



Universidad de San Carlos de Guatemala
Facultad de Ingeniería
Escuela de Mecánica Eléctrica

MÉTODOS DE ASIGNACIÓN DE COSTOS DEL SISTEMA DE TRANSPORTE

Miguel Antonio Santizo Pacheco

Asesorado por: Ing. José Guillermo Bedoya Barrios

Guatemala, enero 2004

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**MÉTODOS DE ASIGNACIÓN DE COSTOS DEL SISTEMA DE
TRANSPORTE**

TRABAJO DE GRADUACIÓN
PRESENTADO A JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

MIGUEL ANTONIO SANTIZO PACHECO

ASESORADO POR: ING. JOSÉ GUILLERMO BEDOYA BARRIOS

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE
INGENIERO ELECTRICISTA

Guatemala, enero de 2004

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Sydney Alexander Samuels Milson
VOCAL I	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
VOCAL II	Lic. Amahán Sánchez Alvarez
VOCAL III	Ing. Julio David Galicia Celada
VOCAL IV	Br. Kenneth Issur Estrada Ruiz
VOCAL V	Br. Elisa Yazminda Vides Leiva
SECRETARIO	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Sydney Alexander Samuels Milson
EXAMINADOR	Ing. Ángel de Jesús García Martínez
EXAMINADOR	Ing. Carlos Francisco Gressi López
EXAMINADOR	Ing. Edgar Florencio Montufar Urizar
SECRETARIO	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

Cumpliendo con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a consideración mi trabajo de graduación titulado:

MÉTODOS DE ASIGNACIÓN DE COSTOS DEL SISTEMA DE TRANSPORTE

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Mecánica Eléctrica con fecha 11 de noviembre de 2002 No. EIME.174.2002.

Miguel Antonio Santizo Pacheco

ACTO QUE DEDICO:

- A DIOS
Todo poderoso, por permitirme la existencia, y darme la oportunidad para alcanzar mis metas.
- A MIS PADRES
Juana Isabel Pacheco de León.
Con mucho amor, muchas gracias por ese apoyo incondicional en todo momento, este es el fruto de tu incansable esfuerzo, este logro te lo dedico a ti.
Fredy Miguel Santizo Gálvez.
Gracias por tus consejos y motivaciones, tu apoyo fue fundamental para lograr salir adelante.
- A MI HERMANO
Fredy Osmín.
Sé que nuestras metas son difíciles, pero seguí adelante, Felicitaciones.
- A MIS TÍOS
Tono, Francisco, Mina, Rocael, Chepe, Vita, Otilia.
Les agradezco la ayuda que me brindaron; sin ella me hubiera sido difícil obtener este preciado logro mil gracias.
- A MIS PRIMOS
Alex, Carlos, Esvin, Gerby, Guayo, Jorge Leonel, Leyby, Luis, Mario, Marisol, Nidia, Paty, Quique, Ricardo, Rolando, Verónica.
Sinceramente gracias por su cariño y amistad, siempre estarán en mi corazón
- A MIS ABUELOS
María de León Viuda de Pacheco.
Me alegra tenerla entre nosotros, y poder compartir juntos este triunfo, que Dios me la bendiga.
Miguel Antonio Santizo Rossato Q.E.D.
Me hubiera gustado tanto, que compartiéramos este momento especial, que Dios te tenga en su Santa Gloria.
- A MIS AMIGOS
Alda, Antonio, Baltasar, Brenda, Byron, Carlos, Danilo, Don Armando, Duglas, Eduardo, Jaime, Juan, Liliana, Lorena, Luis, Maria, Mario, Marisol, Marcos, Migdalia, Nacho, Nery, Nico, Oscar, Tay, Werner, Walter, etc.
Es un orgullo tenerlos como amigos; les deseo lo mejor del mundo.
Fernando Moscoso
Gracias por tu ayuda para realizar este trabajo.
- A MI ASESOR
Ing. Guillermo Bedoya.
Muchas gracias por su colaboración, que Dios lo bendiga.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	V
LISTA DE SÍMBOLOS	VII
GLOSARIO	X
RESUMEN	XIII
OBJETIVOS	XV
INTRODUCCIÓN	XVI
1. EVOLUCIÓN DE LOS MERCADOS ELÉCTRICOS	
1.1 El mercado eléctrico tradicional	1
1.1.1. Reformas de la industria eléctrica	4
1.1.2. Etapas de la cadena producción-consumo	5
1.1.2.1. La generación	6
1.1.2.2. La comercialización.....	6
1.1.2.3. La distribución	7
1.1.2.4. La transmisión.....	7
1.2 Modelo de mercado eléctrico	9
2. IMPACTO DE LA NUEVA REGULACIÓN EN EL TRANSPORTE	
2.1. Cambios en la actividad de transporte de energía eléctrica.....	17
2.1.1. Acceso.....	18
2.1.2. Remuneración.....	19
2.1.3. Inversión.....	20
2.2. El negocio del transporte de energía eléctrica.....	22
2.2.1. Características del sistema de tarificación del transporte	

	en el nuevo marco regulatorio.....	23
2.2.2.	Asignación de los costos de la red de transporte de energía eléctrica.....	28
2.3.	Regulación del transporte en Guatemala.....	31
2.3.1.	Acceso al sistema de transporte.....	33
2.3.2.	Remuneración de sistema de transporte.....	34
2.3.3.	Inversión.....	38
2.3.4.	Propiedad de las instalaciones de la ampliación.....	40

3. METODOLOGÍAS DE ASIGNACIÓN DE COSTOS DEL SISTEMA DE TRANSPORTE

3.1.	Tarificación de transacciones " <i>Wheeling</i> ".....	41
3.1.1.	<i>Rolled in allocation</i>	42
3.1.1.1.	Sellos de correos (<i>Postage Stamp</i>).....	42
3.1.1.2.	<i>Red Line o contract path allocation</i>	43
3.1.1.3.	Asignación con base en la distancia.....	45
3.1.2.	<i>Mega Watt mile allocation</i>	46
3.2.	Tarificación a costo marginal.....	50
3.2.1.	Tarificación a costo marginal de largo plazo.....	50
3.2.2.	Tarificación a costo marginal de corto plazo.....	53
3.2.2.1.	Ingreso tarifario por potencia.....	55
3.2.2.2.	Ingreso tarifario por energía.....	56
3.3.	Métodos de cargo complementarios.....	57
3.3.1.	Áreas de influencia.....	60
3.3.2.	Beneficiarios.....	62
3.3.3.	Participaciones medias.....	64
3.3.4.	Métodos basados en juegos cooperativos.....	66
3.3.5.	Métodos basados en derechos de transporte.....	68
3.4.	Método adoptado en el país para la asignación de costos	

del sistema de transporte.....	70
3.4.1. Determinación del sistema de transmisión económicamente adaptado.....	71
3.4.2. Costo anual del sistema principal de transporte.....	72
3.4.3. Distribución del costo anual del sistema principal entre los generadores.....	75
3.4.4. Distribución del peaje entre los transportistas del sistema principal.....	75
3.4.5. Peaje por uso de los sistemas secundarios.....	76
3.5. Aplicaciones reales.....	77

4. METODOLOGÍA PROPUESTA PARA ASIGNACIÓN DE COSTOS DEL SISTEMA DE TRANSPORTE

4.1. Premisa del sistema de transporte nacional.....	79
4.2. En busca de la eficiencia.....	80
4.3. Metodología propuesta.....	81
4.4. Método de asignación de costos del sistema de transporte económicamente dimensionada (MACSTED).....	82
4.4.1. Repartición de los costos.....	82
4.4.2. El sistema de transporte económicamente dimensionado (STED).....	83
4.4.3. Casos especiales.....	86
4.4.4. Requerimientos del MACSTED.....	86
4.5. Puesta a prueba del MACSTED.....	87
4.5.1. Aplicación del método propuesto.....	90
4.5.2. Costo promedio para líneas de transmisión de 69 kV.....	90
4.5.3. Costo de las pérdidas de energía en una línea de transmisión.....	92
4.5.4. Aplicación del MACSTED en líneas de transmisión	

de 69 kV.....	94
4.5.4.1. Caso I: Línea de transmisión nueva.....	94
4.5.4.2. Caso II: Línea de transmisión existente.....	97
4.5.4.3. Caso III: Línea supuesta.....	102
CONCLUSIONES.....	106
RECOMENDACIONES.....	108
BIBLIOGRAFÍA.....	110
APÉNDICE 1.....	112

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1	Ejemplo de <i>Contract path</i> con un único sistema.....	44
2	Ingreso tarifario por potencia	55
3	Ingreso tarifario por energía.....	56
4	Diagrama unifilar caso I	94
5	Curva horaria de potencia CTO 114	95
6	Costo de la línea en función de su dimensión caso I.....	96
7	Diagrama unifilar caso II	99
8	Diferencia entre métodos para el caso II	100
9	Repartición de pérdidas caso II	101
10	Diagrama unifilar caso III	103
11	Comparación métodos NCC No.9 y MACSTED	104

TABLAS

I	Cambios en el transporte.....	18
II	Esquemas tarifarios de la transmisión en uso en el mundo.....	77
III	Costos promedio de líneas de transmisión	91
IV	Determinación de costos de línea caso I	96
V	Cálculo de peajes caso I.....	97
VI	Características de los usuarios caso II	98
VII	Resultado del flujo de carga caso I.....	98

VIII	Sistema económicamente dimensionado caso II	99
IX	Calculo de peajes caso II	100
X	Repartición de pérdidas anuales caso II.....	101
XI	Sistema económicamente dimensionado caso III	103
XII	Costo de las líneas caso III	104
XIII	Cálculo de peajes caso III	104
XIV	Costo de 1 kilómetro de línea.....	112

LISTA DE SÍMBOLOS

R_t	Precio por la transacción t
TC	Costo total del servicio de transporte
P_t	Potencia máxima suministrada en la transacción t
P_{Max}	Potencia máxima del sistema en total
R_t	Precio de transmisión para la transacción t
L_l	Largo de la línea l
h_l	Factor de costos, función de la ubicación, tiempo de funcionamiento y conductor utilizado
W_l	Costo por unidad de capacidad y longitud
$MW_{t,l}$	Flujo por la línea l debido a la transacción t
TC_t	Costo de capacidad de transmisión asignado, a la transacción t
c_{ij}	Costo unitario de la línea ij
b_{ij}	Suceptancia del circuito ij
θ_{ij}	Ángulo de la tensión en la barra i
P_i	Potencia activa en la barra i
cap_{ij}	Capacidad de la línea ij
d_k	Demanda en la barra k
γ	Multiplicador de Lagrange, asociado a la ecuación de balance de potencia
μ	Vector de multiplicadores de Lagrange asociado a las restricciones de la red
L	Pérdidas en la red
Z	Restricciones (límites: térmicos, voltaje, estabilidad, seguridad, etc.)
Pérdidas_l	Pérdidas de potencia en la línea l

FPP_i	Factor de penalización en la barra i
FPP_j	Factor de penalización en la barra j
E_i	Energía inyectada en la barra i
AVNR	Anualidad del valor nuevo de reemplazo
COYM	Costo de operación y mantenimiento
IT	Ingreso tarifario
r	Costo de capital
n	Vida útil de las instalaciones de transmisión
FRC	Factor de recuperación de capital
TA	Tasa de actualización
V	Vida útil de la instalación
%GOM	Gastos anuales de operación y mantenimiento
MASi	Monto anual de penalizaciones que deberá pagar el transportista
"nc"	Es el número total de componentes del sistema de transmisión
PF_i	Potencia Firme del generador " i "
"ng"	Es el número de generadores
DISTi	Es la distancia del Sistema Principal a la que se conecta el generador, importador, exportador o comercializador " i "
Ngs	Es el número de generadores, importadores, exportadores o comercializadores
Pgijs	Pagos por peaje del generador, importador, exportador o comercializador " i ", el mes " j ", al transportista
\overline{S}_u	Potencia máxima promedio del usuario, en el año de cálculo, expresada en MVA
CAI$_{ED,i}$	Costo anual de la infraestructura económicamente dimensionada, del elemento i
CAPE$_{ED,i}$	Costo anual de las pérdidas de energía del elemento i , económicamente dimensionado

$CAPE_{EE,i}$	Costo anual de las pérdidas de energía del elemento existente i ,
T	Total de usuarios que hacen uso del elemento i
$VNR_i(D)$	Valor Nuevo de Reemplazo en US \$, del elemento i en función de la Dimensión “ D ” del equipo, definido por el ente regulador
MAS_i	Monto anual de sanciones, cuando no opere ni mantenga en forma confiable y eficiente el componente “ i ” del sistema de transmisión
$C_{Demanda}$	Crecimiento proyectado de la demanda en %
n	Número de año
T_P	Total de años del período de análisis
V	Voltaje de operación de la línea de transmisión, en kV
FP	Factor de pérdidas
\overline{C}_E	Costo promedio de la energía
$I_{Inflación}$	Tasa de Inflación anual esperada en %.
$R_{(D)}$	Resistencia eléctrica monofásica en Ohmios, en función de la dimensión o capacidad del equipo
$CTI_L(S)$	Costo total de la infraestructura de una línea de transmisión, expresada en US \$ por Km.
S	Es la sección del conductor en mm^2
ρ	Resistividad del conductor expresada en $\frac{\Omega \cdot mm^2}{m}$

GLOSARIO

- Comercializador** Es la persona, individual o jurídica, cuya actividad consiste en comprar y vender bloques de energía eléctrica con carácter de intermediación y sin participación en la generación, transporte, distribución y consumo.
- Costo marginal de corto plazo de energía** Es el costo en que incurre el Sistema Eléctrico para suministrar un kilovatio-hora (kWh) adicional de energía a un determinado nivel de demanda de potencia, considerando el parque de generación y transmisión efectivamente disponible. El valor del costo marginal de corto plazo de energía es aplicable en el nodo del Sistema Nacional Interconectado en el que se ubica la unidad generadora marginal.
- Distribuidor** Es la persona, individual o jurídica, titular o poseedora de instalaciones destinadas a distribuir comercialmente energía eléctrica.
- Generador** Es la persona, individual o jurídica, titular o poseedora de una central de generación de energía eléctrica, que comercializa total o parcialmente, su producción de electricidad.

- Gran usuario** Es aquel cuya demanda de potencia excede un determinado límite y que por sus características de alto consumo de energía se le da esta denominación.
- Mercado mayorista** Es el conjunto de operaciones de compra y venta de bloques de potencia y energía que se efectúan a corto y a largo plazo entre agentes del mercado.
- Mercado Spot** Es el conjunto de transacciones de compra venta de electricidad de corto plazo, no basado en contratos a término.
- Peaje** Es el pago que devenga el propietario de las instalaciones de transmisión, transformación o distribución por permitir el uso de dichas instalaciones para la transportación de potencia y energía eléctrica por parte de terceros.
- Potencia máxima** Es la potencia máxima que una Unidad Generadora es capaz de suministrar a la red bajo las condiciones de temperatura y presión atmosférica del sitio en que está instalada.
- Servicio de distribución final** Es el suministro de energía eléctrica que se presta a la población, mediante redes de distribución, en condiciones de calidad de servicio y precios aprobados por el ente regulador.
- Sistema de transmisión** Es el conjunto de subestaciones de transformación y líneas de transmisión, entre el punto de entrega del

generador y el punto de recepción del distribuidor o de los grandes usuarios.

Sistema de transmisión económicamente adaptado Es el sistema de transmisión dimensionado de forma tal que minimice los costos totales de inversión, de operación y mantenimiento y de pérdidas de transmisión, para una determinada configuración de ofertas y demandas.

Transmisión Es la actividad que tiene por objeto el transporte de energía eléctrica, a través del sistema de transmisión.

Transportista Es la persona, individual o jurídica, poseedora de instalaciones destinadas a realizar la actividad de transmisión y transformación de electricidad.

Usuario Es el titular o poseedor del bien inmueble, que recibe el suministro de energía eléctrica.

RESUMEN

Debido a la transformación que ha sufrido en los últimos años, la industria eléctrica nacional ha dejado el sistema de transporte como corredor del mercado eléctrico, de manera que permita el libre acceso de transacciones entre generadores, comercializadores y distribuidores. Dada la naturaleza del negocio del transporte de energía, no le permite la libre competencia y tienden a desarrollarse como un monopolio natural.

El transporte de energía requiere de grandes inversiones iniciales, que una vez realizadas constituyen un costo hundido. Por eso, deben buscarse las formas de financiamiento del sistema de transmisión, que proporcione 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, El problema radica en la determinación y aplicación de una metodología, que permita una correcta repartición de los costos entre los participantes que hacen uso de la red de transporte, que asegure el interés de los transportistas; en pocas palabras, que se conviertan en un negocio económicamente atractivo y que a su vez satisfaga las necesidades de los agentes del sistema.

En el presente trabajo, se exponen diferentes metodologías de asignación de los costos del sistema de transporte de energía, entre los diferentes agentes que hacen uso del mismo. Para el estudio y entendimiento de estos métodos, se da inicio con la conceptualización del modelo de mercado eléctrico, para

luego entender qué costos deben repartirse, entre quienes se repartirá y la forma correcta que debe realizarse.

Se analiza el marco legal nacional del entorno del sistema de transporte y la función de este; se presenta la metodología planteada y su forma de aplicación, para luego analizarla y aplicarla en casos prácticos.

Además se presenta una metodología nueva propuesta por el autor del presente trabajo de graduación, al cual se ha denominado “Metodología de asignación de costos del sistema de transmisión económicamente dimensionado” o simplemente por sus siglas MACSTED, en el cual con base en los criterios básicos que debe contener una metodología, se ha planteado un método que involucra a todos los participantes de un mercado eléctrico, a que conjuntamente planifique de manera correcta el sistema de transporte. Esto tiene como única finalidad buscar la eficiencia del sistema de transporte, que se traduce en un costo menor de la energía para los consumidores finales.

OBJETIVOS

General

Estudiar las metodologías de asignación de costos planteadas para el financiamiento del sistema de transporte, analizar las características que debe tener una metodología, para lograr una correcta repartición de los costos, entre los usuarios del sistema de transporte de energía eléctrica.

Específicos

1. Analizar el modelo de mercado eléctrico nacional, en su régimen legal y establecer la metodología de asignación de costo del sistema de transporte, que ha sido planteada en la regulación nacional.
2. Establecer criterios para la aplicación de metodologías de asignación de costos de un sistema de transporte y la distribución de estos costos, entre los agentes que hacen uso del sistema de transporte.
3. Desarrollar una metodología de asignación de costos para el sistema de transporte nacional, con base en los criterios básicos de una metodología estructurada, que tenga como finalidad la búsqueda de la eficiencia, la correcta expansión de la red y la sostenibilidad de la misma, y que con base a señales económicas guíe a los agentes del mercado eléctrico a planificar correctamente el sistema.

INTRODUCCIÓN

Guatemala, como muchos países latinoamericanos, entró desde la década de los noventa en un proceso de modernización de la industria de energía eléctrica, se estableció un modelo económico en busca de la eficiencia, de manera reducir los costos y mejorar la calidad de la energía eléctrica, así como garantizar de buena manera la expansión y sostenibilidad del sistema eléctrico nacional.

Anteriormente el sector eléctrico estaba conformado por: La Empresa Eléctrica de Guatemala (EEGSA) que cubre la generación, transmisión y distribución final de energía en el área central del país, el Instituto Nacional de Electrificación (INDE) que cubre los sectores de generación, transmisión y distribución final del área rural del país, algunos generadores independientes, así como las empresas eléctricas municipales, encargadas de distribuir a los usuarios finales en algunos municipios del interior del país.

En Guatemala, la industria eléctrica estaba en gran medida impulsada por el gobierno y la mayor parte del sistema era de su propiedad; desarrollando las actividades de generación, transporte y distribución final, a través del INDE, con una estructura de empresa verticalmente integrada y no lucrativa.

Uno de los primeros pasos de la modernización del sistema eléctrico fue la creación de la comisión nacional de energía eléctrica (CNEE). Es un ente descentralizado y con recursos propios, encargado de regular el buen funcionamiento del nuevo esquema planteado; como principal cambio, destaca

mencionar la separación del sector eléctrico en cuatro bloques agrupados por la actividad que realizan, estos son: La generación, la comercialización, la distribución y el transporte; cada uno de estos están regulados por Ley General de Electricidad (LGE) y sus diferentes normas y reglamentos que conforman el marco regulatorio de la industria eléctrica en nuestro país.

Dentro de este nuevo concepto de mercado la generación y la comercialización, tienen libre acceso al sistema de transporte y que por sus características pueden desarrollarse en un marco de mercado competitivo, en el que se busca la mayor eficiencia, a través de la producción y compra al mínimo costo. Por el contrario, los negocios de la transmisión y distribución, dada las características físicas y económicas no permiten la libre competencia, al no poder establecerse varias empresas en la misma zona geográfica, para que éstas compitan entre ellas, por lo cual se desarrollan como monopolios naturales.

Este nuevo esquema ha colocado al grupo transportista como un factor importante en el mercado eléctrico, dada la obligatoriedad de conexión y libre acceso a las redes de transporte por parte de terceros, que permiten la competencia a nivel de la generación y la comercialización, de manera que éstos lleven su energía a los centros de consumo, y los consumidores puedan acceder a la energía en un ambiente de competencia.

Dado que las redes de transporte se establecen como monopolios naturales, se hace necesaria la regulación, de manera que permita a la generación y la comercialización desarrollarse en forma competitiva, y que se satisfaga adecuadamente la demanda de los consumidores finales a precios, según el nivel de servicio entregado. Por otra parte, en particular para el negocio de la transmisión, deben buscarse las formas de financiamiento del

sistema de transmisión, de manera que provean a su dueño un incentivo económico para realizar inversiones con una rentabilidad atractiva, que permitan que la operación y expansión sea eficiente y segura.

En diversos países, especialmente en Latinoamérica, se ha resuelto el problema del financiamiento del sistema de transporte, implementando técnicas de repartición de los costos del sistema de transmisión en forma de tarifas (peajes), las cuales, basándose en diversas metodologías, financian los sistemas de transmisión existentes e intentan promover el desarrollo y la inversión para la expansión de estos sistemas, en forma económica y eficiente, de acuerdo con las necesidades de creciente demanda por servicios eléctricos.

En la actualidad, se ha discutido mucho acerca de los esquemas de tarificación de los sistemas de transmisión; se busca en cada caso el esquema más adecuado para la realidad de cada sistema y de cada país. La implementación de estos esquemas no ha estado exenta de problemas, que se han presentado en la operación de los sistemas, el establecimiento de contratos entre partes involucradas, así como la toma de decisiones, bajo condiciones de incertidumbre, para la realización de inversiones.

Los métodos de asignación de los costos del sistema de transporte o "peaje" entre los usuarios del sistema de transmisión es el tema principal que se va a tratar en el presente trabajo de graduación, y vale la pena mencionar que ha sido punto de debate a nivel académico, empresarial y legal, ya que cada país ha buscado su solución en concordancia con la realidad de su sistema de transmisión. Se buscado de alguna manera que el sistema de precios y pagos 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.

En la actualidad, se han planteado diversos esquemas para dar solución al problema de distribución del peaje, entre los cuales se destaca aquel que considera el uso multilateral del sistema de transmisión con todos los agentes, que contribuyendo al financiamiento de la red, basado en un uso físico y económico de ésta, independiente de los acuerdos comerciales. Se han desarrollado otros esquemas, como el de las transacciones bilaterales o "*wheeling*", que busca determinar el costo derivado de una transacción específica entre dos barras del sistema.

El desarrollo de este trabajo se presenta en cuatro capítulos de la siguiente forma:

En el Capítulo I, se hace una pequeña reseña histórica de las características fundamentales de la industria de la energía eléctrica, y las regulaciones por las que ha pasado. Además, se hace una descripción del modelo de mercado eléctrico competitivo, para finalmente analizar las regulaciones nacionales que intervienen en el sector eléctrico, en especial para el financiamiento del sistema de transporte.

En el Capítulo II, se presenta el modelo funcional del sector transporte en una conceptualización idealizada, para luego analizar la regulación que esta tiene en nuestro país.

En el Capítulo III, se presentan algunas de las distintas metodologías que se han planteado para la tarificación de los sistemas de transmisión eléctricos, algunos de los cuales han sido planteados sólo a nivel teórico y otros han sido puestos en práctica en algunos países; además, se incluye la metodología que se pretende aplicar en nuestro país.

En el Capítulo IV, se hace una aportación al tema en el cual se desarrolla una metodología que busca la eficiencia con una correcta planificación, basada en el uso que cada agente hace de la red, además de una repartición de pérdidas entre agentes y transportista; se aplica en tres ejemplos y se compara con la aplicación del método nacional existente.

1. EVOLUCIÓN DE LOS MERCADOS ELÉCTRICOS

El negocio de la energía eléctrica ha sufrido grandes cambios en muchos países, que al igual que en Guatemala, en donde éste dejó de ser un servicio público y paso a ser un mercado de bienes y servicios como muchos, en donde se busca la eficiencia, a través de la liberación del mercado y el fomento a la libre competencia entre los productores y comercializadores de energía eléctrica; este cambio ha repercutido en gran medida a los agentes del mercado, ya que las empresas pasaron de ser empresas verticalmente integradas y fuertemente reguladas, en donde el financiamiento se obtenía del costo final a los consumidores, a empresas separadas por actividades como la generación la comercialización, la distribución y el transporte.

1.1 El mercado eléctrico tradicional

La industria eléctrica desde sus inicios se ha manejado como un monopolio natural. Es decir, la opción más barata de suministro de la electricidad era la de optar por un único suministrador. Las peculiares condiciones del negocio eléctrico intensivo en capital, como características del producto electricidad, parecían conducir naturalmente a esto. Como consecuencia, surgieron en cada territorio compañías verticalmente integradas, tanto públicas como privadas, que desarrollaron un sector que siempre ha sido fuertemente regulado y manejado por los poderes públicos, que tenían la responsabilidad de garantizar el suministro, que con frecuencia se responsabilizaban de la planificación más conveniente en cada momento. En este esquema organizativo, las empresas eléctricas han sido habitualmente

meras ejecutoras de lo que se decidía fuera de ellas. A cambio tenían aseguradas la recuperación de todos los costes en las que incurrieran, ya que todos ellos eran pagados por el consumidor, a través de la tarifa que el regulador estipulaba, era la filosofía de la remuneración en función del costo del servicio.

Al ser la industria eléctrica una actividad sumamente compleja y con características de monopolio natural, parecía evidente que la mejor forma de operarla y planificarla debería ser en forma centralizada. El órgano centralizado poseía en teoría toda la información necesaria, como para realizar la planificación y operación de la forma más económica posible.

Sin embargo, el modelo centralizado no parecía ser la forma más eficiente; la causa de su infuncionalidad puede explicarse por varias razones. Una de ellas, de carácter económico, por la gran insatisfacción que se ha producido en los consumidores, que ha sido motivado por las ineficiencias del sistema, aumento de las tarifas, exceso de capacidad de generación y diferencias apreciables entre los precios de la electricidad ofrecidos por distintas empresas, así como la experiencia en otros sectores energéticos, cuyos precios se redujeron después de su liberalización. Evidentemente no son los mismos motivos los que inducen a todos los sistemas a estos cambios, ya que cada sistema eléctrico tiene sus propias características.

Otra razón que lleva a la liberalización del mercado eléctrico, como otros muchos mercados (telecomunicaciones, transporte, etc.), es la de ampliar la capacidad de elección del consumidor, verdadero motor del eficaz funcionamiento de los mercados, que lleva al sector eléctrico a ser un mercado más entre otros.

Ante la liberalización de los sistemas eléctricos, surge lógicamente la inquietud por averiguar si este cambio va a conseguir los objetivos de reducción de costos y aumento de eficiencia. Es difícil contestar a este cuestionamiento, aunque las diversas experiencias internacionales nos indican que el cambio resulta positivo y que realmente se consigue cumplir, en mayor medida, con los objetivos propuestos. Sin embargo, podría preguntarse si un modelo competitivo garantizará la eficiencia a largo plazo o no, es decir, si evitará cometer errores. La respuesta debe meditarse, teniendo en cuenta que, en un modelo descentralizado las decisiones las toman muchos en vez de pocos, que es lo que ocurre en un modelo tradicional. Además, en un modelo competitivo, el riesgo de esas decisiones pasa en gran medida de los consumidores finales a los agentes que las toman.

Además a largo plazo, el modelo competitivo también debe garantizar la eficiencia a corto plazo. En este punto, no parece que el nuevo modelo pueda obtener una mayor eficiencia que los sistemas de operación centralizada bien administrados. El único motivo, por el que la operación puede resultar más económica, es por la eliminación de barreras a la libre circulación de la energía.

Un aspecto, donde sí parece que el modelo competitivo va a superar al tradicional, se refiere al envío de señales económicas eficientes dirigidas al conjunto de agentes del sistema. En la regulación tradicional con esquemas de remuneración, basadas en el coste de suministro, este tipo de señales óptimas no suelen estar presentes. La razón que puede justificar esta carencia puede ser doble. Por un lado, la mentalidad política tenía como principal objetivo garantizar el suministro por encima de todo y, por otro lado las empresas eléctricas ponían mayor énfasis en la perfección técnica del servicio, que en su economía.

1.1.1 Reformas de la industria eléctrica

Ya sea porque las empresas eléctricas verticalmente integradas, estatales o privadas fallan al proveer un suministro adecuado en cantidad, precio, calidad y continuidad, o por una tendencia global liberalizadora de la economía, se produce a nivel mundial un cambio de paradigma en la organización industrial del sector eléctrico. La concepción cambia radicalmente, pasando desde una empresa de servicio público, que integrada verticalmente, provee un suministro eléctrico protegido bajo regulaciones que le asignan una cierta rentabilidad sobre sus costos, y que además tiene un carácter político estratégico de provisión de un insumo fundamental para el desarrollo económico, a una concepción, en la cual la base es la competencia entre varias empresas que están en condiciones de proveer el servicio, con eficiencia en la asignación de los recursos, desintegración de las cadenas producción-consumo, privatización de las empresas y la efectiva regulación por parte del estado de las actividades monopólicas.

Esta concepción da lugar a una nueva comprensión de la actividad, donde se identifican distintas etapas en la cadena producción-consumo, que tienen características diversas, algunas de las cuales pueden desarrollarse en un mercado competitivo. La identificación de estos ámbitos de competencia es el centro de las reformas del sector eléctrico, que da la posibilidad de que la competencia entre distintos proveedores de un servicio pueda estimular un suministro eficiente, tanto en cantidad, calidad, continuidad; por lo menos, se distinguen cuatro etapas en la cadena producción-consumo eléctrico: generación, comercialización, transmisión y distribución; las dos primeras con características técnico-económicas que permiten la competencia, y las otras dos con economías de escala o de ámbito, que se constituye en monopolios naturales, los cuales deben ser sujetos a regulación.

1.1.2 Etapas de la cadena producción-consumo

De la regulación tradicional de la empresa monopólica de servicio público, uniforme en su conceptualización y realización práctica, se pasa a nuevos modelos organizacionales, que en su desarrollo tienen mucho de experimentales. No existe una solución única de textos de microeconomía u organización industrial que caracterice la organización óptima en este nuevo paradigma, donde coexisten actividades competitivas con actividades reguladas.

Cada país ha elegido un camino distinto, con diversas soluciones en la coordinación del mercado competitivo, regulaciones distintas de la actividad monopólica de provisión de redes (transmisión y distribución), variados esquemas de precios y con niveles permitidos de integración vertical.

Es común la concepción de la actividad de generación, como factible de desarrollarse en ambientes competitivos. La necesidad de levantar barreras de entrada que permitan su desarrollo competitivo, va acompañada de una desregulación de la actividad, así como de la eliminación de la obligación de servicio como requisito legal, por lo que hay que dejar de considerarla como empresa que ofrece un servicio público.

En estas reformas, está implícito el interés del Estado porque los generadores sean capaces de proporcionar satisfactoriamente el suministro eléctrico requerido; se busca que, sin obligaciones legales de servicio, se desarrollen los estímulos económicos y las condiciones de mercado, para que sean los mismos consumidores los que obliguen contractualmente la provisión

del servicio. Si el mercado no responde, los gobiernos siempre se reservan la libertad de liderar iniciativas que aseguren el suministro.

1.1.2.1 La generación

En muchos países, se ha elegido el modelo denominado "pool", en que una empresa monopólica coordina, tanto la operación técnica del sistema eléctrico, como la gestión de mercado, facilitando y organizando las transacciones y el despeje de precios en el balance entre la oferta y la demanda. En ese concepto, se establece una bolsa de energía o mercado mayorista, donde se negocia la energía al por mayor entre generadores, distribuidores y otros agentes. Esta bolsa se organiza en distintas formas, generalmente gestionada por una entidad independiente, que puede estar vinculada a la operación técnica del sistema (caso de Guatemala) o ser completamente no relacionadas (caso de España).

1.1.2.2 La comercialización

El comercializador surge en recientes reformas, como un nuevo agente intermediario, que compite en la adquisición de energía al por mayor, y las ventas al por mayor y al por menor, utilizando la infraestructura que proveen las actividades de transporte y distribución. El comercializador irrumpe en mercados desregulados en Europa y Norteamérica y se comienza a incorporar en los mercados de América Latina.

Se crea una etapa de comercialización, independiente de la distribución. La distribución se configura como el negocio de planificar, construir, gestionar y mantener las redes de distribución; en cambio, la comercialización es el negocio de comprar energía al por mayor y venderla a los clientes, utilizando redes

ajenas, por cuyo uso se paga un peaje. La existencia de la comercialización permite mantener la distribución como negocio regulado en régimen de monopolio, al mismo tiempo que se aumenta la competencia en el suministro a los clientes libres.

1.1.2.3 La distribución

La actividad de distribución, entendida como el complemento de la actividad de comercialización minorista, también tiene características técnicas y económicas que dificultan la competencia. Efectivamente, las actuales tecnologías de uso de conductores de cobre y aluminio para distribuir energía eléctrica, así como sus elevados costos, dan lugar a evidentes economías de gran escala a nivel geográfico, lo que crea condiciones de monopolio natural. En la medida en que las empresas distribuidoras se desarrollan en compartimentos geográficos, al final de la cadena eléctrica, el desafío regulatorio no es diferente al que existía antes de estos procesos de reforma. Este desafío se centra en cómo exigir a la actividad monopólica un servicio eficiente, en calidad y precio, que permita un retomo adecuado a las inversiones. El desarrollo de conceptos de "regulación por comparación" y regulación por incentivos han dado lugar a diferentes modelos, que pasan por la empresa modelo, como la tarifa techo o *price cap*, y la denominada *yard stick competition*. La mayor complejidad surge en la creación de esquemas de peajes de distribución, para que generadores y comercializadores hagan uso de las redes, para competir en el abastecimiento a clientes finales.

1.1.2.4 La transmisión

Estas actividades competitivas de generación y comercialización sólo pueden desarrollarse, en la medida en que estas puedan hacer uso de las

redes de transmisión y distribución para llegar a los consumidores finales. Es a través de las redes que la competencia se hace efectiva. Es aquí donde se presenta el primer problema que se debe resolver en la creación de estos mercados competitivos. La actividad de transmisión, cuyo objetivo es transportar la energía producida por los generadores hasta los centros de consumo, presenta indivisibilidades, así como la existencia de economías de escala que restringen su desarrollo en un ambiente de mercado.

La actividad de transmisión se ha desarrollado extensamente, debido fundamentalmente a que permite el transporte de energía eléctrica producida por generadores de distintas características (por ejemplo, ubicación geográfica, costo y confiabilidad) a los centros de consumo, y permite de la misma forma el acceso a los consumidores a bloques de energía y potencia en mejores condiciones económicas, de calidad y seguridad de suministro. Esta situación ha dado lugar a la creación de extensos sistemas eléctricos interconectados que unen a los generadores con los consumidores.

A través de las interconexiones de las distintas fuentes de generación, la sociedad moderna ha podido contar con abastecimiento eléctrico de menor costo y mayor seguridad. Sin embargo, por las limitaciones técnicas y económicas enunciadas, la transmisión se constituye en una actividad monopólica que especialmente, en un contexto de competencia en generación, debe ser regulada. Esta regulación ha sido abordada generalmente con simplificaciones más o menos gruesas y con diferentes enfoques.

Con la entrada del nuevo esquema de mercado, cobra pleno sentido el trabajo de investigación realizado en esta tesis. Es ahora, con este cambio, cuando la red pasa a ser pagada por parte de los usuarios de una forma distinta. Es necesario porque el modelo de mercado así lo demanda, que

consisten en cobrar a cada uno de los agentes por el servicio que les presta la red de transporte en una forma independiente, transparente y eficiente.

Los métodos y procedimientos que se han aplicado en forma práctica y los que se han propuesto en la literatura técnica, pueden no ser plenamente satisfactorios porque, en general, no se asientan en fundamentos económicos sólidos que garanticen el envío de señales adecuadas a los agentes. Señales que son necesarias en un modelo descentralizado, como incentivo a la toma de decisiones óptimas (las que tomaría un ente centralizado con plena información).

1.2 Modelo de mercado eléctrico

El modelo que se plantea a continuación es una conceptualización de un esquema abierto, que promueva la libre competencia, que conducirá a lograr la mayor eficiencia económica posible. La competencia se desarrollará básicamente en la generación, aunque también puede ser aprovechada en la comercialización. La red de transporte y la distribución final se comporta como un monopolio regulado.

Para esto se escoge como modelo del mercado eléctrico, aquél hacia el cual tienden actualmente la mayoría de los procesos de reestructuración de la industria eléctrica en distintos países, es decir, aquél en que se plantea la competencia entre los agentes del mercado como asignador de recursos en todas aquellas actividades de la industria eléctrica, donde pueda darse ésta: suministro de combustible, generación, comercialización mayorista y minorista, además de una regulación adecuada y sólida en aquellas actividades donde esta competencia no es posible: actividades de redes, actividades de coordinación, y actividades de operación independiente.

En este modelo, las actividades del mercado eléctrico, que por su concepción económica y técnica son susceptibles de ser establecidas como competitivas, deben operar de dicha forma, permitiendo una mayor eficiencia económica y mejores precios a los usuarios. Para esto el regulador, atendiendo las especiales características de la industria eléctrica, deberá arbitrar las medidas regulatorias adecuadas para una sana competencia. Entre las actividades en que se dan estas características, se encuentran las relacionadas con el suministro de combustibles a los generadores, la generación de la energía eléctrica, la comercialización de la misma en gran escala (mayorista) o a nivel de usuario final regulado (minorista), y los procesos de administración comercial a nivel de consumidores finales.

La teoría económica dice que se obtiene la mayor eficiencia económica, tanto en el largo plazo como corto plazo, cuando los productores de energía eléctrica y los consumidores se relacionan a través de libre competencia. Es decir, se trata del caso en el que los consumidores pagan a costo marginal la energía que consumen, y los generadores reciben como ingresos la energía producida valorada al coste marginal. Existe adicionalmente un mercado de contratos físicos y financieros, que posibilita el complemento necesario de competencia en el mercado mayorista y minorista.

En este modelo, los generadores ofertan su energía en un mercado mayorista al que acuden distribuidores y consumidores. Un organismo independiente se encarga de casar a la oferta y a la demanda de manera que se elija en cada momento la opción de suministro más barata, con lo que se determina también el precio de la energía negociada. Otra entidad se encargaría de la operación real del sistema, atendiendo a los resultados que se obtengan de la casación en la medida de lo posible, ya que la operación debe

resultar factible. Esta entidad sería la encargada de coordinar las acciones de todos los agentes del sistema (generadores, transportistas, comercializadores y distribuidores), de manera que la operación sea segura.

La propiedad y operación de la red pueden pertenecer a varias entidades de red, que actúan dentro de un contexto de monopolio regulado. Estos agentes deben recibir ingresos suficientes, que permitan prestar el servicio y recibir incentivos, para llevarlo a cabo de forma óptima. El modelo de mercado supone que existen actividades que, por sus características técnicas y económicas, no son susceptibles de establecerse como actividades competitivas y corresponderán a actividades monopólicas, por lo tanto, deberá existir un tratamiento regulatorio especial por parte de las entidades encargadas de la regulación del sector. Además de los supuestos de transparencia e independencia de su accionar, el regulador deberá cautelar la entrega de señales adecuadas a los agentes del mercado, por medio de la determinación de las remuneraciones necesarias, para que dichas actividades se puedan desarrollar adecuadamente, así como también la forma en que esta remuneración deberá ser compartida entre los distintos agentes participantes en el mercado. Entre estas actividades, destacan las actividades de redes, tanto a nivel de transmisión, subtransmisión y distribución, como las actividades de coordinación y operación del sistema eléctrico y de despeje del mercado. También es posible incluir, en este conjunto de actividades no competitivas, todas aquellas relacionadas, por ejemplo, con la seguridad, confiabilidad y calidad de suministro, así como en las actividades de producción especial, que deseen ser fomentadas por el regulador.

Respecto del desarrollo futuro del sector, en cualquiera de sus actividades, debe ser el regulador el que, por medio de una regulación adecuada y planes indicativos de desarrollo del sector, permita que surjan las

señales necesarias que muestren las necesidades de expansión en alguna de las etapas de la cadena de producción-consumo. En el caso de actividades competitivas, serán los propios agentes, quienes tomarán las iniciativas y las concretarán, en cambio en las actividades monopólicas los agentes, que reaccionan positivamente a las señales, deben proponer las expansiones, las cuales deben ser aprobadas por el regulador y luego licitadas en su construcción.

El modelo de mercado no tiene restricciones respecto de la importación o exportación de energía desde, y hacia otros mercados respectivamente; es más, plantea el libre acceso sin discriminación a las redes como principio y el aumento del número de actores en los mercados competitivos, para permitir un mercado más eficiente y mejores precios para los usuarios.

El tema de la propiedad de las empresas que participan en las diferentes actividades de la cadena producción-consumo de energía eléctrica, no es un asunto de mayor relevancia, si las entidades reguladoras han establecido las normas correctas que aseguren una adecuada competencia en las actividades competitivas y mecanismos también correctos, que regulen las actividades monopólicas. De esta forma, si las transacciones entre agentes del mercado eléctrico son públicas, y se realizan en condiciones de transparencia e igualdad de oportunidades para todos los interesados, sin importar quién sea el dueño de una empresa determinada. El regulador deberá encargarse de fiscalizar que dichas situaciones se den en la práctica, de tal manera que se asegure la igualdad y transparencia en todas las transacciones que surjan.

En forma resumida, las características principales que definen este modelo de mercado competitivo descentralizado son las siguientes:

- **Separación de actividades.** Se separa el mercado en varios tipos de agentes y entidades independientes: generadores, distribuidores, comercializadores, consumidores, empresas de transporte, operador del sistema, operador de mercado y ente regulador.
- **Mercado mayorista.** Los generadores y consumidores mayoritarios forman parte del mercado mayorista, en torno al que se organiza el sistema eléctrico. En él, se reúnen ambos para hacer transacciones. El procedimiento es como sigue: los generadores presentan sus ofertas de producción de electricidad y los consumidores presentan sus ofertas de consumo. Un ente independiente, es el operador del mercado, que procede a la casación de ambas ofertas, de manera que en cada momento (como mínimo las ofertas deben ser horarias) el suministro se produzca en las condiciones más económicas posibles. En este proceso de casación, se determina también el precio de la energía que se vende en el mercado. Opcionalmente, el operador del mercado puede tener funciones de gestión de un mercado secundario en el que los agentes participen con el ánimo de reducir los riesgos de la volatilidad de los precios.
- **Control de la operación.** Una vez elegidas las mejores ofertas de cada momento, esta información pasa al operador del sistema que comprueba si el despacho producido por dicha casación es posible. En el caso de que por problemas de red o de otro tipo no se pueda cumplir lo anterior, el operador del mercado variará el despacho siguiendo las reglas estipuladas para esto de modo que sí sea factible.

Este operador es responsable de la seguridad e integridad del conjunto del sistema eléctrico. También es responsable de la coordinación del mantenimiento de generadores y de la red.

- **Gestión del transporte.** El operador del sistema es la máxima autoridad en todo aquello relacionado con la operación real de cada momento. Las empresas transportistas, propietarias de parte de la red, son las encargadas de ejecutar las órdenes de operación y de mantenimiento, que el operador del sistema dicte sobre su red.

- **Remuneración.** Se trata, desde el punto de vista de este trabajo de graduación, de la parte más importante de este modelo por su influencia definitiva en la eficiencia del mercado eléctrico. Se consignan aquí específicamente los pagos de los consumidores, así como la remuneración de la generación y del transporte.
 - **Generación:** a los grupos generadores se les paga la energía que producen al precio puntual de su barra. El precio puntual de cada barra se obtiene en el proceso de casación. Por lo tanto, ese precio está directamente relacionado con la oferta del generador al margen. En un mercado de competencia perfecta, las ofertas de los generadores se aproximan mucho a sus costes marginales, condición necesaria para que el mercado sea eficiente. Los ingresos recibidos de esta manera por los generadores deberían ser suficientes para remunerarlos adecuadamente. Esto es verdad en las condiciones ideales de un modelo conceptual.

 - **Consumidores:** el consumo de cada barra se paga al precio puntual vigente en cada momento en la barra correspondiente. Al igual que ocurre

con la generación, en las condiciones de un modelo conceptual teórico como éste, el ingreso variable debería ser remuneración suficiente para la red.

- *Transporte*: los propietarios de la red reciben un peaje por cada elemento de su red, ya sea por un ingreso *Variable del Transporte* que se obtiene, como diferencia entre lo que pagan los consumidores y lo que ingresan los generadores a precio puntual, o por algún método de asignación de los costos del transporte, los cuales se muestran en el capítulo tres de esta tesis

El modelo que se acaba de describir está pensado para ser aplicado a un único sistema eléctrico. Sin embargo, es normal que los sistemas eléctricos se encuentren interconectados, debido a su utilidad desde muchos puntos de vista: de seguridad, de apoyo en emergencias y por motivos económicos. La introducción de sistemas competitivos exige la libre circulación de energía, incluso entre varios sistemas eléctricos independientes, como se pretende en el “*Plan Puebla Panamá*”, en el que se interconectan los sistemas eléctricos de Centro América, Panamá y México. En este caso, para que el modelo cubra también esta posibilidad, es necesario añadir que los generadores y consumidores que pueden acceder al mercado pueden ser tanto interiores como exteriores. Es decir, que un generador puede ofertar en el mercado del sistema vecino al suyo y viceversa. Entonces, el conjunto de los sistemas eléctricos, que operen de esta forma, se convierte funcionalmente en un único sistema.

Otro tema de actualidad y permanente interés es el de la seguridad de abastecimiento en este tipo de mercados, el cual se resuelve nuevamente en base a señales de precios claras y mercados regulados en forma adecuada, lo

que incluye, necesariamente, una adecuada planificación indicativa por parte del ente regulador.

En el marco del modelo del mercado eléctrico descrito, el problema que interesa es en relación con la remuneración de la transmisión, específicamente con la repartición de responsabilidad sobre esta remuneración, entre los distintos agentes que participan de dicho mercado eléctrico.

Al concluir la descripción del modelo de mercado eléctrico, usado como referencia en el presente trabajo de graduación, es necesario recalcar la importancia para el correcto funcionamiento de dicho mercado de los aspectos de transparencia, independencia, objetividad y capacidad técnico-económica, que deben poseer los organismos reguladores y fiscalizadores encargados de la regulación, así como las características de independencia y transparencia y capacidad de gestión, que debe caracterizar las acciones de los organismos de operación, control, coordinación y de despeje del mercado.

2. IMPACTO DE LA NUEVA REGULACIÓN EN EL TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA

La tendencia de modernización de los mercados eléctricos trae como resultado, que tanto la operación, la regulación, así como la remuneración de la red, deban ser replanteadas. El libre acceso de los agentes del sistema a la red, lleva ligada la puesta en marcha de nuevos procedimientos de asignación de los costes del transporte. El libre establecimiento de generadores y consumidores en la red lleva a problemas en la planificación de nuevas instalaciones de transporte. El libre intercambio de energía por la red produce nuevas situaciones en la operación, como es lo que se debe hacer cuando aparecen congestiones.

A todo esto, se le suman las interconexiones internacionales, que trae consigo complicaciones respecto cómo pagarán éstos el uso de la red de transporte, Esta situación en muchos países no ha estado exenta de problemas, por lo se han buscado soluciones específicas para cada país, según las características específicas, tanto técnicas económicas, legales y políticas de cada país, a pesar de todo los cambios siguen en marcha.

2.1 Cambios en la actividad de transporte de energía eléctrica

En este marco planteado, se puede decir que el sector de transporte de energía eléctrica sufre un importante cambio, debido a los nuevos modelos del mercado eléctrico. En la tabla I, se compara el diferente tratamiento que el acceso, la remuneración y la inversión tienen en la regulación tradicional, así

como en la del nuevo modelo planteado, en el que se pueden apreciar las diferencias en cada una de estas actividades.

Tabla I. Cambios en el transporte

ACTIVIDAD	Regulación tradicional	Nuevo esquema de regulación
ACCESO	Restricciones para los agentes del mercado	Acceso libre a los agentes, a cambio del pago de peajes
REMUNERACIÓN	Se paga basado en el costo del servicio final.	Se distribuye entre los agentes del mercado, con señales económicas de eficiencia a corto y largo plazo
INVERSIÓN	Planificación centralizada, para minimizar el costo del suministro	Diversos criterios de planificación, con mayor participación de los agentes, en respuesta a las señales económicas

2.1.1 Acceso

El libre acceso a la red de transporte es condición para establecer un marco regulatorio competitivo en busca de la eficiencia. Sin el libre acceso, no es posible la libre transacción de energía entre los participantes de un mercado eléctrico, y por consiguiente la competencia no es posible. En los últimos tiempos, se ha conocido como *Acceso de Terceros a la Red* al conjunto de reglamentaciones que establecen los derechos, obligaciones, etc. de los diversos agentes de un sistema eléctrico, de manera que unos agentes puedan utilizar la red de transmisión de otros. El acceso de terceros puede reducirse al terreno de sistemas eléctricos individuales o puede establecerse entre varios

sistemas, como sería el caso de la Unión Europea o el proyecto de SIEPAC de mercado eléctrico entre Centroamérica y Panamá. Básicamente el acceso de terceros a la red se ha plasmado de dos formas diferentes, que dependen del tipo de regulación en la que se implante: tradicional o de libre acceso.

2.1.2 Remuneración

Es la consideración del negocio de transmisión, como un monopolio natural goza de una general aceptación. Esto significa que la transmisión debe ser un servicio regulado aun cuando otras actividades de los sistemas eléctricos estén liberalizadas, por lo que se deberán resolver los siguientes problemas.

- **Que debe pagarse por el servicio de transporte:** hay muchas formas de resolver este problema. Como por ejemplo, el de pagar al transportista únicamente los costos por servicios prestados, que son calculados en función a unos determinados estándares internacionales. También puede establecerse un límite en los ingresos unitarios indexados, con una determinada magnitud como la demanda y con incentivos a la mejora de eficiencia.
- **A quién corresponde el pago:** el pago lo deberá hacer aquel que use la red de transporte, que pueden ser los comercializadores, los consumidores, o los generadores o una combinación de estos. En los modelos de mercado eléctrico, liberalizados hasta el momento, no existe una unanimidad en dicha elección. En algunos sistemas, se ha utilizado el argumento de que la red permite a los generadores llegar a la demanda, y por tanto, son ellos los que deben pagar la red. Curiosamente se ha utilizado en otros sistemas el mismo argumento para los consumidores (la red permite a los consumidores

ser abastecidos por los generadores), para justificar el cargo a los consumidores. En la gran mayoría de sistemas liberalizados, el cargo es compartido entre generadores y consumidores, los cuales pueden ser representados por un comercializador, del cual adquieren su energía.

Parece no importar quien sea el que pague por la red de transporte; al final son los consumidores los que terminan por pagarlo todo, aunque en un mercado verdaderamente competitivo, no es del todo cierto. Los generadores pagan, al menos de forma inmediata, parte de la factura del transporte en forma de disminución de sus márgenes de beneficios.

- **Cómo dividir los costos de la red de transporte:** un mercado competitivo exige realizar una valoración económica independiente para cada uno de los servicios que se prestan. El transporte es un servicio más y deberá repartirse su costo en forma económicamente eficiente entre todos sus usuarios. En los mercados competitivos, no se justifica sumar la totalidad de los costes y dividirlos por igual entre todos sus usuarios. No es la forma eficiente de hacerlo.

El reparto eficiente de los costes del transporte, entre los agentes de un mercado competitivo, es el eslabón fundamental para evitar comportamientos no óptimos de los agentes. Más adelante se analizarán las diferentes formas en las que pueden repartirse estos costos.

2.1.3 Inversión

La planificación centralizada tradicional de la transmisión determinaba las ampliaciones en capacidad de la red para un horizonte determinado. Este

objetivo debe ser cumplido atendiendo la minimización del coste de suministro y el cumplimiento, de diversos criterios de aceptabilidad de las inversiones, como condiciones técnicas, de confiabilidad, calidad, etc.

Con la introducción de la regulación de mercado, se añade una compleja serie de dificultades que en general son producto de la ausencia de un planificador centralizado.

- Existe incertidumbre en la expansión del equipo generador, debido a que existe libertad de acceso a la red para todo aquél que quiera instalarse. En los mercados competitivos, en donde existe un plan de expansión, éste suele ser indicativo, por lo que no es de obligado cumplimiento.
- La tendencia del consumo se vuelve impredecible, así como el flujo de potencia por la red, lo que hace más difícil, para la entidad de red, la planificación de la misma.
- El transportista podría tener incentivos negativos, que lo llevarían a no planificar o a hacerlo mal. Puede ser el caso de una remuneración marginalista estricta (no aconsejable), que produce tantos más ingresos, cuanto más congestionada esté la red. Para evitar estos malos incentivos, es necesario establecer una regulación adecuada que lo impida.

Las complicaciones en la planificación, antes mencionadas, pueden tener un efecto negativo sobre la red de transporte, al hacer que las instalaciones existentes se utilicen al máximo de su capacidad, así como la revisión de los criterios de confiabilidad para determinar si están económicamente justificados. Es el caso del típico criterio N-1 de amplia utilización en el diseño de las redes

de todo el mundo, ya que como criterio técnico puede ser muy razonable, aunque también es necesario analizarlo desde el punto de vista económico, porque podría no estar justificado si los daños que intenta evitar son menores que los sobre costos que produce su aplicación sobre la red.

Por todo lo dicho hasta ahora, se puede intuir que la planificación de la red no es un asunto de fácil solución en los sistemas eléctricos competitivos. Suele ser un comentario habitual entre los representantes de todos los sistemas liberalizados, que este problema no ha sido resuelto todavía de forma adecuada.

2.2 El negocio del transporte de energía eléctrica

El nuevo modelo de mercado eléctrico coloca al sistema de transmisión en el centro de dicho negocio, en el sentido de ser el facilitador de la competencia, a nivel de generación y comercializador, al permitir que los generadores puedan colocar su producción en los centros de consumo y los consumidores puedan acceder a los centros de generación en un ambiente de competencia.

Los sistemas de transmisión presentan economías de escala significativas, lo cual se debe a la indivisibilidad de las inversiones, así como por la necesidad de redundancia para cumplir con criterios de seguridad. Las líneas de transmisión, con mayor tensión nominal y capacidad de transmisión, tienen un menor costo medio por unidad de potencia y por kilómetro. Debido a su característica de monopolio natural, existe la necesidad de regulación, especialmente en los aspectos de acceso y de tarificación, dada la importancia del sistema de transmisión como facilitador de la competencia entre generadores geográficamente dispersos.

Los marcos regulatorios establecen esquemas de acceso abierto a las redes, en que los propietarios o concesionarios deben permitir el uso abierto y no discriminatorio de su sistema de transmisión, y los nuevos sistemas de precios, donde la transmisión es pagada por medio de peajes que permiten la asignación del costo total de la red a todos los agentes que hacen uso de ella, independientemente de sus compromisos comerciales.

2.2.1 Características del sistema de tarificación del transporte en el nuevo marco regulatorio

Tal como se ha dicho, las inversiones de gran escala necesarias, para el desarrollo y buen funcionamiento de la red de transporte, ha hecho necesario tener una regulación adecuada, que permita favorecer algún grado de competencia y dar las señales económicas adecuadas para el desarrollo y operación del sistema de transmisión. De esta forma, el sector de generación y de los consumidores pueden tomar decisiones económicas correctas y en forma descentralizada.

El sistema de tarificación de la transmisión, incluyendo la asignación de los costos de transmisión, debe preservar la correcta asignación de recursos para los agentes del mercado. Es importante que los precios y pagos de la transmisión no distorsionen las decisiones de inversión en nueva generación; tampoco debe distorsionar las decisiones de los consumidores conectados a la red, ni las resoluciones de operación de los generadores.

No existen estándares analíticos reconocidos internacionalmente que indique si un determinado esquema de tarificación de la transmisión es adecuado económica y técnicamente; lo que se busca es que con señales económicas se promueva la eficiencia en la operación diaria, se señalen las

ventajas de ubicación para la inversión en generación y demanda, se indique la necesidad de inversión en el sistema de transmisión, se compensen adecuadamente a los propietarios de las instalaciones de transmisión existentes, sean simples, transparentes y políticamente implementables. Cada país ha diseñado un esquema de tarificación de la transmisión en concordancia con la realidad de su red de transporte.

El sistema de tarificación, mediante el cual se obtienen los ingresos de un sistema de transmisión, debe formar parte de un marco regulatorio claro, cuyo objetivo sea incentivar el desarrollo de la industria eléctrica y permitir su operación eficiente y óptima, desde el punto de vista económico. A continuación, se enuncian algunos requisitos básicos para la regulación del negocio de la transmisión eléctrica:

- La regulación debe garantizar que la industria eléctrica sea viable en términos económicos.
- El sistema de precios debe promover la eficiencia económica del sistema eléctrico, tanto a corto como a largo plazo.
- Debe propiciar que las inversiones en nuevas instalaciones de transmisión se realicen en forma óptima desde el punto de vista económico.
- La regulación debe incentivar la máxima eficiencia en la operación, así como el mantenimiento de las instalaciones de transmisión existentes.
- También debe promover que la disponibilidad del servicio de transporte sea la adecuada.

- Por último, debe existir consistencia entre la regulación para las instalaciones existentes, respecto de la regulación para futuras instalaciones de un sistema de transmisión.

Estos requisitos se consideran fundamentales para el funcionamiento de la industria eléctrica, cuyos distintos participantes deben servirse de un sistema de transmisión.

El método de tarificación o asignación de costos genera los precios, a los cuales se transan bienes y servicios. Se debe considerar que en una economía de mercado son los precios los que deben entregar una señal de costo relativo y de la valorización, que hace cada agente del mercado del bien o servicio en cuestión. De esta forma, son los precios los que contribuyen a que se produzca una distribución óptima de los bienes escasos. Por otra parte, los precios determinan cuantos recursos son transferidos entre los agentes, cuando se produce una transacción.

Tomando en cuenta lo expresado con anterioridad, se pueden definir los principios que deben tomarse en cuenta en el diseño de un esquema de precios para el transporte de energía eléctrica, por lo que del método de tarificación debemos obtener los siguientes resultados:

- **Debe ser políticamente implementable:** al decir que un método pueda ser políticamente implementable, se refiere a que la mayoría de las veces deben realizarse cambios en sistemas ya establecidos, y que existirán agentes del mercado que puedan verse perjudicados. Estos podrían tener el poder político suficiente, para intervenir e impedir o demorar la implementación de

un nuevo esquema. Por esto las propuestas deben considerar muchas veces períodos de transición, que permitan implementar cambios sin perjudicar los intereses de aquellos que ya participan en un sistema.

- **Debe ser simple y claro:** el esquema de precios que se escoja debe ser comprensible por los usuarios, de manera que éstos sepan cuanto están pagando exactamente por el servicio de transmisión eléctrica. El método de determinación de los precios debe ser conocido por todos los agentes del mercado. Tanto los datos, como los procedimientos de cálculo, deben estar disponibles para que sean ampliamente conocidos por los actores del mercado.
- **Debe promover la eficiencia en la operación del mercado:** la eficiencia de la operación del mercado eléctrico a corto plazo se logra, a través de un despacho económico que persiga la operación del sistema eléctrico a mínimo costo; los generadores y los consumidores deben enfrentar el mismo precio en un nodo del sistema. Este despacho no sólo debe considerar los costos de los generadores, también debe considerar los costos marginales de la transmisión, incluyendo tanto las pérdidas del sistema, como el costo de oportunidad de las restricciones de transmisión que presente el sistema.
- **Señal de inversión en el sistema de transmisión:** el precio debería entregar una señal, respecto del momento óptimo para realizar una inversión. En el caso de la transmisión eléctrica, si se considera que la elevación de los precios es una señal para decidir una inversión, puede llevar a que se produzcan problemas. No es posible hacer inversiones que aumenten la capacidad de un sistema en forma incremental; por lo general, las inversiones en transmisión producen cambios significativos en los flujos y

las diferencias de precios, antes de realizada una inversión, pero suelen atenuarse, por lo que una inversión podría ser no rentable con los precios obtenidos, luego de dicha inversión.

- **Debe financiar activos del sistema de transmisión existente:** al establecer un esquema de precios en un sistema se debe velar porque las instalaciones ya existentes reciban la remuneración adecuada. Si esto no ocurre, se puede interpretar como una mala señal para la inversión en nuevas instalaciones de transmisión. Por el contrario, resulta un incentivo para la inversión en expansión y para la entrada de capitales privados a la industria de la transmisión eléctrica.

Además se debe incluir los objetivos ya enunciados, para que el esquema de precios que se establezca, propicie las condiciones, que permite que la operación del sistema tenga una seguridad adecuada, y sea posible justificar las inversiones destinadas a mantener niveles de seguridad aceptables. En general, si no se considera una forma adecuada de asegurar la confiabilidad global del sistema, y si el valor que asignan los diferentes usuarios es muy distinto, se presentarán problemas para realizar inversiones, cuyo único objetivo sea mejorar la confiabilidad del sistema de transmisión. Si a la empresa de transmisión se le exige un nivel de confiabilidad que implique duplicar instalaciones deberá, también existir la forma de cobrar las instalaciones redundantes.

La tarificación del sistema de transmisión debe ser consistente con los objetivos del marco regulatorio y contribuir al cumplimiento de los requisitos enunciados, y no discriminar entre los distintos agentes del mercado eléctrico. Debe entregar la estabilidad necesaria para que las inversiones que se hagan

no tengan riesgos adicionales a los propios del negocio eléctrico, especialmente si se persigue el ingreso de capitales privados a la industria.

2.2.2 Asignación de los costos de la red de transporte de energía eléctrica

Las diversas regulaciones buscan incentivar una operación y mantenimiento adecuado de los sistemas de transmisión, entregando una remuneración que, además de estimular la eficiencia, entregue una cierta rentabilidad sobre las inversiones. Por otra parte, se buscan mecanismos para incentivar la adecuada expansión de los sistemas de transmisión, ya sea orientando las ampliaciones, por medio de la acción planificadora del regulador o mecanismos, a través de los cuales interactúen los agentes, para acordar su futuro desarrollo.

Existe consenso en que el uso más eficiente de recursos se produce cuando los consumidores enfrentan un precio igual al costo marginal de suministro del producto. Cualquier desviación, respecto a éste, significa una pérdida de bienestar y una asignación ineficiente. Esto ha llevado al desarrollo y establecimiento de esquemas de tarificación marginalista en distintos mercados eléctricos.

Una forma de enfocar y modelar el problema de asignación de estos cargos se plantea, cuando los sistemas de transmisión son sometidos a transacciones bilaterales entre un agente vendedor y un agente comprador, con esta utilización de las instalaciones de transmisión de un tercero, denominadas tradicionalmente transacciones de tipo *wheeling*. En estos análisis, se plantea resolver el problema con base en la asignación de costos por el uso incremental de la red, que se agrega a la utilización base, que efectúan las denominadas

cargas nativas. En este enfoque, ha sido posible implementar diferentes metodologías de asignación de costos, entre las que destacan: *postage stamp*, *contract path*, el *mega watt-mile allocation* y sus derivaciones: *rolled in allocation* y *red line allocation*. Estas metodologías han sido estudiadas profundamente en la literatura. Su principal inconveniente es que son débiles en las señales económicas, que entregan a los agentes participantes en el mercado.

Un esquema de asignación, que no introduce distorsiones en la asignación de recursos, es aquel que distribuye los costos con base en el concepto de uso natural del sistema de transmisión, es decir, el grado de afectación que sobre el sistema de transmisión tienen, tanto generadores como consumidores, por el simple hecho de estar conectados a él. Es así que, en términos económicos, los generadores, por el hecho de estar conectados a una barra de la red, tienen acceso al precio de mercado de energía y potencia, haciendo uso del sistema de transmisión entre la barra de conexión y la barra marginal; de la misma forma, los consumidores acceden al precio de mercado de la energía y la potencia, usando el sistema de transmisión entre su punto de conexión y la barra marginal. Por esto, tanto generadores como consumidores, aun sin generar o consumir, afectan al sistema de transmisión, por el solo hecho de estar conectados. Esta afectación es independiente del sentido que tengan los flujos en el sistema de transmisión y de los contratos comerciales entre generadores y consumidores.

La determinación de los usos naturales es una tarea compleja y está condicionada por el despacho económico, independientemente de los usos comerciales. En la mayoría de los países, existen centros de coordinación independientes, para la operación física del sistema y para el despeje del mercado, al margen de los contratos comerciales entre las partes; es así como

finalmente es el centro de coordinación por medio del despacho óptimo, el que determina cuáles generadores generan y cómo los generadores y consumidores usan económicamente la red. Este uso económico de la red puede ser interpretado como un uso por capacidad "o un uso por energía", para la manera de distribuir los pagos por el sistema de transmisión entre los usuarios. Las instalaciones asociadas al uso económico del sistema corresponden al concepto de "área de influencia", que es utilizado en algunos países.

Otro enfoque en uso es aquel que pretende resolver el problema de asignar los costos en sistemas de transmisión, cuando éstos son sometidos al uso multilateral del sistema, sin identificación de ninguna transacción en particular. Este caso corresponde a un uso integral de la red, tanto por parte de generadores como de consumidores, en un esquema de acceso abierto a la transmisión e independiente de los contratos comerciales entre los agentes del mercado. En este esquema, es de vital importancia la identificación de las instalaciones de un determinado sistema de transmisión, que son usadas por un determinado agente (generador o consumidor) cuando interactúa en el mercado. Por esa razón, han cobrado fuerza metodologías que parten del análisis de la utilización que cada agente hace del sistema y el reparto de dichos cargos, entre aquellos que usan efectivamente el sistema de transmisión. Se han formulado métodos basados en el beneficio del usuario, área de influencia, factores de distribución, estampilla de correo, etc.

Aunque los procedimientos indicados siguen siendo estudiados y mejorados en diversos centros de investigación a nivel mundial; es conveniente realizar aportes derivados de metodologías y modelaciones que intenten dar soluciones distintas a las mencionadas. Para complementar el enfoque de la ingeniería eléctrica tradicional del problema, con una perspectiva económica y

de interacción estratégica, permitirá hacer un aporte a la problemática planteada de asignación de los costos de inversión, operación, mantenimiento y expansión de un sistema de transmisión, que opera en un mercado eléctrico.

2.3 Regulación del transporte en Guatemala

El mercado eléctrico Guatemalteco está regulado por el Decreto Ley No. 93-96 del Congreso de la Republica de Guatemala, en la que se establece la Ley General de Electricidad (LGE), con el Acuerdo Gubernativo No. 256-97, correspondiente al Reglamento de la Ley General de Electricidad, en los cuales se establecen los parámetros de regulación de la industria eléctrica, en las que se establece la separación del mercado eléctrico en cuatro actividades: la generación, el transporte, la distribución y la comercialización.

El ente regulador es la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE), el cual es un organismo con autonomía funcional, económica, técnica y administrativa, responsable de fijar las tarifas de energía eléctrica, de acuerdo con los criterios establecidos en la Ley. La CNEE está integrada por tres miembros, cada uno de ellos propuesto por los rectores de las universidades del país, el Ministerio de Energía y Minas y los agentes del mercado mayorista, respectivamente. Las principales funciones de la CNEE, según el artículo 4 de la LGE, son:

- a) Cumplir y hacer cumplir la presente ley y sus reglamentos, en materia de su competencia, e imponer las sanciones a los infractores.
- b) Velar por el cumplimiento de las obligaciones de los adjudicatarios y concesionarios, proteger los derechos de los usuarios y prevenir

conductas atentatorias contra la libre competencia, así como prácticas abusivas o discriminatorias.

- c) Definir las tarifas de transmisión y distribución sujetas a regulación, de acuerdo a la ley, así como la metodología para el cálculo de las mismas.
- d) Dirimir las controversias que surjan entre los agentes del subsector eléctrico, actuando como árbitro entre las partes, cuando éstas no hayan llegado a un acuerdo.
- e) Emitir las normas técnicas relativas al subsector eléctrico y fiscalizar su cumplimiento, en congruencia con prácticas internacionales aceptadas.
- f) Emitir las disposiciones y normativas, para garantizar el libre acceso y uso de las líneas de transmisión y redes de distribución, de acuerdo con lo dispuesto en la Ley y su Reglamento.

Por otra parte, la CNEE cuenta con el apoyo del Administrador del Mercado Mayorista (AMM), el cual se encarga de planificar la operación del sistema interconectado, de controlar el cumplimiento de los programas de operación y mantenimiento de las instalaciones, de calcular los costos marginales de corto plazo, de calcular para cada unidad generadora la potencia y energía firme, de garantizar a sus integrantes la compra o venta de energía a costo marginal de corto plazo del sistema, así como garantizar a todos los integrantes la venta de su potencia contratada a precio regulado.

Entre las funciones del AMM, le corresponde, según el artículo 44 de la LGE, ejecutar los estudios para determinar los factores de pérdidas de potencia y de energía utilizados en el cálculo de las tarifas en barra, elaborar estudios

para definir el Sistema Principal de Transporte (SPT) y Sistemas secundarios de Transporte (SST) del Sistema Nacional Interconectado (SNI), y fijar y actualizar los Valores Nuevos de Reemplazo (VNR), de las instalaciones de transmisión y distribución.

2.3.1 Acceso al sistema de transporte

En el artículo 66 de la Ley General de Electricidad, [LGE, 1996], se señala que los propietarios de instalaciones de transmisión están obligados a permitir el acceso abierto, equitativo y no discriminatorio a todos los usuarios. Textualmente dice “Los adjudicatarios del servicio de transporte y distribución final están obligados a permitir la utilización de sus sistemas de transmisión y distribución a terceros, mediante el pago de peajes para que puedan suministrar energía a usuarios de precio libre. Asimismo, están obligados a efectuar las ampliaciones que les sean requeridas para estos fines, previo pago de las garantías que el reglamento establezca.”

Esta obligación permite la conexión de centrales generadoras, grandes usuarios e instalaciones de transmisión de otros transportistas en la red existente; también debe permitir el paso de energía eléctrica proveniente de las inyecciones de las centrales de distintas empresas generadoras, para que éstas puedan dar suministro a sus clientes.

Se concluye de lo anterior que el marco regulatorio contiene un conjunto de disposiciones que tienden a garantizar el libre acceso, en términos competitivos de mercado, tanto a los generadores como a los consumidores.

2.3.2 Remuneración de sistema de transporte

La determinación de los precios aplicables, por el uso del sistema de transmisión, se encuentra contenida en el capítulo II de la Ley General de Electricidad (Artículo 64-70), la cual se complementa con el artículo 55 del reglamento de la Ley General de Electricidad, en que se establece la metodología de asignación de costos en la Norma de Coordinación Comercial No.9, según resolución 157-06 del AMM.

Para el pago de la red de transporte, ésta se divide en dos partes: uno el Sistema Principal de Transporte (SPT) y el otro el Sistema Secundario de Transporte (SST), donde el SPT es el sistema de transmisión compartido por los generadores. La CNEE definirá este sistema, de conformidad con el informe que al efecto le presente el AMM, y el SST, el cual no forma parte del sistema principal. Los sistemas de distribución privada y final no forman parte del sistema secundario.

En la Ley General de Electricidad se especifica que todos los generadores e importadores de energía eléctrica, conectados a la red de transporte, pagarán peaje por el uso del sistema principal, por cada kW de potencia firme conectada, y en los sistemas secundarios los peajes se pagarán, de acuerdo con los usos específicos que los generadores hagan de estos sistemas.

El propietario de cada instalación dedicada al transporte recibirá anualmente, dividido en doce pagos mensuales y anticipados, una remuneración denominada peaje, libremente acordada por las partes. En caso de que no hubiera acuerdo entre el transportista y el usuario del sistema de transporte, la CNEE regulará el peaje sobre la base de los siguientes conceptos:

- a) Para instalaciones existentes del Sistema Principal de Transporte, es un valor de peaje, en proporción a la potencia firme conectada, que se calcula dividiendo el costo anual del SPT entre la potencia firme total conectada al sistema eléctrico correspondiente. Los componentes de costo anual del SPT consideran:
- La anualidad de la inversión de las instalaciones de transmisión de un Sistema de Transmisión Económicamente Adaptado, que considera un factor de recuperación de capital obtenido con la tasa de actualización, que establece la Ley y una vida útil de 30 años.
 - Los costos anuales de operación, mantenimiento y administración, que serán como máximo el 3% del costo anual de inversión, mencionado en el párrafo anterior. Este porcentaje podrá ser modificado por la CNEE, con base en estudios encargados a empresas consultoras especializadas.
 - Un monto anual de sanciones, estimados con base en una calidad de servicio razonable de la transportista, según las normas que emita la CNEE.
- b) Para instalaciones existentes del sistema secundario, el valor será establecido de la misma forma que para el SPT, corregido por la distancia entre el generador o usuario y el punto de conexión al SPT.
- c) Para instalaciones nuevas, el peaje será

- Para las instalaciones construidas por acuerdo de partes, también será el costo acordado entre los iniciadores y el transportista, el que será pagado por los primeros.
- Para instalaciones construidas por la modalidad de consulta, el peaje será igual al canon resultante de la licitación correspondiente.

d) Para interconexiones internacionales, se seguirán los siguientes criterios:

- La remuneración del transportista será el peaje calculado, de acuerdo con lo establecido en el inciso a) de esta sección o el canon, según corresponda.
- Para líneas internacionales construidas con la modalidad de acuerdo entre partes, si los propietarios ceden parte de su capacidad a otros agentes del mercado o a grandes usuarios, no podrán recibir un pago mayor al peaje resultante de aplicar la metodología, que se aplica al SPT.
- Los exportadores o importadores con contratos de suministro firme pagarán por el uso de las líneas internacionales la proporción que resulte, entre la potencia contratada en horas de máximo uso de la interconexión y la capacidad de la línea multiplicada por el peaje o el canon, en caso de interconexiones realizadas por la modalidad de consulta. Si la suma de las potencias contratadas superara a la capacidad de la línea, la remuneración del transportista no podrá superar al peaje o al canon. En este caso, los pagos de los

exportadores o importadores se ajustarán proporcionalmente para no superar al peaje o canon.

- Cuando las potencias firmes contratadas por exportadores o importadores no alcancen para pagar la totalidad de la capacidad de la interconexión, la CNEE establecerá la metodología de pago del resto del peaje con base en el uso de la capacidad de la línea para intercambios de ocasión “*spot*”. En este caso, el pago del peaje o canon estará a cargo de los distribuidores o grandes usuarios, en función de su demanda cuando el intercambio de ocasión sea importador, y por los generadores en función de su potencia firme, en caso de que el flujo neto resulte exportador. Los pagos que se realicen por este concepto serán calculados mensualmente por el AMM.

La CNEE podrá establecer que en caso de considerar que la interconexión no esté adaptada, que el transportista no reciba la totalidad del peaje.

Para el cálculo del peaje del sistema principal o secundario, que debe recibir una línea, se deberá incluir el costo de los campos de salida, transformadores vinculados directamente a la misma, y una proporción del costo de los transformadores entre barras de distinto nivel de tensión de la subestación, en la que se origina la línea. También se deberá incluir una proporción de los equipos y obras civiles comunes, en forma proporcional al pago por los campos de salida.

2.3.3 Inversión

La construcción de nuevas líneas o subestaciones del sistema eléctrico de transporte se podrá realizar por las siguientes modalidades, a elección de los interesados:

- a) Por acuerdo entre las partes.
- b) Por consulta y licitación pública.

Ampliación por acuerdo entre las partes. En esta modalidad de ampliación, los solicitantes acuerdan con un transportista el precio y las condiciones de pago, pero aceptan hacerse cargo de la totalidad de los costos de construcción, operación y mantenimiento de las nuevas instalaciones, renunciando a hacer cualquier cobro adicional a otros usuarios. Las instalaciones realizadas por esta modalidad serán consideradas como pertenecientes al SST.

Ampliación por consulta y licitación pública. Un conjunto de agentes del mercado, incluyendo generadores, distribuidores o grandes usuarios, denominados los iniciadores, podrán proponer a la CNEE la construcción de una ampliación al SPT, cuyo costo será pagado, además, por los generadores en proporción a su potencia firme.

Deberán asimismo presentar el costo estimado para la ampliación llevada a una cuota anual denominada Canon, con período de amortización como mínimo de ocho años, y el valor máximo que estarían dispuestos a pagar por este concepto, denominado canon máximo.

Se realizará una consulta al conjunto de los todos generadores. Si un conjunto de generadores que representen al menos el 70% de la potencia firme total conectado al SPT responden afirmativamente, la CNEE autorizará realizar una licitación pública, para que un transportista existente o a crearse, construya, opere y mantenga la línea.

Los transportistas que se presenten a esta licitación deberán especificar un canon, que esperan recibir por la construcción y operación y mantenimiento de las instalaciones. Este canon tendrá dos períodos:

- a) Período de amortización: en éste, el transportista recibirá como única remuneración el canon.
- b) Período de operación: es el período posterior al de amortización, en el cual el transportista recibirá el peaje establecido para instalaciones del SPT.

La licitación se adjudicará al oferente que proponga el menor valor de canon durante el período de amortización, en la medida en que este valor no supere al canon máximo.

El canon será pagado por todos los generadores, en proporción a su potencia firme conectada al SPT. El período de amortización mínimo de ocho años podrá ser modificado por la CNEE, a pedido de las empresas que pagarán la ampliación.

En caso de que no se obtenga una respuesta favorable por parte de generadores que sumen al menos el 70% de la potencia firme total conectada al SPT; la CNEE consultará si los iniciadores desean seguir adelante con la

ampliación, por lo que queda a cargo de estos el pago del canon. En este caso, la ampliación se considerará como parte del SST, y el Canon será pagado por todos los iniciadores de la ampliación. Los iniciadores que no sean generadores en proporción a su demanda máxima e iniciadores, que sean generadores en función de su potencia firme.

2.3.4 Propiedad de las instalaciones de la ampliación

Las instalaciones de una ampliación dedicada al transporte podrán:

- a) Ser propiedad de un transportista existente por ampliación de sus instalaciones.
- b) Ser propiedad de una empresa que se constituya, para construir y operar redes de transmisión.
- c) Ser propiedad de generadores, grandes usuarios o distribuidores que prestan el servicio de distribución final que construyen sus propias líneas, correspondientes al Sistema Secundario, para conectarse al SNI. Esas líneas pueden, por decisión de los constructores, ser entregadas en operación o en propiedad a transportistas existentes.

Las mismas opciones pueden utilizarse para construir líneas de interconexión internacional.

3. METODOLOGÍAS DE ASIGNACIÓN DE COSTOS DEL SISTEMA DE TRANSPORTE

En este capítulo, se analizan diversas metodologías para la asignación de los costos de los sistemas de transporte. Las metodologías que se presentarán plantean distintas formas de financiamiento de un sistema de transmisión, varias de ellas en aplicación en diferentes países.

Es posible agrupar tres formas básicas de metodologías, para financiar un sistema de transmisión:

- Tarificación de transacciones "*Wheeling*"
- Tarificación a costo marginal
- Métodos complementarios

3.1 Tarificación de transacciones "*Wheeling*"

Se denomina "*wheeling*" al transporte bilateral de energía eléctrica, que va desde una entidad vendedora, a una compradora utilizando una red de transmisión perteneciente a un tercero. El peaje típicamente se basa en un precio unitario por kWh de energía o kW de potencia suministrada, considerando el costo total de capacidad de transmisión del sistema, más un posible término adicional de pérdidas. Este concepto fue originado en los Estados Unidos de América, donde se aplica principalmente para asignar valores correspondientes a la transmisión en empresas, donde están integrados verticalmente los negocios de generación, transmisión y distribución.

Se distinguen dos formas básicas para asignar el costo de las transacciones *wheeling* estas son: *Rolled in allocation* y *Mega Watt Mile allocation*.

3.1.1 *Rolled in allocation*

El procedimiento consiste en sumar los costos totales de la red existente, sin considerar costos de expansión de la misma. Luego, estos costos totales se asignan a cada transacción *wheeling*, con base en el uso del sistema que haga la transacción en proporción a una medida de utilización global de la red. La medida de utilización global puede ser demanda de punta del consumo, energía total suministrada, potencia vendida, etc. A continuación, se describen algunas formas alternativas en que puede plantearse la metodología de asignación.

3.1.1.1 Sellos de correos (*Postage stamp*)

En este método, la asignación se hace de manera muy sencilla, la cual corresponde a la aplicación de una simple tarifa basada en los costos medios. Para su cálculo, se toma el costo total del servicio de transporte y se divide entre la medida del uso que cada agente hace de la red. La tarifa según este método, es totalmente independiente del lugar en que se inyecta la potencia, ya sea cerca o lejos de los consumos. A cada MW se le impone un peaje, que es igual para todos los nudos del sistema.

El uso del sistema se puede determinar, considerando la potencia (MW) consumida o generada en una determinada barra del sistema y en un determinado momento, o se puede considerar la energía (MWh) efectivamente consumida o generada. En cualquiera de los dos casos, se debe especificar bien el momento en el cual se hace la medida.

Una de las formas más comunes de aplicación de este método, en esta metodología, se define la proporción que paga cada transacción o *wheeling*, la cual queda definida por la magnitud de potencia transada y medida en la punta del sistema. La ecuación es de la siguiente forma:

$$R_t = TC \cdot \frac{P_t}{P_{Max}}$$

En que:

R_t = Precio por la transacción t

TC = Costo total del servicio de transporte

P_t = Potencia máxima suministrada en la transacción t

P_{Max} = Potencia máxima del sistema en total

La aplicación natural de este método es la de utilizar la potencia inyectada por los generadores, y la retirada por los consumos en un momento determinado de funcionamiento del sistema.

Este método ha sido ampliamente utilizado en los Estados Unidos de América; actualmente se utiliza en Guatemala, donde se cobra un peaje basado en \$/kW por cada unidad de potencia inyectada o retirada de cada nudo del sistema, en el momento en que se produce la punta de éste.

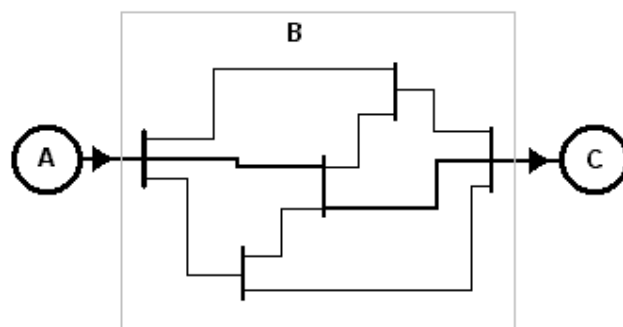
3.1.1.2 Red line o Contract path allocation

Para este procedimiento, se busca un camino "razonable", por donde se considera que circula la potencia, que es objeto del contrato. Se reparten los costos totales correspondientes a las instalaciones de dicho camino, a prorrata entre los distintos usuarios de él, en proporción a alguna medida de utilización

como energía total suministrada, potencia vendida, etc. Esta metodología no considera las condiciones de operación del sistema.

Con el siguiente ejemplo, se puede explicar la aplicación de esta metodología.

Figura 1. Ejemplo de *Contract path* con un único sistema



En el ejemplo, existe un único sistema entre el sistema comprador (C) y el vendedor (A). Ambas compañías necesitan la red B para realizar la transacción. Para establecer el peaje, las tres compañías se ponen de acuerdo en el recorrido lógico que efectuará la energía. Este camino se encuentra representado en la figura mediante una línea de trazos grueso.

Una vez que se ha elegido el camino que sigue la energía, se calculan los costos de inversión, operación y mantenimiento de las instalaciones que forman ese recorrido. Este costo se prorratea en función del flujo real, que circula por ese camino y el flujo que se le supone a la transacción entre A y C, con lo que establece el peaje que debe pagarse por esa transacción.

3.1.1.3 Asignación con base en la distancia

Esta metodología asigna los costos globales de transmisión con base en la magnitud de la potencia involucrada en la transacción y la distancia geográfica (no un camino eléctrico), entre los puntos de despacho y de entrega de la potencia asociada a la transacción. La medida de prorrata del costo es el producto de potencia por distancia, que determina un costo de transmisión para la transacción con base en la siguiente ecuación:

$$R_t = TC \cdot \frac{PX_t}{\sum_t PX_t}$$

Donde:

R_t = Precio de transmisión para la transacción t

TC = Costo total del sistema de transmisión

PX_t = Es el producto de la potencia asociada a la transacción t y la distancia geográfica entre el productor y el consumo.

Esta metodología no toma en consideración las condiciones de operación del sistema y tampoco identifica las instalaciones del transportista, que son necesarias para que la transacción entre productor y consumidor sea posible. En general, las metodologías de *Rolled in allocation* no son capaces de indicar restricciones de capacidad, que hacen más costoso el sistema de transmisión y no consideran las pérdidas que existen en los sistemas, por lo que en términos de dar una señal a los usuarios del sistema, presentan bastantes deficiencias. Por otra parte, en la literatura que ha mostrado estos desarrollos, no se ha propuesto una forma para asignar los costos, evitando duplicidad de cobro,

cuando un consumo realiza transacciones *wheeling* con más de un proveedor de energía.

El incentivo mayor que llevan ha utilizar estas metodologías es su simplicidad, lo comprensible que resultan para los agentes los procedimientos de cálculo y el bajo costo relativo, que su determinación requiere.

3.1.2 *Mega watt mile allocation*

Esta metodología se basa en considerar que la capacidad de transmisión de una red es una función de la magnitud, el camino recorrido, así como la distancia que recorre la potencia transmitida por las instalaciones de esa red. El método consiste en determinar la magnitud máxima de flujo en una línea, producto de una transacción "*wheeling*", mediante un flujo de potencias de corriente directa. El flujo máximo en cada línea se multiplica por el largo de la línea y por un factor, que refleja el costo por unidad de capacidad de la línea (cantidad de potencia transmitida y longitud en la cual se transmite).

El costo de una línea cualquiera puede expresarse de la siguiente forma:

$$H_l = g_l \cdot L_l$$

Donde:

L_l = Largo de la línea /

$g_l = h_l \cdot V_l$

V_l = Voltaje

h_l = Factor de costos, función de la ubicación, tiempo de funcionamiento y conductor utilizado

La capacidad de la línea puede expresarse en función del voltaje y de otros factores, como el tamaño y tipo de conductor utilizado de acuerdo a la siguiente expresión:

$$Q_l = s_l \cdot V_l^2$$

El costo por unidad de potencia (MW) es:

$$IC_l = \frac{H_l}{Q_l} = \frac{h_l}{s_l \cdot V_l} \cdot L_l = W_l \cdot L_l$$

Con:

$$\frac{h_l}{s_l \cdot V_l} = W_l$$

La proporción de este costo para la línea l asignado a una transacción t cualquiera es:

$$CP_{t,l} = IC_l \cdot MW_{t,l}$$

Donde:

$MW_{t,l}$ = Es el flujo que produce la transacción t en la línea l .

Para una red completa, el costo asociado a una transacción t será:

$$CT_t = \sum_l CP_{t,l} = \sum_l W_l \cdot MW_{t,l} L_l$$

Para determinar el CT_t de cada transacción *wheeling*, es necesario determinar W_l o utilizar valores proporcionales de W_l , entre las líneas de transmisión.

La empresa proveedora de las transacciones debe poder recaudar un costo total de capacidad de la red TC_t , equivalente a:

$$TC = K \cdot \sum_t CT_t$$

La sumatoria de los costos de todas las transacciones, por un factor K que corresponde a los costos no cubiertos en CT_t , como el costo de capital, de administración, de operación, mantenimiento e impuestos, los que se suponen que son proporcionales al costo de la línea.

El costo total debe ser distribuido entre todas las transacciones t que se realicen a través de la red de transmisión, lo cual se realiza de acuerdo a la siguiente proporción:

$$TC_t = \frac{CT_t}{\sum_t CT_t} \cdot TC$$

El método de *MW-Mile* utiliza el planteamiento anterior considerando un costo de transacción, en función de la potencia transmitida, de la distancia y de la capacidad de la red, de la siguiente forma:

$$MWMile_t = \sum_l W_l \cdot MW_{t,l} \cdot L_l$$

W_l = Costo por unidad de capacidad y longitud
 $MW_{t,l}$ = Flujo por la línea l debido a la transacción t
 L_l = Longitud de la línea l

Se distribuye el costo total de la red, de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$TC_t = TC \cdot \frac{MWMile_t}{\sum_t MWMile_t}$$

W_l = Costo por unidad de capacidad y longitud
 $MW_{t,l}$ = Flujo por la línea l debido a la transacción t
 L_l = Longitud de la línea l

Se distribuye el costo total de la red de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$TC_t = TC \cdot \frac{MWMile_t}{\sum_t MWMile_t}$$

TC_t = Costo de capacidad de transmisión asignado, a la transacción t
 TC = Costo total de capacidad de transmisión

En este método, se determina la capacidad de transmisión utilizada por cada transacción. Puede ser utilizado para vender calidad y seguridad de servicio de transmisión, dado que aquellos consumos que requieran más de un camino para ser abastecidos por más de un generador, de manera de tener respaldo, podrán comprarlo pagando más por el sistema de transmisión.

3.2 Tarificación a costo marginal

En esta metodología, la retribución que percibe la red aparece de forma automática al valorar la energía de cada barra del sistema a su costo marginal. El ingreso percibido por la red corresponde a la diferencia entre los costos marginales, que rigen en cada barra del sistema para las inyecciones y retiros de potencia y energía en ellas.

Estos costos marginales se pueden obtener mediante un despacho multinodal o con un despacho uninodal. Para el caso uninodal, es necesario utilizar los factores de penalización para obtener los costos marginales en todas las barras, a través del costo marginal de la barra de referencia.

Los costos marginales pueden determinarse, tanto a largo como a corto plazo; a continuación se explicara cada uno de ellos.

3.2.1 Tarificación a costo marginal de largo plazo

Este método de asignación de los costos se basa en determinar el costo de largo plazo de nuevas instalaciones de transmisión. La mejor forma para calcularlos es determinar la expansión óptima de la red frente a cambios de la demanda y la generación, para diversos escenarios en el largo plazo. La determinación de estos escenarios y de la expansión óptima presenta la dificultad, respecto de la necesidad de que los agentes partícipes del sistema de transmisión lleguen a un acuerdo al respecto.

El procedimiento de cálculo comienza con el dimensionamiento de la "red mínima" que es necesaria para poder suministrar toda la demanda. Para éste, se determina la expansión óptima de la red frente a cambios en la demanda y la

generación, para lo cual se consideran distintos escenarios a largo plazo. El problema de optimización que se debe resolver es el siguiente:

Minimizar:

$$\sum_i \sum_j c_{ij} \cdot cap_{ij}$$

Sujeto a:

$$\sum_j b_{ij} \cdot (\theta_i - \theta_j) = P_i$$

$$|Flujo_{ij}| \leq cap_{ij} \text{ Dada una contingencia}$$

Donde:

c_{ij} = Costo unitario de la línea ij

b_{ij} = Suceptancia del circuito ij

θ_{ij} = Ángulo de la tensión en la barra i

P_i = Potencia activa en la barra i

cap_{ij} = Capacidad de la línea ij

Como resultado de este problema, se obtiene una "red mínima" en la que la capacidad de cada línea se fija en un valor máximo, considerando diversas contingencias del sistema, para asegurarse de que es capaz de soportar cualquier contingencia recogida en la reglamentación.

De la solución del problema anterior, se obtienen luego los precios sombra

$\frac{\partial cap_{ij}}{\partial P_k}$ para cada línea y barra. Estos precios sombra (multiplicadores o

subproductos de un problema de optimización) expresan el impacto que sobre la capacidad de cada línea tiene la variación de la potencia inyectada en cada barra, es decir, que representa la inversión en la red, que se debería realizar para poder aceptar un incremento en la potencia inyectada.

Una vez obtenidos estos precios sombra, se calculan los costos marginales en cada nodo, de la siguiente forma:

$$CMgLP_k = \sum_i \sum_j \frac{\partial cap_{ij}}{\partial P_k} \cdot c_{ij}$$

A partir de estas tarifas nodales, se obtienen otras zonales, para una mayor simplicidad. Los cargos son repartidos, según un porcentaje fijado arbitrariamente de un 25% para los generadores y un 75% para los consumos.

El método propuesto presenta varias simplificaciones, con el fin de facilitar su cálculo, las cuales son:

- La generación está fija y no es obtenida, a través de un despacho económico, es decir, que no contempla la posibilidad de que sea más económico cambiar la generación, antes que invertir en más líneas. Esto significa que la generación no compite con las nuevas instalaciones en transporte.
- No considera las pérdidas en las líneas
- Se considera continua la inversión en instalaciones de transporte
- Los parámetros eléctricos de las líneas no cambian respecto de la inversión
- Las tarifas en cada barra dependen de la elección de la barra de referencia, aunque se mantenga la diferencia relativa entre ellas.

A partir de la resolución del problema anterior, a través de programación lineal, se obtiene los multiplicadores o los precios sombra, que representan los costos marginales de aumentar o disminuir la potencia transportada. Se deben fijar a priori las rutas factibles, no como la distancia física entre dos puntos, sino como caminos eléctricos posibles entre dos nodos.

Sin embargo, esta forma de plantear el problema deja fuera las consideraciones respecto de los principios físicos que rigen los flujos de potencia, por lo que los resultados pueden alejarse bastante de la realidad. Los cargos se realizan, respecto de la barra marginal, que para esta barra son cero. Aun cuando el ingreso que percibirá el transmisor no cambia, la modificación de la barra marginal cambiará la distribución de cuánto han de pagar generadores y consumos.

3.2.2 Tarificación a costo marginal de corto plazo

Los costes marginales de corto plazo resultan del equilibrio entre la oferta y la demanda. Este punto puede calcularse mediante la resolución de un problema de optimización, en el que se maximice el beneficio social neto actuando sobre dos variables de control, como son la demanda de cada barra y la generación.

En esta metodología, el ingreso percibido por la red corresponde a la diferencia entre los costos marginales, que rigen en cada barra del sistema para las inyecciones y retiros de potencia y energía en ellas.

Los costos marginales de corto plazo representan el costo marginal de abastecer una unidad más de demanda manteniendo constantes los activos

fijos que conforman el sistema, tanto activos de generación como de transmisión.

Los costos marginales para cada barra del sistema se pueden obtener mediante un despacho multinodal, o con un despacho uninodal. En este último caso, se utilizan factores de penalización, para llevar el costo marginal del nodo único a las distintas barras del sistema.

A partir del modelo de despacho multinodal el costo marginal de corto plazo para una barra k puede expresarse como sigue:

$$\rho_k = \underbrace{\gamma}_{\lambda_{\text{sistema}}} + \underbrace{\gamma \cdot \frac{\partial L}{\partial d_k} - \sum \mu \cdot \frac{\partial Z}{\partial d_k}}_{\lambda_{\text{diferencial}}}$$

En que:

d_k = Demanda en la barra k

γ = Multiplicador de Lagrange asociado a la ecuación de balance de potencia

μ = Vector de multiplicadores de Lagrange asociado a las restricciones de la red

L = Pérdidas en la red

Z = Restricciones (limites: térmicos, voltaje, estabilidad, seguridad, etc.)

El ingreso marginal, que resulta de estos conceptos, se denomina ingreso tarifario, que es la diferencia que se produce en la aplicación de los costos marginales en cada barra a las inyecciones y retiros de potencia y de energía. La suma del ingreso marginal o ingreso tarifario resultante de la potencia más el

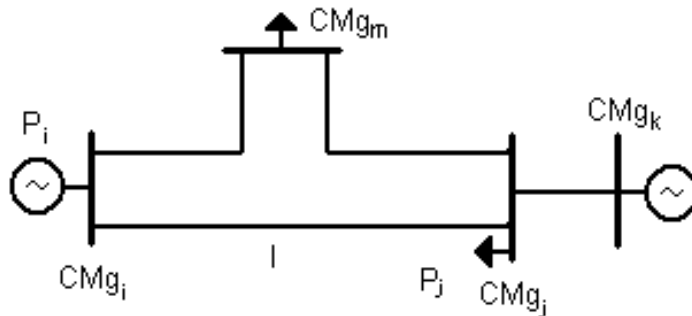
resultante de la energía, se denominará ingreso tarifario total, y corresponde a la siguiente expresión:

$$IT = IT_{Energia} + IT_{Potencia}$$

3.2.2.1 Ingreso tarifario por potencia

Considerando un despacho multinodal para la red de la Figura 3.2, es posible definir el ingreso tarifario por potencia para la línea l , a partir de la ecuación que sigue, considerando los costos marginales CMg correspondientes a la potencia.

Figura 2. Ingreso tarifario por potencia



$$IT_{Potencia,l} = CMg_j \cdot P_j - CMg_i \cdot P_i$$

En el caso de que el despacho sea uninodal y que se tenga sólo un costo marginal para la potencia, equivalente al precio de la potencia para el sistema, el ingreso tarifario para una línea l se define a partir de la siguiente ecuación:

$$IT_{Potencia,l} = \left[\left((P_i - Pérdidas_l) \cdot FPP_j - (P_i \cdot FPP_j) \right) \right] \cdot Precio_{Potencia}$$

Donde:

P_i = Potencia inyectada en la barra i

$Pérdidas_l$ = Pérdidas de potencia en la línea l

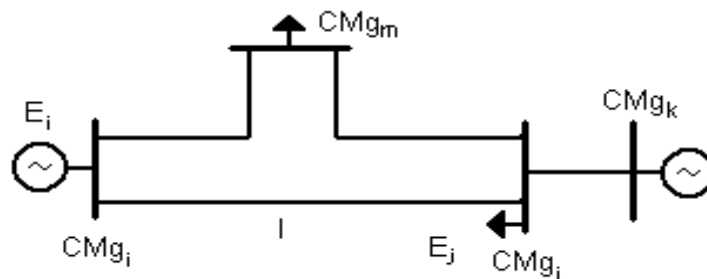
FPP_i = Factor de penalización en la barra i

FPP_j = Factor de penalización en la barra j

3.2.2.2 Ingreso tarifario por energía

Considerando un despacho multinodal para la red de la Figura 3.3, es posible definir el ingreso tarifario por energía para la línea 1, a partir de la ecuación que sigue y considerando como precio de energía los costos marginales asociados al despacho, bajo condiciones de demanda media.

Figura 3. Ingreso tarifario por energía



$$IT_{Energía,l} = CMg_j \cdot E_j - CMg_i \cdot E_i$$

En el caso que el despacho sea uninodal y que se tenga sólo precio de la energía para el sistema, el ingreso tarifario para una línea 1 se define a partir de la siguiente ecuación:

$$IT_{Energía,l} = \left[\left((E_i - Pérdidas_l) \cdot FPP_j - (E_i \cdot FPP_i) \right) \right] \cdot Precio_{Energía}$$

Donde:

E_i = Energía inyectada en la barra i

$Pérdidas_l$ = Pérdidas de energía en la línea l

FPP_i = Factor de penalización en la barra i

FPP_j = Factor de penalización en la barra j

3.3 Métodos de cargo complementarios

En la aplicación del método de tarificación de costos marginales, aplicada en diferentes países de Latinoamérica, se ha podido observar la insuficiencia que esta metodología tiene para financiar el sistema de transporte, hecho que puede atribuirse a las economías de escala presentes en las redes de transporte de energía. Dada esta insuficiencia de los costos marginales, se requiere de un aporte adicional, que complemente el financiamiento del sistema de transporte, de manera que el negocio del transporte de energía resulte atractivo para los inversionistas, por lo que se han establecido sistemas de tarificación con pagos en dos partes: ingreso marginal e ingreso que cubra los costos medios del sistema, y queda de la siguiente manera:

$$Peaje = AVNR + COYM - IT$$

$AVNR$ = Anualidad del valor nuevo de reemplazo

$COYM$ = Costo de operación y mantenimiento

IT = Ingreso tarifario

El valor de nuevo reemplazo (VNR) corresponde en algunos países al costo total de inversión para reemplazar el sistema existente. En otros casos

como Guatemala, corresponde al costo total de inversión para un sistema económicamente adaptado que reemplace el sistema existente, que está determinado por algún ente regulador. A partir de este *VNR*, se calcula el *AVNR* de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$VNR = \frac{AVNR}{r} \cdot \left[1 - \left[\frac{1}{1+r} \right]^n \right]$$

Donde:

r = Costo de capital

n = Vida útil de las instalaciones de transmisión

Los costos de operación, administración y mantenimiento anuales (COYM) también se agregan a la anualidad de los costos de inversión, éstos suelen ser calculados como una proporción de los costos de inversión de las instalaciones de transmisión (*VNR*).

El pago adicional o peaje debe repartirse entre los distintos usuarios del sistema de transmisión, tanto generadores, como consumidores, para lo cual existen numerosas alternativas que complementan estos costos, entre ellos se pueden mencionar los estudios realizados en diversos sistemas del mundo que llegan a la conclusión de que los ingresos variables (calculados para un año típico) consiguen recuperar un exiguo porcentaje de los costes totales, que depende del tipo de sistema del que se trate. Los estudios sobre ingresos variables permiten fijar este porcentaje sistemáticamente en el entorno del 20%. Esta discrepancia es perfectamente explicable, atendiendo a los dos factores siguientes:

- **De las características del sistema.** No es lo mismo hablar de sistemas radiales con gran crecimiento y gran utilización de las instalaciones que de un sistema mallado más descargado. Los ingresos variables pueden cambiar en forma notable debido a este factor.
- **Modelado de las restricciones de fiabilidad.** Las restricciones de fiabilidad en la operación aumentan los ingresos variables. En la práctica, la inclusión de restricciones razonables tampoco lleva al objetivo de ingresos deseados. En cualquier caso, es necesario hacer notar que, según el grado de severidad de las restricciones que se modelen, el ingreso variable puede incrementarse tanto como se desee.

Existen en la literatura muchas propuestas sobre cómo complementar los ingresos variables del transporte, que se obtienen de la aplicación de los precios puntuales. De entre las propuestas que se han hecho, pueden destacarse las siguientes:

- **Utilización de términos aditivos o multiplicativos:** se trata de elevar la recaudación de los precios puntuales, a través de la alteración de los mismos, utilizando términos aditivos o multiplicativos. No son muy recomendables porque alteran en exceso la señal óptima de corto plazo de los precios puntuales, por el escaso nivel de recuperación alcanzado típicamente con los ingresos variables.
- **Precios Ramsey:** es un método más complejo que el anterior y que tiene el mismo modo de operar, para llegar a la remuneración completa. Sin embargo, en este caso, los precios se modificarían atendiendo a la elasticidad de cada demanda, de manera que el comportamiento óptimo no

se altere. Como resultado de esto se aumentan los precios de las demandas más inelásticas y se mantienen igual los de las demandas más elásticas. Este procedimiento tiene el inconveniente de requerir una información muy completa, de la que no se suele disponer normalmente, lo que hace al método complicado de aplicar.

- **Métodos de reparto del cargo complementario:** el cargo complementario es definido como la diferencia entre la cantidad con la que hay que remunerar anualmente a la red y los ingresos variables del transporte, que es producto de la aplicación de los precios puntuales. El cargo complementario debiera ser asignado mediante un procedimiento que trate de distorsionar lo menos posible el comportamiento deseable de los agentes. Para este fin, puede utilizarse alguno de los métodos que se tratan en este capítulo. Alguno de los más conocidos son los siguientes: participaciones medias, beneficiarios y áreas de influencia. También hay que decir que estos métodos, por definición, pueden utilizarse para repartir la totalidad de los costes de la red, en vez de sólo una parte.

3.3.1 Áreas de influencia

El método de las áreas de influencia es uno de los que ha sido utilizado para asignar el llamado *cargo complementario*. Esto realmente no significa más que la cantidad de costes de red, que este método reparte, es menor, al distribuirse parte de esos costes por medio de los ingresos variables del transporte.

Este método pertenece a la clase de procedimientos, que utilizan como criterio objetivo para el reparto del cargo complementario, el uso eléctrico que

hacen los participantes del sistema eléctrico de las instalaciones de red. Este uso eléctrico se define como incremental. Es decir, se calcula la influencia que sobre la red tiene un incremento de consumo o producción de un usuario.

La influencia en la red se obtiene calculando la variación que, en el flujo de potencia que transcurre por las líneas, se produce al aumentar 1 MW el consumo o producción de un usuario. Ese MW se incrementa a lo largo del período de estudio que se considere necesario. Habitualmente puede corresponder a un año de operación del sistema. Una vez obtenida la variación de flujo de cada una de las líneas; para todos los centros estudiados y para los escenarios seleccionados, se puede calcular un valor que dé una medida del uso eléctrico. Este valor es calculado como la suma de los productos de la variación de flujo de cada escenario (siempre que éste sea positivo) por la potencia consumida o generada por el usuario en cuestión, y por la duración de ese escenario. La suma de las participaciones que un determinado agente tiene de cada instalación, se divide por la suma de todas las participaciones, que sobre esa instalación tienen los demás usuarios, que da lugar a la proporción del cargo complementario que le corresponde pagar.

Las variaciones negativas de flujo no se tienen en cuenta en el procedimiento. En el caso de que se produzca una disminución del flujo, esto no significa que el usuario correspondiente obtenga una bonificación (así es como se viene aplicando en algunos países), aunque otras aplicaciones del método pueden ser también aceptables. El valor de la medida de uso en esos casos es nulo. Al ser una medida incremental, es necesario ponderar el valor de la variación por la potencia consumida o generada, para que a igualdad de utilización incremental, tenga más peso quien más grande sea.

Este método comparte la crítica que de forma genérica se ha venido haciendo a los que pretenden asignar el coste de la red, al repartir primero los flujos de la red. En cualquier caso, puede decirse que el método de áreas de influencia puede considerarse como un método o aproximación razonable al reparto de flujos.

Otra crítica de carácter genérico, que se ha venido haciendo a esta clase de métodos que miden el uso de la red, es que no mandan las señales económicas correctas. El uso físico de una red no es igual al uso económico de la misma. Es el uso económico el que realmente cuenta en la planificación. Para justificar la ampliación de la red, se tiene que demostrar que es rentable económicamente al conjunto del sistema. Por eso, los métodos de uso no son apropiados, aunque también es verdad que el uso de la red puede dar una idea del uso económico.

Una de las ventajas de este método es que puede aplicarse en sistemas del tipo “*pool*”, es decir, que no es necesario definir transacciones bilaterales entre los agentes.

3.3.2 Beneficiarios

Este método se presenta como una opción a otros, que podían ser utilizados para el reparto del cargo complementario. El método de los *beneficiarios* reparte el cargo complementario con base en los beneficios que cada instalación de la red proporciona a sus usuarios. Por *beneficios*, se entiende la mejora que experimenta un agente en su situación económica por el hecho de que el sistema cuente con una determinada instalación. El *beneficio* no es entendido aquí en forma absoluta, sino como diferencia entre dos situaciones. Los datos necesarios, para el cálculo de esos beneficios, deben ser

públicamente observables. Es decir, que sean resultado de un proceso objetivo y transparente, que en lo posible no necesite de auditorias internas de cada agente y que pueda ser de público conocimiento.

Más concretamente, el cálculo del *beneficio* que utiliza este método es diferente, según se trate de generadores o consumidores:

Generadores. Los beneficios de los generadores se calculan como la diferencia entre los márgenes de contribución de la explotación (ingresos por la venta de energía al precio marginal del nudo, menos el coste variable de producción en dos situaciones, que difieren entre sí por la existencia o no de una determinada línea).

Consumidores. Los beneficios de los consumidores se calculan como la diferencia entre lo que pagan por la energía que consumen -al precio marginal del nudo- cuando una determinada instalación de transporte no existe y lo que pagan cuando ésta sí existe.

Es necesario añadir que, dependiendo de la regulación específica, los ingresos por venta de energía pueden incluir otros conceptos (como un término que dependa de la probabilidad de energía no suministrada), que afectarían al cálculo del beneficio, y correspondientemente al resultado de la asignación de costes.

Aunque se trata de un método conceptualmente sencillo, su realización práctica puede resultar engorrosa, debido a que requiere de extensas simulaciones. Tanto más cuando se dé el caso de que la existencia de una instalación no se justifique únicamente por motivos de reducción de los costes de operación. Es decir, que la aplicación del método se complica, cuando la

construcción de una determinada instalación lleva a un ahorro en costes de inversión de generación o de otro tipo.

Sin duda, la mayor ventaja del método es que cumple con un requisito fundamental: garantiza que las señales que se mandan a los agentes son óptimas. Es decir, cumple con el requisito de promover la eficiencia. Un resultado teórico que parece avalar lo anterior es que se puede demostrar el siguiente enunciado: si la existencia de una línea está económicamente justificada con criterios ortodoxos de planificación, los cargos complementarios, que tiene que afrontar los usuarios, los cuales son los que se asignarían mediante el criterio de beneficiarios son menores que los beneficios que obtienen por la existencia de la línea. Es decir, con la aplicación de este método -si se cumple la condición del enunciado- un usuario no pagaría por cargo complementario más de lo que se ahorra por la existencia de la línea.

3.3.3 Participaciones medias

Éste es otro de los métodos que basa la asignación de los costes del transporte en la averiguación de la procedencia de los flujos de potencia que tienen lugar en la red.

En este método, la medida del uso de la red, para cada participante del sistema eléctrico, se hace basándose en la "contribución" que su demanda (para los consumidores) o su generación (para los generadores) tiene en el flujo que circula por cada una de las líneas del sistema, lo cual ya le hace merecedor de todas las críticas que se han ido vertiendo sobre métodos, cuyo objetivo es obtener esto mismo.

Para poder aplicar este método, es necesario disponer de los resultados típicos que se obtienen de un flujo de cargas que debiera ser óptimo. Una vez

se hayan obtenido los flujos que circulan por la red y se tenga la potencia generada y consumida en cada nudo, se puede iniciar el proceso de cálculo, que lleva al reparto del flujo entre la generación y la demanda.

El principio en el que se basa es el que se explica a continuación. Para una barra cualquiera, se tiene que existe un aporte de potencia a través de unas determinadas líneas, y que al mismo tiempo otra potencia se evacúa por otras. Si se supone que la procedencia de la potencia entrante es conocida (se conoce la proporción que cada uno de los generadores aguas arriba aporta al flujo de cada línea); el método establece la hipótesis de que esas proporciones se mantienen en la salida del flujo. De esta manera, se puede "perseguir" el flujo que sale de cada generador hasta que llega a los consumidores. Este método, que aquí ha sido esbozado, se explica con detalle en el capítulo siguiente

Las principales ventajas de este método consisten en que es muy sencillo y claro de aplicar, y no tiene los problemas que poseen otro tipo de métodos marginales (como el de áreas de influencia), además de ser mucho más rápido en su cálculo.

Al igual que otros métodos con fundamento similar, este método puede considerarse arbitrario, ya que no tiene fundamentos sólidos ni técnicos ni económicos. No tiene justificación física, por el hecho de que (como es obvio) las líneas de transmisión de los sistemas eléctricos no se comportan de la forma que supone el método. De hecho, como ya se ha dicho con anterioridad, el flujo por las líneas está muy interrelacionado con otras variables del sistema, lo que hace imposible discriminar la parte de los flujos de las líneas que pertenecen a distintos consumidores. Tampoco tiene justificación de carácter económico, por la misma razón dada, en el caso de los métodos que se basan

en una medida de uso eléctrico: el uso eléctrico que un determinado agente hace de una instalación del sistema no es igual al uso económico. Es por eso un método que puede ser aceptado fácilmente, gracias a su simplicidad, siempre y cuando arroje resultados considerados aceptables por los participantes.

3.3.4 Métodos basados en juegos cooperativos

Recientemente han sido propuestos diversos métodos que utilizan la teoría de juegos cooperativos como herramienta, para asignar los costes del transporte entre sus usuarios. También han sido propuestos enfoques muy similares para el reparto de los costes de inversión de nuevas líneas. Sin entrar en la formulación matemática, se puede explicar con cierta facilidad el fundamento de dichas propuestas.

Los métodos se basan en la creación de coaliciones de agentes. Según el método, estas coaliciones pueden estar compuestas por agentes individuales (un sólo agente como consumidor o generador), o pueden estar formadas por una pareja (consumidor y generador) que establecen un contrato de compra-venta de energía. Además de por los miembros que integran la coalición, ésta se caracteriza por un coste de transporte en el que es necesario incurrir, para que los integrantes de la coalición puedan intercambiarse energía. Esto puede hacerse de varias formas. Aquí, como ejemplo, se van a revisar dos de ellas.

En la primera, las coaliciones están formadas por parejas de generadores y consumidores. Estas coaliciones están caracterizadas por un determinado coste de transmisión, que es resultado del establecimiento de una red "mínima" que haga posible la realización del contrato. Es decir, que ese coste es

resultado de un proceso de planificación de la red, que tiene como objetivo que los agentes pertenecientes a la coalición puedan realizar físicamente sus contratos. Evidentemente el procedimiento requiere de una planificación óptima para el conjunto de agentes. Esto hace cuestionable el procedimiento, ya que es muy difícil llegar a planificaciones de la red que puedan considerarse reales.

Existen otras caracterizaciones de las coaliciones, donde el coste de transporte asociado a cada coalición es la que resulta de aplicar un método como el del MW-milla. Para cada tipo de coalición, existe un coste del transporte diferente. Una vez definidas las coaliciones, es necesario encontrar una coalición que cumpla un doble objetivo:

- La suma de todas las tarifas de transporte, que se estipulen para cada participante de la coalición, debe ser igual al coste de red que caracteriza a dicha coalición.
- El reparto de los cargos entre los agentes de la coalición debe ser estable. Por estabilidad, se entiende que estos (los cargos de transmisión) son los más bajos que puede conseguir cualquier agente, mediante el cambio de coalición. Es decir, que por lo que a los cargos de transporte se refiere, el agente no tenga ningún incentivo para abandonar la coalición.

El problema con la estabilidad es que existen muchas soluciones, que hacen que las coaliciones sean estables. Puede ocurrir que una solución sea estable, pero no sea la más eficiente, hablando desde el punto de vista económico. Es necesario aplicar un criterio adicional, que garantice la asignación óptima.

Una crítica que puede hacerse a ambas propuestas es que necesitan de la definición de transacciones bilaterales. Esto lleva a que, como se ha mencionado para otros métodos, su aplicación sea difícil en contextos tipo "pool".

Puede ser interesante señalar las coincidencias que este tipo de métodos puede tener con el funcionamiento del método de beneficiarios, en determinadas regulaciones. Como es el caso en que para la propuesta de inversión, en una determinada línea o instalación, se pueden establecer coaliciones a favor y en contra. Es decir, que las coaliciones *favorables* serían aquellas formadas por agentes que estarán en mejor situación en el mercado, una vez se construya la línea. Las coaliciones *contrarias* serían aquellas formadas por agentes que consideran que su situación empeorará con la construcción de la nueva instalación.

3.3.5 Métodos basados en derechos de transporte

Bajo este epígrafe, se recogen brevemente algunas propuestas que han sido hechas en sistemas como el de los Estados Unidos de América. y de Nueva Zelanda, que están basados en la venta y transacción de derechos de transporte de la energía y que tienen la misión de proteger a los agentes sobre variaciones del precio de compra-venta de la energía, que son producidas por problemas en la red de transporte. El estudio de este problema no es objeto de esta tesis, sin embargo, se citan aquí porque su aplicación puede extenderse al pago de las redes.

Estas propuestas se basan en los llamados *contract networks*. Estos contratos nacieron como forma de cubrir riesgos en un mercado, es decir, de precios puntuales de la electricidad. El ambiente de precios puntuales tiene el

inconveniente de que es muy fluctuante. En general, esto puede no gustar a los agentes intervinientes, por lo que pueden querer blindarse con algún tipo de contratos. Nació así la idea de los *contratos por diferencias* (*contracts for differences* o CfDs) aplicables a la red. Estos contratos se especifican por medio de dos parámetros: el precio de referencia y la potencia (o energía) contratada. El funcionamiento del contrato es muy sencillo. El generador paga al consumidor, si el precio al que compra la energía el consumidor es más alto, que el de referencia, la diferencia de precios (que es precio puntual consumidor menos precio de referencia), por la cantidad contratada. De forma simétrica, si el precio del consumidor es menor que el precio de referencia es él quien paga la diferencia (precio de referencia menos precio puntual del consumidor) por la cantidad del contrato. De esta forma, el consumidor siempre compra la energía contratada al precio estipulado previamente. Esto no supone gran riesgo para el generador, ya que por lo general está situado en el mismo sistema que el consumidor; las variaciones de precio que experimenta como generador son similares a las que sufre el consumidor.

A pesar de esto, la seguridad que da este tipo de contratos sobre el precio de compra-venta no es total. La variabilidad de las situaciones que pueden producirse en el sistema de transmisión hace que exista (a pesar del establecimiento de estos contratos) incertidumbre sobre los precios de compra y de venta de la energía. Más claramente, puede que el precio de la barra del generador y la del consumidor sean bastante diferentes, debido a congestiones en la red. Las saturaciones (cuando el flujo llega a la capacidad máxima de las líneas) llevan a un desacoplamiento de los precios a un lado y otro de las líneas saturadas, por lo que el riesgo del generador (o del consumidor, dependiendo de cómo sea el contrato) aumenta mucho. Es aquí donde intervienen los "contratos de red". Estos contratos los pueden establecer en principio, tanto generadores como consumidores. Estos contratos se firman con el organismo

encargado de la red. Los contratos de transmisión especifican una cantidad de potencia y un par de barras del sistema (una de inyección y otra de retiro). El tenedor del contrato recibe de la entidad de red una cantidad de dinero igual a la potencia contratada, por la diferencia de la componente de congestión. Es decir, que si no existe congestión el propietario de los *derechos de transmisión*, no recibe cantidad alguna. Sólo la recibe cuando existe congestión. El resultado es que el contrato blindo a su propietario de las posibles congestiones.

Un procedimiento de parecidos resultados consiste en realizar una pequeña variación del típico contrato por diferencias, pero ahora sobre la diferencia de precios existente entre la barra del generador y la del consumidor.

Las propuestas referidas anteriormente utilizan esta definición de derechos de transmisión (*capacity rights*) o de capacidad, para crear un mercado secundario donde los agentes puedan comprarse y venderse estos derechos, según los necesiten. En realidad, no es más que un instrumento financiero que se puede utilizar para que los agentes disminuyan el riesgo en su operación. Esto es, porque su finalidad primera es la de disminuir el riesgo, por lo que la recuperación de costes de la red es tratada muy marginalmente.

3.4 Método adoptado en el país para la asignación de costos del sistema de transporte

El método nacional se basa en la aplicación de metodologías tipo Wheeling, en donde el sistema de transporte se divide en sistema principal y sistema secundario; el sistema principal puede denominarse del tipo “*Pool*”, y los costos se reparten por medio de método de estampilla postal, en el cual se le asigna un valor a cada MVA de potencia firme; el costo se reparte únicamente entre los generadores. En el caso del sistema secundario, la

metodología es la de tipo *Roled In Allocation* corregida por distancia, en la cual los costos se asignan a través de una prorrata del producto de la potencia, por la distancia al sistema principal de cada usuario. El método únicamente se aplicará en los casos en que no exista acuerdo entre partes para el pago del peaje de transmisión.

3.4.1 Determinación del sistema de transmisión económicamente adaptado

El AMM determina cuál es el sistema de transmisión económicamente adaptado, entendiéndose a éste como el que permite transmitir o transportar electricidad con el menor costo de instalación y operación de las instalaciones de transmisión y transformación, con la siguiente metodología:

- Se identificarán estados de carga típicos, correspondientes a situaciones de diferentes condiciones de uso del sistema de transporte. Estos estados de carga incluirán situaciones con máxima y mínima demanda, máxima y mínima producción de las centrales hidroeléctricas, y toda otra situación que sea considerada probable.
- Se identificarán estados de carga correspondientes a contingencias con mayor probabilidad de ocurrencia en el sistema de transmisión o generación, con n-1 componentes en servicio, para los casos en los cuales sea aplicable dicho criterio.
- Para cada uno de los estados de carga identificados, se realizarán flujos de carga, en los que se determinarán las potencias máximas transmitidas por

cada línea o transformador. A estas potencias se las denominará cargas máximas de cada componente.

Para cada componente del sistema de transmisión, se comparará su carga máxima con su capacidad nominal. Si ambos valores son razonablemente similares, se considerará que ese componente está económicamente adaptado; es decir, que la capacidad nominal del componente corresponde a equipos que normalmente se fabrican y están disponibles comercialmente, o al diseño de una línea de transmisión que considera los criterios, por los cuales se determina su capacidad nominal.

La capacidad nominal de una línea de transmisión se determinará por el límite máximo de transporte, el cual se determina por el mínimo valor entre el límite térmico de los conductores, por el límite de transmisión por regulación de voltaje y por el límite por estabilidad transitoria y dinámica.

La cargabilidad de los transformadores se mide por su capacidad de corriente nominal, para tener en cuenta las variaciones de voltaje de operación, respecto al nominal del equipo.

3.4.2 Costo anual del sistema principal de transporte

El AMM determinará el costo de construcción e instalación de los distintos componentes del sistema de transmisión, con base en cotizaciones de proveedores de equipamiento locales o extranjeros, y valores internacionales.

Se tendrá debida cuenta del costo de montaje, así como de todo otro gasto derivado de la importación de los equipos. Para cada componente “i” del

sistema de transmisión económicamente adaptado, se calculará su costo anual de transmisión CAT_i como:

$$CAT_i = [FRC(TA, VU) + \%GOM] * VNR_i + MAS_i$$

Donde:

FRC Factor de recuperación de capital.

TA: Tasa de actualización determinada por la CNEE, según el Artículo 79 de la Ley, la cual será utilizada por el AMM, cada vez que aplique la metodología descrita en esta Norma.

VU Vida útil de la instalación, la que se fija de acuerdo al artículo 67 de la Ley en 30 años.

%GOM: Gastos anuales de operación y mantenimiento, expresados como una proporción del Valor Nuevo de Reemplazo VNR_i ; Inicialmente se fija un porcentaje del 3 % para esa variable y podrá ser revisado periódicamente.

MAS_i: Monto anual de penalizaciones que deberá pagar el transportista por sanciones, cuando no opere ni mantenga en forma confiable y eficiente el componente "i" del sistema de transmisión. La metodología de cálculo, así como los indicadores que determinarán la operación y mantenimiento, confiable serán fijados por la Comisión. Hasta en tanto la Comisión emita esta metodología, el AMM calculará las penalizaciones que hubiera

pagado el transportista con las fallas realmente ocurridas durante el año 1998, disminuidas en un 10%.

El costo anual del sistema de transmisión (CAT) se calcula como la suma de los costos anuales de cada uno de sus componentes:

$$CAT = \sum_{i=1,nc} CAT_i$$

Donde, “ nc ” es el número total de componentes del sistema de transmisión.

El AMM deberá calcular un valor de CAT , el cual deberá ser conocido y aprobado por la CNEE para el sistema principal de transporte (SPT), y un valor CAT_s para cada uno de los sistemas secundarios “ s ” (SST), que vale las mismas consideraciones que para el sistema principal. En el anexo A9, de las normas de coordinación comercial del AMM, se detallan los componentes del SPT y de los SST.

En caso de que existan varios transportistas propietarios de instalaciones del sistema principal, deberá calcular un valor CAT_t para cada transportista t , como la suma de los CAT_i de cada una de sus instalaciones.

El AMM también deberá calcular con los mismos criterios el costo anual correspondiente a interconexiones internacionales CAT_I .

3.4.3 Distribución del costo anual del sistema principal entre los generadores

Cada generador pagará mensualmente por el uso del sistema de transmisión una suma PG_{im} igual a:

$$PG_{im} = \frac{PF_i \cdot CAT}{12 \cdot \sum_{i=1,ng} PF_i}$$

Donde

PF_i Es la potencia firme del generador “ i ”, contratada para el cubrimiento de demanda firme.

“ ng ” Es el número de generadores.

En caso de que la suma de las potencias firmes de los generadores resulte inferior a la demanda máxima registrada cada mes en un porcentaje mayor al 3%, el AMM deberá informar a la Comisión.

3.4.4 Distribución del peaje entre los transportistas del sistema principal.

En caso de existir más de un transportista en el Sistema Principal, cada uno de ellos recibirá su correspondiente ingreso por $CATt$.

3.4.5 Peaje por uso de los sistemas secundarios

Las instalaciones del sistema secundario serán pagadas por los generadores, importadores, exportadores y comercializadores, en los casos que estipula la (LGE) en su artículo 70.

El correspondiente *CATs* será pagado por todos los generadores, importadores, exportadores o comercializadores, que hagan uso del mismo en el sentido del flujo preponderante de energía, de acuerdo con la siguiente relación:

$$PG_{iJS} = \frac{PF_{ij} \cdot DIST_i \cdot CATs}{12 \cdot \sum_{i=1,ngs} PF_{ij} \cdot DIST_i}$$

Donde:

DIST_i: Distancia del sistema principal a la que se conecta el generador, importador, exportador o comercializador “*i*” al correspondiente SS, o la distancia entre la subestación y el punto de conexión al sistema principal.

ngs: Número de generadores, importadores, exportadores o comercializadores conectados al SS“s”, o que comercialicen en el SS“s”.

PG_{ijs}: Pagos por peaje del generador, importador, exportador o comercializador “*i*”, el mes “*j*”, al transportista propietario del SS “s”.

3.5 Aplicaciones reales

Las metodologías, antes descritas, plantean diversas opciones para dar solución al problema de determinación de precios para los servicios de transmisión. Algunas de estas metodologías sólo han sido probadas a nivel teórico, sin embargo, otras son parte de la regulación de la industria eléctrica en el mundo, tal como se muestra en la siguiente tabla.

Tabla II. Esquemas tarifarios de la transmisión en uso en el mundo

Ítem	Argentina	Bolivia	Chile	Colombia	Perú	USA	Inglaterra y Gales
Método Base de Tarificación	Marginal de corto plazo	Marginal de corto Plazo	Marginal de corto plazo	Marginal de largo plazo	Marginal de corto plazo	Wheeling, costo medio	Marginal de largo plazo
Cargos	Transener: fijado al privatizarse. Licitación de nuevas líneas.	Anualidad del costo de inversión y operación de un sistema económicamente adaptado.	Anualidad del costo de inversión y operación	Se determinan cargos por inyección y retiro de modo que financien las actividades de transmisión.	Anualidad del costo de inversión y operación de un sistema adaptado.	Depende de la transacción de Wheeling MW/mile, Postage Stamp, en otros casos	Costo de desarrollar, operar y mantener una red básica
Cargo Adicional	Basado en el uso del sistema	Basado en el uso del sistema	Basado en el uso del sistema: Área, de Influencia	Basado en el uso del sistema	Postage Stamp	No hay	No hay
Prorrata	Flujo máximo transmitido	Prorrata a capacidad máxima de generadores y demanda máxima de consumo	Prorrata a potencias transitadas	Prorrata con base en potencia transmitida, en condiciones de máximo uso	Prorrata a potencias Firmes	Tramito de Potencia y energía	Con base en el uso estimado de las instalaciones
Quien paga	Beneficiados	Generadores, Consumidores	Generadores	50% Generadores 50% Consumos	Generadores	Partes contratantes	Generadores (uso) Consumidores (Pérdidas)

Aun cuando muchas de las metodologías están en uso en distintos países, se han presentado problemas de Implementabilidad, conflictos entre los agentes usuarios de los sistemas de transmisión y entre las empresas propietarias del mismo.

Este hecho, permite entender el constante y creciente interés que concita el tema, a la vez que motiva el desarrollo efectuado para este trabajo.

4. METODOLOGÍA PROPUESTA PARA ASIGNACIÓN DE COSTOS DEL SISTEMA DE TRANSPORTE

En la búsqueda de la eficiencia y la reducción del precio de la energía eléctrica, en conocimiento del sistema eléctrico de transporte nacional y las leyes que rigen la actividad de la industria eléctrica, y con una mentalidad de repartir los costos del sistema de transporte de manera apropiada, que entregue las señales adecuadas a los agentes del mercado, y en especial a los transportistas, para que éstos sean los precursores de una planificación del sistema de transporte, que beneficia al mercado eléctrico nacional, para lograr un sistema que sea mejor económicamente, además de lograr satisfacer las necesidades de sus usuarios, así como asegurar de buena manera la expansión del mismo, así poder cumplir con las necesidades de transporte nacional e internacional, se propone el método que se desarrolla a continuación.

4.1 Premisa del sistema de transporte nacional

El sistema nacional de transporte está compuesto por dos redes principalmente, una propiedad de la Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica (ETCEE) y la otra propiedad de Transportista Eléctrico Centroamericana Sociedad Anónima (TRELECSA); además se cuenta con algunas líneas propias de los generadores. En una forma resumida, se describirán las características más importantes de estas redes:

- **Red de transporte de la ETCEE:** su red de transporte abarca todo el territorio nacional, y es predominantemente radial, aunque cuenta con dos

anillos en 69 kV: uno en la región occidental y otro en la región oriental del país. Es la encargada de llevar la energía desde los centros de Generación de alta tensión como la subestación Alborada, hacia los centros de consumo de alta tensión como la subestación Guatemala Sur, utilizando líneas de transmisión de 230 y 138 kV. Se encarga también de distribuir la energía en la mayoría de los departamentos de Guatemala, abarcando una gran área con territorios de baja densidad de carga, con la utilización de líneas de 69 kV. Además cuenta con alimentadores exclusivos para Algunos generadores, como es el caso de la línea de 230 kV, entre Chixoy y la subestación Guatemala Norte.

- **Red de transporte de la TRELECSA:** su red de transporte abarca la región central del país; su red es de tipo mallada, en configuración radial normalmente. Se encarga básicamente de distribuir la energía desde los centros de consumo de alta tensión como la subestación Guatemala Sur, hacia los centros de consumo de media tensión, como la Subestación Mixco, utilizando líneas de transmisión de 69 kV. Además cuenta con alimentadores exclusivos para algunos generadores, como es el caso de la línea de 230 kV, entre Planta San José y la subestación Mauricio.
- **Líneas propias:** son una minoría y corresponden a líneas, que tienen como finalidad conectar a generadores con la red de transporte, como por ejemplo la línea de la generadora Las Vacas.

4.2 En busca de la eficiencia

La finalidad de la liberación de los mercados eléctricos es incentivar la oferta y la demanda, para lograr el precio justo de la energía, siempre y cuando se mantengan los niveles adecuados de seguridad, confiabilidad, y calidad del servicio. Además debe dar las señales adecuadas a los diferentes agentes del

mercado, para que éstos respondan de manera positiva a las necesidades de energía, de tal forma que asegure el buen desenvolvimiento de la expansión del sistema, en función de la oferta y demanda de energía.

El problema consiste en cómo lograr dar las señales adecuadas a los agentes del mercado, para que sus actividades se encaminen a un mismo fin, en busca de la eficiencia. La respuesta no es sencilla, ni tampoco puede decirse que existe una única forma de resolver el problema, pero es aquí donde el ente regulador juega un papel muy importante, ya que éste deberá encargarse de crear las regulaciones, métodos y procedimientos necesarios, para guiar a los agentes del mercado eléctrico a un buen camino, en el que los usuarios finales puedan satisfacer sus necesidades de energía.

Después de haber realizado una investigación de las diferentes metodologías de repartición de los costos del sistema de transmisión, se analizan los criterios que se deben cumplir, y el conocimiento de la red de transporte nacional. Es el momento de hacer una aportación al tema, que consiste en una metodología alternativa. Que se desarrollará en el presente capítulo.

4.3 Metodología propuesta

Como una aportación al tema investigado, enfocado al sistema nacional de transporte, pero que puede ser aplicado en otros sistemas de transporte, se propone un método que busca dirigir al transportista y sus usuarios a mantener niveles adecuados de eficiencia, además de repartir los costos del sistema de transporte en forma equitativa, en el que cada usuario paga por lo que usa de la red. Se propone el método, que se ha llamado “Método de asignación de costos del sistema de transporte económicamente dimensionada (MACSTED)”, el cual se basa en determinar el sistema de transporte capaz de cumplir con los

requerimientos de transporte al menor costo posible, manteniendo los niveles adecuados de seguridad, confiabilidad y calidad, que luego será repartido entre los agentes que hacen uso del él, además de involucrar, tanto a transportistas como a los usuarios de la red, en el pago del exceso de pérdidas producidas en cada elemento del sistema, cuando éste sobrepase los límites de eficiencia propuestos.

4.4 Método de asignación de costos del sistema de transporte económicamente dimensionada (MACSTED)

El método se basa en determinar el sistema de transporte que ofrezca menor costo al Mercado Eléctrico, que pueda cumplir con los requerimientos de transporte de energía proyectados para un determinado período de análisis, manteniendo el nivel adecuado de seguridad, confiabilidad y calidad de energía, como se establece en las reglamentaciones que norman esta actividad. Una vez establecido este sistema, se procede a calcular el costo de cada elemento que lo compone, con base en los precios fijados por el ente regulador. La repartición se hará por el uso que haga cada usuario de cada elemento del sistema, y se repartirá prorrateando en función de la demanda máxima promedio de un determinado período de tiempo. El periodo proyectado, para el análisis del sistema, será diferente para los elementos de la red existente y para las nuevas incorporaciones.

4.4.1 Repartición de los costos

La repartición de los costos, entre los usuarios de cada elemento de la red de transporte, se hace con base en el prorrateo de la demanda máxima, en donde el costo del elemento de transporte en cuestión, es igual a la suma del costo anual de la infraestructura, económicamente dimensionada, más el cincuenta por ciento de la diferencia entre los costos de las pérdidas de la red

económicamente dimensionada, y las pérdidas que produzca el elemento existente para el año de cálculo, por lo que la Anualidad del Sistema de Transporte para cada usuario del elemento i ($AST_{U,i}$), se calcula con la siguiente ecuación:

$$AST_{U,i} = \frac{\overline{S}_U \cdot (CAI_{ED,i} + 0.5 \cdot (CAPE_{ED,i} - CAPE_{EE,i}))}{\sum_{U=1}^{U=T} \overline{S}_U}$$

En donde:

\overline{S}_U Potencia máxima promedio del usuario, en el año de cálculo, expresada en MVA.

$CAI_{ED,i}$ Costo anual de la infraestructura económicamente dimensionada, del elemento i , expresada en US \$.

$CAPE_{ED,i}$ Costo anual de las pérdidas de energía del elemento i , económicamente dimensionado, expresado en US \$.

$CAPE_{EE,i}$ Costo anual de las pérdidas de energía del elemento existente i , expresado en US \$.

T Total de usuarios que hacen uso del elemento i

4.4.2 El sistema de transporte económicamente dimensionado (STED)

El sistema económicamente dimensionado será aquel, en el que cada elemento del sistema, que en función de su dimensión o capacidad, logre el menor costo, de la suma del costo total de la infraestructura, más el costo total de las pérdidas de energía esperados en el periodo de análisis. De esta suma

se obtiene el “Costo del Elemento i del Sistema de Transporte Económicamente Dimensionado, del elemento i ($CESTED_i$)”, que se define con ecuación:

$$CESTED_i = \underbrace{CTI_i + CTPE_i}_{\text{MÍNIMO}}$$

En el que CAI_i , es el Costo Anual de la Infraestructura del elemento i , tales como el costo de líneas, elementos de operación y subestaciones de maniobra y transformación, etc., y se calcula con la siguiente ecuación:

$$CTI_i = [1 + \%GOM] \cdot VNR_i(D) + MAS_i$$

Donde:

$\%GOM$: gastos anuales de operación y mantenimiento, expresados como una proporción del $VNR_i(D)$:

$VNR_i(D)$: valor nuevo de reemplazo en US \$, del elemento i , en función de la Dimensión “ D ” del equipo, definido por el ente regulador.

MAS_i : monto anual de penalizaciones, que deberá pagar el transportista por sanciones, cuando no opere ni mantenga en forma confiable y eficiente el componente “ i ” del sistema de transmisión.

Y $CTPE_i$ es el costo total de las pérdidas de energía producidos por el elemento i en US \$, debido al efecto Joule; para los elementos que no produzcan pérdidas de energía este valor será cero, y se calcula de la siguiente forma:

$$CTPE_i = \sum_{n=1}^{n=P} \frac{3 \cdot \left(\frac{S_{Max}}{\sqrt{3} \cdot V} \cdot (C_{Demanda}^n) \right)^2 \cdot R_{(D)} \cdot FP \cdot (\bar{C}_E \cdot T_{Inflacion}^n) \cdot 8760}{1000}$$

Donde:

\overline{S}_{\max} : potencia máxima promedio en el periodo de análisis, en kVA

$C_{Demanda}$: crecimiento proyectado de la demanda en %.

n : numero de año.

TP : total de años del periodo de análisis.

V : voltaje de operación de la línea de transmisión, en kV.

FP : factor de pérdidas

\overline{C}_E : costo promedio de la energía, expresado en US \$ / Kwh.

$I_{inflación}$: tasa de Inflación anual esperada en %.

8760 : cantidad de horas del año.

$R_{(D)}$: resistencia eléctrica monofásica en Ohmios, en función de la dimensión o capacidad del equipo.

El método de calculo, ya sea para el CTI_i o para el CTPE_i, podrá ser tan exacto como se requiera, o podrán aceptarse aproximaciones más o menos gruesas; en los ejemplos de aplicación, se verá cómo pueden ser calculadas dichas pérdidas, en las que se toma en cuenta valores, como el crecimiento de la demanda, la inflación monetaria, la demanda promedio esperada, etc. El grado de exactitud, de cada dato puede afectar, en gran manera, la planificación de una red, así que queda a consideración del Regulador los limites de exactitud deseada, sin embargo hay que tomar en cuenta que cuanto mas exactitud se requiera, será necesario contar con más información, para lo cual se requerirá de un arduo trabajo por realizar.

4.4.3 Casos especiales:

Red mallada: un caso especial es el tratamiento de las redes con múltiples interconexiones con otras redes, que tienen mucha infraestructura, que únicamente es utilizada para casos de contingencia; éste es el caso de la red de transporte de TRELECSA, para estos casos, se tratarán de diferente forma las interconexiones existentes y las interconexiones nuevas. Para el caso de las interconexiones existentes, se calculara el costo total de estos elementos existentes, y éste se dividirá entre los usuarios que componen esta red mallada, repartidos por prorrata de su demanda máxima registrada en el año. En el caso de nuevas interconexiones, éstas deberán ser pagadas por el interesado de su construcción, o el beneficiado de la misma; reacuérdesse que el perfeccionismo técnico no es precisamente el más económico, y cada elemento nuevo deberá justificar su costo de existencia en la red.

Doble alimentación: existen muchos usuarios con doble alimentación; este caso es sencillo de resolver, ya que cada usuario pagará el costo de mejorar la confiabilidad y continuidad de su servicio, por lo tanto, los costos se trasladan directamente al usuario.

Generadores y cargas en una misma línea: en este caso, el costo se repartirá entre los usuarios, que tengan un flujo de potencia en el mismo sentido del flujo predominante de potencia, en cada elemento del sistema de transporte.

4.4.4 Requerimientos del MACSTED

Los requerimientos del MACSTED son básicamente la recopilación de toda la información, en cuanto a la caracterización del comportamiento de demanda de cada uno de los elementos del sistema de transporte, así como el crecimiento histórico, e información sobre nuevas generaciones y cargas que serán adicionadas al sistema, es decir, que el ente regulador se convertirá en

un planificador de la red, ya que éste, que cuenta con toda la información, se encargara de determinar el sistema que cumpla con todos los requerimientos de transporte, y con base en señales económicas, retroalimentara a los agentes del mercado para que estos respondan en forma positiva a los requerimientos de transporte de energía del sistema.

4.5 Puesta a prueba del MACSTED

En el capítulo dos del presente trabajo de graduación, se enunciaron las características que se espera que deba cumplir la metodología de asignación de costos del sistema de transporte, las cuales se aplican para el método propuesto, por lo cual se puede concluir lo siguiente:

Debe ser implementable: el método no tiene ninguna limitante para su implementación; el principal punto que se va a tratar es la obtención de todos los datos requeridos para calcular la red económicamente dimensionada, como los crecimientos y factores de carga específicos para cada elemento de transporte, parámetros eléctricos de los elementos, etc. No existe ningún efecto adverso en la implementación de esta metodología; la información requerida para establecer los costos está al alcance de los responsables, en este caso, la entidad técnica del regulador. Ahora bien, el volumen de trabajo e información será mayor, pero hay que tomar en cuenta que el capital invertido en transporte, está en el orden de algunos miles de millones de dólares norteamericanos. Por eso bien vale el trabajo que ha de realizarse. La implementación puede proponerse en este momento, ya que solamente existe una metodología transitoria del tipo “Estampilla Postal”, aunque existe en la ley y en la norma de coordinación comercial No. 9, en la que se define una metodología específica, pero que la fecha no ha sido puesta en práctica, y éste es el mejor momento para proponer un método, del cual se esperen mejores resultados.

Debe ser simple y claro: el método de cálculo es sencillo y asigna los costos de una manera clara y simple, en la que cada usuario pagará el costo de las instalaciones económicamente dimensionada, y ésta será en función de su demanda máxima promedio al año, además de agregar el costo del exceso de pérdidas resultante para redes mal dimensionadas, repartido equitativamente entre usuario y transportista, las cuales son función directa de la energía consumida; en otras palabras, éste es el uso efectivo que hace el usuario de la red, por lo que el método asigna los costos en función de la capacidad instalada y la energía consumida por cada usuario.

Debe promover la eficiencia en la operación del mercado: esta es la característica más importante del método propuesto, en la que el usuario paga al transportista por la red económicamente dimensionada, si éste la dimensiona mal sufrirá las consecuencias, al tener que pagar económicamente esta equivocación, o mala planificación, como por ejemplo, el seleccionar un alimentador, que produzca demasiadas pérdidas a sus usuarios, traerá consigo una disminución del peaje que va a recibir. Este método obliga al transportista, conjuntamente a los usuarios, a planificar en forma adecuada las instalaciones de transporte, así como proponer las mejoras que sean necesarias, para lograr el sistema de transmisión que opere al menor costo posible, y es ahí donde el transportista puede lograr el mayor beneficio, al mismo tiempo que se beneficia todo el sistema y, como consecuencia a los usuarios del sistema de transporte, ya que por un lado los compradores pueden acceder a la energía más barata y, por el otro, los vendedores pueden ofrecer su energía a un costo más bajo; es aquí donde radica el objetivo de la presente metodología.

Señal de inversión en el sistema de transmisión: las señales serán dirigidas claramente al transportista y sus usuarios, de una forma económica, ya que el transportista quedará directamente involucrado, al tratar de mantener su red

económicamente dimensionada, para percibir un beneficio mayor de sus redes, de lo contrario, éste tendrá que absorber el cincuenta por ciento de las pérdidas que excedan las pérdidas normales del sistema económicamente dimensionado; si éste, por el contrario, no busca mejorar sus redes puede llegarse al extremo de percibir una anualidad menor al valor real de sus instalaciones. Por su parte, los usuarios del sistema quedan afectados, al tener que pagar el costo de la infraestructura de la red económicamente dimensionada, además de absorber el costo normal de las pérdidas de energía esperada, en una red económicamente dimensionada, más el cincuenta por ciento de las pérdidas que excedan dichas pérdidas, si la red no está bien dimensionada.

La metodología acerca al transportista y al usuario, en busca de un mismo fin, que es lograr la mayor eficiencia posible, en la que ambos se beneficiarán, ya que tanto el transportista podrá recibir un mayor beneficio por sus instalaciones, como el usuario dejara de pagar el exceso de pérdidas de energía por instalaciones mal dimensionadas. Esto incentivará al usuario y al transportista a buscar las soluciones que económicamente les convengan.

Debe financiar activos del sistema de transmisión existente: los activos existentes se financian a corto plazo, y se paga al transportista el costo de cada elemento económicamente dimensionado. En el caso del sistema nacional, se puede observar que el sistema está subdimensionado en gran parte de los casos; esto se traduce en un pago mayor al transportista por concepto de infraestructura, pero a su vez da un saldo negativo por las pérdidas de energía, adicionales a las esperadas, al utilizar una red económicamente dimensionada. Claro esta que en los casos extremos de sobrecarga, el transportista tendrá que evaluar las mejoras a su red, y deberá realizar aquellas que se justifiquen económicamente.

4.5.1 Aplicación del método propuesto

Se presenta la aplicación del método propuesto y se compara con el método que aparece en la Norma de Coordinación Comercial No. 9 (NCC No.9); el caso se restringe a la aplicación en líneas de transmisión, pero es claramente aplicable a todos los elementos que componen un sistema de transporte.

Específicamente se analizarán dos casos reales de la red nacional, con datos obtenidos del análisis de flujo de carga del Sistema Nacional Interconectado, y un caso supuesto que haga ver la diferencia del método propuesto y el método existente.

Con los datos específicos de cada usuario y el costo promedio para líneas de transmisión de 69 kV, se procederá a calcular el costo anual de la infraestructura de cada elemento de transporte, y las pérdidas de energía anuales producidos por éste, en función de su dimensión, para luego seleccionar la línea de transmisión económicamente dimensionada, y los costos obtenidos se repartirán entre los usuarios que hacen uso de este elemento.

4.5.2 Costo promedio para líneas de transmisión de 69 kV

El costo de una línea de transmisión de 69 kV, ésta en función de muchos factores, como ubicación geográfica, tipo de construcción, normas de seguridad, calidad de materiales, etc., por lo que tratara de darse un valor promedio del tipo de construcción nacional, atendiendo las normas técnicas de diseño y operación de sistemas de transporte (NTDOST), que están vigentes en nuestro país, de los cuales se presenta el siguiente cuadro de resumen de los costos por kilómetro, para líneas de transmisión de diferente dimensión o capacidad, (ver el anexo 1).

Tabla III. Costos promedio de líneas de transmisión

COSTO PROMEDIO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE 69 kV						
Categoría	Nombre	Calibre	Equivalente	Ampacidad	Sección	Costos de la infraestructura US\$/Km.
	clave	KCM	ACSR	Amperios	mm²	
1	Azusa	123.3	1/0 Raven	256	62.45	\$ 79,441.81
2	Alliance	246.9	4/0 Penguin	395	125.10	\$ 88,333.19
3	Canton	394.5	336.4 Linnet	532	199.87	\$ 96,332.94
4	Darien	559.5	477 Hawk	663	283.48	\$ 103,645.92
5	Flint	740.8	636 Grosbeak	790	375.35	\$ 110,519.20
6	Darien2	2 x 559.5	2 x 477 Hawk	1326	566.97	\$ 122,539.54

Los costos mostrados anteriormente incluye costo por: materiales, mano de obra, diseño, estudios de suelo, estudios eléctricos, red de tierra, equipos auxiliares, servidumbre, autorizaciones, tala de árboles, brecha, acceso, equipos de maniobra, indemnizaciones, etc.; en pocas palabras, es el costo final de una línea en operación, que incluye todos los costos complementarios para su ejecución.

Basado en estos costos, se procedió a determinar una función matemática, con la cual se pueda obtener el valor aproximado de una línea de transmisión, en función de la sección (dimensión) del conductor, la cual se expresa en la siguiente ecuación:

$$CTI_L(S) = 58032.71 + 2709.11 \cdot \sqrt{S}$$

Donde:

$CTI_L(S)$: costo total de la infraestructura de una línea de transmisión, expresada en US \$ por Km.

S: es la sección del conductor en mm²

El costo anual de la Infraestructura de una línea de transmisión CAI_L , se calcula:

$$CAI_L = CTI_L \cdot FRC$$

Donde:

FRC : factor de recuperación del capital, calculado de la siguiente forma:

$$FRC = \left(\frac{TA \cdot (1 + TA)^{VU}}{(1 + TA)^{VU} - 1} \right)$$

En la que:

TA : tasa de actualización (conocida como la tasa de recuperación del capital)

VU : vida útil de la instalación, la que se fija de acuerdo con el artículo 67 de la Ley (LGE), en 30 años.

4.5.3 Costo de las pérdidas de energía en una línea de transmisión

Para la determinación de las pérdidas reales de energía en una línea de transmisión, es necesario contar con la curva horaria de potencia, en la cual se puede determina el factor de pérdidas; con estos datos, se puede proyectar la demanda máxima promedio esperada; y se calcula para cada año del período de análisis, y determina el total de pérdidas, el costo total de las pérdidas de energía en una línea de transmisión $CTPE_L$, que se define con la siguiente ecuación:

$$CTPE_L = \sum_{n=1}^{n=T_P} \frac{3 \cdot \left(\frac{\overline{S_{Max}}}{\sqrt{3} \cdot V} \cdot (C_{Demanda}^n) \right)^2 \cdot \rho \cdot L \cdot FP \cdot (\overline{C_E} \cdot T_{Inflacion}^n) \cdot 8760}{1000 \cdot S}$$

Donde:

$\overline{S_{max}}$: potencia máxima promedio en el periodo de análisis, en kVA

$C_{Demanda}$: crecimiento proyectado de la demanda.

n : número de año.

T_P : total de años del período de análisis.

V : voltaje de operación de la línea de transmisión, en kV.

FP : factor de perdidas

ρ : resistividad del conductor expresada en $\frac{\Omega \cdot mm^2}{m}$.

L : longitud del conductor en kilómetros.

$\overline{C_E}$: costo promedio de la energía expresado en US \$ / Kwh.

$Inflación$: tasa de Inflación anual esperada

8760 : cantidad de horas del año.

S : sección del conductor en mm^2

Una vez definida la metodología de cálculo, para la determinación de los costos del sistema de transmisión, el cual será especificado para cada esquema de red en especial y puede tener diferente tratamiento para otros niveles de

tensión, que para este caso se determina para las líneas de transmisión de 69 kV, se procederá a evaluar los casos que ejemplifican la aplicación del método propuesto.

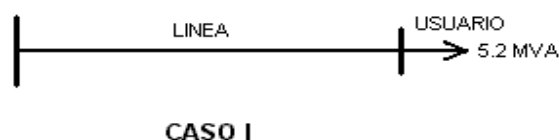
4.5.4 Aplicación del MACSTED en líneas de transmisión de 69 kV

Se aplicara el método a tres ejemplos indicativos; en el primer caso se analiza una línea radial nueva con una única carga al final de la misma; en segundo caso se analiza una línea mallada compuesta por siete secciones de línea, cuatro cargas y cuatro interconexiones con otras líneas, y el tercer caso se analiza una línea radial con dos cargas: una al inicio y otra al final de la línea. Para cada caso, se aplica el método propuesto en las NCC No.9, para sistemas secundarios, y se compara con los resultados obtenidos con el MACSTED. Sólo se analizaron ejemplos para sistemas secundarios, aunque el método propuesto puede utilizarse de la misma manera para el sistema principal.

4.5.4.1 Caso I: Línea de transmisión nueva

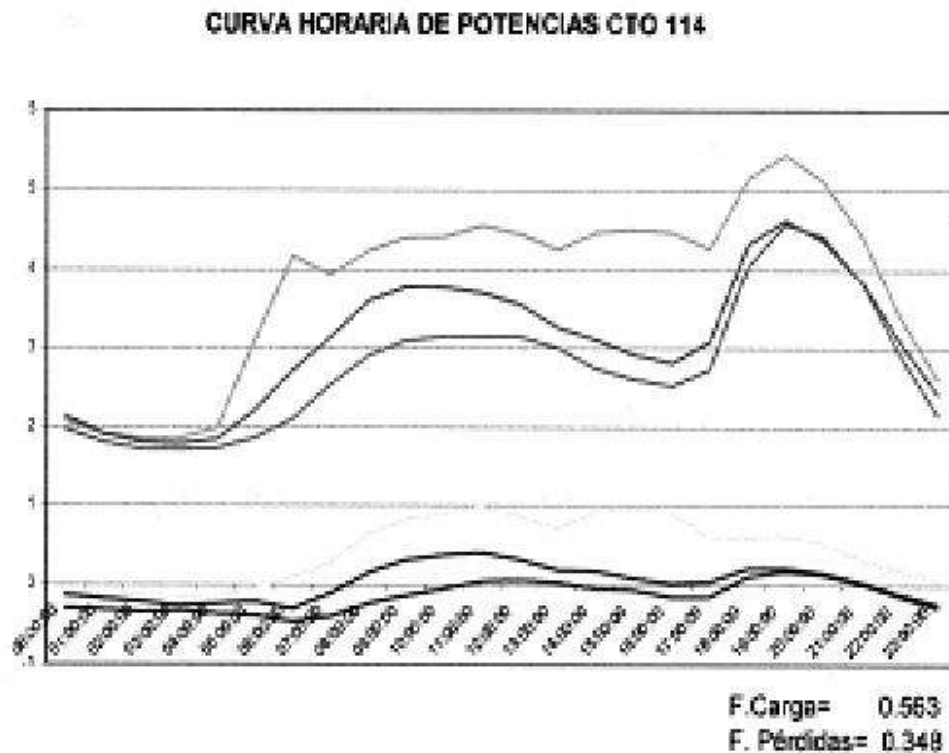
Se analiza el caso para un proyecto nuevo, que alimentará una subestación nueva de 69 kV en configuración radial, que alimentará al usuario denominado CTO 114, la cual tiene una longitud de 1.6 Km., construida con conductor 394.5 AAAC "Canton". Su configuración se muestra en la siguiente figura:

Figura 4. Diagrama unifilar caso I



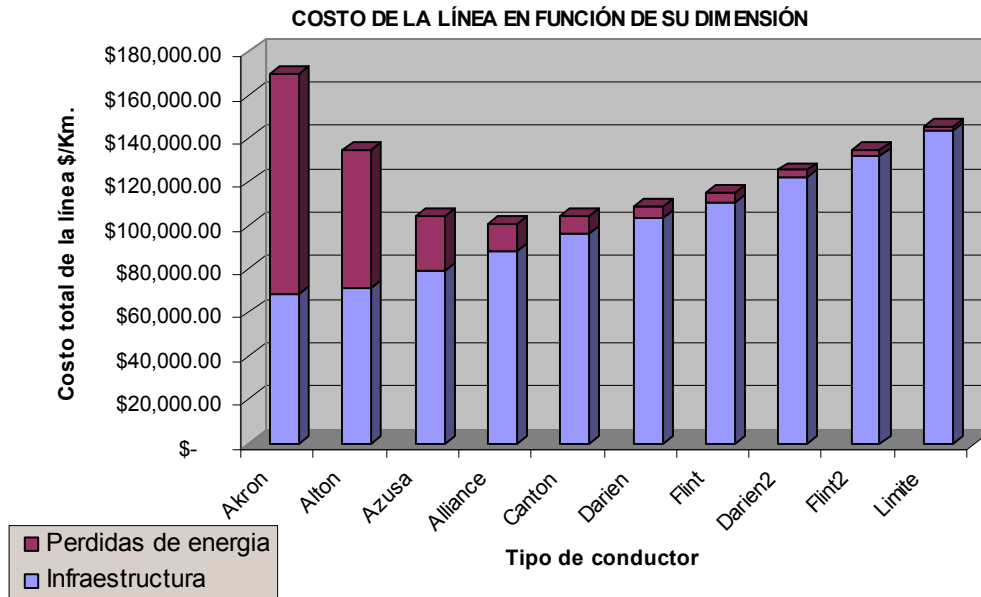
El crecimiento esperado de la demanda es del 3.5% anual; la potencia máxima promedio para el año 2002 – 2003 es de 5.2 MVA; el factor de pérdidas es de 0.348, que son datos obtenidos del comportamiento normal de su demanda, tal como se aprecia en la curva de carga horaria. El costo de la energía tomado es de US \$ 0.041 por Kwh.

Figura 5. Curva horaria de potencia CTO 114



Como es una línea nueva, se define el periodo de análisis a largo plazo, y que se define para 30 años; con estos datos, se procede a hacer el cálculo y se obtienen los costos de la línea existente, y se determina la línea económicamente dimensionada, tal como se muestra en la siguiente gráfica, en donde se muestra el costo de la línea en función de su dimensión.

Figura 6. Costo de la línea en función de su dimensión caso I



Con los resultados visualizados en la grafica anterior, se determina que la línea construida con conductor 246.9 AAAC "Alliance"; es la económicamente dimensionada y se compara su costo con la línea existente, tal como se muestra en el siguiente cuadro:

Tabla IV. Determinación de costos de línea caso I

CONCEPTO	CONDUCTOR EXISTENTE	STED	UNIDADES
NOMBRE	Canton	Alliance	AAAC-6201
CALIBRE	394.5	246.9	KCM
I max	532	395	Amperios
Cáp. max	64	47	MVA
C. Infrast.	\$ 151,974.12	\$ 141,333.11	US \$
C. perdidas	\$ 12,479.59	\$ 19,939.03	US \$
Costo total	\$ 164,453.71	\$ 161,272.14	US \$
Per. Energía	14.99	23.95	MWh/año

Con los resultados de la tabla anterior, se procede a calcular la anualidad que debe pagar el cliente CTO 114. En la primera columna, se muestra el peaje propuesto por las NCC No.9, que corresponde a la anualidad del costo de la infraestructura existente; en la segunda columna, está el costo que debería pagarse al transportista si su red fuera económicamente dimensionada; por último, se muestra el pago de la anualidad calculado con el método propuesto, en el que se incluye el costo de las pérdidas de energía; puede apreciarse que este es mayor al STED pero menor al ;o planificar en forma adecuada este alimentador.

Tabla V. Cálculo de peajes caso I

PEAJE ANUAL			
Concepto	NCC No.9	STED	MACSTED
Anualidad	\$ 17,625.53	\$ 16,898.37	\$17,001.71
Mensualidad	\$ 1,468.79	\$ 1,408.20	\$ 1,416.81

Discusión del resultado: puede apreciarse que del resultado de planificar la red adecuadamente, sería haber construido una línea de menor dimensión o capacidad que la existente, entonces la inversión inicial hubiese costado US \$ 10,641.01 menos. El peaje anual calculado con el MACSTED, aun así será \$ 103.34 mayor que el del STED; esto es debido a las pérdidas que ahorra esta línea de mayor capacidad. Claramente se aprecian las señales económicas enviadas al transportista, al no planificar adecuadamente sus instalaciones.

4.5.4.2 Caso II: Línea de transmisión existente

Se analiza el caso para una línea existente del área metropolitana, que alimenta cuatro usuarios, los cuales denominaremos: usuario A, usuario B, usuario C y usuario D. Las características de carga de cada usuario se resumen en la siguiente tabla:

Tabla VI. Características de los usuarios caso II

CARGAS EN LA LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 2							
No.	Nombre	P en MW	Q en MVAr	S en MVA	fp	FC	FP
1	Usuario A	18.89	4.00	19.31	0.9783	0.6710	0.3930
2	Usuario B	15.02	1.05	15.06	0.9976	0.6690	0.4840
3	Usuario C	0.45	0.91	1.02	0.4433	0.7600	0.4980
4	Usuario D	9.86	1.59	9.99	0.9872	0.6090	0.4423

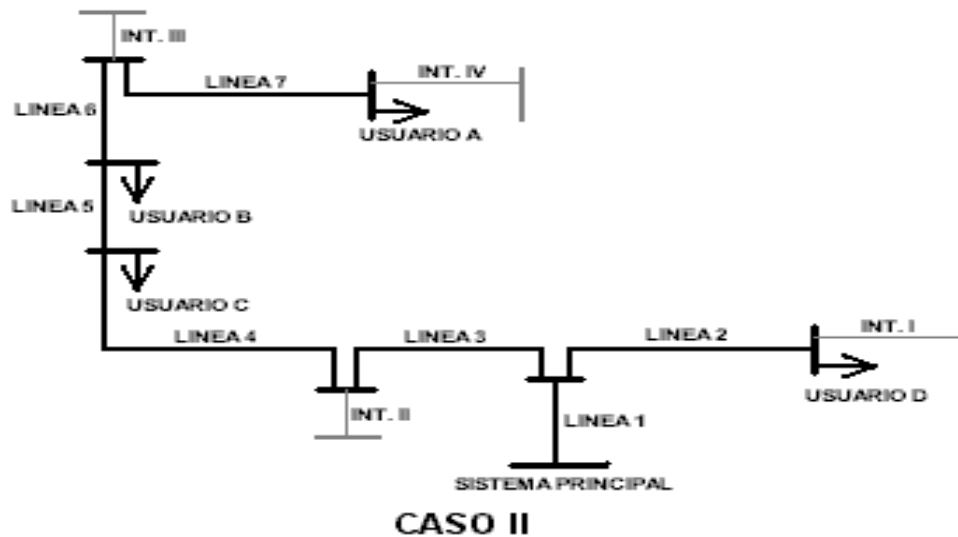
El programa de flujo de carga da los siguientes resultados, para las siete secciones con que cuenta la línea analizada, los cuales se presentan en la siguiente tabla:

Tabla VII. Resultado del flujo de carga caso II

FLUJO DE CARGA EN LAS LÍNEAS DEL CASO II											
No.	Línea	Conductor	Longitud (Km.)	P en Mw.	Q en MVAr	S en MVA	fp	I	Perdidas P	Perdidas Q	Carga Nominal
1	LÍNEA 1	Flint	0.1	44.6	11.0	45.9	97.1	384	0.01	0.02	60.5
2	LÍNEA 2	TN1366*2	2.6	9.7	2.4	10.0	97	84	0.03	0.03	38.1
3	LÍNEA 3	TN1336*2	6.8	34.8	8.6	35.9	97.1	300	0.4	0.89	87.3
4	LÍNEA 4	TN1366*2	1.9	35.0	7.6	35.8	97.7	300	0.1	0.23	87.4
5	LÍNEA 5	PCMV266	0.3	33.9	6.7	34.5	98.1	289	0.02	0.03	99.3
6	LÍNEA 6	PCMV266	2.0	19.0	4.1	19.4	97.8	163	0.04	0.04	50.7
7	LÍNEA 7	PCMV266	2.8	18.954	4.0428	19.38	97.8	162.2	0.06	0.06	50.7

La configuración y punto de conexión de cada usuario a la red, que se utiliza como ejemplo, se muestra en el siguiente diagrama unifilar, donde también se muestran las posibles interconexiones con otras redes, que tipifican una red mallada:

Figura 7. Diagrama unifilar caso II



El costo de la energía tomado es de US \$ 0.041 por Kwh. Como es una línea existente, se define el periodo de análisis a corto plazo, y se define para 5 años; con estos datos y los mostrados en la TABLA VII, se procede a buscar el conductor económicamente dimensionado para cada línea y se obtiene su respectivo VNR, los cuales se presentan en el siguiente cuadro:

Tabla VIII. Sistema económicamente dimensionado caso II

SISTEMA ECONÓMICAMENTE DIMENSIONADO							
No.	Línea	Longitud (Km.)	S en MVA	Conductor Existente		Conductor E.C.D	
				Calibre	VNR	Calibre	VNR
1	LÍNEA 1	0.10	45.89	740 AAAC	\$ 11,596.69	740 AAAC	\$ 11,596.69
2	LÍNEA 2	2.61	10.02	394.5 AAAC	\$ 246,957.95	123 AAAC	\$ 182,000.00
3	LÍNEA 3	6.79	35.85	394.5 AAAC	\$ 644,940.18	559 AAAC	\$ 718,385.60
4	LÍNEA 4	1.90	35.83	394.5 AAAC	\$ 180,469.27	559 AAAC	\$ 201,021.01
5	LÍNEA 5	0.30	34.53	312.8 AAAC	\$ 26,632.08	559 AAAC	\$ 31,740.16
6	LÍNEA 6	2.01	19.43	312.8 AAAC	\$ 246,957.95	246 AAAC	\$ 167,134.18
7	LÍNEA 7	2.80	19.38	312.8 AAAC	\$ 184,649.10	246 AAAC	\$ 172,954.77
Total		16.51		Total	\$ 1,542,203.21	Total	\$ 1,484,832.40

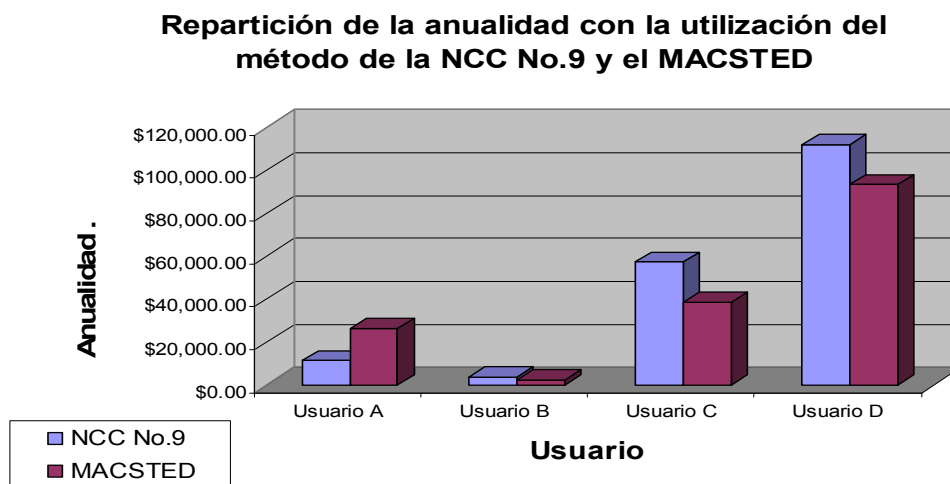
Se procede a dividir los costos entre los usuarios, utilizando tanto metodología de las NCC No. 9, como la MACSTED, luego se obtienen los resultados que se muestran a continuación:

Tabla IX. Cálculo de peajes caso II

CÁLCULO DE PEAJES ANUALES			
No.	Nombre	NCC No.9	MACSTED
1	Usuario A	\$ 11,309.64	\$ 26,145.45
2	Usuario B	\$ 3,728.74	\$ 2,214.07
3	Usuario C	\$ 57,190.03	\$ 38,330.72
4	Usuario D	\$ 112,163.13	\$ 93,496.99
TOTAL		\$ 184,392.13	\$ 160,487.22

Para una mejor apreciación de la diferencia entre los dos métodos aplicados, se presenta en forma gráfica en la figura 8.

Figura 8. Diferencia entre métodos para el caso II



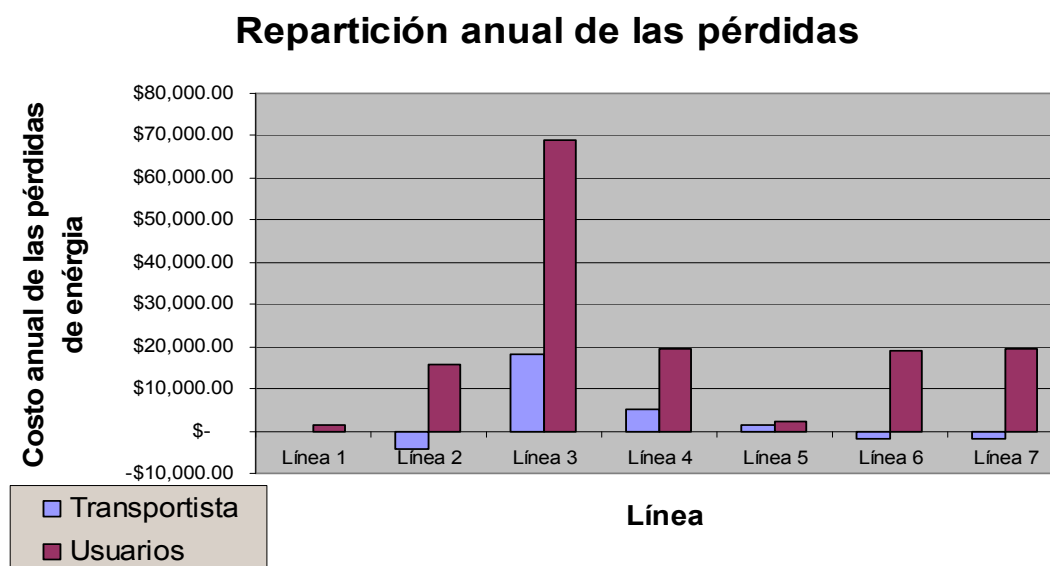
El costo de las pérdidas para el primer año se dividirá entre el transportista y usuarios, de la siguiente forma:

Tabla X. Repartición de pérdidas anuales caso II

REPARTICIÓN DEL COSTO ANUAL DE LAS PÉRDIDAS				
No.	Línea	Longitud (Km.)	Transportista	Usuarios
1	GE2 A	0.10	\$ -	\$ 1,592.84
2	GE2 A1	2.61	-\$ 4,079.54	\$ 15,946.62
3	GE2 B	6.79	\$ 18,280.65	\$ 69,116.67
4	GE2 C	1.90	\$ 5,109.65	\$ 19,318.88
5	GE2 D	0.30	\$ 1,413.38	\$ 2,168.94
6	GE2 E	2.01	-\$ 1,812.62	\$ 19,034.23
7	GE2 F	2.80	-\$ 1,866.10	\$ 19,595.87
Total		16.51	\$ 17,045.42	\$ 146,774.05

Se observan cargos negativos para el transportista, los cuales se refieren a un aumento de peaje recibido por concepto de reducción de pérdidas en la energía transportada a los usuarios, para visualizar en forma mas clara esta repartición, como se muestra la grafica de la Figura 9.

Figura 9. Repartición de pérdidas caso II



Discusión del resultado: este caso es muy explicito, en cuanto a los diferentes casos que puede encontrarse en el momento de determinar los

costos de una red existente; en este ejemplo podemos visualizar que la línea 1 está económicamente dimensionada; las líneas 2, 6 y 7 están sobredimensionadas, y las líneas 3, 4 y 5 esta subdimensionadas.

Para el caso de las líneas económicamente dimensionadas, se puede apreciar que el transportista recibe la totalidad del costo de sus instalaciones, al no tener que pagar costo alguno por pérdidas.

Para el caso de las líneas 2, 6 y 7, éstas recibirán un pago menor por concepto de infraestructura, ya que el usuario siempre se pagara el STED, pero recibirá una cantidad adicional por concepto de reducción de pérdidas al tener una línea mayor que la necesaria.

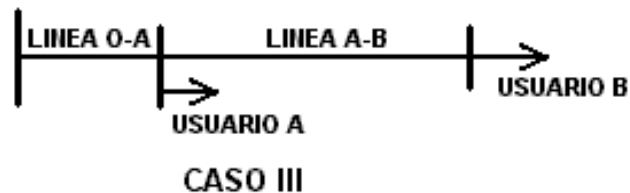
Para el caso de las líneas 3, 4 y 5, éstas recibirán un pago mayor por concepto de infraestructura, ya que el usuario siempre se pagara el STED, pero se le restara una cantidad por concepto del exceso de pérdidas al tener una línea de menor capacidad que la necesaria.

4.5.4.3 Caso III: Línea supuesta

Como ejemplo final, se presenta un caso supuesto, en el que se demuestra la ventaja del método propuesto frente al método existente.

En este caso se presenta una línea nueva construida con conductor 123.3 AAAC “Azusa”, la cual sale desde el sistema principal y tiene una longitud de 10 Km. A un kilómetro del inicio de la línea se conecta un cliente A con una carga máxima de 10 MVA, y al final de la línea se conecta un cliente B, con una carga máxima de 1 MVA. Para ambos, se espera que tengan un factor de pérdidas de 0.4; no se prevé crecimiento, y un costo de la energía de US \$ 0.041 \$/Kwh., como puede apreciarse en la siguiente figura.

Figura 10. Diagrama unifilar caso III



Se determina la línea económicamente dimensionada; para cada uno de los tramos de línea; además se calculan sus costos, al igual que se hace para la línea existente; los resultados se muestran en el siguiente cuadro.

Tabla XI. Sistema económicamente dimensionado caso III

DATOS LÍNEA 0-A			
Concepto	Existente	STEAD	Unidades
NOMBRE	Azusa	Alliance	AAAC
CALIBRE	123.3	246.9	KCM
I max	256	395	Amperios
Cáp. max	31	47	MVA
C.Infrast.	\$ 70,000.00	\$ 83,151.33	US \$
C. perdidas	\$ 32,345.00	\$ 16,147.48	US \$
Costo total	\$ 102,345.00	\$ 99,298.81	US \$
Per. Energía	134.16	\$ 66.98	Mw./año
DATOS LÍNEA A-B			
Concepto	Existente	STEAD	Unidades
NOMBRE	Azusa	Azusa	
CALIBRE	123.3	123.3	KCM
I max	256	256	Amperios
Cáp. max	31	31	MVA
C.Infrast.	\$ 630,000.00	\$ 630,000.00	US \$
Perdidas	\$ 2,405.83	\$ 2,405.83	US \$
Costo total	\$ 632,405.83	\$ 632,405.83	US \$
Per. Energía	9.98	9.98	Mwh/año

Se determinan las anualidades para los dos usuarios, tanto para el método de las NCC No.9, como para la línea económicamente dimensionada, y por último con el MACSTED, tal como se aprecia en el siguiente cuadro:

Tabla XII. Costo de las líneas caso III

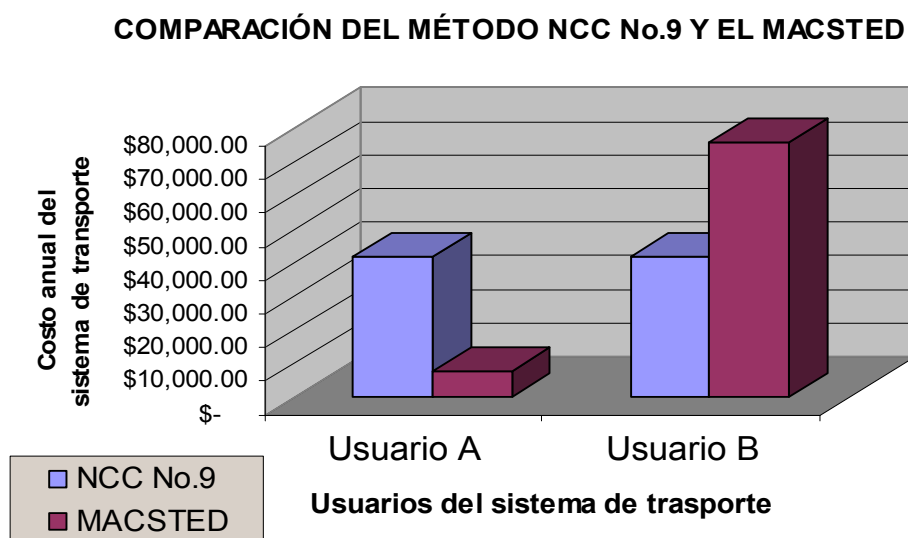
AVNR PARA LA LÍNEA 0-A			
Concepto	NCC No. 9	STEAD	MACSTED
Anualidad	\$ 8,369.49	\$ 9,941.91	\$ 8,564.60
Mensualidad	\$ 697.46	\$ 828.49	\$ 713.72
AVNR PARA LA LÍNEA A-B			
Concepto	NCC No. 9	STEAD	MACSTED
Anualidad	\$ 75,325.38	\$ 75,325.38	\$ 75,325.38
Mensualidad	\$ 6,277.12	\$ 6,277.12	\$ 6,277.12

Se reparte el costo total de las líneas entre los dos usuarios, calculado tanto con el método de las NCC No. 9, como con el MACSTED; los resultados se muestran en la siguiente tabla y grafico:

Tabla XIII. Cálculo de peajes caso III

CÁLCULO DE PEAJES ANUALES			
No.	Nombre	NCC No.9	PROPUESTO
1	Usuario A	\$ 41,847.43	\$ 7,786.00
2	Usuario B	\$ 41,847.43	\$ 76,103.98
Total		\$ 83,694.87	\$ 83,889.98

Figura 11. Comparación métodos NCC No.9 y MACSTED



Discusión del resultado: con base en los resultados obtenidos, puede apreciarse claramente la diferencia entre los dos métodos, donde un método reparte los costos en un 50% para cada usuario, y el otro lo distribuye a una razón del 9.3% y 90.7% para los usuarios A y B, respectivamente. Esto hace evidente que por un lado tenemos un método, que no toma en cuenta las características del alimentador; es el uso real que cada usuario hace del sistema de transporte, ya que sólo reparte los costos en función de un producto entre la potencia y la distancia, que como se observa no parece ser la forma más adecuada de hacerlo, y por el otro lado, se tiene un método que toma en cuenta el tipo de línea que ha de utilizarse, en función de una buena planificación; además, reparte el costo en función de la cantidad de instalaciones del sistema de transporte, que usa cada usuario.

CONCLUSIONES

1. La desregulación de los mercados eléctricos, y la libre competencia que se ha fomentado en la generación y comercialización de energía, trae consigo la necesidad de regular la actividad de transporte de energía, que permite establecer metodologías para repartir los costos de la red de transporte, por parte del ente regulador, que divide los costos entre los diferentes usuarios de la red de transporte. El método que se emplee para repartir los costos y la forma, en que financie las instalaciones nuevas y existente, influirá en el funcionamiento del mercado eléctrico, ya que afectara las decisiones de generación y consumo de energía, además de incidir en la forma en que los transportistas operarán sus instalaciones, así como las decisiones de inversión en nuevas instalaciones.
2. El estudio de los diferentes métodos de tarificación de la red de transporte, realizado en el presente trabajo, aporta antecedentes teóricos, respecto a las alternativas de solución, para la repartición y financiamiento de los costos de la red de transporte.
3. Actualmente muchos de los métodos planteados son utilizados para repartir los costos, entre los diferentes agentes del mercado; esto demuestra que no existe una solución única del problema, ya que la solución planteada dependerá, tanto de las condiciones físicas de la red, como de los objetivos que el regulador persiga, así como la importancia que cada uno de estos objetivos tenga, para establecer la metodología

que se va a emplear, que mas se adapte a la realidad del sistema en cuestión.

4. De las metodologías expuestas, se puede concluir que todas aseguran el libre acceso al sistema de transporte, mediante el pago de peaje por el uso de ésta. Sin embargo, para que exista un libre acceso, el pago que realizan los agentes debe ser no discriminatorio, en condiciones de justicia, equidad y en igualdad de criterio para los diferentes agentes.
5. Uno de los métodos ampliamente utilizado en varios países es la tarifación marginal a corto plazo, la cual ha tenido el inconveniente de no financiar completamente el sistema de transporte, por lo que se ha hecho necesario la implementación de métodos de cargo complementario, que se basan en prorratear el cargo con base en los valores de generación media, beneficio de los agentes, factores de distribución de generación y consumo.
6. La mayor contribución de este trabajo fue el desarrollo de un método que busca la eficiencia, basado en una planificación tradicional de la red, en la que todos los agentes involucrados intervengan; esto es motivado por señales económicas, que a diferencia de muchas metodologías, el transportista juega un papel muy importante en la planificación, ya que éste queda afectado económicamente, cuando no se realiza una buena planificación.
7. Una metodología que pretenda repartir costos debe estar bien fundamentada teóricamente; hay que recordar que ésta se encargará de repartir bienes y servicios de una manera justa, en equidad y en igualdad de criterio. Esto es con el fin de evitar futuras complicaciones, tanto técnicas, como legales.

RECOMENDACIONES

1. La metodología de repartición de costos del sistema de transporte, vigente en el país, está descrita en La Norma de Coordinación Comercial No.9 del Administrador del Mercado Mayorista, en la que se pueden apreciar muchas deficiencias, tal como se pudo apreciar en los ejemplos prácticos realizados en el capítulo cuatro; una de estas debilidades es la no existencia de estándares mínimos del servicio de transporte, en cuanto a las pérdidas de energía que se producen en la red, lo cual puede hacer que el transportista opere sus líneas a niveles del límite térmico (condición no eficiente), que si bien es técnicamente posible y de conveniencia para el transportista, no es económicamente adecuado, ya que conduce a tener sistemas poco eficientes, que se traducen en aumentar el costo de la energía. Por eso, se recomienda establecer los límites de capacidad y operación de las redes del sistema de transporte.
2. Otro de los aspectos que se debe resaltar es la forma indiscriminada en la que el método nacional trata a los diferentes usuarios del sistema de transporte, al no tomar en cuenta la proporción de la red que utiliza cada usuario; la repartición se basa únicamente al prorratear la potencia de cada usuario, que deja en ventaja a unos y en desventaja a otros, por lo que se considera necesario agregar más variables, en la forma de repartir los costos, para lograr una mejor equidad.
3. A la fecha, solamente existe una metodología provisional para la repartición de los costos de la red de transporte, en la que el peaje se paga con base en la potencia instalada o contratada de cada usuario de

la red. A corto plazo, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) deberá implementar un método definitivo; el método que se seleccione para la repartición de los costos del sistema de transporte, será decisivo en la definición del futuro del sistema de transporte y la estructura de la industria eléctrica nacional. El ente regulador (CNEE) deberá analizar cuidadosamente, tanto a corto como a largo plazo los efectos, que éste puede provocar, de manera que busque la eficiencia, y al mismo tiempo la calidad y confiabilidad del sistema; además deberá crear los incentivos necesarios, para que existan personas interesadas en invertir en la expansión y mantenimiento de la red, que a su vez, no distorsione los precios y las decisiones de inversión de los generadores y consumidores; en fin, todos aquellos criterios básicos que aseguren el buen desenvolvimiento del mercado eléctrico.

BIBLIOGRAFÍA

1. Administrador del Mercado de Mayoristas, **Norma de Coordinación Comercial No. 9**, Resolución 157-06, Guatemala.
2. Caramanis, M. C. y otros, "The Cost of Wheeling and Optimal Wheeling Rates" **IEEE Transmission on PWRS** (Estados Unidos) (PWRS-1):1.1986.
3. Comisión Nacional de Energía Eléctrica, **Ley General de Electricidad**, Decreto No. 93-96 Del Congreso de la Republica de Guatemala, noviembre 1996.
4. Happ, H. "Cost of Wheeling Methodologies" **IEEE Transmission on PWRS** (Estados Unidos) (Vol. 9):1.1994.
5. Kovacs, R. R. y A. L. Leverett, "A Load Flow Based Method for Calculating Embedded, Incremental and Marginal Cost of Transmission Capacity" **IEEE Transmission on PWRS** (Estados Unidos) (9):1.1994.
6. Marrangon Lima, J. W. "Allocation of Transmission Fixed Charges: An Overview" **IEEE Transmission on PWRS** (Estados Unidos) (11):3.1998.
7. Merrill, H. M. y B.W. Erickson, "Wheeling Rates Based on Marginal-Cost Theory" **IEEE Transmission on PWRS**, (Estados Unidos) (4):4.1989.
8. Ministerio de Energía y Minas, **Reglamento de la Ley General de Electricidad**, Acuerdo Gubernativo Numero 256-97, El Presidente de la Republica de Guatemala, Marzo 1997.
9. Rubio Oderis, Francisco Javier. Metodología de asignación de costos de la red de transporte en un contexto de regulación abierta a la competencia. Tesis Doctoral. España, universidad Pontifica de Comillas, 1999. 320pp.
10. Rudnick, H. y J., Zolezzi, **Alternativas de determinación del área de influencia de la generación eléctrica en el sistema de transmisión**. Actas XIII congreso Chileno de ingeniería eléctrica, Santiago, Noviembre 1999.

11. Rudnick, H. R. y otros, "Marginal Pricing and Supplement Cost Allocation in Transmission Open Access", **IEEE Transmission on PWRS** (Estados Unidos) (10):2.1995.
12. Shirmohammandi, D. y otros, "Some Fundamental Technical Concepts about Cost Based Transmission Pricing", **IEEE Transmission on PWRS** (Estados Unidos) (11):2.1996.
13. Tabors, R. D. "Transmission System Management and Pricing: New Paradigms and International Comparisons" **IEEE Transmission on PWRS**, (Estados Unidos) (9):1.1994.
14. Taylor, George A. **Ingeniería Económica, toma de decisiones económicas**, 2ª. Edición. México: Editorial Limusa S.A. de C.V. 1985.
15. Yu, C. W. y David A. K. "Transmission Cost Allocation on Multi-Area Power Pool Operation" **IEEE Power System Control and Management** (Estados Unidos) (421):6.1996.
16. Yu, C. W. y David A. K. "Pricing Transmission Services in the Context of Industrial Deregulation" **IEEE Transmission on PWRS** (Estados Unidos) (12):1.1997.

APÉNDICE 1

Tabla XIV. Costo de 1 kilómetro de línea

COSTO POR Km. DE LÍNEA CON CONDUCTOR 559.5 AAAC "DARIEN"				
MATERIALES				
ÍTEM	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	COSTO UNITARIO US \$	COSTO US \$
1.1	Poste de concreto seccionado 24mt c12000	1	\$7,571.32	\$7,571.32
1.2	Poste de concreto seccionado 21mt c10000	2	\$6,838.65	\$13,677.30
1.3	Poste de concreto seccionado 21mts c4000	2	\$4,350.30	\$8,700.59
1.4	Poste de concreto seccionado 21mts c2500	5	\$3,397.87	\$16,989.34
1.5	Cable de aluminio S/F 559.5 AAAC-6201 DARIEN	3300	\$2.36	\$7,792.33
1.6	Cable de cobre sin forro No. 4 AWG	250	\$0.59	\$147.67
1.7	Cable de acero galvanizado de 5/16" T/HS	1350	\$0.28	\$381.65
1.8	Cable de acero galvanizado de 7/16" T/HS	250	\$0.64	\$159.58
1.9	Aislador horiz. Tipo poste	24	\$117.09	\$2,810.11
1.10	Aisl.Porcel.disco 10" T/Bola-Soquet 69kV	168	\$13.98	\$2,348.21
1.11	Abrazadera de 4 posiciones	36	\$15.72	\$565.86
1.12	Varilla de 2 ojos de 3/4" X 8' P/Ancla	6	\$9.99	\$59.92
1.13	Arandelas cuadradas 13/16" galvanizadas	48	\$0.27	\$12.78
1.14	Argolla de hierro Galv.de 5/8" sin rosca	10	\$0.96	\$9.64
1.15	Conector a compres.P/cable 2/0 a 6-2 AWG	20	\$0.50	\$10.06
1.16	Conector a compres.P/cable 1/0 a 2-6 AWG	4	\$0.35	\$1.40
1.17	Conect.Univer.Perno Part. cable No.2 AWG	20	\$1.01	\$20.27
1.18	Dedal de acero galvanizado. P/tirante 5/16"	6	\$0.95	\$5.70
1.19	Dedal de acero galvanizado. P/tirante 7/16"	6	\$1.46	\$8.76
1.20	Discos expansión hierro 1"x8" no. 1082	6	\$14.87	\$89.24
1.21	Eslabón de acero forjado, Pasador de 5/8	26	\$6.91	\$179.58
1.22	Eslabón de acero forjado, bola a pasador	12	\$6.13	\$73.56
1.23	Grapa de bronce P/varilla d.Conex.tierra	10	\$0.94	\$9.42
1.24	Grapa Susp.de Alum.Aisl.T.Post.Cab.394.5	21	\$6.10	\$128.08
1.25	Grampa remate sd-98-s aluminio 0.50 0.98	18	\$21.12	\$380.20
1.26	Grapa de hierro P/Remat.L.guarda Cab.5/16	4	\$20.80	\$83.21
1.27	Grapa de hierro P/Susp.L.guarda Cab.5/16"	8	\$11.23	\$89.84
1.28	Plancha de extensión d hierro Galv. de 6"	18	\$2.63	\$47.35
1.29	Prensa triple P/tirantes 5/16" Y 7/16"HS	12	\$2.42	\$29.05
1.30	Remate preformado para tirante 5/16" HS	6	\$1.38	\$8.28
1.31	Remates preformados para tirante 7/16"	6	\$2.30	\$13.82
1.32	Terminal tipo T alum.comp.cable 556.5AAC	6	\$28.80	\$172.81
1.33	Tornillo de máquina de 1/2" x 3"	10	\$0.45	\$4.48
1.34	Proctec preformados l/sencillos 559.5 AAAC	24	\$33.08	\$793.92
1.35	Tornillo de máquina 5/8" x 8"	20	\$0.64	\$12.85
1.36	Tornillo de máquina 3/4" x 14"	32	\$1.68	\$53.76
1.37	Tornillo de máquina 3/4" x 16"	16	\$2.00	\$31.99
1.38	Varilla de acero de 5/8"x 8' galvanizada	10	\$4.25	\$42.50
1.39	Empalme Alum.Comp.100%Ten.Cable559.5AAC	3	\$37.00	\$111.00
1.40	Emp.Alum.Comp.50%Ten.Cable 477, 556, 559	3	\$6.16	\$18.49
1	TOTAL MATERIALES			\$63,516.42

Continuación

ÍTEM	RESUMEN DE COSTOS	COSTO US \$
1	TOTAL MATERIALES	\$63,645.92
2	EQUIPOS DE MANIOBRA, PROTECCIÓN Y CONTROL	\$2,000.00
3	MANO DE OBRA	\$25,000.00
4	SERVIDUMBRES	\$10,000.00
5	INGENIERÍA Y DISEÑO	\$1,500.00
6	GASTOS ADMINISTRATIVOS	\$1,500.00
COSTO POR Km. DE LÍNEA CON CONDUCTOR 559.5 AAAC		\$103,645.92