Haciéndose cargo de este rubro el distribuidor/ gran consumidor o según el acuerdo de las partes.

Si el contrato es en barra del distribuidor / gran consumidor la RVTM.C se calcula con la siguiente expresión:

$$RVTg = Ec*PM*(fnd - fng)$$

Haciéndose cargo de este rubro el generador o según el acuerdo de las partes.

Si el contrato es en barra de mercado la RVT se calcula con la siguiente expresión:

$$RVT = Ec*PM*(1-fng) \text{ Valor correspondiente al generador}$$

$RVT = E_c \cdot PM \cdot (fnd-1)$ Valor correspondiente al distribuidor o gran consumidor

Entonces la $RVT = RVT_{M.O.} + RVT_{M.C.}$

$$RVT = -24.11 \$ + 171.35 \$$$

$RVT = 147.24 \$$ Valor que corresponde a la RVT determinado inicialmente.

Se puede también observar la cantidad de dinero que le corresponde pagar tanto a los generadores como distribuidores (171.35 \$) en el M.C cubre el déficit de generadores determinado en el **Paso 2** y la RVT determinado en el **Paso 1**.

Hay que observar que la totalidad de dinero que se aporta para cubrir el déficit de los generadores en el mercado ocasional se lo obtiene del mercado de contratos.

4.5.2 EJEMPLO 2

Analizar la remuneración variable al sistema de transmisión cuando un generador sale de servicio (generador ubicado en la barra 4) para el Sistema Nacional Interconectado reducido a siete barras que se muestra en la Figura 4.3

Determinar cuanto debe recibir el transmisor por RVT y cuanto aporta cada agente por este rubro.

Para el ejemplo se considera la cantidad de energía contratada con cada agente, la ubicación del contrato y que agente se hace responsable de la RVT.

Contrato entre G1 y D1 por 60 MW en barra de G1, responsable de RVT Ninguno

Contrato entre G1 y D2 por 350 MW en barra de G1, D2 responsable de RVT

Contrato entre G2 y D2 por 100 MW en barra de G2, responsable de RVT Ninguno

Contrato entre G4 y D5 por 100 MW en barra de D5, G4 responsable de RVT

Contrato entre G5 y D5 por 100 MW en barra de D5, responsable de RVT Ninguno

Contrato entre G6 y D5 por 100 MW en barra de D5, G6 responsable de RVT

Los datos que se muestran a continuación contienen información del Sistema Nacional Interconectado reducido a siete barras.

DATOS		COSTO MARGINAL = 10 USD/MWh			
Barra	Gen.	Dist.	Gen. (MWh)	Carga (MWh)	FN
B1	G1	D1	655,3	120	0,9619
B2	G2	D2	360	650	1,0000
B3	G3	D3	0	0	1,0171
B4	G4	D4	120	0	1,0128
B5	G5	D5	150	500	1,0196
B6	G6	D6	150	0	0,9884
B7	G7	D7	0	150	1,0171
TOTAL			1435,3	1420	

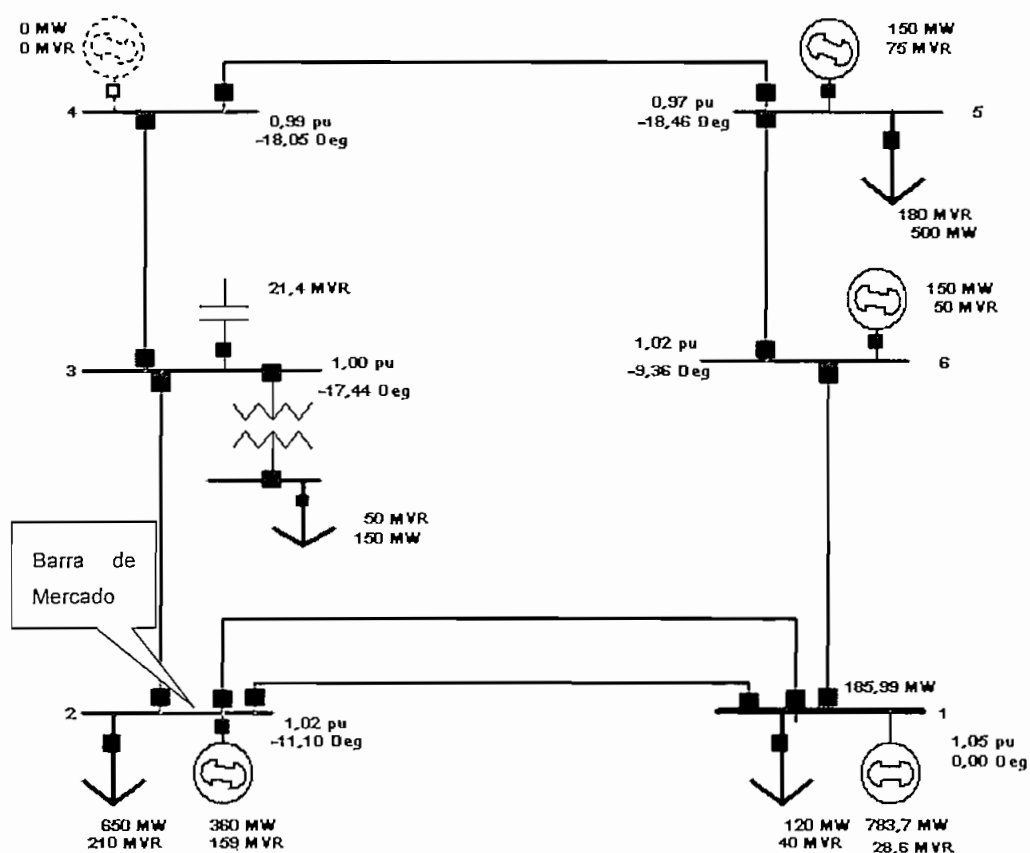


Figura 4.3 Sistema Nacional Interconectado reducido: Ejemplo 2

Paso 1:

Como en el primer ejemplo se aplican las mismas expresiones matemáticas para obtener la remuneración variable total para el sistema de transmisión eléctrica.

INGRESO DE LOS GENERADORES		PAGO DE DISTRIBUIDORES	
$\$G1=655.3*10*0,9542=$	6252,87	$\$D1=120*10*0,9542=$	1145,04
$\$G2=360*10*1=$	3600	$\$D2=650*10*1.0=$	6500
$\$G4=120*10*1.0370=$	1244,4	$\$D5=500*10*1.0409=$	5204,5
$\$G5=150*10*1.0409=$	1561,35	$\$D7=150*10*1.0327=$	1549,05
$\$G6=150*10*0,9952=$	1492,8	TOTAL=	14398,59
TOTAL=	14151,42		
$RVT=14398,59 - 14151,42 =$	247,17		

Para este ejemplo de análisis:

Ingresos de los generadores = 14151,42 \$

Pago de los distribuidores = 14398,59 \$ Entonces :

$RVT = \text{Pago de los distribuidores} - \text{Ingresos de los generadores}$

$RVT = 14398,59 - 14151,42 = 247,17 \$$

Esta cantidad se obtendrá tanto del mercado ocasional como del mercado de contratos a plazo.

Paso 2:

Con las mismas expresiones utilizadas en el paso 2 del ejemplo 1 determinamos los pagos e ingresos por la energía transada por los agentes en el mercado ocasional.

MERCADO OCASIONAL

INGRESO DE LOS GENERADORES		PAGO DE LOS DISTRIBUIDORES	
$\$G1=(655.3-410)*10*0,9542=$	2341	$\$D1=(120-60)*10*0,9542=$	572,52
$\$G2=(360-100)*10*1=$	2600	$\$D2=(650-450)*10*1=$	2000
$\$G4=(120-100)*10*1.0370=$	207,4	$\$D5=(500-300)*10*1.0409=$	2081,8
$\$G5=(150-100)*10*1.0409=$	520,45	$\$D7=(150)*10*1.0327=$	1549,05
$\$G6=(150-100)*10*0,9952=$	497,6	TOTAL =	6203,37
TOTAL =	6166,1		
$RVT MO=6203,37 - 6166,1=$	37,27		

Ingresos Generadores = 6166,1 \$

Pagos Distribuidores = 6203,37 \$

$RVTMO = \text{Pagos distribuidores} - \text{Ingresos generadores}$

$$\text{RVT MO} = 6203.37 - 6166.1 = \mathbf{37,27 \$}$$

El resultado obtenido de RVTMO (**37,27 \$**) significa que los pagos realizados por los distribuidores/grandes consumidores cubre en su totalidad el valor correspondiente a la energía comprada a los generadores y además, los agentes aportan en conjunto 37.27 dólares para la RVT correspondiente al M.O de un total de **247,17 \$**, entonces la diferencia (**247.17 - 37.27 = 209.9 \$**) se obtendrá de los contratos a plazo.

Paso 3:

Considerando la ubicación del contrato, el monto de energía contratada se calcula la RVTM.C correspondiente a cada agente en el mercado de contratos, obteniendo los resultados que se muestran a continuación:

MERCADO DE CONTRATOS

PAGO DE RVT M.C GENERADORES		PAGO RVTM.C DISTRIBUIDORES	
$\$RVTG4=100*10*(1,0409-1,0370)=$	3,9	$\$RVTD2=350*10*(1-0,9542)=$	160,3
$\$RVTG6=100*10*(1,0409-0,9952)=$	45,7	TOTAL =	160,3
TOTAL =	49,6		
RVT M.C. = 160,3+49,6 =	209,9		

Entonces la $\text{RVT} = \text{RVTM.O.} + \text{RVT M.C.}$

$$\text{RVT} = 37.27 \$ + 209.9 \$$$

RVT = 247.17 \$ Valor que corresponde a la RVT determinado inicialmente.

Cabe aclarar que si una central de generación sale de servicio afecta el despacho económico, cambiando de esta manera la central que margina por lo tanto se tendrá otro precio en la barra de mercado; pero para efecto del análisis se considera el mismo precio de mercado determinado inicialmente ($\text{PM} = 10 \text{ \$/MWh}$).

Si la central del ejemplo sale de servicio y esta tiene contratos con otros agentes, independientemente que fuera o no despachada la central generadora debe cubrir

los contratos ya pactados comprando para ello la energía en el mercado ocasional y pagando el precio que esté fijado en la barra de mercado.

4.5.3 EJEMPLO 3

Considerando el Sistema Nacional Interconectado como se indica en la Figura 4.4 analizar la RVT cuando un distribuidor o gran consumidor tiene más de un punto de entrega ($D2=D5=D7$), además se toma en cuenta los montos de energía contratada y la ubicación de los contratos tal como se muestra a continuación:

Contrato entre G1 y D1 por 60 MW en barra de G1, responsable de RVT Ninguno

Contrato entre G1 y D2 por 350 MW en barra de G1, D2 Y G1 responsable de RVT

Contrato entre G2 y D2 por 100 MW en barra de G2, G2 Y D2 responsable de RVT

Contrato entre G4 y D2 por 100 MW en barra de D5, G4 Y D2 responsable de RVT

Contrato entre G5 y D2 por 100 MW en barra de D5, G5 Y D2 responsable de RVT

Contrato entre G6 y D2 por 100 MW en barra de D5, G6 Y D2 responsable de RVT

$D2 = D5 = D7$, no significa que estas demandas tengan la misma carga, sino que representa que es un mismo distribuidor que tiene tres puntos de entrega.

Por esta razón, para este ejemplo es necesario primero determinar el factor de nodo ponderado para esta demanda (D2), ya que este servirá para determinar el cargo variable y el pago de esta demanda por la energía comprada en el mercado ocasional.

DATOS		COSTO MARGINAL = 10 USD/MWh			
Barra	Gen.	Dist.	Gen. (MWh)	Carga (MWh)	FN
B1	G1	D1	655,3	120	0,9619
B2	G2	D2	360	650	1,0000
B3	G3	D3	0	0	1,0171
B4	G4	D4	120	0	1,0128
B5	G5	D5	150	500	1,0196
B6	G6	D6	150	0	0,9884
B7	G7	D7	0	150	1,0171
TOTAL			1435,3	1420	

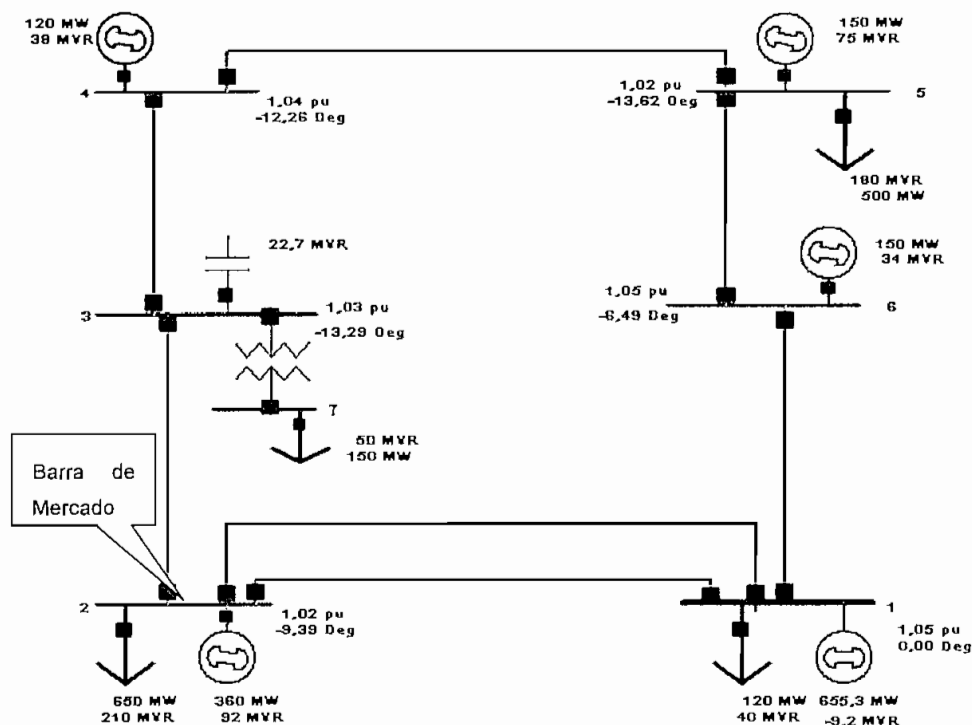


Figura 4.4 Sistema Nacional Interconectado reducido: Ejemplo 3

Primero determinamos el factor de nodo ponderado para D2 con la siguiente expresión:

$$FNP_{Dj_h} = \frac{\sum_{p=1}^k (FND_{j_{p,h}} \times ERD_{j_{p,h}})}{\sum_{p=1}^k ERD_{j_{p,h}}}$$

$$FNP_{D2} = \frac{650 * 1.0000 + 500 * 1.0196 + 150 * 1.0171}{650 + 500 + 150}$$

$$FNP_{D2} = 1.0095$$

Este factor de nodo ponderado se utiliza para determinar los pagos del distribuidor y gran consumidor en el mercado ocasional y los pagos de RVT del mercado de contratos. Este factor de nodo ponderado considera a la demanda como si ésta tuviera un solo punto de entrega.

Paso 1:

Al igual que en los ejemplos 1 y 2 encontramos la remuneración variable al transmisor total:

INGRESO DE LOS GENERADORES		PAGO DE DISTRIBUIDORES	
$\$G1=655.3*10*0.9619=$	6303,33	$\$D1=120*10*0.9618=$	1154,28
$\$G2=360*10*1.0000=$	3600	$\$D2=650*10*1.0000=$	6500
$\$G4=120*10*1.0128=$	1215,36	$\$D5=500*10*1.0196=$	5098
$\$G5=150*10*1.0196=$	1529,40	$\$D7=150*10*1.0171=$	1525,65
$\$G6=150*10*0.9884=$	1482,60	TOTAL=	14277,93
TOTAL=	14130,69		
$RVT = 14277,93-14130,69 =$	147,24		

Para este ejemplo de análisis:

Ingresos de los generadores = 14130,69 \$

Pago de los distribuidores = 14277,93 \$. Entonces :

$RVT = \text{Pago de los distribuidores} - \text{Ingresos de los generadores}$

$RVT = 14277,93 - 14130,69 = \mathbf{147,24 \$}$

El valor obtenido de RVT (**147,24 \$**) es el que recibirá el transmisor de los dos mercados, ocasional y de contratos a plazo, que en los siguientes pasos es analizado.

PASO 2:

Aquí se determina la cantidad de energía transada en el MO por parte de los agentes y el aporte de RVT en este mercado.

MERCADO OCASIONAL

INGRESO GENERADORES		PAGO DISTRIBUIDORES	
$\$G1=(655.3-410)*10*0.9619=$	2360	$\$D1=(120-60)*10*0.9619=$	577,14
$\$G2=(360-100)*10*1.000=$	2600	$\$D2=(1300-750)*10*1.0095=$	5552,31
$\$G4=(120-100)*10*1.0128=$	202,56	TOTAL =	6129,5
$\$G5=(150-100)*10*1.0196=$	509,8		
$\$G6=(150-100)*10*0.9884=$	494,2		
TOTAL =	6166,1		
$RVT MO = 6129,5 - 6166,1 =$	-36,65		

Ingresos Generadores = 6166,1 \$

Pagos Distribuidores = 6129,5 \$

RVTMO = Pagos distribuidores – Ingresos generadores

$$\text{RVT MO} = 6129.5 - 6166.1 = -36.65 \$$$

Este valor negativo (-36.65 \$) significa un déficit o que la demanda no cubre en su totalidad por la energía comprada en el M.O ésta cantidad debe ser cubierta necesariamente en el mercado de contratos por los agentes que participen en dicho mercado, y también cubrir la RVT total del sistema de transporte.

Paso 3:

Considerando la ubicación del contrato, el monto de energía contratada y el factor de nodo ponderado para D2 calculamos la RVT correspondiente a cada agente en el mercado de contratos, se obtiene los resultados que se muestran a continuación:

MERCADO DE CONTRATOS

PAGO RVT M.C GENERADORES		PAGO RVT M.C DISTRIBUIDORES	
$\$RVTG1=350*10*(1-0.9619)=$	133,35	$\$RVTD2=350*10*(1.0095-1)=$	33,29
$\$RVTG2=100*10*(1-1.0000)=$	0	$\$RVTD2=100*10*(1.0095-1)=$	9,51
$\$RVTG4=100*10*(1-1.0128)=$	-12,8	$\$RVTD2=100*10*(1.0095-1)=$	9,51
$\$RVTG5=100*10*(1-1.0196)=$	-19,6	$\$RVTD2=100*10*(1.0095-1)=$	9,51
$\$RVTG6=100*10*(1-0.9884)=$	11,6	$\$RVTD2=100*10*(1.0095-1)=$	9,51
TOTAL =	112,55	TOTAL =	71,34
RVT M.C. = 112.55+71.34=	183,89		

Entonces la RVT = RVT M.O. + RVT M.C

$$\text{RVT} = -36.65 \$ + 183.89 \$$$

RVT = 147.24 \$ Valor que corresponde a la RVT determinado inicialmente.

Los valores negativos encontrados para los generadores quiere decir que por su ubicación con respecto a la barra de mercado se encuentran en barra importadora lo cual conlleva a que sea beneficiado por concepto de RVTM.C en su remuneración sin que este preste el servicio de transmisión de energía eléctrica, esta remuneración se obtiene de aquellos generadores, distribuidores y grandes consumidores que tienen valores de RVT positivos.

Entonces de esta forma se comprueba que efectivamente se cumple la transacción económica de energía en el mercado de contratos y en el mercado ocasional para la RVT sin importar que ciertos agentes tengan beneficios u otros sean perjudicados.

Al igual que los generadores G4 y G5 son beneficiados por RVTM.C puede darse el caso en que los distribuidores o grandes consumidores tengan beneficios por este rubro que le corresponde totalmente a la empresa que se encarga de la transmisión eléctrica (TRANSELECTRIC S.A.)

En general la remuneración variable al transmisor es pagado por los distribuidores y grandes consumidores pero para los ejemplo se consideró que existe un acuerdo entre el agente vendedor y comprador para pagar por RVT de contratos.

Si un distribuidor o gran consumidor asume la responsabilidad de pagar por RVT de contratos con cierto agente generador quien le suministra la energía este estará dispuesto a pagar por la energía abastecida un precio menor que si este no asumiera la RVT del M.C. esto es posible ya que en el mercado de contratos, la Ley y los Reglamentos que rigen al MEM Ecuatoriano establece que los contratos serán de libre acuerdo en cuanto a cantidad y precio.

La nomenclatura de dólares \$=USD=US\$, en ocasiones se adopta para hacer didácticas las tablas de cálculo o para el análisis de valores del Estudio de Costo Medio.

4.6 COMENTARIOS:

A pesar de que en la normativa vigente de la LRSE se establece la forma de cálculo que debe realizar el CENACE para determinar el cargo variable asignado a contratos ésta no se cumple, provocando al momento de realizar las liquidaciones de las transacciones comerciales cruces de cuentas que arrojan resultados que distorsionan los pagos de los agentes que intervienen en la transacción siendo en algunos casos beneficiados o perjudicados, lo que ha obligado a realizar reajustes en la forma de calcular dicha remuneración e implementar unos cambios a la actual normativa .

coincidente por parte de los distribuidores y grandes consumidores , la tarifa de transmisión fue de 0.707 US\$ctvs/kWh-mes, para el año 2004 la cual fue presentada por TRANSELECTRIC S.A. a través del Estudio de Costo Medio, y aprobada por el CONELEC, presenta distorsiones, ya que al ser recaudada por parte de las distribuidoras a través de la planilla al usuario final, no corresponde a lo efectivamente pagado al Transmisor por tarifa de transmisión, esto se explica debido a que su tarifa de transmisión es calculada para un mes, como la relación del ingreso total de transmisión para la energía consumida, y este ingreso total de transmisión se compone de un ingreso fijo más un variable, y este último tiene las discrepancias ya analizadas, que hace que la mayoría de distribuidoras paguen sobre la tarifa de transmisión vigente.

Por todas estas discrepancias analizadas se ve la necesidad de dar una alternativa para que sean corregidas. Para ello se propone primero una alternativa de reajuste del cargo variable del mercado de contratos donde se considera que todo agente debe pagar dicho cargo variable; otra alternativa es plantear una nueva metodología de remuneración al sistema de transporte evitando utilizar los factores de nodo. Esto se analizará en el siguiente capítulo.

CAPITULO 5

ALTERNATIVA PLANTEADA PARA EL CÁLCULO DE RVT Y NUEVA METODOLOGÍA PARA REMUNERAR AL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

5.1 INTRODUCCIÓN

De acuerdo a lo analizado en el capítulo anterior acerca de la remuneración al sistema de transmisión en el mercado ocasional y en el mercado de contratos hay que señalar que es necesario dar una alternativa para corregir las distorsiones que se producen en las transacciones comerciales que se realizan en el mercado de contratos a plazo, en lo correspondiente a la remuneración variable, razón por la cual conlleva en este capítulo a plantear y describir las alternativas de solución para estas distorsiones, para que en el siguiente capítulo puedan ser aplicadas. Una alternativa que se plantea es la del reajuste para el cálculo de RVT y la otra es una nueva metodología para remunerar al sistema de transmisión.

La alternativa de reajuste para el cálculo de RVT tiene por objetivo hacer que los pagos sean equitativos para aquellos agentes que transen energía en el Mercado de Contratos a Plazo y no tengan las distorsiones, ya analizadas y estudiadas.

La nueva metodología para remunerar al sistema de transporte de energía plantea remunerar al transmisor a través de un cargo fijo dejando de lado la remuneración variable y por consiguiente la metodología de factores de nodo.

5.2 PROPUESTA DE REAJUSTE DE RVT

Esta alternativa permite aplicar correctamente la normativa vigente para el cálculo del cargo variable asignado al mercado de contratos ; actualmente el cálculo de dicho valor permite “cuadrar la transacción económica” dejando de lado las incoherencias descritas en el capítulo 4.

Con esta alternativa se evita pagos excesivos y beneficios por cargo variable, logrando que todos los agentes que tienen que pagar por dicho cargo,

efectivamente lo hagan, equiparando de alguna manera los pagos excesivos de los agentes perjudicados. En resumen la alternativa no permite que aparezcan cargos variables negativos.

La alternativa de aquí en adelante llamada **Reajuste de RVT** permite que el pago por el servicio de transmisión en lo referente al cargo variable sea más justo en el mercado de contratos, no así en el mercado ocasional donde la forma de obtener el cargo variable es muy diferente al aplicado en el mercado de contratos a plazo.

En el mercado de contratos se considerará los puntos de entrega para determinar la RVT, en cambio en el mercado ocasional se considera la diferencia de pagos e ingresos de la demanda y generación respectivamente.

Cuando se estudio los ejemplos del capítulo 4 se observó que la RVT del mercado ocasional puede ser positivo o negativo, si esta era positivo, del mercado de contratos solo recuperaba el valor faltante para cubrir la RVT total, en cambio, si la RVT del M.O era negativo no se financiaba en su totalidad a los generadores y peor aún se pagaba por RVT correspondiente al M.O recuperando este valor del mercado de contratos sin importar que agentes aportaban con más dinero para cubrir este déficit.

En resumen la metodología que se utiliza actualmente para remunerar el cargo variable tiene como uno de los fines "cuadrar la transacción comercial en el aspecto económico" sin importar los resultados que este conlleva para los agentes que intervienen en la transacción.

Por estas razones se propone a continuación un reajuste en el cual se cumpla la regulación CONELEC – 007/02 para el cálculo del cargo variable de transmisión asignado al mercado de contratos.

El criterio que se propone consiste en considerar que no existe cargos variables de transmisión en el mercado de contratos menores a cero o negativos. Para mejor comprensión de lo que se desea aplicar se presenta a continuación un ejemplo demostrativo aplicado al ejemplo 3 estudiado en el capítulo 4.

Para el Ejemplo 3:

RVT total a recuperar del M.O y del M.C = 147,24 \$

RVT del M.O = -36,65 \$

RVT del M.C = 183,89 \$

Donde del mercado de contratos se tenía los valores de RVT, calculados con la metodología utilizada por el CENACE.

Estos valores obtenidos para el ejemplo 3 presentado en el capítulo 4 se muestran a continuación en el siguiente cuadro:

En este cuadro se puede ver valores de $RVT_{M.C} < 0$ que es lo que se desea tratar.

Cuadro 5.1 Pago por RVT M.C Metodología CENACE

PAGO RVT M.C GENERADORES		PAGO RVT M.C DISTRIBUIDORES	
$\$RVTG1=350*10*(1-0.9619)=$	133,35	$\$RVTD2=350*10*(1.0095-1)=$	33,29
$\$RVTG2=100*10*(1-1.0000)=$	0	$\$RVTD2=100*10*(1.0095-1)=$	9,51
$\$RVTG4=100*10*(1-1.0128)=$	-12,8	$\$RVTD2=100*10*(1.0095-1)=$	9,51
$\$RVTG5=100*10*(1-1.0196)=$	-19,6	$\$RVTD2=100*10*(1.0095-1)=$	9,51
$\$RVTG6=100*10*(1-0.9884)=$	11,6	$\$RVTD2=100*10*(1.0095-1)=$	9,51
TOTAL =	112,55	TOTAL =	71,34
RVT M.C. = 112.55+71.34=	183,89		

La idea principal es evitar los valores negativos de $RVT_{M.C}$ presentados en el cuadro 5.1 para esto se considera el valor absoluto de la $RVT_{M.C}$ de cada agente que se hace cargo del pago de esta remuneración tal como se muestra en el siguiente cuadro:

Cuadro 5.2 Pago por RVT M.C con Valor absoluto

PAGO RVT M.C GENERADORES		PAGO RVT M.C DISTRIBUIDORES	
$\$RVTG1=350*10* (1-0.9619) =$	133,35	$\$RVTD2=350*10* (1.0095-1) =$	33,29
$\$RVTG2=100*10* (1-1.0000) =$	0	$\$RVTD2=100*10* (1.0095-1) =$	9,51
$\$RVTG4=100*10* (1-1.0128) =$	12,8	$\$RVTD2=100*10* (1.0095-1) =$	9,51
$\$RVTG5=100*10* (1-1.0196) =$	19,6	$\$RVTD2=100*10* (1.0095-1) =$	9,51
$\$RVTG6=100*10* (1-0.9884) =$	11,6	$\$RVTD2=100*10* (1.0095-1) =$	9,51
TOTAL =	177,35	TOTAL =	71,34
RVT M.C. = 177,35+71,34=	248,68		

5.2.1 REAJUSTE DE RVT DEL MERCADO DE CONTRATOS

Para el reajuste de la RVT M.C se presenta a continuación la siguiente expresión matemática:

$$\%R = \left(\frac{RVT - RVT M.O}{\sum |RVT| Del M.C} \right) * 100 \quad (5.1)$$

Dónde:

% R = Porcentaje de reajuste de RVT del M.C

|RVT| M.C = Valor absoluto de remuneración variable de transmisión en el mercado de contratos

Considerando primero lo siguiente:

1. RVT M.O = 0 No existe déficit de generadores y no se aporta para RVT M.O
2. RVT M.O > 0 No existe déficit de generadores y se aporta para RVT M.O
3. RVT M.O < 0 Existe déficit de generadores y no se aporta para RVT M.O

Ahora aplicando a los valores obtenidos anteriormente se tiene:

RVT a Recuperar del M.C Y M.O = 147.24 \$

Déficit de Gen. Del M.O (RVT M.O < 0) = -36,65 \$

Total a recuperar del M.C = 36.65 + 147.24 = 183.89 \$

$\sum |RVT| Del M.C$ = 248.68 \$

% R = (183.89/248.68)*100 = 73.94%

Este porcentaje de reajuste de RVT del mercado de contratos se aplica utilizando la siguiente expresión:

$$RVT M.C Ajustado = |RVT M.C normativa| * \%R \quad (5.2)$$

Dónde:

$|RVT \text{ M.C normativa}| = |RVT \text{ M.C calculado por el CENACE}|$

En el Cuadro 5.3 se presenta valores de RVT aplicando el porcentaje de reajuste y en el Cuadro 5.4 se presenta una comparación de valores a pagar de RVT del mercado de contratos utilizando el reajuste propuesto y la metodología aplicada en el CENACE.

Como se puede ver en el Cuadro 5.3 ningún agente que se hace cargo de RVT del mercado de contratos tienen valores negativos de RVT M.C. Además, lo más importante es que se recupera el valor correspondiente de RVT del mercado de contratos y el déficit producido en el mercado ocasional.

La asignación de RVT es equilibrado y ningún agente tiene beneficio.

Cuadro 5.3 Valores de RVT del M.C con reajuste

PAGO RVT M.C GENERADORES		PAGO RVT M.C DISTRIBUIDORES	
$\$RVTG1=133.35*0.7394$	98.61	$\$RVTD1=33.29*0.7394$	24.62
$\$RVTG2=0*0.7394$	0	$\$RVTD2=9.51*0.7394$	7.03
$\$RVTG4=12.8*0.7394$	9.47	$\$RVTD2=9.51*0.7394$	7.03
$\$RVTG5=19.6*0.7394$	14.49	$\$RVTD2=9.51*0.7394$	7.03
$\$RVTG6=11.6*0.7394$	8.58	$\$RVTD2=9.51*0.7394$	7.03
TOTAL =	131.15	TOTAL =	52.74
RVT M.C. = $131.15 + 52.74$	183.89		

Cuadro 5.4 Cuadro comparativo

RVT (USD)	RVT M.C CON %R	RVT M.C	RVT M.C CENACE	RVT REAL	ADG M.O	DIFERENCIA
G1	98.61	133.35	133.35	78.96	19.65	34.74
G2	0	0	0	0	0	0
G4	9.47	12.8	-12.8	7.58	1.89	3.33
G5	14.49	19.6	-19.6	11.60	2.89	5.11
G6	8.58	11.6	11.6	6.87	1.71	3.02
D1	24.62	33.29	33.29	19.71	4.91	8.67
D2	7.03	9.51	9.51	5.63	1.40	2.48
D2	7.03	9.51	9.51	5.63	1.40	2.48
D2	7.03	9.51	9.51	5.63	1.40	2.48
D2	7.03	9.51	9.51	5.63	1.40	2.48
total	183.89	248.68	183.89	147.24	36.65	64.79

$$\text{DIFERENCIA} = |\text{RVT M.C}| - \text{RVT M.C CON \%R} \quad (5.3)$$

ADG M.O = aporte déficit de generadores M.O este valor esta incluido en el reajuste de RVT del M.C y se determina con la siguiente expresión:

$$\text{ADG M.O} = \frac{\text{RVT M.C Ajustado (De cada Agente)}}{\text{RVT M.C Ajustado total}} * \text{Déficit Gen. del M.O} \quad (5.4)$$

Ejemplo: Para G1

$$\text{ADG M.O} = (98.61/183.89) * 36.65 = 19.65 \$ \text{ para G1}$$

Entónces G1 aportaría con 19.65 dólares para cubrir déficit provocado en el mercado ocasional y 78.96 dólares para el pago de RVT del M.C

Con el ADG M.O se determina cuanto aporta cada agente para cubrir el déficit del mercado ocasional y cuanto realmente aportan los agentes por RVT del M.C.

Cabe aclarar nuevamente que el pago por el cargo variable del sistema de transporte de energía lo realizan en su totalidad la demanda, sino que para el ejemplo se considero que los contratos fueron pactados de esa manera.

Las expresiones anteriores es aplicable para cualquiera de estos casos:

- RVT M.O = 0 No existe déficit de generadores y no se aporta para RVT M.O
- RVT M.O > 0 No existe déficit de generadores y se aporta para RVT M.O
- RVT M.O < 0 Existe déficit de generadores y no se aporta para RVT M.O

Con este reajuste de RVT del mercado de contratos se logra que todos los agentes que tienen energía en contratos paguen por concepto de remuneración variable de transporte, cumpliendo de esta manera lo establecido en la regulación CONELEC - 007/02 para el cálculo del cargo variable de transmisión asignados al mercado de contratos.

Comentarios:

El reajuste de la remuneración variable al sistema de transporte permite:

- Que ningún agente (distribuidores/grandes consumidores) sea exonerado de pagar por RVT del M.C.
- Que los pagos por remuneración al sistema de transporte sea justo (pagan de acuerdo a la energía contratada).
- Evitar que ciertos agentes (distribuidores o grandes consumidores) tengan $RVT_{M.C} < 0$ y reciban beneficios que no le corresponden por este valor.
- "Cuadrar la transacción económica" en cuanto a RVT del sistema de transporte de energía.

Del análisis realizado en la parte del cargo variable donde actualmente se presenta mayor problema al momento de realizar las liquidaciones, se planteo un de reajuste de RVT del mercado de contratos y las asignaciones a cada agente que puede ser aplicado al corto plazo.

Debido a las exigencias de los agentes del MEM Ecuatoriano para que se cambie la metodología para remunerar al sistema de transporte de energía eléctrica, asumiendo que la metodología actual no es equitativa ni justa al momento de realizar los pagos por el servicio de transporte de energía, se propone a continuación una metodología simple que trata que los pagos por el servicio de transmisión eléctrica sean más transparentes.

En el siguiente capítulo se aplica este reajuste a todos los agentes del Mercado Eléctrico Mayorista Ecuatoriano y se analizará los resultados.

5.3 NUEVA METODOLOGÍA PARA REMUNERAR AL TRANSMISOR EN EL ECUADOR

La nueva alternativa deja totalmente de lado los cargos variables y considera un solo cargo fijo a ser repartido proporcionalmente a la demanda.

El cargo fijo a ser repartido a la demanda considera todos los costos que involucra al sistema de transmisión asegurando de esta manera la recuperación total de las inversiones para operación, mantenimiento, expansión y permite además obtener

una rentabilidad aceptable para la empresa de transmisión eléctrica. El cargo fijo proviene del estudio de costo medio del sistema de transmisión eléctrica que considera costos de operación y mantenimiento, costos de inversión, activos en operación el cual corresponde al valor de reposición a nuevo (VRN). El cargo fijo a repartir se considera constante para un determinado tiempo, no así lo considerado en la metodología actual, donde el cargo fijo depende de las proyecciones de demanda de potencia y energía y puede cambiar.

La demanda considerada corresponde a la energía neta recibida por distribuidores y grandes consumidores. Con esta alternativa se evita el uso de factores de nodo, por lo tanto desaparece el cargo variable del sistema de transmisión.

La metodología que se propone considerará los principios básicos que se deben tomar en cuenta al momento de elegir o diseñar un esquema de precios para el servicio de transmisión eléctrica, los cuales son:

- sencillez, practicidad y;
- transparencia

El esquema de precios considerando estos principios debe ser entendido por los usuarios de manera que estos sepan cuanto están pagando exactamente por el servicio de transmisión eléctrica.

5.3.1 DESCRIPCIÓN DE LA METODOLOGÍA

La metodología considerará:

1. La energía neta generada en el día,
2. La energía neta recibida por la demanda en el día,
3. El precio promedio diario de energía en la barra de mercado,
4. El costo mensual del sistema de transmisión.

La energía neta generada en el día corresponde a datos obtenidos y publicados por el CENACE, la energía neta generada contiene la energía negociada en el mercado ocasional y la negociada en el mercado de contratos.

De igual manera la energía neta recibida corresponde a datos registrados y publicados por el CENACE, donde se incluyen la energía comprada en el mercado ocasional y el mercado de contratos.

El precio promedio diario de energía en la barra de mercado, corresponde a la sumatoria de los precios de energía en la barra de mercado hora a hora dividido para el número de horas del día en estudio.

El costo mensual del sistema de transmisión corresponde al obtenido del estudio de costo medio del sistema de transmisión realizado por TRANSELECTRIC S.A. y aprobado por el CONELEC.

Con toda esta información se puede determinar la cantidad que le corresponde aportar a la demanda para cubrir los costos de transmisión diariamente.

Para entender mejor la metodología se plantea a continuación un simple ejemplo considerando la siguiente figura:

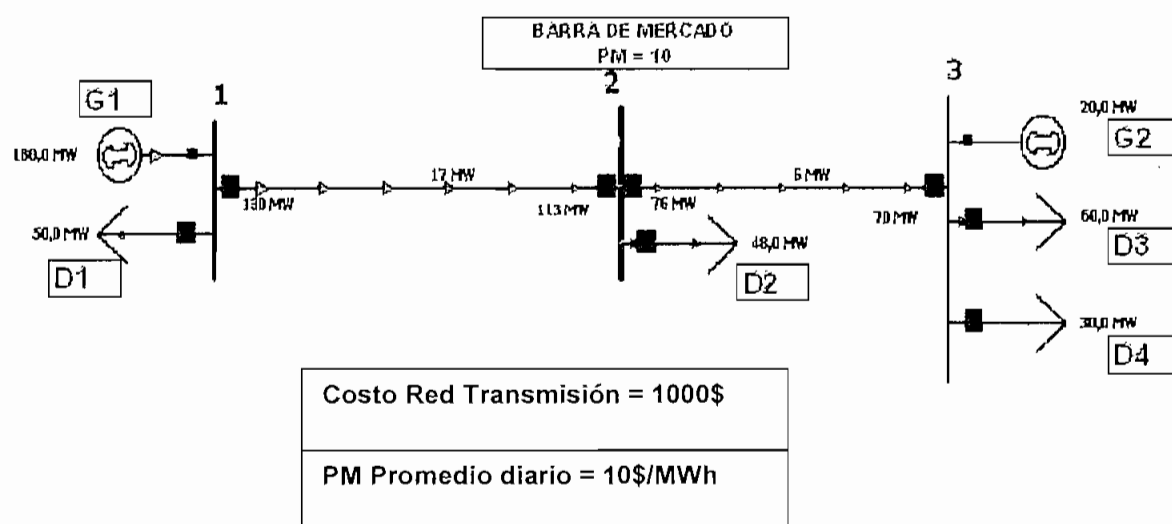


Figura 5.1 Simple sistema eléctrico de potencia

Para una hora determinada:

Cuadro 5.5 Energía neta generada y Energía neta recibida.

Generador	(MWh)	Distribuidor	(MWh)	%Dem
G1	180	D1	50	26,60%
G2	20	D2	48	25,53%
Total	200	D3	60	31,91%
		D4	30	15,96%
		Total	188	100,00%

$$\%Demanda = \frac{Demanda\ Individual\ (MWh)}{\sum Demandas\ Individuales\ (MWh)} * 100 \quad (5.5)$$

$$Pago\ al\ Transmisor = \%Demanda * Costo\ Transmision \quad (5.6)$$

Cuadro 5.6 Reparto costos de transmisión a la demanda aplicando 5.5 y 5.6

Distribuidor	Pago de Transmisión
D1=1000*26.60% =	265.96
D2=1000*25.53% =	255.32
D3=1000*31.91% =	319.15
D4=1000*15.96% =	159.57
Total	1000

De esta manera se reparte proporcionalmente el costo del sistema de transmisión eléctrica a la demanda, evitando los cargos variables de transporte. Con este método la empresa de transmisión eléctrica recibe un solo cargo fijo. Esta metodología es el equivalente a decir que se eliminan los factores de nodo para remunerar el servicio de transmisión.

Comentarios:

Los nueva alternativa de remuneración al sistema de transporte de energía eléctrica entre otras cosas permite:

- Pagos más transparentes y equitativos por el servicio de transmisión eléctrica
- Eliminar el cargo variable o lo que es lo mismo, eliminar el uso de factores de nodo para liquidar a la empresa de transmisión eléctrica.

- Evitar exceso en pagos a la empresa de transmisión.
- Evitar que la empresa encargada de la transmisión eléctrica pueda tomar ventajas o pueda jugar con el cargo variable que se le asigna.
- Evitar pagos excesivos y beneficios por cargo variable por parte de los agentes distribuidores y grandes consumidores.

5.4 ASIGNACIÓN DE PÉRDIDAS

La metodología propuesta para remunerar al transmisor al no considerar los cargos variables, se ve en la necesidad de buscar una alternativa para recuperar los costos por las pérdidas que provoca el sistema de transporte de energía.

Razón por lo cual es necesario extender el estudio para determinar la manera de evaluar las pérdidas de energía.

Para aclarar mejor esto se utiliza el ejemplo anterior de donde se obtiene:

Cuadro 5.7 Ingresos y pagos por la energía negociada

Ingreso Generadores		Pago Distribuidores		%Dem.
$\$G1=180*10 =$	1800	$\$D1=50*10 =$	500	26,60%
$\$G2=20*10 =$	200	$\$D2=48*10 =$	480	25,53%
Total	2000	$\$D3=60*10 =$	600	31,91%
		$\$D4$	300	15,96%
		Total	1880	100,00%
$\$Pérdidas = 2000-1880$	120			

Los ingresos que reciben los generadores con esta metodología son calculados considerando la energía neta generada valorada al precio promedio en la barra de mercado.

Estos ingresos son obtenidos a través de la venta de la energía, valorada al precio promedio en la barra de mercado, más las pérdidas de energía, que aparece de la diferencia de los pagos de la demanda e ingresos de la generación.

Los pagos que realiza la demanda consideran la energía neta recibida valorada al precio promedio en la barra de mercado. La demanda además paga las pérdidas de energía que provoca el sistema de transmisión, estas pérdidas son

repartidas de acuerdo al monto de energía que requiere cada demanda como lo indica el siguiente cuadro:

Cuadro 5.8 Asignación de pérdidas

Reparto pérdidas	
$D1=120*26.60\% =$	31,91
$D2=120*25.53\% =$	30,64
$D3=120*31.91\% =$	38,30
$D4=120*15.96\% =$	19,15
Total	120

En el cuadro 5.7 se muestra la forma de pago de la demanda por la energía recibida y los ingresos de los generadores (los ingresos y pagos son valorados al precio de mercado promedio del día), la diferencia de éstos dos rubros da el valor de las pérdidas de energía que debe ser repartido a la demanda tal como se muestra en el cuadro 5.8

De esta manera se logra que tanto la generación como la demanda cobren y paguen respectivamente, por la energía negociada a un mismo precio en la barra de mercado, obviando de esta manera la utilización de factores de nodo para la liquidación de las transacciones de energía.

En el capítulo siguiente se aplicará lo descrito hasta ahora.

CAPITULO 6

APLICACIÓN DE LA ALTERNATIVA PLANTEADA PARA EL CÁLCULO DE RVT Y NUEVA METODOLOGÍA PARA REMUNERAR AL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

6.1 INTRODUCCIÓN

Del análisis realizado en el capítulo 5 se encontró que es necesario realizar reajustes al cálculo de la remuneración variable al sistema de transmisión. El reajuste mencionado es necesario realizarlo para que no distorsione los pagos por el servicio de transporte en especial en el mercado de contratos en lo que se refiere a la RVT .

La aplicación de la fórmula de reajuste propuesta en este proyecto de titulación se realizará para todos los agentes distribuidores/grandes consumidores, y se tomará especial atención a la empresa Eléctrica Quito S.A. que es una de las empresas distribuidoras más grandes del país.

Los datos de estudio son los referidos al mes de septiembre del 2004. El análisis consiste en determinar cuanto paga con la metodología actual y cuanto pagaría la EEQ S.A. por el servicio de transmisión eléctrica con la fórmula de reajuste de la RVT del mercado de contratos presentado en el capítulo 5.

Luego de aplicar la fórmula de reajuste (5.1) que es una alternativa temporal para el cálculo de RVT, ya que esta metodología en la cual se utiliza factores de nodo tiene discrepancias entre los diferentes agentes que participan en una determinada transacción comercial, razón por la cual debe ser estudiada una solución definitiva a corto plazo para ser implantada en el MEM Ecuatoriano .

Una alternativa de solución que se propone en este proyecto de titulación para remunerar al sistema de transporte de energía, será planteada y aplicada con énfasis a la EEQ S.A. más adelante.

6.2 RESULTADOS DE REMUNERAR AL SISTEMA DE TRANSMISIÓN CON REAJUSTE DE RVT Y EL MODELO ACTUAL

El modelo actual considera un cargo fijo y un cargo variable, el cargo fijo se determina de acuerdo a la demanda máxima no coincidente y la tarifa de transmisión determinada por TRANSELECTRIC S.A. mediante el estudio de costo medio y fijado por el CONELEC, mientras que el cargo variable considera la metodología de factores de nodo.

Tabla 6.1 RVT Con fórmula de reajuste y RVT calculado por el CENACE

RVT DISTRIBUIDOR	TOTAL RVT CON REAJUSTE (USD)	TOTAL RVT CENACE (USD)	DIFERENCIA (USD)
EEQ S.A.	634.258,09	707.126,71	72.868,62

En la Tabla 6.1 se muestra que al aplicar la fórmula de reajuste al mes de Septiembre del 2004, la Empresa Eléctrica Quito S.A. paga por concepto de remuneración variable 634.258,09 dólares en cambio con los cálculos realizados por el CENACE la EEQ S.A. paga por el mismo rubro 707.126,71 dólares.

Con la fórmula de reajuste se logrará un ahorro por este rubro de 72.868,62 dólares valor muy representativo para la Empresa distribuidora Quito S.A.

El cargo fijo pagado por la EEQ S.A. en el mes de estudio se muestra en la siguiente Tabla:

Tabla 6.2 Pago de la EEQ S.A. por cargo fijo de transmisión

TT	CARGO FIJO (USD)
EEQ S.A.	1.452.288,14

En la siguiente Tabla se muestra el pago total por concepto de remuneración al transmisor en el mes de estudio (septiembre del 2004)

Tabla 6.3 Pago total de la EEQ S.A. por remuneración a TRANSELECTRIC S.A.

Método	RVT (USD)	Cargo fijo (USD)	Total (USD)
Actual	707.126,71	1.452.288,14	2.159.414,85
Reajuste	634.258,09	1.452.288,14	2.086.546,23

Como se puede ver el pago de la empresa distribuidora por el servicio de transmisión es menor cuando se aplica la fórmula de reajuste para el cálculo del cargo variable.

Con el reajuste de RVTM.C se pueden dar casos de distribuidores/grandes consumidores presenten particularidades que se muestran en la siguiente Tabla, y que serán analizados.

Tabla 6.4 RVT M.C Con el reajuste y RVT calculado por el CENACE para empresas de distribución eléctrica

Distribuidores	TOTAL RVT CON REAJUSTE (USD)	TOTAL RVT CENACE (USD)	DIFERENCIA (USD)
AMBATO	54.978,68	48.385,18	-6.593,50
AZOGUES	25.624,64	26.411,64	787,00
BOLIVAR	7.947,65	4.013,23	-3.934,42
COTOPAXI	68.135,00	84.112,40	15.977,40
ESMERALDAS	104.423,58	-43.191,46	-147.615,04
LOS RIOS	45.135,60	56.348,59	11.212,99

Los valores positivos en la columna diferencia significa que la empresa distribuidora tiene un ahorro por concepto de RVT, mientras que los valores con signo negativo significa que la distribuidora tiene que aportar una cantidad adicional por el mismo concepto. En la misma Tabla se muestra que la empresa distribuidora Esmeraldas tiene un valor negativo (-43.191,46) por concepto de RVT esto indica que la empresa recibe este beneficio y deja de pagar el cargo variable. Al aplicar el reajuste de RVT la distribuidora Esmeraldas ahora tendrá que pagar por RVT 104.423,58 dólares.

En la misma Tabla se muestra la empresa distribuidora Ambato tiene que pagar un valor adicional, a pesar de tener un valor de RVT positivo, esto se ve justificado en que la empresa no ha estado pagando el verdadero valor de cargo variable esto principalmente a que en ciertas horas del día y durante el mes de

estudio, dicha empresa tiene valores de RVT negativos siendo beneficiada por este concepto.

Cabé aclarar que para los cálculos de RVT con reajuste se consideró los valores absolutos de RVT determinados por el CENACE hora a hora durante todo el mes de estudio (septiembre del 2004).

A continuación se muestra en la Tabla 6.5 los valores obtenidos de RVT con reajuste y los determinados por el CENACE para todas las empresas distribuidoras y grandes consumidores del MEM Ecuatoriano.

Tabla 6.5 RVT con reajuste y RVT obtenido por el CENACE para el mes de Septiembre del 2004

Distribuidores/Grandes Consumidores	TOTAL CON Reajuste (USD)	TOTAL CENACE (USD)	DIFERENCIA (USD)
AMBATO	54.978,68	48.385,18	-6.593,50
AZOGUES	25.624,64	26.411,64	787,00
BOLIVAR	7.947,65	4.013,23	-3.934,42
COTOPAXI	68.135,00	84.112,40	15.977,40
ESMERALDAS	104.423,58	-43.191,46	-147.615,04
LOS RIOS	45.135,60	56.348,59	11.212,99
MANABI	333.854,41	420.365,71	86.511,30
MILAGRO	41.467,77	48.094,42	6.626,65
QUITO	634.258,09	707.126,71	72.868,62
CENT. SUR	126.305,90	94.166,81	-32.139,10
REG. SUR	41.497,34	51.879,07	10.381,72
EL ORO	106.376,14	131.247,22	24.871,08
RIOBAMBA	27.430,61	13.840,51	-13.590,10
STA. ELENA	65.936,51	78.304,16	12.367,65
STO. DMGO	48.878,83	50.196,28	1.317,45
EMELEC	401.066,54	438.653,82	37.587,28
EMELGUR	104.833,30	129.828,31	24.995,01
EMELNORTE	81.180,21	101.061,58	19.881,37
KYMBERLY	4.128,82	5.264,56	1.135,74
AGA	3.504,86	4.452,66	947,80
PAPELERA	12.035,50	1.407,02	-10.628,49
NIRSA	5.888,15	7.503,36	1.615,21
PICA	7.149,01	5.239,44	-1.909,57
ADELCA	0,00	0,00	0,00
AGLOMER	0,00	0,00	0,00
GUAPAN	0,00	0,00	0,00
LAFABRIL	0,00	0,00	0,00
EXPALSA	0,00	0,00	0,00
CRM	0,00	0,00	0,00
CRIDESA	6.062,87	7.737,19	1.674,32
NAVAL	0,00	0,00	0,00
CARTONERA	0,00	0,00	0,00
INTERAGUA	26.219,62	33.216,61	6.996,99

Distribuidores/Grandes Consumidores	TOTAL CON Reajuste (USD)	TOTAL CENACE (USD)	DIFERENCIA (USD)
JABONERÍA	0,00	0,00	0,00
ERCO	0,00	0,00	0,00
CARTOPEL	0,00	0,00	0,00
ENKADOR	5.421,37	6.407,92	986,55
PLASTICAUCHO	0,00	0,00	0,00
PLASTIGAMA	0,00	0,00	0,00
PLASTICOS	0,00	0,00	0,00
PROMARISCO	0,00	0,00	0,00
PLASTIEMPAQ	0,00	0,00	0,00
FISA	0,00	0,00	0,00
ROCACEM LAT	0,00	0,00	0,00
CEDAL	0,00	0,00	0,00
ITCNXCOL	0,00	0,00	0,00
GRAIMAN	0,00	0,00	0,00
PROVEFRUT	0,00	0,00	0,00
EMPESEC	2.050,72	2.615,59	564,87
MOLINERA	2.848,74	2.034,26	-814,49
CEM.CHIMB	9.784,27	4.626,47	-5.157,80
TEXTILES RB	2.537,63	2.624,35	86,72
EL CAFÉ	4.677,21	3.015,63	-1.661,58
FAB GUAY	0,00	0,00	0,00
FAM. SANC.	0,00	0,00	0,00
ECUACERÁMICA	3.213,78	1.500,89	-1.712,90
ITALPISOS	0,00	0,00	0,00
PRONACA	3.465,74	-2.598,39	-6.064,14
INCASA	3.492,63	4.127,70	635,07
SAN CARLOS	4.031,29	5.046,63	1.015,35
FADESA	2.800,77	1.939,49	-861,28
PROQUIMSA	2.831,88	3.570,70	738,81
AQUAMAR	1.323,75	1.633,98	310,23
HOTEL COLON	2.250,33	2.853,37	603,04
CERVECERÍA	5.445,78	6.876,57	1.430,79
BOPP QUITO	0,00	0,00	0,00
DELTEX QUITO	0,00	0,00	0,00
NOVOPAN QUITO	0,00	0,00	0,00
DANEC QUITO	0,00	0,00	0,00
EBC QUITO	0,00	0,00	0,00
PLASLIT	4.856,54	-5.079,26	-9.935,80
HOTEL ORO VERDE	1.749,52	1.276,06	-473,45
EBC GUAYAQUIL	4.492,74	5.724,42	1.231,68
ODEBRECHT	1.686,62	683,93	-1.002,69
PRONACA BUCAY	2.356,75	2.940,41	583,66
PRONACA STO. DOMINGO	2.763,00	2.802,14	39,15
VALDEZ	1.677,60	-1.697,64	-3.375,24
ECUDOS	418,58	-471,68	-890,26
CODANA	0,00	0,00	0,00
PINTES	0,00	0,00	0,00
SOLUBLES	0,00	0,00	0,00
TOTAL RVT DIST. Y G.C.	2.460.496,92	2.558.118,56	97.621,64
TOTAL RVT GEN.	42.761,22	-54.860,42	-97.621,64
TOTAL	2.503.258,14	2.503.258,14	

De esta Tabla se observa que el cálculo de RVT con la metodología de factores de nodo distorsiona totalmente los pagos por cargo variable beneficiando a unos agentes y perjudicando a otros.

De los resultados del mes obtenidos se demuestra que con la fórmula de reajuste de RVT los distribuidores y grandes consumidores en total tienen un ahorro de 97.621,64 dólares.

En la Tabla anterior se muestra que también generación puede recibir beneficios por concepto de RVT.

La explicación correcta y justa que se puede dar a estos resultados ($RVT.M.C < 0$) es que ciertas empresas distribuidoras o grandes consumidores están ubicados en una barra exportadora donde el factor de nodo es menor a 1 y hacen sus contratos de energía en barra de un generador que se encuentra en una barra importadora donde su factor de nodo es mayor que 1.

De igual manera puede ocurrir con un generador que en su contrato se compromete a pagar el cargo variable del mercado de contratos, si este se encuentra ubicado en una barra importadora y hace un contrato con un distribuidor o gran consumidor que se encuentra ubicado en una barra exportadora de seguro tendrá un beneficio de RVT del mercado de contratos.

En el capítulo anterior se mencionó que a este valor ($RVT.M.C < 0$) se le debería dar otra denominación por ejemplo Ajuste de Mercado (ADM) ya que esto causa problemas al momento de emitir las facturas correspondientes a cada agente donde aparecen que una empresa distribuidora debe cancelar por concepto de cargo variable a un generador y grandes consumidores.

En el **ANEXO No 12** se presenta un REPORTE INDIVIDUALIZADO DE VALORES A SER FACTURADOS POR LOS AGENTES ACREEDORES EN EL MEM a la empresa distribuidora Quito S.A. en este se puede ver que la EEQ S.A. paga por RVT a grandes consumidores y a un generador.

Por otra parte quienes reciben el beneficio por concepto de RVT del mercado de contratos también tienen problemas ante el servicio de rentas internas ya que este

rubro solo se le debe asignar a la Empresa de Transmisión TRANSELECTRIC S.A. quien es el único que posee instalaciones para este fin y es el único que presta dicho servicio.

6.2.1 CAMBIOS EN LOS PROCEDIMIENTOS DEL CENACE

Considerando lo analizado hasta ahora, mientras el CENACE siga aplicando el Procedimiento de la Regulación del CONELEC-007/02 Aplicado al Mercado de Contratos, se debería considerar lo siguiente:

Para el numeral 2.3.3.1 donde se expone que:

Si el Factor de nodo de un Generador es **mayor a 1** el valor de Cargo Variable es el equivalente a un **ingreso del Generador** por el **beneficio en los servicios de transmisión** por la energía contratada y que no se están liquidando en el Mercado Ocasional al estar de por medio un contrato.

Debería decirse:

Si el Factor de nodo de un Generador es **mayor a 1** el valor de Cargo Variable es el equivalente a un **beneficio de Ajuste de Mercado (ADM)** por la energía contratada y que no se están liquidando en el Mercado Ocasional al estar de por medio un contrato.

Para el numeral 2.3.3.2

Si el Factor de nodo de un Distribuidor o Gran Consumidor es menor a 1 el valor de Cargo Variable es el equivalente a un **ingreso del Distribuidor o Gran Consumidor** por la energía contratada y que no se están liquidando en el Mercado Ocasional al estar de por medio un contrato.

Debería decirse:

Si el Factor de nodo de un Distribuidor o Gran Consumidor es menor a 1 el valor de Cargo Variable es el equivalente a un **beneficio de Ajuste de Mercado (ADM)** por la energía contratada y que no se están liquidando en el Mercado Ocasional al estar de por medio un contrato.

Lo antes mencionado queda justificado a que ningún generador, distribuidor o gran consumidor puede tener un beneficio por el servicio de transmisión, debido a que estas empresas no prestan el servicio de transmisión y peor aun disponen de instalaciones destinadas para este fin. Por esta razón se debe sustituir la frase "**beneficio en los servicios de transmisión**" por "**beneficio de Ajuste de Mercado (ADM)**", que es lo que realmente se hace al momento de liquidar los cargos variables de los agentes del MEM Ecuatoriano.

Estas distorsiones se evitarían si se aplicara correctamente la normativa vigente en lo que se refiere al cálculo de remuneración variable al sistema de transporte asignado a contratos (Aplicación de la Disposición Transitoria Segunda Del Reglamento para el Funcionamiento Del Mercado Eléctrico Mayorista en el punto 8.1.6 "Calculo del cargo variable de transmisión asignado a contratos")

6.2.2 CAMBIOS EN LA REGULACIÓN CONELEC-007/02

La regulación CONELEC 007/02 en el numeral 8.1.6 en lo que se refiere al "Calculo del cargo Variable de transmisión asignados a contratos" se debe considerar lo siguiente:

Dado un contrato de energía entre un distribuidor o gran consumidor "j" y un generador "k" el CENACE calculará:

Para el Generador "k", en cada hora del mes, el cargo variable correspondiente a la energía generada para el contrato multiplicándola por la diferencia de precio entre el nodo de la demanda y el de Mercado:

$$EC_{kj} \times |PM - PN_k|$$

Debería decirse:

Para el Generador "k", en cada hora del mes, el cargo variable correspondiente **será**, la energía generada para el contrato **multiplicada** por **el valor absoluto** de la diferencia de precio entre el nodo de la demanda y el de Mercado:

$$EC_{kj} \times |PN_k - PM|$$

Dado un contrato de energía entre un distribuidor o gran consumidor "j" y un generador "k" el CENACE calculará:

Para el Distribuidor o Gran Consumidor "j" se calculará el cargo variable de transmisión correspondiente a la demanda cubierta por el contrato multiplicándola por la diferencia de precio entre nodo de la demanda y el de mercado:

$$EC_{kj} \times | PN_j - PM |$$

Debería decirse:

Para el Distribuidor o Gran Consumidor "j" se calculará el cargo variable de transmisión correspondiente a la demanda cubierta por el contrato multiplicándola por **el valor absoluto** de la diferencia de precio entre nodo de la demanda y el de mercado:

$$EC_{kj} \times | PN_j - PM |$$

Los cambios realizados para la aplicación de la Regulación CONELEC-007/02 son aquellos en los cuales presentan dificultades de interpretación por parte del CENACE, específicamente en los literales que se refieren al cálculo del cargo variable para generadores y demanda, ya que no considera lo expuesto en forma matemática sino lo expuesto literalmente.

En el **ANEXO No 13** se muestra los resultados obtenidos por el CENACE en el cálculo del cargo variable a distribuidores, grandes consumidores y generadores en donde se puede ver las distorsiones que provoca la errada interpretación.

6.3 APLICACIÓN DE LA NUEVA METODOLOGÍA PARA REMUNERAR AL TRANSMISOR

En esta parte se compara los resultados obtenidos de aplicar el modelo propuesto para remunerar al sistema de transmisión explicado en el capítulo anterior. Los resultados obtenidos provienen del estudio y cálculos realizados hora a hora durante el mes de septiembre del 2004; los resultados obtenidos para la EEQ S.A. se muestran en la Tabla comparativa 6.6; más adelante se presentarán los

resultados obtenidos para el resto de agentes distribuidores y grandes consumidores.

Los resultados logrados demuestran que con la nueva metodología de remuneración al servicio de transporte la EEQ S.A. y el resto de agentes distribuidores y grandes consumidores paga por este concepto un solo cargo fijo en relación con la metodología actual que considera un cargo fijo y un cargo variable. Este único cargo fijo es menor al total que pagan los agentes distribuidores/grandes consumidores por RVT y por TT.

Tabla 6.6 Pago por servicio de transmisión por parte de la EEQ S.A.

Agente	Método Actual			Nuevo Método	Diferencia
	Pago por RVT (USD)	Pago por TT (USD)	P.Trans (USD)	P. Trans. (USD)	
QUITO	707.126,71	1.452.288,14	2.159.414,84	1.790.761,37	368.653,47

El tener un solo cargo fijo evita que la empresa de transmisión pueda tomar ventaja con el cargo variable ya que este no se lo puede controlar y regular con efectividad. El punto de debate es debido a que la empresa de transmisión debe recibir un pago por las pérdidas de energía mediante el ingreso variable llamado en el Ecuador remuneración variable al sistema de transporte (RVT), el cual crea discrepancias desde el punto de vista de los agentes del MEM que utilizan el sistema de transmisión, los cuales afirman que al transmisor no debería recibir esta remuneración por el servicio que presta, ya que él crea las pérdidas de energía.

En la siguiente Tabla comparativa se muestran los resultados obtenidos para las diferentes empresas distribuidoras y grandes consumidores conectados al Sistema Nacional Interconectado al aplicar las fórmulas descritas en el capítulo anterior para repartir el costo del sistema de transmisión de acuerdo al porcentaje de participación de demanda de energía que tiene cada agente del Mercado Eléctrico Mayorista.

Tabla 6.7 Tabla comparativa de metodologías aplicadas

Distribuidor/ Gran Consumidor	Metodología Actual			Nueva Metodología	Diferencia
	PAGO por TT(USD)	PAGO RVT (USD)	Pago Trans. (USD)	Pago Trans. (USD)	
AMBATO	224.159,85	48.385,18	272.545,03	245.576,69	26.968,34
AZOGES	26.284,02	26.411,64	52.695,66	55.748,05	-3.052,39
BOLIVAR	35.799,32	4.013,23	39.812,55	31.489,38	8.323,17
COTOPAXI	92.451,65	84.112,40	176.564,06	139.374,56	37.189,49
ESMERALDAS	170.047,33	-43.191,46	126.855,87	206.138,15	-79.282,28
LOS RIOS	126.026,44	56.348,59	182.375,03	145.576,95	36.798,09
MANABI	457.918,06	420.365,71	878.283,77	557.288,46	320.995,31
MILAGRO	186.582,46	48.094,42	234.676,88	206.830,90	27.845,98
QUITO	1.452.288,14	707.126,71	2.159.414,84	1.790.761,37	368.653,47
CENT SUR	298.308,10	94.166,81	392.474,91	361.876,92	30.597,99
REG.SUR	120.447,94	51.879,07	172.327,01	120.113,40	52.213,61
EL ORO	241.104,99	131.247,22	372.352,21	288.759,49	83.592,72
RIOBAMBA	115.692,98	13.840,51	129.533,49	107.838,29	21.695,20
STA.ELENA	139.059,78	78.304,16	217.363,94	166.176,99	51.186,95
STO.DOMINGO	156.955,97	50.196,28	207.152,25	171.566,89	35.585,36
EMELEC	1.572.577,08	438.653,82	2.011.230,91	2.002.679,30	8.551,61
EMELGUR	404.891,96	129.828,31	534.720,27	484.361,52	50.358,76
EMELNORTE	207.862,16	101.061,58	308.923,74	217.607,55	91.316,19
KYMBERLY	4.502,82	5.264,56	9.767,38	6.939,68	2.827,70
AGA	6.147,29	4.452,66	10.599,96	9.603,63	996,32
PAPELERA	20.526,33	1.407,02	21.933,34	33.845,70	-11.912,35
NIRSA	5.474,70	7.503,36	12.978,06	6.459,08	6.518,98
PICA	10.872,69	5.239,44	16.112,13	16.187,64	-75,51
ADELCA	18.148,20	0,00	18.148,20	19.048,40	-900,20
AGLOMER	11.878,86	0,00	11.878,86	18.022,80	-6.143,94
GUAPAN	21.485,94	0,00	21.485,94	31.471,51	-9.985,57
LAFABRIL	7.036,93	0,00	7.036,93	11.018,61	-3.981,68
EXPALSA	7.739,76	0,00	7.739,76	10.815,40	-3.075,64
CRM	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CRIDESA	9.958,00	7.737,19	17.695,19	16.823,30	871,89
NAVAL	10.742,76	0,00	10.742,76	13.650,67	-2.907,91
CARTONERA	7.366,80	0,00	7.366,80	10.756,86	-3.390,06
INTERAGUA	47.131,39	33.216,61	80.348,00	80.978,90	-630,90
JABONERIA	6.943,44	0,00	6.943,44	10.009,81	-3.066,37
ERCO	13.559,28	0,00	13.559,28	17.095,59	-3.536,31
CARTOPEL	12.256,44	0,00	12.256,44	18.987,17	-6.730,73
ENKADOR	7.012,32	6.407,92	13.420,24	11.463,03	1.957,21
PLASTICAUCHO	4.767,42	0,00	4.767,42	6.324,13	-1.556,71
PLASTIGAMA	7.011,06	0,00	7.011,06	10.410,55	-3.399,49
PLÁSTICOS	5.266,80	0,00	5.266,80	8.385,15	-3.118,35
PROMARISCOS	4.309,02	0,00	4.309,02	6.197,67	-1.888,65
PLASRIEMPAQ	3.940,02	0,00	3.940,02	5.118,89	-1.178,87
FISA	5.695,07	0,00	5.695,07	7.301,99	-1.606,92
ROCACEM LAT	12.093,90	0,00	12.093,90	17.947,23	-5.853,33
CEDAL	5.186,58	0,00	5.186,58	6.851,43	-1.664,85

Distribuidor/ Gran Consumidor	Metodología Actual			Nueva Metodología	Diferencia
	PAGO por TT(USD)	PAGO.RVT. (USD)	Pago Trans. (USD)	Pago Trans. (USD)	
PROVEFRUT	5.618,34	0,00	5.618,34	8.129,39	-2.511,05
EMPESEC	3.745,56	2.615,59	6.361,15	4.930,36	1.430,79
MOLINERA	5.370,67	2.034,26	7.404,93	6.487,70	917,23
CEMCHIM	13.783,14	4.626,47	18.409,61	20.246,15	-1.836,54
TEXTILES RB	3.672,48	2.624,35	6.296,83	6.062,37	234,46
EL CAFÉ	7.101,36	3.015,63	10.116,99	11.536,73	-1.419,74
FAB GUAY	3.685,23	0,00	3.685,23	5.578,36	-1.893,12
FAMSANC	7.754,46	0,00	7.754,46	8.183,24	-428,78
ECUACERAMICA	4.910,51	1.500,89	6.411,40	6.380,91	30,49
ITALPISOS	4.104,38	0,00	4.104,38	5.425,76	-1.321,37
PRONACA	7.043,75	-2.598,39	4.445,36	8.201,55	-3.756,20
INCASA	4.924,92	4.127,70	9.052,62	7.172,15	1.880,47
SAN CARLOS	7.250,36	5.046,63	12.297,00	10.929,44	1.367,56
FADESA	4.745,47	1.939,49	6.684,96	6.074,71	610,24
PROQUIMSA	5.883,93	3.570,70	9.454,63	9.325,73	128,89
AQUAMAR	2.963,00	1.633,98	4.596,98	3.520,79	1.076,20
H.COLON GYE	3.538,92	2.853,37	6.392,29	4.854,32	1.537,97
CERVECERIA	10.523,44	6.876,57	17.400,01	15.399,00	2.001,01
BOPP QUITO	9.087,12	0,00	9.087,12	14.569,46	-5.482,34
DELTEX QUITO	5.866,98	0,00	5.866,98	7.684,46	-1.817,48
NOVAPAN QUITO	3.416,70	0,00	3.416,70	4.454,34	-1.037,64
DANEC QUITO	4.223,10	0,00	4.223,10	6.292,98	-2.069,88
EBC QUITO	5.486,88	0,00	5.486,88	7.744,79	-2.257,91
PLASLIT	9.790,20	-5.079,26	4.710,94	13.286,10	-8.575,16
ORO VERDE	2.785,80	1.276,06	4.061,86	3.926,46	135,39
EBC GUAYAQUIL	7.373,28	5.724,42	13.097,70	9.000,66	4.097,04
ODEBRECHT	2.852,60	683,93	3.536,53	3.175,32	361,21
PRONACA BUCAY	5.311,22	2.940,41	8.251,63	6.061,86	2.189,77
PRONACA STO.DOMINGO	4.724,66	2.802,14	7.526,80	6.487,85	1.038,95
VALDEZ	3.347,82	-1.697,64	1.650,18	3.897,85	-2.247,67
ESCUDOS	1.547,46	-471,68	1.075,78	1.951,29	-875,51
CODANA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PINTEX	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
SOLUBLES	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total	6.519.226,29	2.558.118,56	9.077.344,85	7.999.886,92	1.077.457,93

9.077.344,85 Valor obtenido con la metodología actual

7.999.886,92 Valor obtenido con la nueva metodología

1.077.457,93 Diferencia (9.077.344,85 - 7.999.886,92)

La diferencia que se obtiene se debe principalmente que para el reparto del costo de transmisión se consideró la demanda de energía neta consumida por los distribuidores y grandes consumidores, más no la demanda máxima no coincidente, considerada en la metodología actual para remunerar el cargo fijo del sistema de transporte.

Otra razón para esta diferencia, es que el cargo variable depende de las características del sistema, épocas del año, mantenimiento de líneas de transmisión, etc, y para el caso del cargo fijo donde no interviene los factores de nodo y depende de los activos de la empresa y gastos operativos, se considera proyecciones de demanda de energía y potencia lo que hace que este rubro también pueda sufrir cambios. Por ejemplo si se fija una tarifa de transmisión de 3.15 \$/kW-mes de demanda máxima considerando una proyección de 22.960 kW y resulta que la real demanda para un mes determinado es de 26.404 kW entonces la empresa de transmisión recibirá una cantidad mayor a la estimada para el cargo fijo.

En la Tabla anterior se tienen casos en los que empresas distribuidoras y grandes consumidores tienen que aportar un valor adicional para el pago del servicio de transmisión esto es correcto debido a que con la metodología actual dichos agentes tienen factores de nodo menores a 1, es decir estos agentes se encuentran en lugares donde existe exceso de generación por lo tanto dichos agentes no pagan por concepto de transmisión (por tener $RVTMC < 0$).

En el análisis anterior se consideró las demandas de energía para repartir los costos de transmisión, ahora en la siguiente Tabla se muestra el reparto del costo de transmisión de acuerdo a la demanda máxima no coincidente de los distribuidores y grandes consumidores.

De igual forma el costo de transmisión incluyen la mensualidad de los costos de operación y mantenimiento, y la mensualidad del activo correspondiente al Valor de Reposición a Nuevo (VRN).

Tabla 6.8 Tabla comparativa de reparto de costos de transmisión considerando la demanda máxima no coincidente sin RVT

Distribuidores/Grandes Consumidores	Metodología Actual			Nueva Metodología sin RVT	Diferencia
	P. RVT (USD)	P. TT (USD)	P. Trans (USD)	P. Trans (USD)	
AMBATO	48.385,18	224.159,85	272.545,03	258.758,02	13.787,01
AZOGUES	26.411,64	26.284,02	52.695,66	29.541,20	23.154,46
BOLIVAR	4.013,23	35.799,32	39.812,55	39.911,85	-99,30
COTOPAXI	84.112,40	92.451,65	176.564,06	105.174,14	71.389,92
ESMERALDAS	-43.191,46	170.047,33	126.855,87	200.942,35	-74.086,48
LOS RIOS	56.348,59	126.026,44	182.375,03	143.142,62	39.232,41
MANABI	420.365,71	457.918,06	878.283,77	537.503,82	340.779,95
MILAGRO	48.094,42	186.582,46	234.676,88	209.909,07	24.767,81
QUITO	707.126,71	1.452.288,14	2.159.414,84	1.673.135,49	486.279,35
CENT. SUR	94.166,81	298.308,10	392.474,91	340.894,17	51.580,74
REG. SUR	51.879,07	120.447,94	172.327,01	134.032,13	38.294,88
EL ORO	131.247,22	241.104,99	372.352,21	268.138,78	104.213,43
RIOBAMBA	13.840,51	115.692,98	129.533,49	143.655,07	-14.121,58
STA. ELENA	78.304,16	139.059,78	217.363,94	156.527,13	60.836,81
STO. DMGO	50.196,28	156.955,97	207.152,25	174.519,01	32.633,24
EMELEC	438.653,82	1.572.577,08	2.011.230,91	1.903.356,49	107.874,42
EMELGUR	129.828,31	404.891,96	534.720,27	477.227,14	57.493,14
EMELNORTE	101.061,58	207.862,16	308.923,74	237.288,91	71.634,84
KYMBERLY	5.264,56	4.502,82	9.767,38	5.664,88	4.102,50
AGA	4.452,66	6.147,29	10.599,96	8.360,59	2.239,36
PAPELERA	1.407,02	20.526,33	21.933,34	24.111,58	-2.178,24
NIRSA	7.503,36	5.474,70	12.978,06	8.760,96	4.217,10
PICA	5.239,44	10.872,69	16.112,13	13.782,29	2.329,84
ADELCA	0,00	18.148,20	18.148,20	24.227,84	-6.079,64
AGLOMER	0,00	11.878,86	11.878,86	13.479,44	-1.600,58
GUAPAN	0,00	21.485,94	21.485,94	25.701,52	-4.215,58
LAFABRIL	0,00	7.036,93	7.036,93	9.250,38	-2.213,45
EXPALSA	0,00	7.739,76	7.739,76	10.342,80	-2.603,04
CRM	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CRIDESA	7.737,19	9.958,00	17.695,19	12.065,55	5.629,64
NAVAL	0,00	10.742,76	10.742,76	13.506,48	-2.763,72
CARTONERA	0,00	7.366,80	7.366,80	9.923,68	-2.556,88
INTERAGUA	33.216,61	47.131,39	80.348,00	56.779,74	23.568,26
JABONERÍA	0,00	6.943,44	6.943,44	8.828,56	-1.885,12
ERCO	0,00	13.559,28	13.559,28	15.534,48	-1.975,20
CARTOPEL	0,00	12.256,44	12.256,44	14.060,80	-1.804,36
ENKADOR	6.407,92	7.012,32	13.420,24	7.963,28	5.456,96
PLASTICAUCHO	0,00	4.767,42	4.767,42	6.760,00	-1.992,58
PLASTIGAMA	0,00	7.011,06	7.011,06	8.436,48	-1.425,42

Distribuidores/Grandes Consumidores	Metodología Actual			Nueva Metodología sin RVT	Diferencia
	P. RVT (USD)	P. TT (USD)	P. Trans (USD)	P. Trans (USD)	
PROMARISCO	0,00	4.309,02	4.309,02	4.989,69	-680,67
PLASTIEMPAQ	0,00	3.940,02	3.940,02	7.530,64	-3.590,62
FISA	0,00	5.695,07	5.695,07	7.432,03	-1.736,96
ROCACEM LAT	0,00	12.093,90	12.093,90	14.493,44	-2.399,54
CEDAL	0,00	5.186,58	5.186,58	6.868,16	-1.681,58
ITCNXCOL	0,00	31.801,51	31.801,51	280.831,84	-249.030,34
GRAIMAN	0,00	9.478,98	9.478,98	11.208,08	-1.729,10
PROVEFRUT	0,00	5.618,34	5.618,34	6.638,32	-1.019,98
EMPESEC	2.615,59	3.745,56	6.361,15	5.948,80	412,35
MOLINERA	2.034,26	5.370,67	7.404,93	8.504,57	-1.099,64
CEM.CHIMB	4.626,47	13.783,14	18.409,61	16.629,60	1.780,01
TEXTILES RB	2.624,35	3.672,48	6.296,83	4.921,28	1.375,55
EL CAFÉ	3.015,63	7.101,36	10.116,99	8.057,92	2.059,07
FAB GUAY	0,00	3.685,23	3.685,23	4.659,76	-974,53
FAM. SANC.	0,00	7.754,46	7.754,46	13.844,48	-6.090,02
ECUACERÁMICA	1.500,89	4.910,51	6.411,40	6.342,18	69,22
ITALPISOS	0,00	4.104,38	4.104,38	5.694,14	-1.589,76
PRONACA	-2.598,39	7.043,75	4.445,36	8.988,23	-4.542,87
INCASA	4.127,70	4.924,92	9.052,62	5.894,72	3.157,90
SAN CARLOS	5.046,63	7.250,36	12.297,00	8.435,02	3.861,98
FADESA	1.939,49	4.745,47	6.684,96	6.300,66	384,30
PROQUIMSA	3.570,70	5.883,93	9.454,63	8.090,07	1.364,55
AQUAMAR	1.633,98	2.963,00	4.596,98	3.702,52	894,46
H.COLON GYE	2.853,37	3.538,92	6.392,29	4.231,76	2.160,53
CERVECERIA	6.876,57	10.523,44	17.400,01	13.346,71	4.053,29
BOPP QUITO	0,00	9.087,12	9.087,12	10.248,16	-1.161,04
DELTEX QUITO	0,00	5.866,98	5.866,98	7.571,20	-1.704,22
NOVOPAN QUITO	0,00	3.416,70	3.416,70	4.353,44	-936,74
DANEC QUITO	0,00	4.223,10	4.223,10	6.029,92	-1.806,82
EBC QUITO	0,00	5.486,88	5.486,88	6.773,52	-1.286,64
PLASLIT	-5.079,26	9.790,20	4.710,94	13.993,20	-9.282,26
HOTEL ORO VERDE	1.276,06	2.785,80	4.061,86	3.919,89	141,96
EBC GUAYAQUIL	5.724,42	7.373,28	13.097,70	8.855,26	4.242,44
ODEBRECHT	683,93	2.852,60	3.536,53	3.907,50	-370,97
PRONACA BUCAY	2.940,41	5.311,22	8.251,63	6.871,49	1.380,15
PRONACA STO. DOMINGO	2.802,14	4.724,66	7.526,80	6.386,21	1.140,59
VALDEZ	-1.697,64	3.347,82	1.650,18	5.178,16	-3.527,98
ECUDOS	-471,68	1.547,46	1.075,78	2.984,22	-1.908,44
CODANA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PINTEX	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
SOLUBLES	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total	2.558.118,56	6.519.226,29	9.077.344,85	7.899.007,58	1.178.337,27

Para el cálculo de la nueva metodología sin RVT como se mostró en la tabla 6.8, se considera el mismo procedimiento de cálculo que realiza TRANSELECTRIC S.A. y los datos descritos en la tabla 6.9 para determinar la tarifa de transmisión.

Tabla 6.9 Datos del Estudio de Costo Medio

Mensual Transmisor (USD)	7.999.886,92
Potencia (MW) proyectada	2.296
Precio unitario (USD/kW-mes)	3.38

En la tabla 6.9 se describe la mensualidad que debe recibir el transmisor a través de la recuperación del Valor de Reposición a Nuevo (VRN), más los costos de operación y mantenimiento. En éstos datos no se considera los cargos variables del estudio de Costo Medio que presenta TRANSELECTRIC S.A. al CONELEC, por esta razón la tarifa de transmisión se ve incrementada a un nuevo valor.

Tabla 6.10 Tabla comparativa de reparto de costos de transmisión

Distribuidor/Gran Consumidor	Metodología Actual	Metodología Energía	Metodología Potencia
	P.Trans	P.Trans	P.Trans
AMBATO	272.545,03	278.711,16	297.358,34
AZOGUES	52.695,66	63.053,09	33.948,02
BOLIVAR	39.812,55	35.621,64	45.865,72
COTOPAXI	176.564,06	158.303,70	120.863,52
ESMERALDAS	126.855,87	233.304,91	230.918,00
LOS RIOS	182.375,03	164.879,95	164.495,97
MANABI	878.283,77	631.111,95	617.686,15
MILAGRO	234.676,88	234.313,21	241.222,33
QUITO	2.159.414,84	2.035.692,84	1.922.726,07
CENT. SUR	392.474,91	410.499,47	391.747,17
REG. SUR	172.327,01	136.015,53	154.026,42
EL ORO	372.352,21	327.114,73	308.138,48
RIOBAMBA	129.533,49	122.178,44	165.084,87
STA. ELENA	217.363,94	187.829,20	179.877,12
STO. DMGO	207.152,25	194.263,26	200.552,95
EMELEC	2.011.230,91	2.275.607,05	2.187.290,37
EMELGUR	534.720,27	548.822,72	548.417,67
AGA	10.599,96	10.832,86	9.607,79
PAPELERA	21.933,34	38.361,99	27.708,44
NIRSA	12.978,06	7.387,33	10.067,88

Distribuidor/Gran Consumidor	Metodología Actual	Metodología Energía	Metodología Potencia
	P.Trans	P.Trans	P.Trans
ADELCA	18.148,20	21.832,10	27.842,04
AGLOMER	11.878,86	20.371,17	15.490,24
GUAPAN	21.485,94	35.574,58	29.535,55
LAFABRIL	7.036,93	12.454,70	10.630,31
EXPALSA	7.739,76	12.274,68	11.885,69
CRM	0,00	0,00	0,00
CRIDESA	17.695,19	19.007,35	13.865,43
NAVAL	10.742,76	15.527,15	15.521,31
CARTONERA	7.366,80	12.214,22	11.404,05
INTERAGUA	80.348,00	91.508,01	65.249,88
JABONERÍA	6.943,44	11.501,32	10.145,56
ERCO	13.559,28	19.373,73	17.851,84
CARTOPEL	12.256,44	21.476,04	16.158,32
ENKADOR	13.420,24	12.957,54	9.151,21
PLASTICAUCHO	4.767,42	7.351,52	7.768,43
PLASTIGAMA	7.011,06	11.822,68	9.694,99
PLASTICOS	5.266,80	9.472,79	8.218,99
PROMARISCO	4.309,02	7.060,68	5.734,03
PLASTIEMPAQ	3.940,02	5.958,64	8.654,03
FISA	5.695,07	8.320,80	8.540,70
ROCACEM LAT	12.093,90	20.716,28	16.655,50
CEDAL	5.186,58	7.924,33	7.892,72
ITCNXCOL	31.801,51	39.396,53	322.725,03
GRAIMAN	9.478,98	16.655,08	12.880,05
PROVEFRUT	5.618,34	9.248,49	7.628,59
EMPESEC	6.361,15	5.685,54	6.836,21
MOLINERA	7.404,93	7.297,04	9.773,24
CEM.CHIMB	18.409,61	22.878,48	19.110,33
TEXTILES RB	6.296,83	6.833,86	5.655,41
EL CAFÉ	10.116,99	13.044,49	9.259,96
FAB GUAY	3.685,23	6.373,34	5.354,88
FAM. SANC.	7.754,46	9.303,13	15.909,74
ECUACERÁMICA	6.411,40	7.280,48	7.288,27
ITALPISOS	4.104,38	6.135,85	6.543,56
PRONACA	4.445,36	9.433,32	10.329,05
INCASA	9.052,62	8.174,96	6.774,07
SAN CARLOS	12.297,00	12.377,46	9.693,32
FADESA	6.684,96	7.019,00	7.240,56
PROQUIMSA	9.454,63	10.512,66	9.296,91
AQUAMAR	4.596,98	4.027,17	4.254,84
H.COLON GYE	6.392,29	5.491,75	4.863,03
BOPP QUITO	9.087,12	16.460,63	11.776,93
DELTEX QUITO	5.866,98	8.971,31	8.700,64
NOVOPAN QUITO	3.416,70	5.089,60	5.002,87

Distribuidor/Gran Consumidor	Metodología Actual	Metodología Energía	Metodología Potencia
	P.Trans	P.Trans	P.Trans
EBC QUITO	5.486,88	8.795,02	7.783,96
PLASLIT	4.710,94	15.275,23	16.080,64
HOTEL ORO VERDE	4.061,86	4.439,70	4.504,65
EBC GUAYAQUIL	13.097,70	10.252,34	10.176,25
ODEBRECHT	3.536,53	3.620,89	4.490,40
PRONACA BUCAY	8.251,63	6.979,89	7.896,54
PRONACA STO. DOMINGO	7.526,80	7.427,53	7.338,88
VALDEZ	1.650,18	4.425,66	5.950,61
ECUDOS	1.075,78	2.218,15	3.429,39
CODANA	0,00	0,00	0,00
PINTEX	0,00	0,00	0,00
SOLUBLES	0,00	0,00	0,00
Total	9.077.344,85	9.077.344,85	9.077.344,85

En esta tabla se compara la metodología actual con respecto a las metodologías calculadas por energía y por potencia, esta última es calculada siguiendo los mismos procedimientos como si fuera para energía, además se muestra el reparto del ingreso de transmisión real para el mes de septiembre del 2004, para los distribuidores y grandes consumidores.

6.4 CAMBIOS EN LA REMUNERACIÓN A LOS GENERADORES Y EL PAGO DE LAS DEMANDAS

La nueva metodología para remunerar al sistema de transmisión permite asignar los costos de transmisión a la demanda de acuerdo a su consumo neto de energía logrando de esta manera evitar los cargos variables que en muchos casos significa beneficios para algunos agentes del mercado eléctrico. De aquí aparece también la forma en que se repartirán las pérdidas del sistema de transmisión y la forma en que se remunerará a los generadores y el pago de las demandas. En el capítulo anterior mediante un simple ejemplo se mostró la forma de lograr esto.

La remuneración a la generación se hace considerando la energía neta generada al precio de la barra de mercado promedio del día, de igual manera la demanda

paga por su energía neta recibida al mismo precio de la barra de mercado promedio del día.

Con esta metodología se logra que tanto la generación como la demanda cobren y paguen respectivamente por la energía a un mismo precio. Con esto se evita:

- Ingresos por debajo del precio de la barra de mercado a los generadores
- Ingresos superiores al precio de la barra de mercado a generadores ubicados en una barra importadora.
- Pagos por encima del precio de mercado por parte de distribuidores y grandes consumidores ubicados en barra importadora.
- Pagos por debajo del precio de mercado por parte de distribuidores y grandes consumidores ubicados en barra exportadora.
- Beneficios de ingreso variable de transporte para agentes generadores, distribuidores o grandes consumidores.
- Para el caso de factores de nodo ponderado los agentes pagan por RVT a un si retiran energía en su propia barra.

Aunque la metodología propuesta no considera la ubicación de la generación ni de la demanda, esta permite que las transacciones de energía sean más claras (los generadores cobran de acuerdo a la generación neta y los distribuidores/grandes consumidores pagan de acuerdo a su verdadero consumo).

En la Tabla 6.11 se muestra los resultados de los ingresos que reciben los generadores con la metodología actual que considera los factores de nodo, y la nueva metodología que considera un precio promedio en la barra que es única para todos los agentes del MEM que transan energía.

Tabla 6.11 Ingreso generadores

Generadores	Ingreso Gen. (USD)		Diferencia
	Metodología Actual	Nueva Metodología	
H.AGOYAN	4.936.876,75	5.165.857,79	-228.981,04
ECUPOWER	0,00	0,00	0,00
G.AMBATO	49.846,04	45.535,53	4.310,51
ELECAUSTRO	1.774.799,39	1.738.579,40	36.219,99
G.EL ORO	120.801,37	108.555,08	12.246,29
G.ESMERALDAS	0,00	0,00	0,00
G.MANABI	0,00	0,00	0,00
ELECTROECUADOR	4.125.658,24	4.159.239,36	-33.581,13
G.EMELNORTE	124.014,07	114.152,38	9.861,69
G.QUITO	1.674.075,74	1.601.548,80	72.526,93
G.REG.SUR	225.637,48	209.618,28	16.019,19
G.RIOBAMBA	687.930,97	701.743,40	-13.812,43
G.STA.ELENE	63.593,96	57.930,21	5.663,75
GEELOS RIOS	0,00	0,00	0,00
ELCTROQUIL	6.019.645,24	6.223.545,82	-203.900,58
TERMOPICHINCHA	2.464.163,03	2.366.737,57	97.425,46
INTER.COLOMBIA	11.346.975,25	11.216.359,35	130.615,89
G.MEXICO	0,00	0,00	0,00
G.MILAGRO	0,00	0,00	0,00
HIDROPAUTE	24.224.178,01	25.722.060,73	-1.497.882,72
HIDROPUCARA	1.261.444,09	1.218.381,68	43.062,41
G.STO.DOMINGO	0,00	0,00	0,00
ELECTROGUAYAS	6.778.796,82	6.761.370,92	17.425,90
TERMOESMERALDAS	5.641.206,60	6.385.487,79	-744.281,19
G.COTOPAXI	255.230,09	253.972,57	1.257,51
G.BOLIVAR	8.659,68	8.647,93	11,75
VICTORIAII	418.723,47	397.668,72	21.054,75
HIDRONACION	2.708.310,25	2.488.457,94	219.852,31
EMAAPQ	630.067,27	625.896,24	4.171,03
FAM.SANC	1.022,38	1.036,85	-14,48
MACH.PWR	783.947,21	740.758,97	43.188,25
TPICH.PBAAGE1	247.191,59	252.213,67	-5.022,08
ECOLUZ	177.763,34	174.585,73	3.177,62
Total	76.750.558,33	78.739.942,74	-1.989.384,41

En la tabla 6.12 se muestra los resultados obtenidos de aplicar la nueva metodología de pago de los distribuidores y grandes consumidores por la energía transada para abastecer su demanda.

Tabla 6.12 Pago de la demanda

Distribuidor/GC	Nueva Metodología			Metodología Actual	Dif. Pago Distr. /GC
	P. Energía (USD)	P. Pérdidas (USD)	Total	P. Energía (USD)	
AMBATO	2.402.027,26	33.689,12	2.435.716,38	2.422.757,51	20.730,25
AZOGUES	528.991,27	7.424,16	536.415,43	537.486,65	8.495,38
BOLIVAR	302.941,89	4.259,90	307.201,79	302.630,37	-311,52
COTOPAXI	1.344.897,80	18.977,13	1.363.874,92	1.399.295,16	54.397,37
ESMERALDAS	1.984.161,62	27.903,28	2.012.064,91	1.785.706,67	-198.454,96
LOS RIOS	1.420.100,54	19.923,10	1.440.023,64	1.495.351,08	75.250,54
MANABI	5.454.672,40	76.331,18	5.531.003,57	6.216.424,24	761.751,84
MILAGRO	2.012.732,10	28.259,96	2.040.992,06	2.045.992,24	33.260,13
QUITO	17.453.958,06	245.363,50	17.699.321,56	17.825.987,20	372.029,14
CENT. SUR	3.515.050,76	49.405,26	3.564.456,02	3.577.434,98	62.384,22
REG. SUR	1.157.299,41	16.280,39	1.173.579,80	1.241.379,75	84.080,35
EL ORO	2.804.004,50	39.388,91	2.843.393,41	3.007.928,40	203.923,90
RIOBAMBA	1.048.481,02	14.714,19	1.063.195,21	1.045.906,51	-2.574,51
STA. ELENA	1.592.643,68	22.393,98	1.615.037,66	1.695.310,33	102.666,66
STO. DMGO	1.646.458,88	23.204,67	1.669.663,56	1.672.404,04	25.945,16
EMELEC	19.610.320,75	275.439,08	19.885.759,83	19.789.700,05	179.379,29
EMELGUR	4.827.466,63	67.411,47	4.894.878,10	4.933.124,47	105.657,84
EMELNORTE	2.077.977,73	29.311,27	2.107.289,00	2.230.470,36	152.492,63
KYMBERLY	67.578,06	945,88	68.523,94	70.360,40	2.782,34
AGA	95.452,96	1.288,93	96.741,90	95.854,73	401,77
PAPELERA	332.543,63	4.647,72	337.191,36	334.251,84	1.708,21
NIRSA	65.952,79	921,63	66.874,42	70.953,91	5.001,12
PICA	153.474,32	2.195,11	155.669,43	152.251,96	-1.222,36
ADELCA	176.012,11	2.594,91	178.607,03	175.550,52	-461,59
AGLOMER	171.809,26	2.422,30	174.231,56	172.464,38	655,11
GUAPAN	294.704,91	4.131,99	298.836,90	297.374,32	2.669,40
LAFABRIL	97.996,74	1.420,56	99.417,30	112.688,67	14.691,93
EXPALSA	104.777,05	1.484,79	106.261,83	105.319,56	542,51
CRM	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CRIDESÁ	159.685,54	2.252,07	161.937,61	160.328,08	642,54
NAVAL	130.979,80	1.858,42	132.838,21	130.424,05	-555,74
CARTONERA	98.702,77	1.410,19	100.112,95	97.690,17	-1.012,60
INTERAGUA	774.618,43	10.899,90	785.518,34	777.789,19	3.170,76
JABONERÍA	101.069,58	1.420,19	102.489,77	101.815,81	746,24
ERCO	164.647,30	2.322,49	166.969,79	166.117,47	1.470,17
CARTOPEL	182.493,94	2.567,91	185.061,85	183.240,10	746,16
ENKADOR	108.539,95	1.534,43	110.074,39	110.152,43	1.612,48
PLASTICAUCHO	64.568,08	912,62	65.480,70	69.346,37	4.778,29
PLASTIGAMA	104.242,74	1.452,27	105.695,01	105.122,28	879,54
PLASTICOS	74.147,12	1.066,68	75.213,80	73.423,81	-723,31
PROMARISCO	60.240,24	862,37	61.102,60	60.666,56	426,33
PLASTIEMPAQ	56.154,25	770,63	56.924,88	56.661,22	506,98

Distribuidor/GC	Nueva Metodología			Metodología Actual	Dif. Pago Distr. /GC
	P. Energía (USD)	P. Pérdidas (USD)	Total	P. Energía (USD)	
FISA	71.683,48	1.013,55	72.697,03	72.035,20	351,72
ROCACEM LAT	179.306,35	2.549,86	181.856,21	180.261,31	954,96
CEDAL	67.582,60	960,02	68.542,62	68.262,06	679,46
ITCNXCOL	49.546,26	1.501,54	51.047,80	10.396,90	-39.149,36
GRAIMAN	141.932,55	1.996,32	143.928,87	142.981,04	1.048,49
PROVEFRUT	78.214,72	1.112,22	79.326,94	78.846,64	631,92
EMPESEC	56.281,31	766,56	57.047,87	56.615,81	334,51
MOLINERA	62.404,56	864,87	63.269,43	61.521,47	-883,10
CEM.CHIMB	197.419,04	2.777,97	200.197,02	192.438,28	-4.980,76
TEXTILES RB	53.411,24	769,49	54.180,72	53.622,82	211,58
EL CAFÉ	110.480,58	1.555,62	112.036,20	109.268,04	-1.212,54
FAB GUAY	53.099,66	767,76	53.867,42	52.594,35	-505,31
FAM. SANC.	83.660,48	1.175,45	84.835,93	83.695,37	34,89
ECUACERÁMICA	59.492,06	861,22	60.353,27	58.702,03	-790,02
ITALPISOS	51.745,39	726,64	52.472,03	52.086,89	341,51
PRONACA	82.137,34	1.163,73	83.301,07	83.420,54	1.283,19
INCASA	69.756,13	983,99	70.740,12	71.028,29	1.272,16
SAN CARLOS	104.070,47	1.472,06	105.542,53	104.667,79	597,32
FADESA	63.634,88	890,13	64.525,01	63.249,05	-385,83
PROQUIMSA	79.316,82	1.162,36	80.479,18	79.723,40	406,57
AQUAMAR	34.370,46	490,36	34.860,81	34.552,34	181,89
H.COLON GYE	46.177,54	653,41	46.830,96	47.425,08	1.247,54
CERVECERIA	151.539,24	2.135,06	153.674,30	152.903,27	1.364,02
BOPP QUITO	139.568,88	1.956,43	141.525,30	138.482,76	-1.086,11
DELTEX QUITO	79.224,43	1.121,31	80.345,74	81.692,20	2.467,77
NOVOPAN QUITO	44.296,17	603,43	44.899,59	45.183,75	887,58
DANEC QUITO	63.530,99	882,34	64.413,32	64.516,80	985,81
EBC QUITO	75.072,96	1.059,07	76.132,03	76.067,22	994,26
PLASLIT	132.806,96	1.877,64	134.684,60	134.387,21	1.580,25
HOTEL ORO VERDE	37.192,38	525,86	37.718,24	36.984,93	-207,45
EBC GUAYAQUIL	91.796,16	1.269,63	93.065,78	93.495,78	1.699,63
ODEBRECHT	31.545,57	446,71	31.992,27	30.839,38	-706,19
PRONACA BUCAY	61.438,04	857,13	62.295,17	62.043,50	605,45
PRONACA STO. DOMINGO	62.343,39	883,52	63.226,91	62.759,74	416,35
VALDEZ	46.099,34	603,47	46.702,81	46.126,48	27,14
ECUDOS	11.491,47	193,74	11.685,21	11.329,05	-162,42
CODANA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PINTEX	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
SOLUBLES	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total	77.648.247,77	1.091.694,97	78.739.942,74	79.699.344,63	2.051.096,86

Los resultados obtenidos en las tablas 6.11 y 6.12 surgen de considerar que toda la energía vendida por los generadores y la comprada por la demanda se la realizó en el Mercado Ocasional.

A continuación se presenta un Cuadro comparativo donde se muestra un resumen de los ingresos de los generadores y pagos de los distribuidores incluidos las pérdidas del sistema de transmisión.

Cuadro 6.1 Cuadro comparativo

Metodología Actual	Ingreso Generación	76.750.558,33
	RVT	2.948.786,30
	Pago Demanda	79.699.344,63
Nueva Metodología	Ingreso Generación	78.739.942,74
	Pago por Energía	77.648.247,77
	Pérdidas	1.091.694,97
	Pago Demanda	78.739.942,74

En este cuadro se muestra que con la metodología actual los generadores reciben en conjunto una cantidad menor con respecto a la metodología planteada, esto debido a que con la metodología propuesta se evita el uso de factores de nodo para liquidar las transacciones de energía los cuales provocan que los generadores reciban un precio por debajo del precio determinado en la barra de mercado.

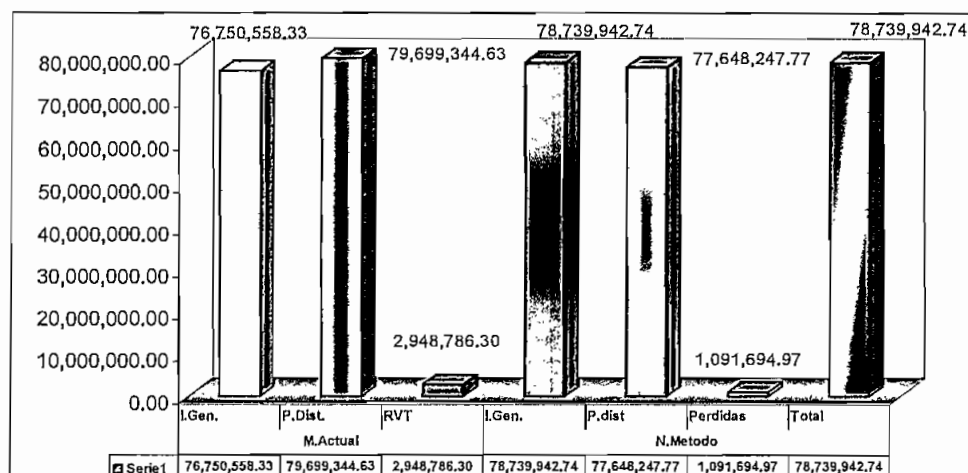


Fig 6.1 Comparación de metodologías

Con la metodología actual la demanda cubre el total de ingresos de la generación y además paga el cargo variable para el sistema de transporte incluido las pérdidas de energía; en cambio con la nueva metodología propuesta la demanda paga por la energía consumida y por las pérdidas de energía cubriendo con estos dos rubros de los ingresos que debe recibir la generación.

En definitiva con la propuesta planteada se reducen los pagos de la demanda y se incrementa el ingreso de la generación tal como se ven en el cuadro y la figura 6.1

Lo estudiado hasta ahora demuestra que la metodología actual, hace que demanda pague las pérdidas del sistema de transporte de energía y además solventa un cargo variable de transmisión; en cambio con la nueva metodología la demanda solo paga por su consumo de energía y las pérdidas del sistema de transporte dejando de lado la remuneración variable al transmisor.

En la siguiente figura se muestran los ingresos de los generadores aplicando la metodología actual y la nueva metodología.

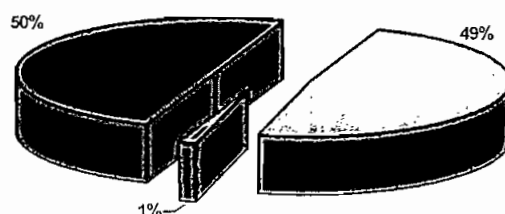


Figura 6.2 Comparación metodologías: Ingreso generadores

De la figura 6.1 y 6.2 se ve que al aplicar los cambios en la remuneración a los generadores y el pago de las demandas existe un sobrante que puede ser utilizado por ejemplo para pagar parte del rubro correspondiente a la potencia remunerable puesta a disposición (PRPD) que deben percibir los generadores. Así en la figura 6.3 se muestra que el sobrante puede cubrir aproximadamente el 15% de la PRPD.

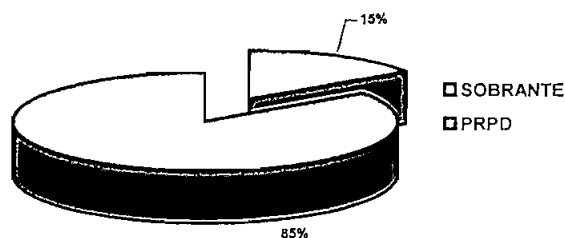


Figura 6.3 Porcentaje de PRPD

6.5 COMPARACIÓN DEL PAGO DE LA DEMANDA

Tabla 6.13 Tabla comparativa del pago total de la demanda

Distribuidores y Grandes Consumidores	Metodología Actual Energía + RVT + Cargo fijo	Nueva Metodología Energía + Perdidas + Transmisión
AMBATO	2.695.302,55	2.733.074,72
AZOGUES	590.182,31	570.363,45
BOLIVAR	342.442,92	353.067,51
COTOPAXI	1.575.859,22	1.484.738,45
ESMERALDAS	1.912.562,54	2.242.982,91
LOS RIOS	1.677.726,11	1.604.519,61
MANABI	7.094.708,01	6.148.689,72
MILAGRO	2.280.669,11	2.282.214,39
QUITO	19.985.402,04	19.622.047,63
CENT. SUR	3.969.909,88	3.956.203,19
REG. SUR	1.413.706,76	1.327.606,21
EL ORO	3.380.280,61	3.151.531,89
RIOBAMBA	1.175.440,00	1.228.280,07
STA. ELENA	1.912.674,27	1.794.914,78
STO. DMGO	1.879.556,30	1.870.216,51
EMELEC	21.800.930,95	22.073.050,20
EMELGUR	5.467.844,74	5.443.295,77
EMELNORTE	2.539.394,11	2.379.975,57
KYMBERLY	80.127,78	75.033,88
AGA	106.454,69	106.349,68
PAPELERA	356.185,19	364.899,79
NIRSA	83.931,97	76.942,30
PICA	168.364,09	171.507,69
ADELCA	193.698,72	206.449,06
AGLOMER	184.343,24	189.721,80
GUAPAN	318.860,26	328.372,45
LAFABRIL	119.725,61	110.047,62

Distribuidores y Grandes Consumidores	Metodología Actual Energía + RVT + Cargo fijo	Nueva Metodología Energía + Perdidas + Transmisión
EXPALSA	113.059,32	118.147,52
CRM	0,00	0,00
CRIDESA	178.023,27	175.803,04
NAVAL	141.166,81	148.359,53
CARTONERA	105.056,97	111.517,00
INTERAGUA	858.137,20	850.768,21
JABONERÍA	108.759,25	112.635,33
ERCO	179.676,75	184.821,63
CARTOPEL	195.496,54	201.220,18
ENKADOR	123.572,67	119.225,59
PLASTICAUCHO	74.113,79	73.249,12
PLASTIGAMA	112.133,34	115.390,00
PLASTICOS	78.690,61	83.432,79
PROMARISCO	64.975,59	66.836,63
PLASTIEMPAQ	60.601,24	65.578,90
FISA	77.730,27	81.237,73
ROCACEM LAT	192.355,21	198.511,71
CEDAL	73.448,64	76.435,34
ITCNXCOL	42.198,41	373.772,83
GRAIMAN	152.460,02	156.808,92
PROVEFRUT	84.464,98	86.955,53
EMPESEC	62.976,96	63.884,09
MOLINERA	68.926,40	73.042,67
CEM.CHIMB	210.847,89	219.307,34
TEXTILES RB	59.919,64	59.836,14
EL CAFÉ	119.385,03	121.296,17
FAB GUAY	56.279,58	59.222,31
FAM. SANC.	91.449,83	100.745,67
ECUACERÁMICA	65.113,44	67.641,55
ITALPISOS	56.191,28	59.015,59
PRONACA	87.865,89	93.630,13
INCASA	80.080,90	77.514,19
SAN CARLOS	116.964,79	115.235,85
FADESA	69.934,01	71.765,58
PROQUIMSA	89.178,02	89.776,09
AQUAMAR	39.149,33	39.115,66
H.COLON GYE	53.817,37	51.693,99
CERVECERIA	170.303,27	169.012,02
BOPP QUITO	147.569,88	153.302,24
DELTEX QUITO	87.559,18	89.046,38
NOVOPAN QUITO	48.600,45	49.902,46
DANEC QUITO	68.739,90	71.342,76
EBC QUITO	81.554,10	83.915,99
PLASLIT	139.098,15	150.765,24

Distribuidores	Metodología Actual	Nueva Metodología
	Energía + RVT + Cargo fijo	Energía + Pérdidas + Transmisión
HOTEL ORO VERDE	41.046,79	42.222,88
EBC GUAYAQUIL	106.593,48	103.242,03
ODEBRECHT	34.375,91	36.482,67
PRONACA BUCAJ	70.295,13	70.191,71
PRONACA STO. DOMINGO	70.286,54	70.565,79
VALDEZ	47.776,67	52.653,43
ECUDOS	12.404,83	15.114,59
CODANA	0,00	0,00
PINTEX	0,00	0,00
SOLUBLES	0,00	0,00
Total	88.776.689,48	87.817.287,59

En la tabla 6.13 se observa la cantidad total que la demanda debe pagar con la metodología actual y la nueva, y se concluye que el pago en conjunto de la demanda con la metodología nueva es menor con respecto a la actual, de ahí que se recomienda esta metodología para remunerar al servicio de transmisión, a la generación y a las pérdidas de energía.

6.6 COMPARACIÓN DE LAS ALTERNATIVAS

Tabla 6.14 Tabla comparativa para la EEQ S.A. Septiembre del 2004

Metodología	RVT (USD)	Cargo fijo (USD)	Total (USD)
Actual	707.126,71	1.452.288,14	2.159.414,84
Reajuste	634.258,09	1.452.288,14	2.086.546,23
Nueva con reparto por energía	0	1.790.761,37	1.790.761,37
Nueva con reparto por demanda máxima no coincidente	0	1.922.726,07	1.922.726,07

En la Tabla 6.14 se muestran las alternativas planteadas en donde se ve que los pagos realizados por la EEQ S.A. disminuyen, con respecto al aporte total que realizan los distribuidores y grandes consumidores para el pago al sistema de transmisión, se puede decir que la aplicación de la fórmula de reajuste de RVT, ya muestra disminución de aportes para los distribuidores y grandes

consumidores y solucionan las distorsiones para los agentes del MEM que transan la energía en el mercado ocasional y de contratos, esto no conlleva a una solución total al problema de la remuneración variable al transmisor debido a que se mantiene la metodología de los factores de nodo para la liquidación de las transacciones comerciales de energía y esta forma de liquidar a los agentes crea inconformidades como ya fue estudiado en este proyecto de titulación, razón por la cual se debe plantear y estudiar a corto plazo una nueva forma de remunerar al transmisor para solucionar las inconformidades que crea la remuneración variable al transmisor, una alternativa sería la propuesta en este proyecto de titulación ya que los pagos que realizan la mayoría de distribuidores y grandes consumidores, por remuneración al sistema de transmisión disminuyen, con respecto a la remuneración actual y la lograda con la fórmula de reajuste de RVT, otra ventaja de esta alternativa es que es práctica y sencilla, y el aporte que realizan los distribuidores y grandes consumidores para el pago al transporte de energía es equitativa y transparente.

Los datos utilizados para el reparto de los costos de transmisión fueron obtenidos del Estudio del Costo Medio que presentó TRANSELECTRIC S.A. al CONELEC para el año 2004 como se indica en los anexos en el cuadro No 3.

Todo el análisis realizado para las alternativas propuestas y estudiadas se lo aplica solo a las liquidaciones de las transacciones comerciales entre los agentes participantes del MEM Ecuatoriano, sin que esto implique recomendaciones con respecto a los procesos de planificación y despacho.

CAPITULO 7

CONCLUSIONES

- Cada país ha diseñado un esquema de tarificación a la transmisión en concordancia con la realidad de cada uno, sin embargo no existen acuerdos internacionales que permitan definir cuál esquema es mejor y que otro desde una perspectiva económica y técnica.
- La remuneración al transmisor en el Ecuador consta actualmente de dos cargos, el cargo fijo el cual representa aproximadamente el 85% de la remuneración total al transmisor, este cargo es calculado de una forma apropiada para la demanda, mientras que aproximadamente el 15% restante que le corresponde al cargo variable crea distorsiones en las liquidación de las transacciones comerciales entre los agentes del MEM .
- La Remuneración Variable al Transmisor en la actualidad utiliza la metodología de factores de nodo para recuperar este rubro, la cual al momento de realizar los pagos por remuneración variable en el Mercado de Contratos , provoca pagos a los agentes del MEM que no prestan el servicio de transmisión , y estos beneficios económicos deben ser necesariamente suplidos por los demás agentes que intervienen en la transacción comercial de energía para equilibrar el balance de cuentas de dicho mercado.
- A través de los ejemplos analizados en este proyecto de titulación ,se demostró que la energía comprada en el mercado ocasional , por un agente sea este distribuidor /gran consumidor ubicado en una barra exportadora, cuyo factor de nodo es menor a 1, adquiere un beneficio por la energía transada por debajo de la cantidad real ya que lo justo seria pagar la cantidad de energía con un factor de nodo mayor que 1 que caracteriza a un agente importador.
- De igual manera un generador que se encuentra ubicado en una barra importadora y transa energía en el mercado ocasional , es beneficiado ya que la energía transada es evaluada con un factor de nodo mayor a 1, esto hace

que reciba un excedente más del que tendría que recibir si estuviera ubicado en una barra exportadora.

- En general la metodología de factores de nodo con respecto a la remuneración variable al transmisor en cierto grado es beneficioso o perjudicial para los agentes dependiendo de la ubicación física que tienen respecto a la barra de mercado ya que los factores de nodo penalizan las pérdidas del sistema de transmisión.
- La Remuneración al Transmisor no se ve afectada por las anomalías que presenta el cargo variable, en lo referente a la remuneración variable en el mercado de contratos, ya que percibe sus ingresos de acuerdo a la normativa vigente.
- Al transmisor tampoco le interesa si ciertos agentes fueron perjudicados o beneficiados en la transacción comercial de energía en el mercado de contratos que es una componente de la remuneración variable al transmisor.
- El transmisor recibe el valor correspondiente de la remuneración variable al transmisor (RVT) sin importar si este rubro proviene del mercado ocasional o de contratos.
- La tarifa de transmisión (TT), que es un factor que interviene en el cálculo para la recuperación del cargo fijo a través del pago de la demanda máxima no coincidente por parte de los distribuidores y grandes consumidores, la tarifa de transmisión fue de 0.707 US\$ctvs/kWh-mes, para el año 2004 la cual fue presentada por TRANSELECTRIC S.A. a través del Estudio de Costo Medio, y aprobada por el CONELEC, presenta distorsiones, ya que al ser recaudada por parte de las distribuidoras a través de la planilla al usuario final, no corresponde a lo efectivamente pagado al Transmisor por tarifa de transmisión, esto se explica debido a que su tarifa de transmisión es calculada para un mes, como la relación del ingreso total de transmisión para la energía consumida, y este ingreso total de transmisión se compone de un ingreso fijo mas un variable, y este ingreso variable tiene las discrepancias ya analizadas,

que hace que la mayoría de distribuidoras paguen sobre la tarifa de transmisión vigente.

- Los resultados del Estudio de Costo Medio presentado por TRANSELECTRIC S.A. al CONELEC, son valores que la empresa de transmisión espera recaudar, ya que su estudio es realizado con valores proyectados para un periodo de diez años, por ejemplo los costos de operación y mantenimiento, planes de expansión etc, razón por la cual no son datos reales y se espera cada año reajustarlos para que los ingresos que percibe el transmisor sean los más justos.
- La Remuneración Variable al Transmisor es una componente de la Remuneración al Transmisor, la cual no puede ser regulada con efectividad aunque presenten su plan de expansión, ya que su forma de ser remunerada se basa en la metodología de los factores de nodo los cuales penalizan las pérdidas, entonces la Empresa de Transmisión podría tener la potestad de declarar a uno de sus equipos en mantenimiento, caso concreto sacar una línea de transmisión lo cual aumentaría las pérdidas, y mientras más pérdidas tenga el sistema de transmisión se pagaría mas por RVT y esto no es justo ni correcto para los agentes que pagan por ella.
- Para la Remuneración al Transmisor en lo que se refiere a su componente de cargo variable se ha propuesto un reajuste, el cual corrige en cierta forma las anomalías que se producen al transar la energía en el Mercado de Contratos ,en donde pagan por remuneración variable al transmisor los agentes que efectivamente se hicieron cargo de dicha remuneración, este reajuste puede ser aplicado en un corto plazo, debido a los inconvenientes que producen los factores de nodo, hasta que sea estudiado y analizado una nueva alternativa de remunerar al transmisor, y esa alternativa podría ser la planteada en este proyecto de titulación.
- La metodología de los factores de nodo quita competitividad al sector de generación.

- El factor de nodo ponderado es utilizado cuando un agente que compra energía tiene mas de un punto de entrega. En este caso para la transacción económica el CENACE utilizara el fn ponderado para liquidar la energía comprada en el mercado ocasional, y para el cálculo de la RVT correspondiente al mercado de contratos.
- Un factor de nodo ponderado provoca que si un agente generador y un agente distribuidor se encuentran ubicados en la misma barra, ambos deben aportar por RVT, debido a que el factor de nodo ponderado no representa un punto de entrega específico.
- Los factores de nodo determinan la influencia que tiene la generación o demanda en las pérdidas del sistema eléctrico de potencia.
- El agente que tiene remuneración variable al transmisor en el mercado de contratos negativo ($RVT.M.C < 0$) es remunerado por este concepto produciéndose reclamos de otros agentes que no están de acuerdo que un determinado agente reciba un beneficio por un servicio que este no presta. Por lo tanto mientras el CENACE siga aplicando el Procedimiento de la Regulación del CONELEC-007/02, este rubro ($RVT.M.C < 0$) no será reconocido como tal sino que este valor tenga otra denominación por ejemplo beneficio de **Ajuste de Mercado (ADM)**.
- Al realizar el reajuste de RVT del mercado de contratos se evita tener cargos variables negativos evadiendo de esta manera el cruce de cuentas entre los agentes participantes del mercado eléctrico mayorista.
- Con el reajuste del cargo variable se logra que todos los agentes paguen por concepto de cargo variable en el mercado de contratos.
- Al aplicar la nueva metodología de remuneración al sistema de transporte se logra eliminar los pagos por remuneración variable al transmisor.
- La nueva metodología de Remunerar al Transmisor propuesta en este proyecto de titulación es sencilla y practica de aplicarla con resultados económicos aceptables para la recuperación del Costo de transmisión a través

de un peaje totalmente fijo; y en lo que se refiere a los ingresos de los generadores cubre todas las expectativas económicas que son pagadas en su totalidad por la demanda a lo que se refiere al energía recibida mas un aporte por perdidas, lo cual remunera en su totalidad a los generadores.

- Finalmente se debe recalcar que el presente estudio fue realizado para las liquidaciones de las transacciones comerciales entre los agentes del MEM, sin que esto implique recomendaciones con respecto a los procesos de planificación y despacho

BIBLIOGRAFIA

- Ley de Régimen del Sector Eléctrico, Actualizada a julio del 2004.
- Regulación CONELEC - 007-00 "Procedimientos del MEM" (V - 2.0).
- Juan M. Zolezzi Cid, Regulación Comparada de Transmisión, Santiago de Chile, 17 de Noviembre del 2000.
- CIER 2003, Tarifas Eléctricas en los Países de la CIER.
- CIER, Síntesis Informativa Energética de los Países de la CIER 2003.
- Julisa Naranjo Salas, Remuneración del servicio de transmisión de energía, Tesis Quito febrero 2001.
- Ricardo Padilla, Cargo Variable de Transmisión y su influencia en la Expansión del S.N.I , Tesis Quito Febrero del 2002.
- Edgar Rubén Muela Velasco, Desarrollo de un Modelo para el Calculo y el Pago de la Potencia Remunerable Puesta a Disposición, Tesis: Quito, 2001.
- Compañía Nacional de Transmisión TRANSELECTRIC S.A., Plan de Expansión de Transmisión para el periodo 2003-2012.
- Francisco Javier Danitz Millar, Métodos de Asignación de Peajes de los Sistemas de Transmisión Eléctrica Según el Uso de la Red, Santiago de Chile, 2001.
- Steven Stoft, Power System Economics, Designing Markets For Electricity, Wiley-Interscience, USA 2002.
- Pérez Arriagada José Ignacio, Principios Económicos Marginalistas en los Sistemas de energía Eléctrica, Instituto de Investigación Tecnológica, Universidad Pontificia Comillas, Madrid, Enero 1994.
- Sistema Nodal para la Determinación de Precios Marginales en los Mercados Eléctricos Mayoristas, Ing. Gabriel Arguello.

- Tarificación de Sistemas de Transmisión de Energía: Evaluación de Metodologías de Asignación de Cargos Complementarios, Eliana María Cura Capurro, Tesis Pontificia Universidad Católica de Chile – Escuela de Ingeniería, Santiago de Chile, 1998.
- Metodología de Asignación de Peajes de los Sistemas de Trasmisión según el Uso de la Red, Francisco Javier Danitz Miller, Tesis Pontificia Universidad Católica de Chile – Escuela de Ingeniería, Santiago de Chile, 2001.

DIRECCIONES DE INTERNET

Argentina

- CAMMESA (<http://www.cammesa.com.ar/>)
- Ente Nacional Regulador de la Electricidad (<http://www.enre.gov.ar/>)
- Secretaría de Energía (<http://energia.mecon.ar/>)

Bolivia

- Comité Nacional de Despacho de Carga (<http://www.cnb.net/cndc>)
- SUPERELE (<http://www.superele.gov.bo/>)

Chile

- Superintendencia de Electricidad y Combustible, <http://www.sec.cl/>
- Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado del Norte Grande, <http://www.cdec-sing.cl/>
- Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado Central <http://www.cdec-sic.cl/>

Colombia

- Comisión de Regulación de Energía y Gas (<http://www.creg.gov.co>)

- ISA (<http://www.isa.com.co/>)

Ecuador

- Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC) (<http://www.conelec.gov.ec>)
- Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) (<http://www.cenace.org.ec>)

Perú

- COES SINACE (<http://www.coes.org.pe/>)
- Comisión de Tarifas de Energía (<http://www.cte.org.pe/>)
- Empresa de Transmisión Eléctrica Centro Norte S.A.
(<http://www.etecen.com.pe/>)
- Ministerio de Energía y Minas (<http://www.mem.gob.pe/>)

ANEXOS

ANEXO No 1

TRANSELECTRIC S.A. Compañía Nacional de Transmisión Eléctrica

Apéndice No. 1-a: VALOR DE REPOSICIÓN A NUEVO DE LOS ACTIVOS

ITEM	TOTAL ACTIVOS	VALOR DE REPOSICION A NUEVO (US\$)	VALOR TOTAL DE ACTIVOS EN CONEXION (US\$)	(%)	VALOR TOTAL DE ACTIVOS EN RED (US\$)	(%)	VALOR TOTAL ACTIVOS NO OPERATIVOS (US\$)	(%)
1	SUBESTACIONES	514.031.938	104.314.793	20,29%	397.368.655	77,30%	12.348.490	2,40%
2	LÍNEAS DE TRANSMISION	339.107.192	4.313.083	1,27%	334.794.109	98,73%	0	0%
3	RADIOCOMUNICACIONES	131.490,60	0	0,00%	131.490,60	100,00%	0	0%
4	NUEVOS ACTIVOS EN OPERACIÓN SUJETOS A LIQUIDACION	27.528.325,17	0	0,00%	27.528.325,17	100,00%	0	0%
	SUBTOTAL	880.798.945,60	108.627.876	12,33%	759.822.580,12	86,27%	12.348.490	1,40%
	VALOR FIBRA OPTICA A EXCLUIR	1.729.568	0	0%	1.729.568	0%	0	0%
	TOTAL	879.069.377,60	108.627.876	12,36%	758.093.012,12	86,24%	12.348.490	1,40%

Total activo en operación 866.720.887,62
Total activo sin Conexiones 758.093.012,12

Activos en Líneas de Transmisión	359.050.453	Total	866.720.888	CON CONEXIONES
Activos en subestaciones	507.670.435			

Activos en Líneas de Transmisión	354.737.370	Total	758.093.012	SIN CONEXIONES
Activos en subestaciones	403.355.642			

ANEXO No 2

TRANSELECTRIC S.A. Compañía Nacional de Transmisión Eléctrica

Apéndice No. 2: RESUMEN DE INVERSIONES DEL PLAN DE EXPANSION

PRESUPUESTO DE INVERSIONES Costo en miles de US Dólares

ITEM	PROYECTO	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	TOTAL
1	S/E Dos Cerritos, 230/69 kV	10.495										10.495
2	Ampliación de subestaciones	0	5.347	4.623	10.422	5.174	4.248	0	0	0	0	29.814
2,1	S/E Ibarra											
2.1.1	- Autotransformador 40/53/67 MVA, 138/69 kV y ampliación de patio de 69 kV			3.100								3.100
2,2	S/E Saltral											
2.2.1	- Patio de 69 kV				3.034							3.034
2,3	Pascuales: posición transformador de 230 kV		804									804
2,4	S/E Esmeraldas: Sala de Control		1.501									1.501
2,5	S/E Ambato, posición de transferencia, 69 kV		116									116
2,6	Ampliación de la S/E Machala			1.523								1.523
2,7	S/E Trinitaria, 138/180/225 MVA, 230/138 kV Segundo transformador				7.388							7.388
2,8	S/E Milagro 138/180/225 MVA, 230/138 kV Segundo transformador					3.050						3.050
2,9	S/E Esmeraldas, 45/60/75 MVA, 138/69 kV Segundo transformador						2.124					2.124
2.10	S/E Santa Elena, 40/53/66 MVA, 138/69 kV Segundo transformador					2.124						2.124
2.11	S/E Babahoyo, 40/53/66 MVA, 138/69 kV Segundo transformador						2.124					2.124
2.12	S/E Santa Rosa, 225/300/375 MVA, 230/138 kV Segundo banco		2.926									2.926
3	Reserva para subestaciones			1.610	1.976							3.586
3,1	- Transformador móvil 138/69/46 kV, 30/40 MVA			1.610								1.610
3,2	- Transformador monofásico 230/69 kV, 20/28/33 MVA				992							992
3,3	- Autotransformador monofásico 138/69 kV, 30/40/50 MVA				984							984
4	Sistema de transmisión Milagro - Machala, 230 kV				17.690							17.690
4,1	- LT Milagro - Machala, 230 kV, 133 km				15.440							15.440
4,2	- Ampliación S/E Milagro, 230 kV				750							750
4,3	- Ampliación S/E Machala, 230 kV				1.500							1.500
5	Ampliación S/E Pomasqui, 138 kV		2.100									2.100
6	Sistema de transmisión Cuenca - Loja, seg. Circ.					2.978	1.776					4.754
7	Línea de transmisión Quevedo - Portoviejo, 230 kV			15.111								15.111
7,1	- LT Quevedo - Portoviejo, 230 kV, 110 km			9.768								9.768
7,2	- Ampliación S/E Quevedo, 1 posición de 230 kV			750								750
7,3	- Subestación Portoviejo, 230/138 kV			4.068								4.068
7,4	- Ampliación S/E Portoviejo, 1 posición de 138 kV			525								525
8	Sistema de transmisión Cuenca, 230 kV			17.323								17.323
	- Subestación seccionamiento Shoray			6.031								6.031
	- Subestación Cuenca (nueva) 230/69 kV			3.492								3.492
	- LT Shoray - Cuenca 230 kV			7.800								7.800
9	Sistema de transmisión Las Junlas - Santa Elena, 138 kV				9.690							9.690
10	Centro de operación y control de transmisión			4.583								4.583
11	Compensación reactiva capacitiva		1.656	3.295	1.623	0	0	0	0	0	0	6.574
11,1	- Loja 69 kV, 12 MVAR		414									414
11,2	- Santa Elena 69 kV, 12 MVAR		414									414
11,3	- Portoviejo 69 kV											
	- 12 MVAR		414									414
11,4	- Esmeraldas 69 kV											
	- 12 MVAR		414									414
11,6	- Dos Cerritos, 69 kV, 24 MVAR				1.623							1.623
11,7	- Policentro, 69 kV, 12 MVAR				1.201							1.201
11,8	- Trinitaria, 69 kV, 24 MVAR					1.623						1.623
11,9	- Pascuales, 69 kV											
	- 24 MVAR			471								471
12	- Interconexión con el Perú, primera etapa		21.321									21.321
12,1	- LT Machala - Frontera, 230 kV, 55 km		11.697									11.697
12,2	- Ampliación S/E Machal 230/69 kV		9.624									9.624
13	Sistema de transmisión Nororient, 138 kV	7.912	4.192	4.155								16.259
	- Ampliación S/E Agoyán, 138 kV			1.800								1.800
	- LT Tena - Coca, 138 kV, 140 km, 1 circuito	7.912										7.912
	- S/E Tena		2.096									2.096
	- S/E Coca		2.096									2.096
	- S/E Puyo			2.355								2.355
14	S/T Saltral - Trinitaria, 138 kV				2.016							2.016
14,1	- LT Saltral - Trinitaria, 138 kV, 1 circuito, 12 km				1.441							1.441
14,2	- Ampliación Saltral: 1 posición de línea 138 kV				575							575
TOTAL		18.407	34.616	52.716	41.401	8.152	6.024	0	0	0	0	161.316
LÍNEAS DE TRANSMISIÓN		7.912	11.697	19.759	25.130	2.978	1.776	0	0	0	0	69.252
SUBESTACIONES		10.495	22.919	32.957	16.271	5.174	4.248	0	0	0	0	92.064

ANEXO No 3

TRANSELECTRIC S.A.
Compañía Nacional de Transmisión Eléctrica

COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

VALORES EXPRESADOS EN MILES DE DÓLARES

DETALLE	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Total mano de obra	2.198,4	2.363,3	2.540,5	2.731,1	2.935,9	3.156,1	3.392,8	3.647,2	3.920,8	4.214,8
Servicios relacionados con el personal	811,8	872,7	938,1	1.008,5	1.084,1	1.165,4	1.252,9	1.346,8	1.447,8	1.556,4
materiales, combustibles y lubricantes	17,2	18,5	19,9	21,3	22,9	24,7	26,5	28,5	30,6	32,9
Repuestos y accesorios de equipos	1.614,1	1.735,2	1.865,3	2.005,2	2.155,6	2.317,3	2.491,1	2.677,9	2.878,8	3.094,7
Servicios básicos	151,9	163,2	175,5	188,6	202,8	218,0	234,4	251,9	270,8	291,1
Arrendamiento de bienes	394,9	424,6	456,4	490,6	527,4	567,0	609,5	655,2	704,4	757,2
Contratos asesoría técnica	931,5	1.001,4	1.076,5	1.157,2	1.244,0	1.337,3	1.437,6	1.545,5	1.661,4	1.786,0
Contratos de obras de mantenimiento y construcción	1.334,8	1.434,9	1.542,5	1.658,2	1.782,6	1.916,3	2.060,0	2.214,5	2.380,6	2.559,1
Contratos prestación servicios para operación y mantenimiento SNT	6.604,5	7.099,9	7.632,4	8.204,8	8.820,2	9.481,7	10.192,8	10.957,2	11.779,0	12.662,5
Otros servicios comprados	1.567,5	1.685,1	1.811,5	1.947,3	2.093,4	2.250,4	2.419,2	2.600,6	2.795,6	3.005,3
Gastos bancarios	160,1	172,1	185,0	198,9	213,8	229,8	247,1	265,6	285,5	307,0
Tasas de servicio y cuotas al comercio, industria y banca	1.047,8	1.126,4	1.210,9	1.301,7	1.399,3	1.504,3	1.617,1	1.738,4	1.868,7	2.008,9
Servicios diversos	41,1	44,2	47,5	51,1	54,9	59,0	63,5	68,2	73,3	78,8
Seguros de las instalaciones y vehículos actuales	2.893,0	3.109,9	3.343,2	3.593,9	3.863,5	4.153,2	4.464,7	4.799,6	5.159,5	5.546,5
Restricciones operativas	160,0	172,0	184,9	198,8	213,7	229,7	246,9	265,4	285,4	306,8
Publicidad, correo y servicios legales	90,7	48,8	52,4	56,3	60,6	65,1	70,0	75,2	80,9	87,0
		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
TOTAL OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO (US\$)	20.019,4	21.472,1	23.082,5	24.813,7	26.674,7	28.675,3	30.825,9	33.137,9	35.623,2	38.295,0
A O & M DESTINADO A LA CONEXIÓN (US\$)	2.746,9	2.946,2	3.167,2	3.404,7	3.660,1	3.934,6	4.229,7	4.546,9	4.887,9	5.254,5
A O & M DESTINADO A LA RED (US\$)	17.272,5	18.525,9	19.915,3	21.409,0	23.014,6	24.740,7	26.596,3	28.591,0	30.735,3	33.040,5

ANEXO No 4

PROYECCIÓN DE LAS DEMANDAS ANUALES DE ENERGÍA Y POTENCIA MÁXIMA COINCIDENTE EN BARRAS DE ENTREGA:														
RESULTADOS DE PROYECCIÓN: PROPUESTA PARA PLAN 2003-2012.- ENERO 2003														
Empresa (Área de concesión)	Escenario	Unidad	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Crec. 2003-2012
Ambato	Media	MW	66,38	69,09	71,58	75,23	78,23	81,05	83,71	86,43	89,23	92,14	95,17	3,62
Azogues	Media	MW	16,028	16,404	16,737	17,278	17,705	18,098	18,459	18,825	19,200	19,589	19,991	2,22
Bolívar	Media	MW	12,37	12,78	13,05	13,53	13,79	14,02	14,25	14,48	14,72	14,99	15,27	1,99
Centro Sur	Media	MW	110,58	115,98	121,09	128,32	134,31	140,87	147,09	153,46	160,01	166,83	173,91	4,60
Cotopaxí	Media	MW	47,26	48,81	50,36	52,68	54,61	56,39	58,20	60,09	62,02	63,99	66,04	3,42
El Oro	Media	MW	79,68	83,45	87,31	92,61	97,08	101,67	106,40	111,31	116,40	121,68	127,23	4,80
Emelec	Media	MW	573	598	623	658	688	719	750	780	811	842	874	4,31
Esmeraldas	Media	MW	50,16	52,35	54,58	57,63	60,21	62,85	65,56	68,37	71,26	74,24	77,37	4,44
Galápagos	Media	MW	4,08	4,14	4,20	4,31	4,40	4,48	4,57	4,66	4,76	4,85	4,95	2,01
Guayas-Los Ríos	Media	MW	152,753	162,51	172,66	186,31	198,12	210,41	223,26	236,75	250,92	265,78	281,61	6,30
Los Ríos	Media	MW	40,45	42,63	44,88	47,95	50,55	53,23	56,03	58,93	61,96	65,13	68,47	5,40
Manabí	Media	MW	139,03	146,93	155,08	166,11	175,57	185,33	195,50	206,11	217,18	228,75	241,02	5,65
Milagro	Media	MW	66,958	71,149	75,501	81,352	86,409	91,667	97,161	102,922	108,962	115,288	122,019	6,18
Norte	Media	MW	66,40	69,04	71,47	75,01	77,94	80,68	83,27	85,90	88,61	91,43	94,35	3,53
Quito	Media	MW	507,51	527,45	548,52	577,99	602,91	628,06	653,48	678,54	703,65	729,25	754,87	4,06
Riobamba	Media	MW	41,64	42,44	43,14	44,35	45,29	46,14	46,92	47,70	48,51	49,36	50,23	1,89
Sa Elena	Media	MW	57,88	60,34	62,86	66,47	69,41	72,44	75,58	78,84	82,23	85,77	89,51	4,48
Sto Domingo	Media	MW	49,52	51,92	54,39	57,82	60,67	63,62	66,67	69,85	73,16	76,61	80,25	4,96
Sucumbios	Media	MW	14,75	15,29	16,34	17,86	19,15	20,43	21,70	22,90	24,04	25,13	26,14	6,14
Sur	Media	MW	38,40	39,60	40,66	42,34	43,68	44,91	46,05	47,22	48,43	49,69	51,02	2,86
Nacional P 2003	Media	MW	2071,1	2162,9	2257,7	2389,5	2501,0	2614,3	2729,1	2845,5	2964,5	3087,2	3213,6	4,50
S N I P 2003	Media	MW	2052,8	2144,1	2253,6	2385,3	2496,7	2610,0	2724,7	2841,0	2959,9	3082,5	3208,8	4,58
SNI P2000	Media	MW	2123,0	2234,9	2355,0	2482,2	2616,1	2765,2	2911,8	3066,8	3247,9	3444,2	3640,5	5,57

ANEXO No 5

TRANSELECTRIC S.A. Compañía Nacional de Transmisión Eléctrica

CARGOS DE CONEXIÓN

AGENTES	SUBESTACIÓN	PUNTOS CONEXIÓN	CONFIG./ TIPO	CAMPOS DE CONEXIÓN	VALOR DE REPOSICIÓN A NUEVO (VRN) DE LOS CAMPOS DE CONEXIÓN [USD]	CARGO ANUAL DEL CAMPO DE CONEXIÓN (7,5%, 30 años) [US\$]	COSTO ANUAL DE ADMINISTRACIÓN OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DEL CAMPO DE CONEXIÓN [US\$]	CARGO DE CONEXIÓN TOTAL INCLUIDO A O&M [US\$]	CARGO TOTAL MENSUAL DE CONEXIÓN [US\$]	
E.E. REGIONAL NORTE S.A.	TULCAN	Barra 69 KV	BP y BT Convencional	1. Posición 042: Línea San Gabriel - 69 KV	796.348	67.428	27.868	95.296	7.941	
				2. Posición 062: Línea Tulcán - 69 KV	796.348	67.428	27.868	95.296	7.941	
				3. Posición 082: Línea San Miguel de Car -	796.348	67.428	27.868	95.296	7.941	
					Total SUBESTACIÓN:	2.389.045	202.283	83.604	285.888	23.824
	IBARRA	Barra 69 Barra 34,	BS SF6 BS con B Convencional	1. Posición 012: Línea Otavalo - 69 KV	711.525	60.246	21.017	81.263	6.772	
				2. Posición 022: Línea Tulcan - 69 KV	711.525	60.246	21.017	81.263	6.772	
				4. Posición L1: Línea Ambi - 34,5 KV	387.451	32.806	11.445	44.251	3.688	
				5. Posición L2: Línea Selva Alegre - 34,5 KV	387.451	32.806	11.445	44.251	3.688	
				Total SUBESTACIÓN:	2.197.952	186.103	64.923	251.027	20.919	
	MOVIL	Barra 69	BS SF6	1. Posición L2: Línea Retorno (Ibarra) - 69 KV	482.302	40.837	13.782	54.619	4.552	
				Total SUBESTACIÓN	482.302	40.837	13.782	54.619	4.552	
				Total AGENTE:	6.069.299	429.224	162.309	691.633	49.294	
TERMOPICHINCHA S.A.	SANTA ROSA	Barra 138 KV	BP y BT Convencional	1. Posición 162: Generadores TG1,TG2,TG3 - 138 KV	796.121	67.409	17.733	85.141	7.095	
				Total SUBESTACIÓN:	796.121	67.409	17.733	85.141	7.095	
	VICENTINA	Barra 138 KV	BP y BT Convencional	1. Posición 112: Línea Guanguapolo - 138 KV	797.625	67.536	29.870	97.405	8.117	
				Total SUBESTACIÓN:	797.625	67.536	29.870	97.405	8.117	
	TRINITARIA	Barra 69 KV	DB SIN B SF6	1. Posición 022: Línea Universal - 69 KV	2.459.885	208.281	47.238	255.520	21.293	
				Total SUBESTACIÓN:	2.459.885	208.281	47.238	255.520	21.293	
			Total AGENTE:	4.053.631	343.726	94.841	438.067	36.506		
E.E. QUITO S.A.	SANTA ROSA	Barra	BP y BT Convencional	1. Posición 142: Línea Eugenio Espejo - 138 KV	919.367	77.844	20.478	98.322	8.193	
				2. Posición 152: Línea Selva Alegre - 138 KV	919.367	77.844	20.478	98.322	8.193	
				3. Posición 1N2: Transformador TRN lado de	867.048	56.480	14.858	71.338	5.945	
				4. Posición 1P2: Transformador TRP lado de	207.023	17.529	14.858	32.387	2.699	
				4. Transformador trifásico TRN - 138/45/13,8 KV - 40/60/75 MVA	1.949.603	165.075	43.426	208.501	17.375	
				5. Autotransformador trifásico TRP -	257.042	21.764	43.426	65.160	5.432	
				Total SUBESTACIÓN:	4.819.449	416.536	167.623	674.059	47.838	
	VICENTINA	Barra	BP y BT Convencional	1. Posición T1: Transformador T1 lado alta -	611.901	51.810	23.199	75.010	6.251	
				2. Posición T2: Transformador T2 lado de alta	611.901	51.810	23.199	75.010	6.251	
				3. Transformador trifásico T1 - 138/46/13,8 KV - 33/43 MVA	911.368	77.167	34.553	111.719	9.310	
4. Transformador trifásico T2 - 138/46/13,8 KV - 37/48 MVA				0	0	0	0	0		
Total SUBESTACIÓN:				2.135.170	180.788	80.861	261.738	21.812		
			Total AGENTE:	7.054.620	597.323	238.474	836.797	69.650		
EMAAPQSA	SANTA ROSA	Barra	BP y BT	1. Posición 112: Línea El Carmen - 138 KV	919.367	77.844	20.478	98.322	8.193	
TERMORIENTE S.A.	Barra 230 KV	Doble Barra Convencional	1. Línea Termoriente 1 (instalaciones compartidas) - 230 KV	347.365	40.584	40.584	40.584	3.382		
			2. Línea Termoriente 2 (instalaciones compartidas) - 230 KV	347.365	40.584	40.584	40.584	3.382		
			3. Línea Termoriente 1 (instalaciones compartidas) - 138 KV	297.753	34.788	34.788	34.788	2.899		
			4. Prima anual de seguro all risk	19.552	175.100	0	175.100	14.592		
			Total AGENTE:	992.483	291.057	0	291.057	24.256		
			Total AGENTE:	919.367	77.844	20.478	98.322	8.193		
E.E. STO DOMINGO S.A.	SANTO DOMINGO	Barra 69 KV	DB y BT Convencional	1. Posición 012: Línea Santo Domingo 2 - 69 KV	624.518	52.879	16.947	69.826	5.819	
				2. Posición 022: Línea Santo Domingo 1 - 69 KV	624.518	52.879	16.947	69.826	5.819	
				Total AGENTE:	1.249.037	105.757	33.895	139.652	11.638	
E.E. COTOPAXI S.A.	MULALÓ	Barra 69	BS con B Convencional	1. Posición 002: Autotransformador ATQ lado	456.361	38.641	21.137	59.777	4.981	
				Total SUBESTACIÓN:	456.361	38.641	21.137	59.777	4.981	
HIDROAGOYAN S.A.	AGOYAN	Barra 138	DB sin B SF6	1. Posición U1: Generador U1 - 138 KV	0	0	0	0	0	
				2. Posición U2: Generador U2 - 138 KV	0	0	0	0	0	
				Total AGENTE:	0	0	0	0	0	
				Total SUBESTACIÓN:	0	0	0	0	0	
	AMBATO	Barra 69	BP y BT Convencional	1. Posición L: Línea Latacunga - 69 KV	542.063	45.897	24.149	70.046	5.837	
				Total SUBESTACIÓN:	542.063	45.897	24.149	70.046	5.837	
				Total AGENTE:	998.424	84.638	45.286	129.823	10.819	
HIDROAGOYAN S.A.	AGOYAN	Barra 138	DB sin B SF6	1. Posición U1: Generador U1 - 138 KV	0	0	0	0	0	
				2. Posición U2: Generador U2 - 138 KV	0	0	0	0	0	
				Total SUBESTACIÓN:	0	0	0	0	0	
	PUCARÁ	Barra 138	BP y BT Convencional	1. Posición U1: Generador U1 - 138 KV	666.373	56.423	19.036	75.459	6.288	
				2. Posición U2: Generador U2 - 138 KV	666.373	56.423	19.036	75.459	6.288	
				Total SUBESTACIÓN:	1.332.745	112.846	38.073	160.918	12.577	
TOTORAS	Barra 138	BP y BT Convencional	1. Posición 112: Línea Agoyan No.1 - 138 KV	1.210.446	102.490	29.007	131.497	10.958		
			2. Posición 122: Línea Agoyan No.2 - 138 KV	1.210.446	102.490	29.007	131.497	10.958		
			3. Línea de transmisión 2c. Agoyan - Totoras 138 KV	4.313.083	365.194	88.368	453.562	37.797		
			Total SUBESTACIÓN INCLUIDA L/T:	6.733.974	670.174	146.383	716.557	69.713		
			Total AGENTE:	8.066.719	683.019	184.456	867.476	72.290		
E.E. AMBATO S.A.	AMBATO	Barra 69	BP y BT Convencional	1. Posición A1: Línea Ambato 1 - 69 KV	581.579	49.243	24.149	73.392	6.116	
				2. Posición A2: Línea Ambato 2 - 69 KV	581.579	49.243	24.149	73.392	6.116	
				3. Línea de Transmisión Puyo - Tena 138 KV	5.724.576	668.833	143.114	811.947	955.062	
				Total SUBESTACIÓN:	1.163.159	98.486	48.298	146.784	12.232	
	TOTORAS	Barra 69	BP y BT Convencional	1. Posición 012: Línea Ambato - 69 KV	709.349	60.061	16.999	77.080	6.422	
				2. Posición 022: Línea Montalvo - 69 KV	715.753	60.604	17.152	77.756	6.480	
				3. Posición 033: Línea Baños - 69 KV	715.753	60.604	17.152	77.756	6.480	
				Total SUBESTACIÓN:	2.140.856	181.269	51.304	232.673	19.381	

ANEXO No 5 Cont.

TRANSELECTRIC S.A.
Compañía Nacional de Transmisión Eléctrica

CARGOS DE CONEXIÓN

AGENTES	SUBESTACIÓN	PUNTOS CONEXIÓN	CONFIG./ TIPO.	CAMPOS DE CONEXIÓN	VALOR DE REPOSICIÓN A NUEVO (VRN) DE LOS CAMPOS DE CONEXIÓN [USD]	CARGO ANUAL DEL CAMPO DE CONEXIÓN (7,5%, 30 años) [US\$]	COSTO ANUAL DE ADMINISTRACIÓN OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DEL CAMPO DE CONEXIÓN [US\$]	CARGO DE CONEXIÓN ANUAL TOTAL INCLUIDO A O&M [US\$]	CARGO TOTAL MENSUAL DE CONEXIÓN [US\$]	
				Total AGENTE:	3.304.015	279.756	99.602	379.357	31.613	
E.E.RIOBAMBA S.A.	RIOBAMBA	Barra 69	BP y BT Convencional	1. Posición 032: Línea Riobamba 1 - 69 kV 2. Posición 052: Línea Riobamba 2 - 69 kV 3. Posición 062: Línea Riobamba 3 - 69 kV Total AGENTE:	696.080 696.080 696.080 2.088.240	58.938 58.938 58.938 176.814	19.722 19.722 19.722 59.165	78.660 78.660 78.660 235.979	6.555 6.555 6.555 19.665	
E.E. BOLIVAR S.A.	RIOBAMBA	Barra 69	BP y BT	1. Posición 042: Línea Guaranda - 69 kV Total AGENTE:	696.080 696.080	58.938 58.938	19.722 19.722	78.660 78.660	6.555 6.555	
E.E. REGIONAL CENTRO SUR S.A	CUENCA	Barra 69	BP y BT Convencional	1. Posición 012: Línea Cuenca 2 - 69 kV 2. Posición 022: Línea Cuenca 1 - 69 kV 3. Posición 032: Línea Lmón (Morona Santiago) - 69 kV Total AGENTE:	546.097 546.097 653.341 1.745.535	46.239 46.239 55.319 147.797	23.288 23.288 27.861 74.437	69.526 69.526 83.180 222.233	5.794 5.794 6.932 18.519	
HIDROPAUTE S.A.	MOLINO	Barra 230	DB con B SF6	1. Posición 2U6: Unidad de generación U6 - 2 2. Posición 2U7: Unidad de generación U7 - 2 3. Posición 2U8: Unidad de generación U8 - 2 4. Posición 2U9: Unidad de generación U9 - 2 5. Posición 2U10: Unidad de generación U10 - 2 Total AGENTE:	3.267.386 3.267.386 3.267.386 3.267.386 3.267.386 17.446.836	276.654 276.654 276.654 276.654 276.654 1.383.272	49.814 49.814 49.814 49.814 49.814 249.077	326.468 326.468 326.468 326.468 326.468 1.628.222	27.206 27.206 27.206 27.206 27.206 136.111	
		Barra 138	DB con B SF6	1. Posición 2U1: Unidad de generación U1 - 1 2. Posición 2U2: Unidad de generación U2 - 1 3. Posición 2U3: Unidad de generación U3 - 1 4. Posición 2U4: Unidad de generación U4 - 1 5. Posición 2U5: Unidad de generación U5 - 1 Total AGENTE:	2.564.267 2.564.267 2.564.267 2.564.267 2.564.267 12.821.402	217.120 217.120 217.120 217.120 217.120 1.085.600	39.095 39.095 39.095 39.095 39.095 195.275	256.214 256.214 256.214 256.214 256.214 1.280.111	21.351 21.351 21.351 21.351 21.351 106.557	
E.E. REGIONAL SUR S.A.	LOJA	Barra 69	BP y BT Convencional	1. Posición 062: Línea Loja 2 - 69 kV 2. Posición 082: Línea Loja 1 - 69 kV Total AGENTE:	917.474 917.474 1.834.948	77.684 77.684 155.367	31.238 31.238 62.475	108.921 108.921 217.843	9.077 9.077 18.154	
E.E.ESMERALDAS S.A.	ESMERALDAS	Barra 69 kV	BP y BT Convencional	1. Posición L3: Línea Emelese 1 - 69 kV 2. Posición L4: Línea Emelesa 2 - 69 kV Total AGENTE:	646.592 646.592 1.293.184	54.748 54.748 109.495	16.621 16.621 33.242	71.369 71.369 142.738	5.947 5.947 11.895	
TERMOESMERALDAS S.A.	ESMERALDAS	Barra 138	BP y BT	1. Posición G1: Generador 138 kV Total AGENTE:	829.194 829.194	70.209 70.209	21.315 21.315	91.524 91.524	7.627 7.627	
E.E. REGIONAL MANABI S.A.	PORTOVIEJO	Barra 69	BP y BT Convencional	1. Posición L3: Línea Portoviejo 1 - 69 kV 2. Posición L4: Línea Portoviejo 2 - 69 kV 3. Posición L5: Línea Portoviejo 3 - 69 kV 4. Posición L6: Línea Jipitapa - 69 kV Total SUBESTACIÓN:	581.520 581.520 581.520 581.520 2.326.080	49.238 49.238 49.238 49.238 196.952	21.726 21.726 21.726 21.726 86.903	70.964 70.964 70.964 70.964 283.855	5.914 5.914 5.914 5.914 23.655	
		CHONE	kV	BP y BT Convencional	1. Posición 012: Línea Tosaqua - 69 kV 2. Posición 032: Línea Calcata - 69 kV 3. Posición 052: Línea Chone - 69 kV Total SUBESTACIÓN: Total AGENTE:	491.519 491.519 491.519 1.474.557 3.800.637	41.618 41.618 41.618 124.853 321.805	13.286 13.286 13.286 39.858 126.761	54.904 54.904 54.904 164.711 448.566	4.575 4.575 4.575 13.726 37.380
HIDRONACIÓN S.A.	PORTOVIEJO	Barra 138	BP y BT Convencional	1. Posición L1: Daule 2 - 138 kV 2. Posición L2: Daule 1 - 138 kV Total SUBESTACIÓN:	1.013.302 1.013.302 2.026.604	85.798 85.798 171.595	37.857 37.857 75.714	123.655 123.655 247.310	10.305 10.305 20.609	
ELECTRO GUAYAS S.A.	ONZALO ZEVALLOS			1. Posición G2: Generador G2 - 69 kV 2. Posición G3: Generador G3 - 69 kV 3. Posición G4: Generador G4 - 69 kV Total AGENTE:						
ELECTROQUIL S.A.				1. Posición T2: Línea Electroquil 2 - 69 kV Total AGENTE:						
SIDEG				1. Posición BA: Conexión a Emelec A - 69 kV 2. Posición BB: Conexión a Emelec B - 69 kV Total AGENTE:						
		QUEVEDO	Barra 138	BP y BT Convencional	1. Posición 152: Daule Peripa 1 - 138 kV 2. Posición 162: Daule Peripa 2 - 138 kV Total SUBESTACIÓN: Total AGENTE:	1.138.530 1.139.357 2.277.887 4.304.491	96.401 96.471 192.872 364.467	28.380 28.401 56.781 132.495	124.781 124.871 249.652 496.962	10.398 10.406 20.804 41.413
E.E. MILAGRO C.A.	MILAGRO	Barra 69	BP y BT Convencional	1. Posición 022: Línea Milagro 3 - 69 kV 2. Posición 032: Línea Milagro 1 - 69 kV 3. Posición 042: Línea Milagro 2 - 69 kV Total AGENTE:	645.829 534.007 534.007 1.713.842	54.683 45.215 45.215 145.113	17.154 14.184 14.184 46.522	71.837 59.399 59.399 190.636	5.986 4.950 4.950 16.886	
EMELGUR S.A.	MILAGRO	Barra 69	BP y BT Convencional	1. Posición 012: Línea Emelgur - 69 kV Total SUBESTACIÓN:	645.829 645.829	54.683 64.683	17.154 17.154	71.837 71.837	5.986 5.986	
	PASCUALES	Barra 69	BP y BT Convencional	1. Posición 042: Línea Quinto Guayas - 69 kV 2. Posición 062: Línea Daule - 69 kV Total SUBESTACIÓN:	424.238 424.238 848.476	35.921 35.921 71.841	11.496 11.496 22.992	47.417 47.417 94.834	3.951 3.951 7.903	
	QUEVEDO	Barra 69	BP y BT Convencional	1. Posición 012: Línea Quevedo Norte - 69 kV 2. Posición 022: Línea Quevedo Sur - 69 kV Total SUBESTACIÓN: Total AGENTE:	627.123 627.123 1.254.247 2.748.550	53.099 53.099 106.199 232.723	15.832 15.832 31.264 71.411	68.732 68.732 137.463 304.134	5.728 5.728 11.455 25.344	
CEDEGE S.A.	PASCUALES	Barra 138	BP y BT Convencional	1. Posición 172: Línea Cedega - 138 kV Total AGENTE:	246.488 246.488	20.870 20.870	31.592 31.592	52.462 52.462	4.372 4.372	
ELECTROQUIL S.A.	PASCUALES	Barra 138	BP y BT Convencional	1. Posición 122: Línea Electroquil 3 - 138 kV Total SUBESTACIÓN:	1.083.068 1.083.068	91.705 91.705	29.349 29.349	121.054 121.054	10.088 10.088	
	POSORJA	Barra 138	BS Convencional	1. Posición 102: Línea Electroquil 3 - 138 kV Total SUBESTACIÓN:	1.057.476 1.057.476	89.538 89.538	58.030 58.030	145.568 145.568	12.131 12.131	
				Total AGENTE:	2.140.544	181.243	86.380	266.622	22.219	
ECAPAG	PASCUALES	Barra 69	BP y BT Convencional	1. Posición 072: Línea ECAPAG - 69 kV Total AGENTE:	424.238 424.238	35.921 35.921	11.496 11.496	47.417 47.417	3.951 3.951	
SIDEG	PASCUALES	Barra 69	BP y BT Convencional	1. Posición 052: Línea Vergales - 69 kV 2. Posición 082: Línea Cervacería - 69 kV	424.238 424.238	35.921 35.921	11.496 11.496	47.417 47.417	3.951 3.951	

ANEXO No 5 Cont.

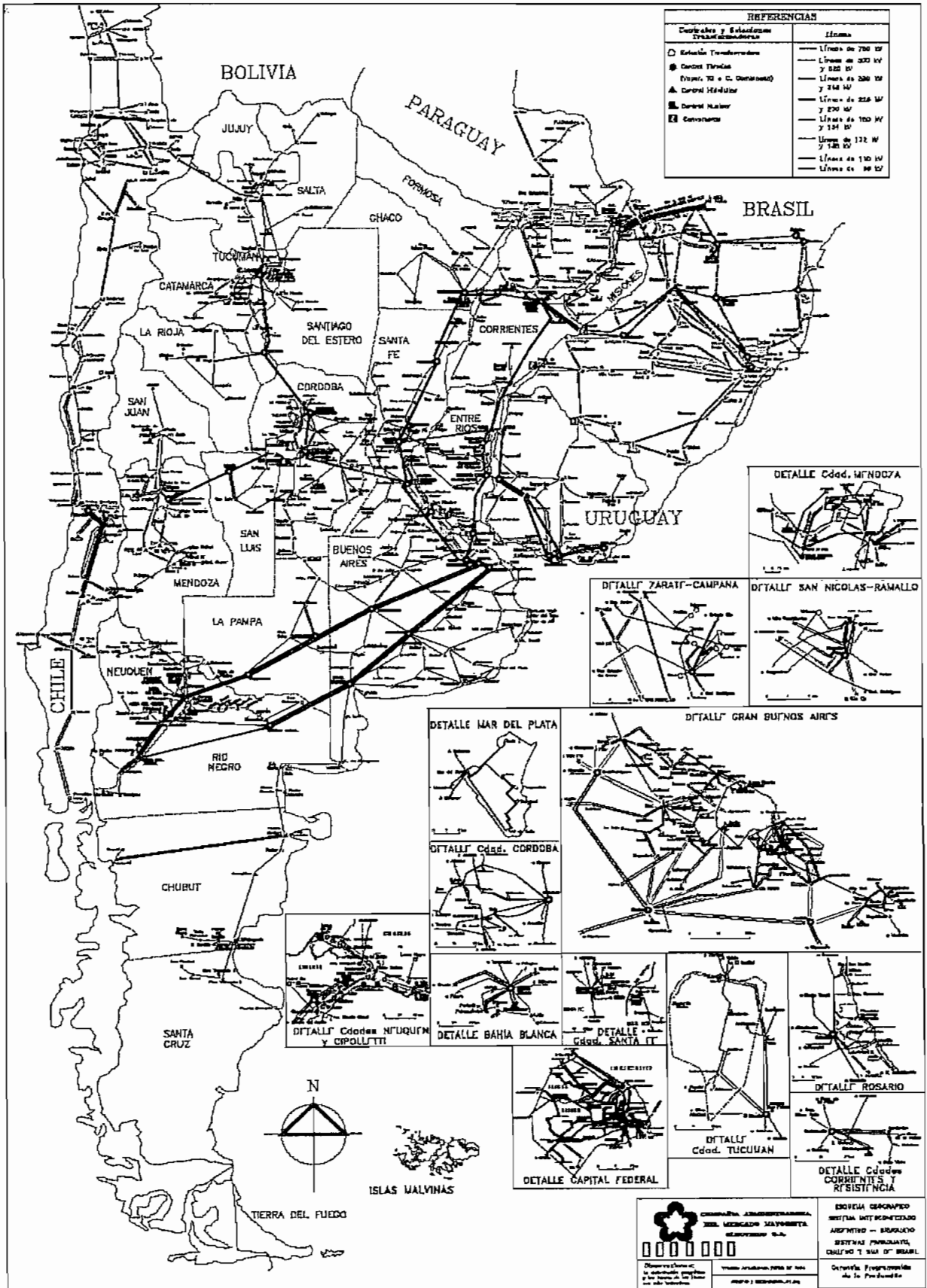
TRANSELECTRIC S.A.
Compañía Nacional de Transmisión Eléctrica


CARGOS DE CONEXIÓN

AGENTES	SUBESTACIÓN	PUNTOS CONEXIÓN	CONFIG/ TIPO	CAMPOS DE CONEXIÓN.	VALOR DE REPOSICIÓN A NUEVO (VRN) DE LOS CAMPOS DE CONEXIÓN [USD]	CARGO ANUAL DEL CAMPO DE CONEXIÓN (7,5%, 30 años) [US\$]	COSTO ANUAL DE ADMINISTRACIÓN OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DEL CAMPO DE CONEXIÓN [US\$]	CARGO DE CONEXIÓN ANUAL TOTAL INCLUIDO AO&M [US\$]	CARGO TOTAL MENSUAL DE CONEXIÓN [US\$]
				Total SUBESTACIÓN:	848.476	71.841	22.992	94.834	7.903
	POLICENTRO	Barra 69 kV	BS sin B SF6	1. Posición 012: Línea Tres Ceritos - 69 kV 2. Posición 022: Línea Cristevic - 69 kV 3. Posición 032: Línea Piedrahita - 69 kV 4. Posición 052: Línea Francisco de Orellana	2.081.113 2.081.113 2.081.113 2.081.113	176.210 176.210 176.210 176.210	47.792 47.792 47.792 47.792	224.002 224.002 224.002 224.002	18.667 18.667 18.667 18.667
				Total SUBESTACIÓN:	8.324.462	704.842	191.167	896.009	74.667
	TRINITARIA	Barra 69	DB sin B SF6	1. Posición 012: Línea Guasmo - 69 kV 2. Posición 062: Línea Padre Canals - 69 Kv	2.459.885 2.459.885	208.281 208.281	47.238 47.238	255.520 255.520	21.293 21.293
				Total SUBESTACIÓN:	4.919.770	418.563	94.477	511.040	42.687
				Total AGENTE:	14.092.697	1.193.246	308.638	1.601.882	125.157
ELECTROGUAYAS S.A.	PASCUALES	Barra 69	BP y BT Convencional	1. Posición 022: Generador para turbina a gas - 69 kV 2. Línea de transmisión 1c. Central - S/E Pascuales - 69 kV	588.720 84.065	48.154 9.822	15.411 15.411	63.565 9.822	5.297 818
				Total SUBESTACIÓN	588.720	48.154	15.411	63.565	5.297
	SALITRAL	Barra 69	BS Convencional	1. Posición ATQ: Línea Electroguayas 2. Posición ATR: Línea Electroguayas (Gonzalo Zevallos) - 138 kV	722.658 557.730	61.188 47.224	21.569 16.647	82.758 63.870	6.896 5.323
				Total SUBESTACIÓN:	1.280.388	108.412	38.216	146.628	12.219
	TRINITARIA	Barra 138	DB SIN B - SF6	1. Posición 1G2: Central Térmica Trinitaria -	716.683	60.682	64.586	125.288	10.439
				Total SUBESTACIÓN:	716.683	60.682	64.586	125.288	10.439
				Total AGENTE:	2.566.791	217.249	118.213	335.462	27.955
E.E. Península Sta. Elena S.A.	POSORJA	Barra 69	BP y BT Convencional	1. Posición 042: Línea Playas - 69 kV 2. Posición 052: Línea Posorja - 69 kV	613.198 613.198	51.920 51.920	32.490 32.490	84.411 84.411	7.034 7.034
				Total SUBESTACIÓN:	1.226.396	103.840	64.981	168.821	14.068
	SANTA ELENA	Barra 69	BP y BT Convencional	1. Posición 042: Línea Colonche - 69 kV 2. Posición 062: Línea Libertad - 69 kV 3. Posición 082: Línea Salinas - 69 kV 4. Posición 022: Posición de línea Chanduy - 69 kV	635.522 635.522 635.522 635.522	53.810 53.810 53.810 53.810	25.517 25.517 25.517 25.517	79.327 79.327 79.327 79.327	6.611 6.611 6.611 6.611
				Total SUBESTACIÓN:	2.542.088	216.242	102.068	317.309	28.442
				Total AGENTE:	3.768.483	319.082	167.048	486.131	40.611
E.E. LOS RÍOS C.A.	BABAHOYO	Barra 69	BS Convencional	1. Posición de trazo lado de baja 69 kV	428.055	36.244	27.041	63.285	5.274
				Total AGENTE:	428.055	36.244	27.041	63.285	5.274
E.E. EL ORO S.A.	MACHALA	Barra 69	BS Convencional	1. Posición 002: Autotransformador ATQ lado E	503.528	42.634	23.077	65.711	5.478
				Total AGENTE:	503.528	42.634	23.077	65.711	5.478
CRM	CHONE	Barra 138	DB sin B SF6	1. Posición 122: Línea Severino - 138 kV LT Severino - Chone (1 Circuito)	3.340.450 1.201.241	282.840 101.711	0 0	282.840 101.711	23.570 8.476
				Total AGENTE INCLUIDA LT:	4.541.691	384.551	0	384.551	32.046
	DAULE PERIPA			Total SUBESTACIÓN:	0	0	0	0	0
	PANAMERICANA			Total SUBESTACIÓN:	0	0	0	0	0
	DOS CERRITOS			Total SUBESTACIÓN:	0	0	0	0	0
	POMASQUI			Total SUBESTACIÓN:	0	0	0	0	0
	MONTECRISTI			Total SUBESTACIÓN:	0	0	0	0	0
MACHALA POWER	SAN IDELFONSO			Total SUBESTACIÓN:	0	0	0	0	0
	TOTAL				109.829.117	9.299.367	2.745.801	12.046.168	1.003.764

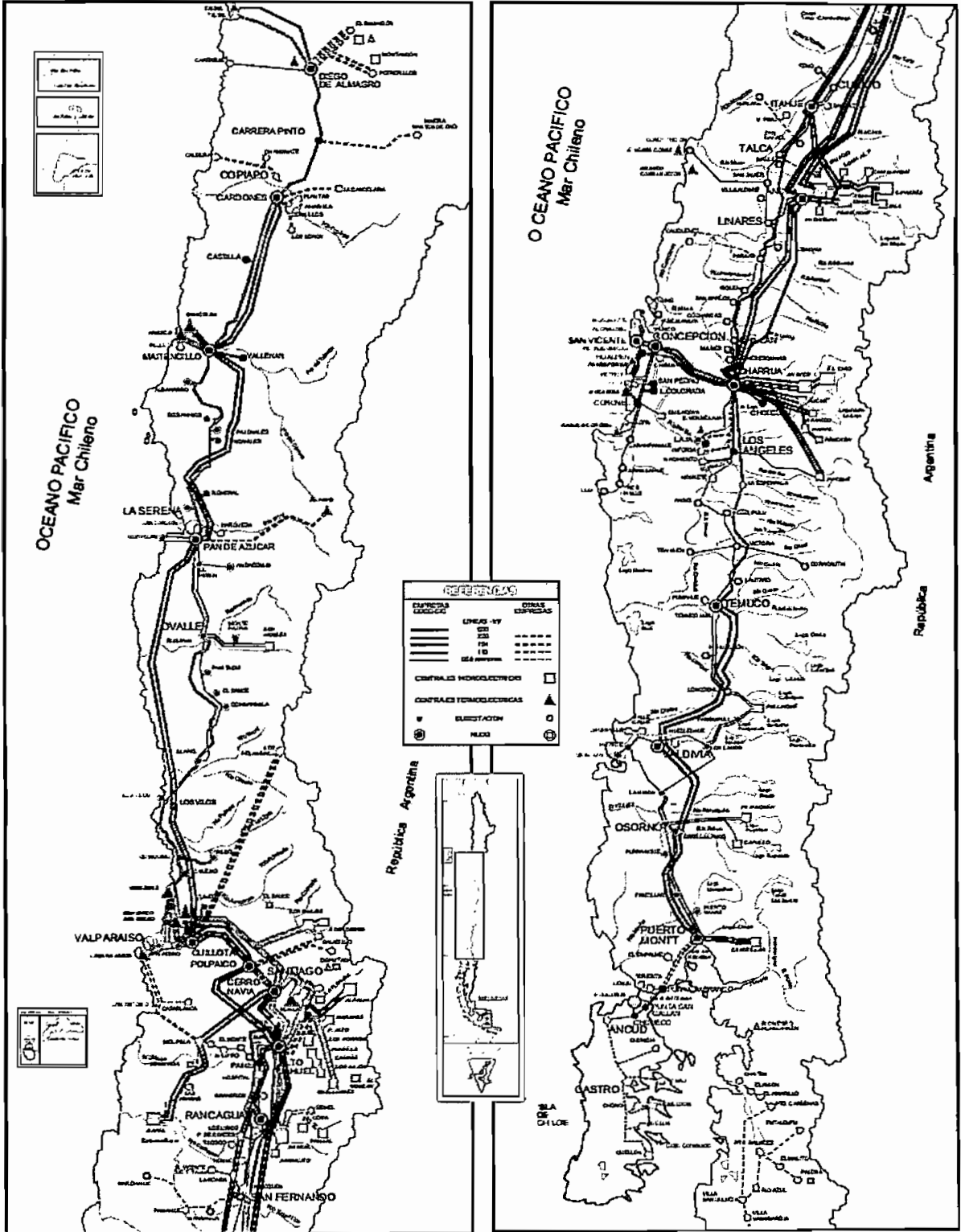
154.288.077 VRN S/E sin LT Severino y Agayán Tot
15.721.206 CARGO DE CNX TOTAL = CAMPO CNX + AOM
1.310.101 CARGO MENSUAL CNX = CARGO CNX TOTAL /12

ANEXO No 6 ARGENTINA



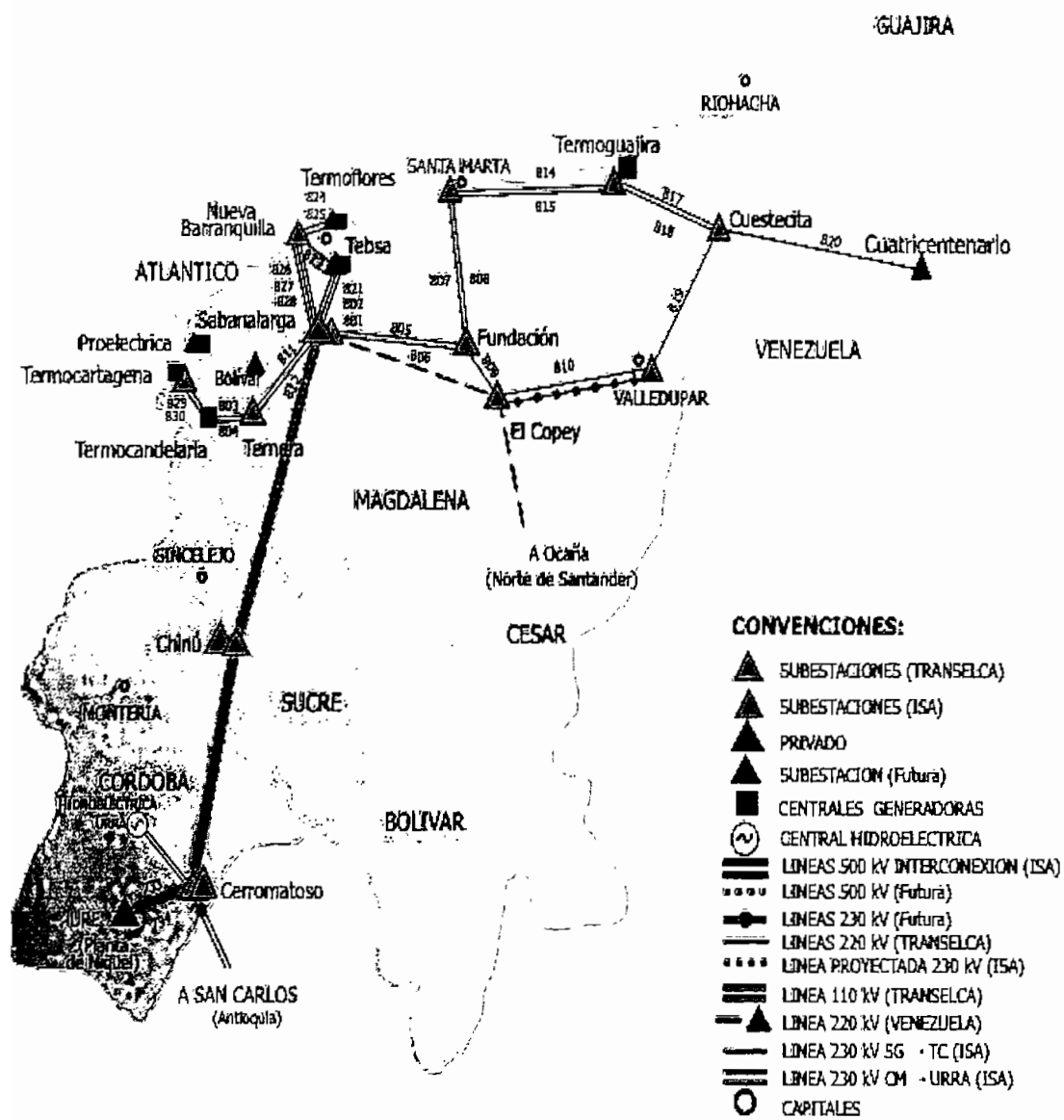

COMISIÓN ARGENTINA DEL MERCADO ELÉCTRICO
 SISTEMA INTERCONECTADO ARGENTINO - BRASILEÑO
 SISTEMA PARAGUAYO, DEL SUR Y SUR DE BRASIL
 Dirección General de Energía Eléctrica
 Av. Corrientes 1000 de Sur
 1000 - BUENOS AIRES

ANEXO No 8 CHILE



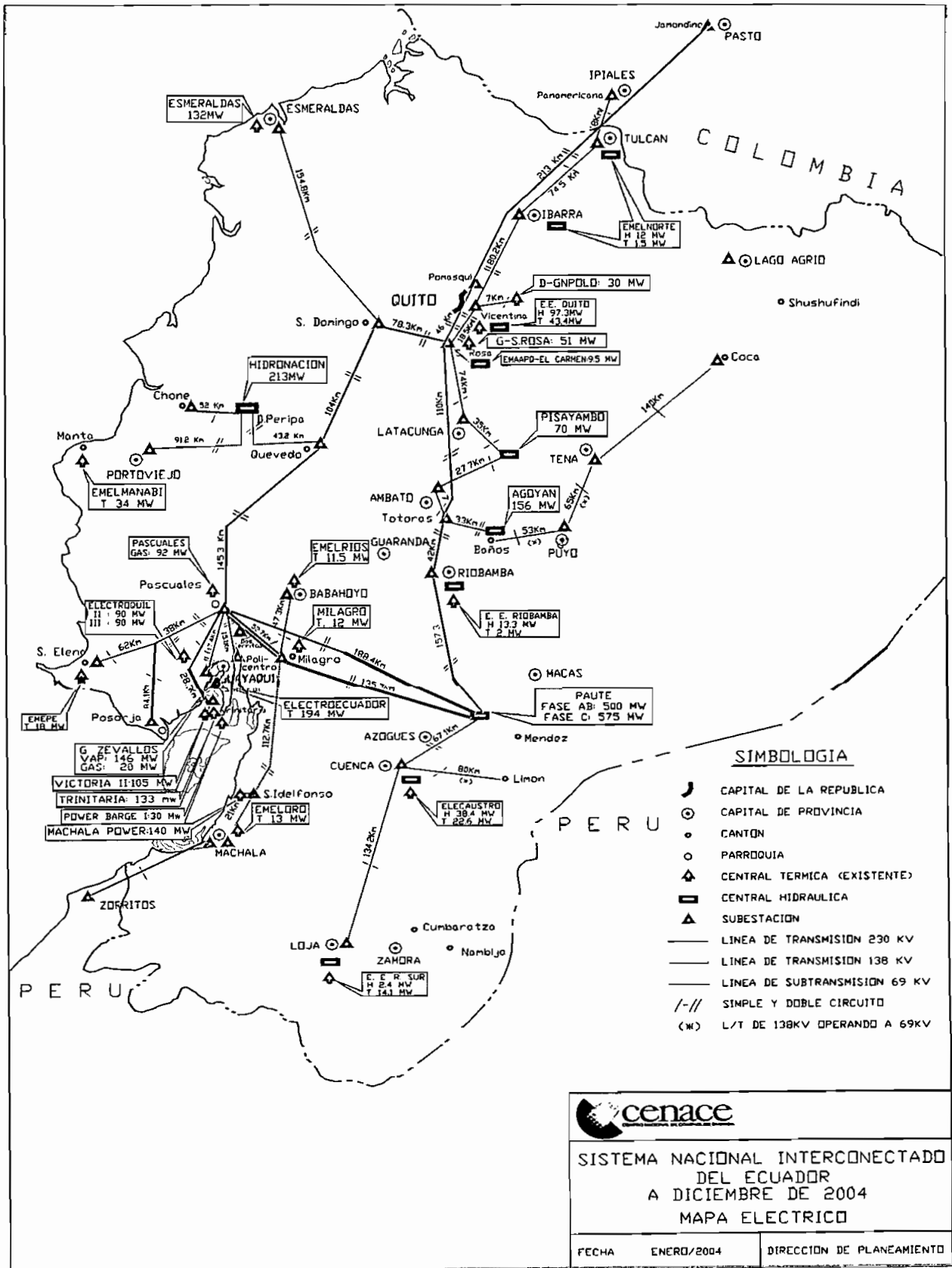
* Autorizada su circulación por resolución N°264 del 9 de agosto de 2000 de la Dirección Nacional de Ferrocarriles y Líneas del Estado. La edición y circulación de mapas que se refieren a relaciones con las litorales y fronteras de Chile no comprometen en modo alguno al Estado de Chile de acuerdo con el Art. 2° letra g) del D.F.L. N° 83 de 1979 del Ministerio de Relaciones Exteriores.

ANEXO No 9 COLOMBIA



ANEXO No 10 ECUADOR

SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO DEL ECUADOR MAPA ELECTRICO-CONFIGURACION DICIEMBRE/2004



ANEXO No 12

CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA
 REPORTE INDIVIDUALIZADO DE VALORES A SER FACTURADOS POR LOS AGENTES ACREEDORES EN EL MEM

ANO	2004,00
MES	SEPTIEMBRE
TIPO DE AGENTE DEUDOR	DISTRIBUIDOR
AGENTE DEUDOR	QUITO

		Datos									
TIPO DE AGENTE ACREEDOR	AGENTE ACREEDOR	Potencia		Regulación Primaria de Frecuencia RPF	Por Reactivos	Generación Forzada y Obligada	Tarifa Fija de Transmisión	Cargos Variables de Transmisión	Suma de Por TIE's Importación	Suma de Por TIE's Rentas de Exportación	Suma de TOTAL A COBRAR
		Energía en el Mercado Ocasional	Servicios Remunerable y Adicionales								
GENERADOR	ELECAUSTRO	97.119,99	46.053,62	0,00	0,00	942,53	0,00	0,00	0,00	0,00	147.116,04
	ELECTROGUAYAS	525.984,02	278.467,60	0,00	13.013,14	121.068,29	0,00	0,00	0,00	0,00	938.533,05
	EMAAP-Q	7.817,59	14.193,75	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	22.011,31
	HIDRO AGOYAN	3.306,06	176.876,07	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	180.182,13
	HIDRONACION	12.577,07	164.432,65	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	196.024,84
	HIDROPAUTE	15.228,33	611.964,72	0,00	0,00	0,00	0,00	19.015,22	0,00	0,00	627.193,05
	INTER. COLOMBIA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1.960.174,30	0,00	1.960.174,30
	TERMOESMERALDAS	356.568,05	174.212,78	0,00	0,00	88.016,97	0,00	0,00	0,00	0,00	818.797,78
	TERMOPICHINCHA	202.170,12	86.813,95	0,00	26.565,28	54.397,79	0,00	0,00	0,00	0,00	369.947,14
	ELECTROQUIL	766.303,26	231.377,64	0,00	0,00	2.618,29	0,00	0,00	0,00	0,00	1.009.299,19
	INTERVISA TRADE	58.135,79	82.993,95	0,00	0,00	25.584,83	0,00	0,00	0,00	0,00	164.714,57
	G. E.E. AMBATO	3.597,80	4.864,10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	8.461,90
	G. E.E. EL ORD	15.453,49	10.548,41	0,00	0,00	7,80	0,00	0,00	0,00	0,00	26.009,50
	G. E.E. EMELNORTE	2.930,77	13.667,40	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	16.598,17
	G. E.E. QUITO	40.068,24	74.422,82	0,00	0,00	2.660,47	0,00	0,00	0,00	0,00	117.151,53
	G. E.E. REGIONAL SUR	12.285,95	13.389,31	0,00	0,00	3.016,00	0,00	0,00	0,00	0,00	28.691,26
	G. E.E. RIOBAMBA	2.823,89	12.702,47	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	15.526,36
	G. E.E. SANTA ELENA	7.887,72	2.052,85	0,00	0,00	46,86	0,00	0,00	0,00	0,00	9.987,25
	G. E.E. COTOPAXI	0,00	4.772,45	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4.772,45
	G. E.E. BOLIVAR	1.114,22	696,10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1.810,32
	MACHALA POWER	100.033,42	49.554,99	0,00	0,00	29.481,15	0,00	0,00	0,00	0,00	179.068,56
	ADMTEMGYE-SG-	535.026,09	184.831,88	0,00	0,00	65.106,11	0,00	0,00	0,00	0,00	784.964,18
	ECOLUZ	0,00	1.978,42	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1.978,42
	ULYSSEAS INC.	29.244,34	3.620,77	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	32.865,11
Total GENERADOR		2.793.676,18	2.247.508,38	0,00	39.578,42	392.846,91	0,00	19.015,22	1.960.174,30	0,00	7.452.899,41
TRANSMISOR	TRANSELECTRIC	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1.559.283,07	533.686,24	0,00	0,00	2.092.969,31
Total TRANSMISOR		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1.559.283,07	533.686,24	0,00	0,00	2.092.969,31
DISTRIBUIDOR	RIOBAMBA	6.116,14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	6.116,14
Total DISTRIBUIDOR		6.116,14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	6.116,14
GRAN CONSUMIDOR	PRONACA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	900,63	0,00	0,00	900,63
	PLASLIT	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1.780,53	0,00	0,00	1.780,53
	AZUCARERA VALDEZ	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	588,42	0,00	0,00	588,42
	ECUDOS	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	163,49	0,00	0,00	163,49
Total GRAN CONSUMIDOR		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3.413,07	0,00	0,00	3.413,07
Total general		2.799.792,32	2.247.508,38	0,00	39.578,42	392.846,91	1.559.283,07	556.126,53	1.960.174,30	0,00	9.555.409,93

