

## ESTUDIO INTEGRAL DE TARIFAS ELÉCTRICAS

**Tarea 1.3.2 Informe N° 19: Metodología  
propuesta para la determinación de  
Costos Marginales de Largo Plazo de  
Transmisión y Sub-Transmisión.**

Preparado para:



## **Tarea 1.3.2 Informe N° 19: METODOLOGÍA PROPUESTA PARA LA DETERMINACIÓN DE COSTOS MARGINALES DE LARGO PLAZO DE TRANSMISIÓN Y SUB-TRANSMISIÓN.**

### **CONTENIDO**

<b>RESUMEN EJECUTIVO .....</b>	<b>4</b>
<b>TAREA 1.3.2 INFORME N° 19 : METODOLOGÍA PROPUESTA PARA LA DETERMINACIÓN DE COSTOS MARGINALES DE LARGO PLAZO DE TRANSMISIÓN Y SUB-TRANSMISIÓN.....</b>	<b>11</b>
1. <i>INTRODUCCIÓN.....</i>	11
2. <i>CONCEPTOS GENERALES .....</i>	11
3. <i>PROPUESTA PARA DETERMINAR EL CMLPT .....</i>	15
3.1. CMLPT determinado en base a Costos Incrementales .....	16
3.2. CMLPT determinado en Base a la Linealización de la Función de Costos de Transmisión.....	17
4. <i>PROPUESTA PARA DETERMINAR EL CMLPST .....</i>	24
5. <i>PROPUESTA PARA DETERMINAR COSTOS DE OYM DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN Y SUB-TRANSMISIÓN.....</i>	28
5.1. Benchmarking Internacional .....	30

## **Tarea 1.3.2 Informe N° 19: METODOLOGÍA PROPUESTA PARA LA DETERMINACIÓN DE COSTOS MARGINALES DE LARGO PLAZO DE TRANSMISIÓN Y SUB-TRANSMISIÓN.**

### **GLOSARIO**

CMLP: Costo Marginal de Largo Plazo

CMLPT: Costo Marginal de Largo Plazo del Sistema de Transmisión

CMLPST: Costo Marginal de Largo Plazo del Sistema de Sub-Transmisión

CRE: Comisión Reguladora de Energía

ENS: Energía No Suministrada.

OyM: Operación y Mantenimiento.

SENER, SE: Secretaría de Energía

TDR: Términos de Referencia del presente servicio de consultoría.

VNR: Valor Nuevo de reemplazo de una instalación.

# ESTUDIO INTEGRAL DE TARIFAS ELÉCTRICAS

## Tarea 1.3.2 Informe N° 19: METODOLOGÍA PROPUESTA PARA LA DETERMINACIÓN DE COSTOS MARGINALES DE LARGO PLAZO DE TRANSMISIÓN Y SUB-TRANSMISIÓN.

### RESUMEN EJECUTIVO

El presente documento tiene por objeto cumplir con lo indicado en los TdR, Tarea, 1.3.2 Cálculo de los costos marginales de capacidad de transmisión y sub-transmisión. Puntos a), El Consultor presentará un análisis teórico comparativo de diversos métodos para el cálculo del costo marginal de largo plazo de capacidad de transmisión; b) El Consultor presentará un análisis teórico comparativo de diversos métodos para el cálculo del costo marginal de largo plazo de capacidad de subtransmisión; c) El Consultor presentará una propuesta de metodología replicable para el cálculo de los costos operativos que se incorporarán a los marginales de largo plazo.

El Costo Marginal de Largo Plazo (CMLP) se constituye en una señal económica que, aplicada a las tarifas eléctricas, promueve el óptimo uso de los recursos energéticos tanto desde el punto de vista de los usuarios finales del servicio como de aquellos que planifican la mejor forma de abastecer los requerimientos de energía eléctrica de la población.

En el sector eléctrico es posible establecer valores del CMLP para los tres segmentos de la industria: Generación, Transmisión y Distribución.

Por definición, el CMLP aplicado consistentemente al diseño de las tarifas eléctricas permite cumplir con los siguientes postulados:

- **#1. Mínimo Costo:** Las tarifas determinadas con base al CMLP son las que resultan de un sistema operando a mínimo costo total (suma de costos de inversión, operación y calidad de servicio).

- **#2. Suficiencia:** Las tarifas determinadas con base al CMLP permiten recuperar los costos de inversión y de operación de cada uno de los componentes del sistema considerando que éstos han sido seleccionados en forma óptima (mínimo costo total) y la demanda y ofertas se encuentran adaptadas.

Esta condición de suficiencia financiera de la tarifa de un segmento basada en el CMLP de este se cumple bajo la condición de que en el segmento no se presenten economías de escala significativa. Esta hipótesis no se cumple en general en los segmentos de transmisión y distribución, debido a la existencia de economías de escala.

Esto hace que un incremento unitario de demanda no implique necesariamente un incremento en inversiones en el sistema de transmisión o, alternativamente, que implique inversiones en una instalación que tiene una capacidad de transmisión de muchas veces el incremento de demanda. También es posible que una misma obra de ampliación de capacidad de transmisión aporte al sistema muy diferentes valores de capacidad de transmisión en función de los parámetros técnicos del resto de las redes que integran el sistema interconectado. Todos estos aspectos más otros que se comentan en el cuerpo principal de este documento, dificultan la determinación de los Costos Marginales de Transmisión y Sub-Transmisión.

La determinación de los CMLPT y CMLPST implicará por lo tanto la necesidad de definir una metodología aproximada para determinar dichos costos marginales de forma tal que se logre trasladar a las tarifas eléctricas adecuadas señales económicas aunque no necesariamente exactas en términos de los CMLP.

Con base a los conceptos expresados en el punto anterior se proponen a continuación dos posibles metodologías a utilizar para determinar el CMLPT:

1. Con base en los costos incrementales anuales (Costo Incremental Promedio de Largo Plazo – CIPLP).
2. Con base en la linealización de la función de costos del sistema de transmisión.

Ambos métodos son de extensivo uso a nivel internacional

El método basado en el **Costo Incremental Promedio de Largo Plazo** consiste en determinar para cada año del periodo de planificación el incremento anual de demanda abastecida (Delta Demanda = DDE) y el incremento de costos totales de la red de transmisión (fijos y variables) (Delta Costos de Transmisión = DCT) que resulta del plan de expansión óptimo.

Dado que el plan de expansión de la red de transmisión depende del plan de expansión de la capacidad de generación y esta capacidad de generación se considera adaptada a la demanda a abastecer recién en los últimos años del periodo de planificación (ver informe 17), los años a considerar para el cálculo del CIPLP son los 5 últimos años del periodo de planificación (años 6 a 10).

Los valores antes indicados permiten determinar el CMLPT utilizando la siguiente expresión:

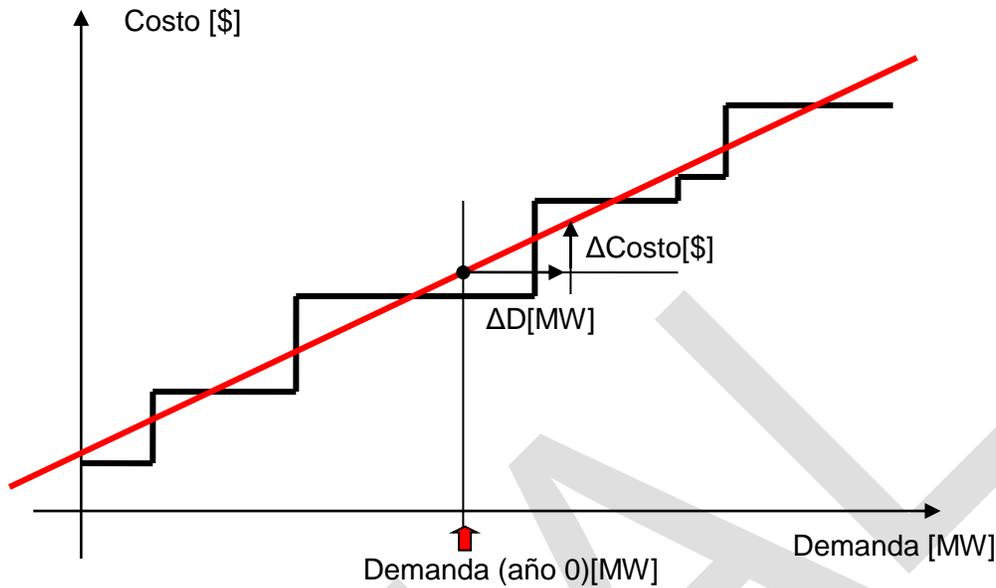
$$CMLPT = CIPLP = \frac{\sum_{k=6}^{k=10} DCT_k \times (1+i)^{-k}}{\sum_{k=6}^{k=10} DDE_k \times (1+i)^{-k}}$$

Donde:

DCT [\$]: Delta Costo de Transmisión entre los años k y k-1 suma de costos de inversión y de operación

DDE [MW]: Delta Demanda Máxima abastecida entre los años k y k-1

El método basado en la **linealización de la función de costos de transmisión** consiste en linealizar la función de costos del sistema de transmisión aproximándola a una recta de interpolación, siendo el Costo Marginal de Transmisión (CMLPT) la pendiente de dicha recta de interpolación determinada en el año base.



$$CMLPT[\$/MW] = \frac{\partial}{\partial D} CostoTotal(\$) = \frac{\Delta Costo[\$]}{\Delta D[MW]}$$

Así, el CMLPT surge como la pendiente de la recta de interpolación que mejor aproxima la función de costos totales de transmisión en el año base, resultando la siguiente expresión.

$$CMLPT_i[\$/MW] = \frac{1}{DT} \times \sum_k \frac{CT_k}{CAT_k} \times f_k$$

$$CT_k[\$] = AnualidadVNR_k + OyM_k$$

Donde:

k: Cada uno de los circuitos que componen la red de transmisión.

CTk [\$]: Costo Total del circuito k, obtenidos como suma de la anualidad del VNR del circuito más costos de OyM

CAT [MW]: Capacidad de Transmisión del circuito k definida por sus características técnicas y restricciones operativas de la red de transmisión.

Fk [MW]: Flujo de Potencia activa máximo en el circuito k para condiciones operativas normales de la red de transmisión en el año base.

DT [MW]: Demanda Máxima en el año base.

El CMLPT resulta así proporcional al flujo  $fk^t$  determinado para el año base en cada una de las líneas que integran la red de transmisión, es decir proporcional al “uso” que se realiza del sistema de transmisión. Para su determinación se necesitan conocer los costos de cada uno de los circuitos, su capacidad de transmisión y los correspondientes flujos de potencia activa.

Siendo que el sistema de transmisión de México esta integrado por circuitos con tensiones de 440 kV y 230 kV, es un sistema complejo con más de 1000 líneas/transformadores y configuración mallada, para la determinación de flujos de potencia activa y costos de circuitos se propone utilizar una red equivalente similar a la utilizada por CFE en los modelos de planificación de la expansión y de la operación del sistema con los modelos (PEGyT y DEEM).

A los fines de determinar el costo marginal de largo plazo de transmisión (CMLPT) se considera conveniente utilizar el método basado en la **linealización de la función de costos de transmisión** ya que este evitará volatilidad en las tarifas de transmisión reflejando el uso real que se realiza de la red de transmisión y el Valor Nuevo de Reemplazo de la misma.

Para determinar el **CMLPST se propone utilizar el método del CIPLP** con una metodología similar a la antes indicada para el Sistema de Transmisión. Esto se basa en que:

---

<sup>1</sup> Dado que las redes reales tienen pérdidas, los flujos de potencia activa en un determinado circuito son diferentes en ambos extremos del mismo. A los efectos del modelo simplificado propuesto el flujo  $fk$  es el que corresponde al promedio de los flujos de ambos extremos.

- El sistema de sub-transmisión está conformado por múltiples zonas muy poco vinculadas eléctricamente entre ellas, siendo por lo tanto redes regionales cuya expansión depende esencialmente de la demanda regional con mínimos efectos asociados al plan de expansión de generación.
- Lo anterior hace que el crecimiento de la capacidad de transmisión de las redes de sub-transmisión suele acompañar el crecimiento de la demanda.
- La capacidad de transmisión aportada por cada circuito y el tiempo de construcción de nuevas instalaciones hace que el impacto de las indivisibilidades en inversiones se minimice y en general se logre una ocupación significativa de la capacidad de transmisión existente.
- La evolución de costos del sistema de transmisión por unidad de demanda total abastecida suele ser una función lineal con escalones discretos.

Todo lo anterior hace que la función de costos del sistema de sub-transmisión resulte más lineal lo que permite, sin errores significativos prácticos, determinar la pendiente de los costos vía el CIPLP y de allí el CMLPST.

$$\underline{CMLPST_i [\$/MW] = CIPLP(ST)}$$

Un aspecto común a las metodologías antes indicadas para determinar los CMLPT y CMLPST es la necesidad de determinar costos de O&M de la actividad de transmisión y sub-transmisión.

Al respecto la propuesta consiste en determinar dichos valores a partir de referencias consideradas eficientes en el contexto de la industria de la transmisión a nivel internacional.

Las referencias eficientes pueden ser obtenidas a partir de una comparación “*benchmarking*” internacional mediante indicadores representativos de la eficiencia de costos obtenidos de otras empresas consideradas modelo o de referencia para la industria.

Son indicadores de este tipo, por ejemplo, los costos de O&M expresados como porcentaje del Valor Nuevo de Reposición de las instalaciones de transmisión y sub-transmisión (VNR).

Para que la comparación resulte válida se evaluarán y corregirán las “asimetrías” existentes entre CFE y las empresas de referencia. Algunas de las principales asimetrías son:

- Diferentes criterios para la determinación de la Base de Capital.

- Estructura de instalaciones, de acuerdo a la combinación de los diversos componentes (líneas de diferente voltaje, estaciones, conexiones, etc.)
- Tamaño de las redes, en términos de kilómetros que introducen diferentes economías de escala.
- El costo salarial que tiene un importante impacto en los costos de O&M y es diferente para cada país.
- Diferentes políticas de calidad

Teniendo en cuenta los comentarios antes indicado, se propone estimar los costos de OyM a ser incluidos en la determinación de los CMLPT y CMLPST haciendo una estimación a partir de un benchmarking obtenidos sobre la base de una muestra de empresas a nivel internacional comparables a “CFE Transmisión” complementado con estudios estadísticos de estructuras de costos de empresas de transmisión de la región.

# **ESTUDIO INTEGRAL DE TARIFAS ELÉCTRICAS**

## **TAREA 1.3.2 INFORME N° 19 : METODOLOGÍA PROPUESTA PARA LA DETERMINACIÓN DE COSTOS MARGINALES DE LARGO PLAZO DE TRANSMISIÓN Y SUB-TRANSMISIÓN.**

### **1. INTRODUCCIÓN**

El presente documento tiene por objeto cumplir con lo indicado en los TdR, Tarea, 1.3.2 Cálculo de los costos marginales de capacidad de transmisión y sub-transmisión. Puntos a), El Consultor presentará un análisis teórico comparativo de diversos métodos para el cálculo del costo marginal de largo plazo de capacidad de transmisión; b) El Consultor presentará un análisis teórico comparativo de diversos métodos para el cálculo del costo marginal de largo plazo de capacidad de sub-transmisión; c) El Consultor presentará una propuesta de metodología replicable para el cálculo de los costos operativos que se incorporarán a los marginales de largo plazo.

Se concluye con una recomendación de las metodologías a utilizar para determinar los CMLPT y CMLPST que sirva como referencia para que, conforme lo establecen los TdR, SENER y CRE determinen la metodología a utilizar en este estudio.

### **2. CONCEPTOS GENERALES**

Las tarifas que perciben los usuarios del servicio eléctrico deben proveer señales que promueven el uso óptimo del sistema utilizado para la prestación del servicio eléctrico y además reflejar el mínimo costo, dentro de las condiciones de calidad preestablecidas para la prestación del servicio por parte del suministrador. Considerando las principales actividades, los costos pueden dividirse en aquellos que corresponden a los segmentos de generación, transmisión y distribución. Los costos totales incluyen costos de inversión y costos de operación (entendidos éstos como los costos de operación propiamente dicho y los de mantenimiento asociados a la

operación) y aquellos por calidad de servicio o costos por Energía No Suministrada.

Un diseño óptimo de tarifas marginales debería por lo tanto satisfacer los siguientes postulados:

- **#1. Mínimo Costo:** Las tarifas marginales deben corresponder a un sistema operando a mínimo costo total (suma de costos de inversión, operación y calidad de servicio).
- **#2. Suficiencia:** Las tarifas deben permitir recuperar los costos de inversión y de operación de cada uno de los componentes del sistema considerando que éstos han sido seleccionados en forma óptima (mínimo costo total).

Los costos del sistema de transmisión son esencialmente fijos (inversión, OyM) ya que no dependen del flujo de potencia en la red.

Para cumplir con el postulado #1 (mínimo costo), el sistema de transmisión debe ser determinado como parte de un proceso de planificación cuya función objetivo sea minimizar costos de inversión, operación y mantenimiento, pérdidas y congestión, y energía no suministrada. Esto implica que se incorpora un nuevo elemento de transmisión toda vez que el beneficio marginal por reducción de costos de pérdidas y congestión y ENS sea mayor a los costos de inversión más OyM del elemento incorporado.

El proceso de planificación antes indicado tiene las siguientes particularidades que hacen que los Costos Marginales de Transmisión resulten volátiles dificultando el cálculo de costos marginales de largo plazo:

- El sistema de transmisión presenta economías de escala, haciendo que las redes de mayor tensión sean más económicas por unidad de capacidad de transmisión.
- Tecnológicamente sólo es posible construir redes de ciertas características técnicas (ej, nivel de tensión, capacidad de transmisión), lo que hace imposible tener en todo momento una red exactamente adaptada a los flujos de potencia que realmente transmite. Las inversiones resultan discretas en el tiempo y en general desadaptadas a los requerimientos exactos de capacidad de transmisión.
- Se requiere de una planificación conjunta de generación y transmisión. En el caso particular de México, donde el gas natural transportado por redes es uno de los principales combustibles utilizados para la generación eléctrica, el proceso de

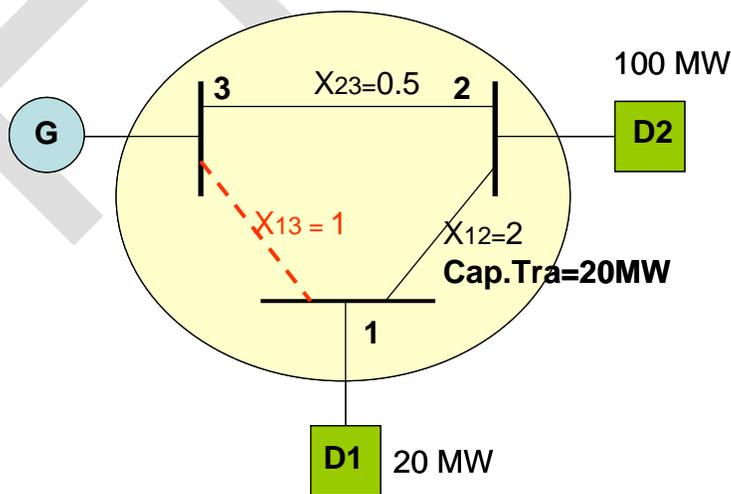
planificación debería incluir también la planificación de la expansión de la red de transporte de gas natural de forma tal que minimice los costos de infraestructura del país.

- Los costos de inversión en el sistema de transmisión tienen prolongados periodos de recuperación.

En tales condiciones, es posible que un incremento unitario de demanda no implique un incremento en inversiones en el sistema de transmisión o, alternativamente, que implique inversiones en una instalación que tiene una capacidad de transmisión de muchas veces ese incremento, lo que dificulta la determinación de los Costos Marginales. Esto puede ser especialmente significativo para el sistema de transmisión de alta y extra alta tensión (con líneas de 230 y 400 kV), por las características de las obras del sistema troncal y por los costos de inversión involucrados.

También es posible que una misma obra de ampliación de capacidad de transmisión aporte al sistema muy diferentes valores de capacidad de transmisión (situación típica en redes malladas) en función de los parámetros técnicos del resto de las redes que integran el sistema interconectado. Para ilustrar este problema, en la siguiente figura se ilustra una red de transmisión muy simple, inicialmente congestionada, en donde se realiza una ampliación de la red de transmisión para eliminar la congestión.

**Fig. 1. Ejemplo de una red de transmisión**



La red inicial está conformada por los circuitos que vinculan los nodos 1-2 y 2-3. La capacidad de transmisión del circuito 1-2 es de 20MW, el otro circuito tiene elevada capacidad de transmisión que, para simplificar el análisis, se asumirá que nunca restringe los flujos de potencia activa. En tal condición se puede abastecer una demanda máxima de 120 MW, ya que si se pretende incrementar la demanda<sup>2</sup> se tendría una situación de congestión el circuito 1-2 por superarse su capacidad de transmisión.

Para resolver la congestión en el circuito 1-2 se decide la construcción del circuito que vincula los nodos 1-3 (en rojo) con una capacidad de transporte similar a la del circuito 2-3. La demanda que es posible abastecer en este caso, sin restricciones, se incrementa a 280 MW, siendo por lo tanto la capacidad de transporte aportada por el nuevo circuito (1-3) de 160 MW.

Si en cambio, se considera que el circuito 2-3 (existente) tiene una reactancia serie de  $X=0.33$  pu (en lugar de  $X=0.5$  pu)<sup>3</sup> en tal caso la construcción del circuito 1-3 permite abastecer una demanda de 600 MW, siendo por lo tanto la capacidad de transporte aportada por el nuevo circuito (1-3) de 480 MW.

Dado que el costo de construir el circuito 1-3 es en ambos casos idéntico (\$T13) el costo incremental será muy diferente en ambos casos (\$T13/160MW ; \$T13/480MW) situación que es características de redes malladas.

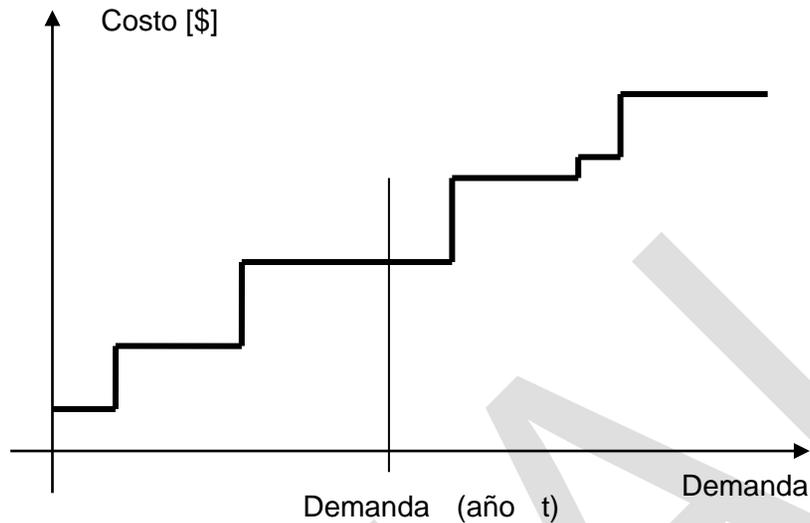
Los aspectos antes comentados se ilustran en la siguiente figura donde se indica un ejemplo típico de evolución de los costos del sistema de transmisión en función de la demanda máxima abastecida. Se observa una evolución discreta y no lineal que resulta de la agregación de los efectos producidos de los conceptos antes indicados sobre el plan de expansión óptimo del sistema de transmisión.

---

<sup>2</sup> Asumiendo un incremento proporcional de ambas demandas.

<sup>3</sup>  $X$ [pu]: Reactancia serie un por unidad, referida a un valor definido como referencia

**Fig.2. Evolución de costos del sistema de transmisión**



El año “t” puede ser cualquiera cumpliéndose que en ningún momento del tiempo se puede asegurar que el sistema de transmisión tenga una capacidad de transmisión adaptada a la demanda abastecida. Esto implica que en principio nunca se cumplan las condiciones teóricas requeridas para determinar los Costos Marginales de Largo Plazo de los sistemas de transmisión y sub-transmisión.

La determinación de los CMLPT y CMLPST implicará por la tanto la necesidad de definir una metodología aproximada para determinar dichos costos marginales que logre trasladar a las tarifas eléctricas adecuadas señales económicas aunque no necesariamente exactas en términos de CMLP ya que tal concepto no es posible definir a nivel de los sistemas de transmisión y sub-transmisión.

### **3. PROPUESTA PARA DETERMINAR EL CMLPT**

En base a los conceptos expresados en el punto anterior se proponen a continuación dos posibles metodologías a utilizar para determinar el CMLPT:

1. Con base en costos incrementales anuales.

2. Con base en la linealización de la función de costos del sistema de transmisión.

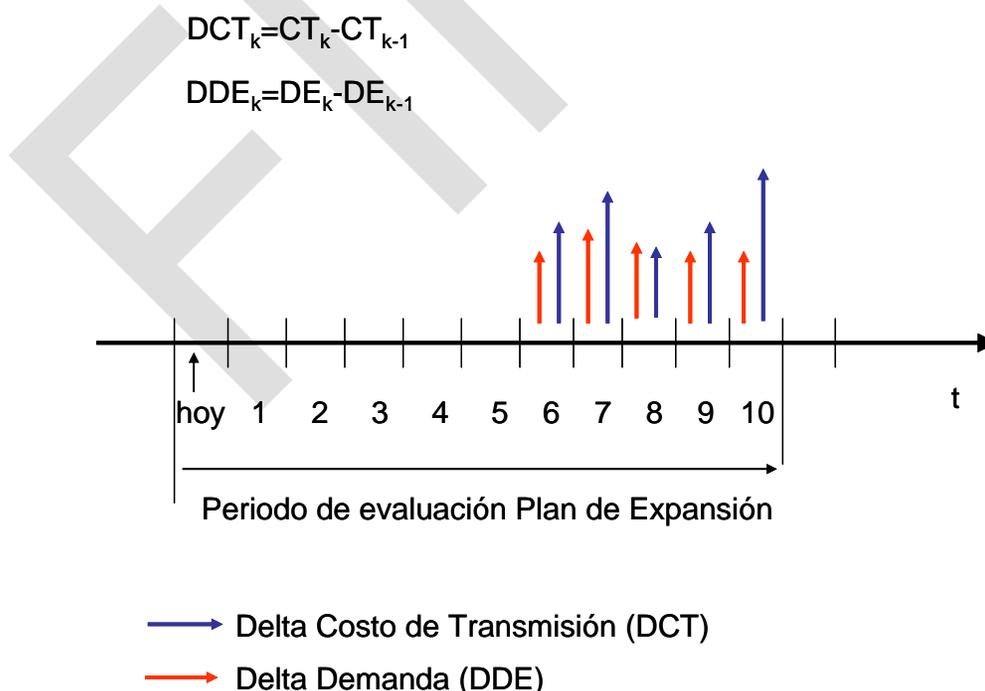
A continuación se detallan ambas metodologías y se concluye sobre la conveniencia de que la CRE y la SE definan una en particular.

### 3.1. CMLPT DETERMINADO EN BASE A COSTOS INCREMENTALES

El procedimiento consiste en determinar para cada año del periodo de planificación el incremento anual de demanda abastecida (Delta Demanda = DDE) y el incremento de costos totales de la red de transmisión (fijos y variables) (Delta Costos de Transmisión = DCT) que resulta del plan de expansión óptimo.

Dado que, como antes se indicó, el plan de expansión de la red de transmisión depende del plan de expansión de la capacidad de generación y esta capacidad de generación se considera adaptada a la demanda a abastecer recién en los últimos años del periodo de planificación (ver informe 17), los años a considerar para el cálculo de costos incrementales son los 5 últimos años del periodo de planificación (años 6 a 10). Para cada año de dichos años se determina el Delta Costo de Transmisión (DCT) y el Delta Demanda (DDE).

**Fig. 3. Concepto de Costos Incrementales**



Los valores de DCT se obtienen como suma de los correspondientes valores de Delta Costos Inversión ( $DCl_k$ ) y Delta Costos Operación ( $DCO_k$ ) para cada año “k” del periodo evaluado.

$$DCT_k = DCl_k + DCO_k$$

Los Costos de Inversión incurridos en el año k se corresponden a la anualidad de las inversiones realizadas en el año k determinadas a partir del periodo de vida útil asumido y una tasa de descuento “i” representativa del costo social del dinero. CFE adopta a este efecto una tasa de descuento del 12% anual.

Los costos de OyM se considerarán proporcionales a los Costos de Inversión de las redes incorporadas en el plan de expansión determinados conforme se propone en el punto 5 siguiente.

Los valores antes indicados permiten determinar el CMLPT utilizando la siguiente expresión:

$$CMLPT = \frac{DCT_6 \times (1+i)^{-6} + DCT_7 \times (1+i)^{-7} + DCT_8 \times (1+i)^{-8} + DCT_9 \times (1+i)^{-9} + DCT_{10} \times (1+i)^{-10}}{DDE_6 \times (1+i)^{-6} + DDE_7 \times (1+i)^{-7} + DDE_8 \times (1+i)^{-8} + DDE_9 \times (1+i)^{-9} + DDE_{10} \times (1+i)^{-10}}$$

.... o en forma más genérica

$$CMLPT = \frac{\sum_{k=6}^{k=10} DCT_k \times (1+i)^{-k}}{\sum_{k=6}^{k=10} DDE_k \times (1+i)^{-k}}$$

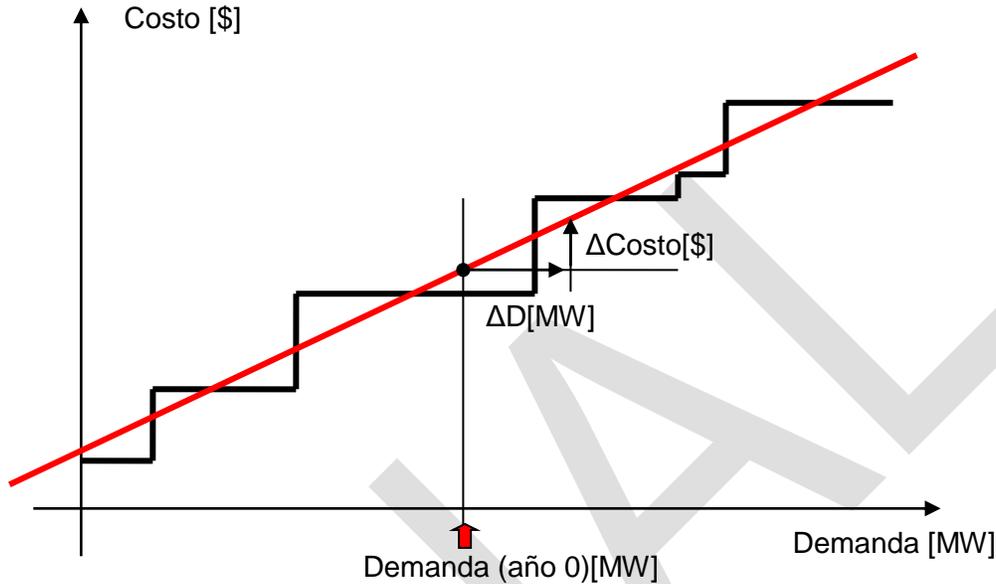
En el Anexo I del presente documento se ilustra el procedimiento propuesto con un ejemplo simple.

### 3.2. CMLPT DETERMINADO EN BASE A LA LINEALIZACIÓN DE LA FUNCIÓN DE COSTOS DE TRANSMISIÓN

Otra alternativa de cálculo del CMLPT se basa en linealizar la función de costos del sistema de transmisión aproximando la evolución del costo de transmisión en función de la demanda a una recta de interpolación, siendo el Costo Marginal de Transmisión (CMLPT) la pendiente de dicha recta de interpolación determinada en el año base. Dicha solución para la determinación del CMLP de la transmisión fue adoptada en algunos de mercados eléctricos de América Latina (Ej.

Brasil entre otros).

**Fig. 4. Evolución de los costos del sistema de transmisión. Función de costos lineales**



$$CMLPT[\$/MW] = \frac{\partial}{\partial D} CostoTotal(\$) = \frac{\Delta Costo[\$]}{\Delta D[MW]}$$

Así, el CMLPT surge como la pendiente de la recta de interpolación que mejor aproxima la función de costos totales de transmisión en el año base.

La función de costos linealizados del sistema de transmisión puede ser expresada en función del flujo de potencia en cada circuito que se utiliza para el diseño del sistema y la necesidad de refuerzos en la red.

$$Costo\ Total[\$] = \sum_k \frac{CT_k[\$]}{CAT_k[MW]} \times f_k[MW]$$

Donde:

k: Cada uno de los circuitos que componen la red de transmisión

$f_k$ : Flujo de potencia activa en el circuito k

$CT_k$ : Costo de Transmisión del circuito k obtenido como suma de la anualidad de costos de inversión más los costos anuales de Oym.

$CAT_k$ : Capacidad de Transmisión del circuito k

La fórmula antes indicada para determinar el costo total del sistema en el año base considera los siguientes supuestos:

- La topología de la red que corresponde con la actual (año base)
- Las características técnicas (nivel de tensión, reactancias) de los circuitos son los actuales (año base).
- El costo total de cada circuito por unidad de capacidad de transmisión (\$/MW) es igual al actual (año base) asumiendo como costo la suma de i) la anualidad del valor nuevo de reemplazo (VNR) del circuito; y ii) los costos de Oym de cada circuito; y como capacidad de transporte el límite actual de transmisión por cada circuito tal como se define en el POISE 2009-2018.
- Es posible ajustar la capacidad de transporte de los circuitos, sin cambiar su tensión y otros parámetros técnicos, al nivel de flujo de potencia activa máximo transportado por cada uno de ellos en condiciones normales de operación.

De lo cual resulta el CMLPT determinado por la siguiente expresión:

$$CMLPT[\$/MW] = \frac{\partial}{\partial D} CostoTotal[\$] = \sum_k \frac{CT_k[\$]}{CAT_k[MW]} \times \frac{\partial}{\partial D} f_k[MW]$$

$$CT_k[\$] = AnualidadVNR_k + Oym_k$$

Si el parque de generación que abastece la demanda ha sido diseñado en forma óptima se cumple que un incremento de demanda total del sistema debe estar acompañado de un incremento similar de la potencia instalada manteniendo el mix de generación invariante. Se cumple por lo tanto que:

$$\Delta D_j [kW] = \Delta D \times \frac{D_j [kW]}{DT [kW]}$$

$$DT = \sum_j D_j$$

$$\Delta G_j [kW] = \Delta D \times \frac{G_j [kW]}{GT [kW]}$$

$$GT = \sum_j G_j = DT$$

Donde:

j: cada uno de los nodos del sistema de transmisión

Dj, Gj : Demanda, Generación conectada al nodo j.

$\Delta D_j$ ,  $\Delta G_j$  : Demanda, Generación incremental conectada al nodo j.

DT, GT : Demanda, Generación total conectada al sistema de transmisión.

Asumiendo un modelo simplificado de flujo de potencia activa en la red de transmisión (tipo DC sin pérdidas) es posible determinar el flujo de potencia activa en cada elemento del sistema de transmisión a partir de la siguiente expresión

$$f_k = \sum_j (G_j - D_j) \times \beta_{jk}$$

$$\beta_{jk} = \frac{\partial}{\partial G_j} f_k$$

Donde

$\beta_{jk}$ : Flujo Incremental producido en la línea k cuando se incrementa 1 MW la inyección en el nodo j que es compensado en el nodo de referencia (swing).

El CMLPT resulta entonces de las siguientes expresiones:

$$\Delta f_k = \sum_j (\Delta G_j - \Delta D_j) \times \beta_{jk}$$

$$\Delta f_k = \frac{\Delta D}{DT} \times \sum_j (G_j - D_j) \times \beta_{jk}$$

$$\Delta f_k = \frac{\Delta D}{DT} \times f_k$$

$$\underline{CMLPT}_t [\$/MW] = \sum_k \frac{CT_k}{CAT_k} \times \frac{\Delta f_k}{\Delta D} = \frac{1}{DT} \times \sum_k \frac{CT_k}{CAT_k} \times f_k$$

El CMLPT resulta así proporcional al flujo  $f_k^4$  determinado para el año base en cada una de las líneas que integran la red de transmisión. En el ANEXO II se incluyen ejemplos de cálculo.

Para su determinación se necesitan conocer los costos de cada uno de los circuitos, su capacidad de transmisión y los correspondientes flujos de potencia activa.

El sistema de transmisión de México está integrado por circuitos con tensiones de 440 kV y 230 kV. Es un sistema complejo con más de 1000 circuitos (líneas/transformadores) y configuración mallada. En tales condiciones en todo lo que sea planificación de la expansión y de la operación del sistema con los modelos PEGyT y DEEM se utilizan redes equivalentes que logran reflejar en forma adecuada el flujo de energía entre regiones y los efectos de congestión y pérdidas haciendo posible la determinación de costos asociados al sistema de transmisión. La configuración de la red de transmisión equivalente, la capacidad de transporte de cada vínculo y los parámetros eléctricos de la red del SIN se presentan en la figura y tabla siguientes:

---

<sup>4</sup> Dado que las redes reales tienen pérdidas, los flujos de potencia activa en un determinado circuito son diferentes en ambos extremos del mismo. A los efectos del modelo simplificado propuesto el flujo  $f_k$  es el que corresponde al promedio de los flujos de ambos extremos.

Fig. 5. Red de Transmisión equivalente (año 2007)



Fuente: CFE

**MEXICO**

RED DE TRANSMISIÓN EQUIVALENTE - AÑO 2007 (Fuente PEGyT)

Nodo origen	Nodo destino	Cap.(MW)	Real {Z} (p.u.)	Img {Z} (p.u.)
ACAPULCO	PUEBLA	270.0	0.00895	0.05584
AGUASCAL	SALAMANCA	1 600.0	0.00029	0.00250
AGUASCAL	SLP	900.0	0.00100	0.00972
CANANEA	MOCTEZUMA	140.0	0.00623	0.07687
CARAPAN	LCARDENAS	450.0	0.00456	0.05638
CARAPAN	SALAMANCA	750.0	0.00154	0.01511
CENTRAL	POZARICA	2 676.0	0.00062	0.00889
CENTRAL	PUEBLA	1 682.0	0.00017	0.00218
CHIHUAHUA	LAGUNA	250.0	0.02044	0.13607
CHIHUAHUA	RIOESCOND	272.0	0.00676	0.08351
CULIACAN	MAZATLAN	750.0	0.00430	0.04243
DURANGO	AGUASCAL	155.0	0.02451	0.19069
GRIJALVA	COATZACOA	1 960.0	0.00090	0.00777
GRIJALVA	TABASCO	350.0	0.00194	0.01445
GUADALAJA	AGUASCAL	950.0	0.00186	0.02300
GUADALAJA	CARAPAN	700.0	0.00098	0.00842
GUADALAJA	LCARDENAS	480.0	0.00449	0.05544
GUADALAJA	MANZANILL	1 700.0	0.00088	0.00885
GUADALAJA	SALAMANCA	550.0	0.00404	0.04989
HERMOSILL	CANANEA	150.0	0.00591	0.03933
HERMOSILL	OBREGON	400.0	0.00553	0.03897
HERMOSILL	TIJUANA	0.0	0.00000	0.00000
HUASTECA	POZARICA	777.0	0.00191	0.02365
LAGUNA	DURANGO	300.0	0.00218	0.02650
LAGUNA	SALTILLO	233.0	0.00320	0.02596
LCARDENAS	ACAPULCO	250.0	0.01243	0.15338
LCARDENAS	CENTRAL	1 224.0	0.00138	0.01055
LERMA	MERIDA	250.0	0.00371	0.02144
MAZATLAN	DURANGO	194.0	0.00291	0.02366
MAZATLAN	TEPIC	583.0	0.00242	0.02984
MERIDA	CANCUN	700.0	0.00280	0.02055
MERIDA	CHETUMAL	150.0	0.00901	0.03554
MEXICALI	TIJUANA	520.0	0.00517	0.04024
MOCHIS	CULIACAN	500.0	0.00307	0.02791
MOCTEZUMA	CHIHUAHUA	500.0	0.00593	0.05115
MOCTEZUMA	JUAREZ	600.0	0.00562	0.03959
MONTERREY	HUASTECA	1 100.0	0.00096	0.01180
MONTERREY	REYNOSA	1 350.0	0.00126	0.01390
MONTERREY	RIOESCOND	2 400.0	0.00075	0.00816
MONTERREY	SALTILLO	1 300.0	0.00039	0.00380
NLAREDO	REYNOSA	80.0	0.02292	0.08828
OBREGON	MOCHIS	400.0	0.00472	0.04056
POZARICA	PUEBLA	310.0	0.00768	0.05550
PUEBLA	VERACRUZ	1 500.0	0.00195	0.02408
QUERETARO	CENTRAL	918.0	0.00037	0.00317
QUERETARO	SLP	200.0	0.00065	0.04052
REYNOSA	MATAMOROS	1 340.0	0.00053	0.00576
RIOESCOND	NLAREDO	380.0	0.00118	0.01148
SALTILLO	AGUASCAL	894.0	0.00289	0.04694
SALAMANCA	CENTRAL	0.0	0.00000	0.00000
SALAMANCA	QUERETARO	1 300.0	0.00025	0.00289
SLRC	MEXICALI	190.0	0.00154	0.01246
TABASCO	LERMA	260.0	0.00196	0.01584
TAMAZUNCH	HUASTECA	1 200.0	0.00113	0.01831
TAMAZUNCH	QUERETARO	1 127.0	0.00129	0.02097
TEMASCAL	COATZACOA	1 050.0	0.00197	0.01178
TEMASCAL	GRIJALVA	2 150.0	0.00153	0.01413
TEMASCAL	PUEBLA	3 110.0	0.00058	0.00305
TEPIC	GUADALAJA	1 950.0	0.00093	0.01148
TIJUANA	ENSENADA	220.0	0.00569	0.04128
VALLES	HUASTECA	1 100.0	0.00050	0.00757
VALLES	SLP	855.0	0.00169	0.02746
VERACRUZ	POZARICA	250.0	0.00350	0.02152
VERACRUZ	TEMASCAL	250.0	0.00350	0.02152

A los efectos del cálculo del CMLPT se asumirá que todos los vínculos antes indicados pertenecientes al SIN se corresponden con el sistema transmisión descartando aquellos que sean conformados por redes de menor tensión. La red de transmisión no incluye la capacidad de transformación existente entre los sistemas de transmisión y sub-transmisión.

A cada circuito se le asignará un VNR determinado en función de las características reales de las redes que lo componen valor que será incrementado para tener en cuenta el VNR de las redes no simuladas localizadas vecinas a cada nodo de la red equivalente de forma tal que el VNR de la red equivalente sea igual al VNR estimado de la red real incluyendo todos los elementos que la componen (líneas de transmisión, estaciones transformadoras, transformadores de potencia, bancos de compensación, instalaciones auxiliares).

Los costos de OyM se considerarán proporcionales al VNR de las redes determinados conforme se propone en el punto 5 siguiente.

Para determinar los flujos de potencia activa en cada circuito se considerarán estados operativos típicos que exijan al máximo la capacidad de transporte disponible del sistema de transmisión de acuerdo con el despacho económico de generación.

#### **4. PROPUESTA PARA DETERMINAR EL CMLPST**

El problema de determinar el CMLP del Sistema de Sub-Transmisión (CMLPST) conceptualmente presenta dificultades similares a las antes indicadas para el sistema de transmisión.

Sin embargo, algunas consideraciones particulares permitirían minimizar el efecto de estos problemas facilitándose el cálculo de los CMLPST. Estos aspectos son:

- El sistema de sub-transmisión está conformado por múltiples zonas muy poco vinculadas eléctricamente entre ellas, siendo por lo tanto redes regionales cuya expansión depende esencialmente de la demanda regional con mínimos efectos asociados al plan de expansión de generación.
- Lo anterior hace que el crecimiento de la capacidad de transmisión de las redes de sub-transmisión suele acompañar el crecimiento de la demanda.

- La capacidad de transmisión aportada por cada circuito y el tiempo de construcción de nuevas instalaciones hace que en general se logre una ocupación significativa de la capacidad de transmisión existente minimizando los problemas de indivisibilidad de las expansiones.
- La evolución de costos del sistema de transmisión por unidad de demanda total abastecida suele ser una función lineal con escalones discretos.

A modo de ejemplo de lo antes indicado, se presenta a continuación la evolución en el periodo 1997-2007 de la longitud de líneas del sistema de sub-transmisión y de la demanda máxima del SEN.

Líneas del sistema de sub-transmisión, 1997-2007

(kilómetros)

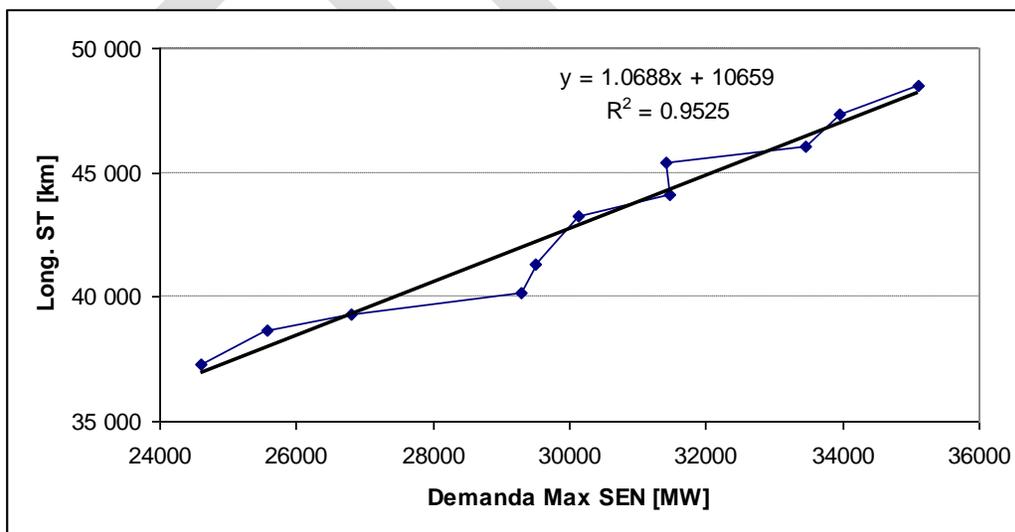
	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Sistema de Sub-Transmisión	37 302	38 681	39 300	40 135	41 312	43 269	44 087	45 405	46 073	47 348	48 465
161kV	456	456	456	508	516	614	470	486	475	475	547
138 kV	1 171	1 176	1 018	1 029	1 051	1 086	1 340	1 358	1369	1398	1418
115 kV	32 003	33 405	34 151	34 971	36 199	38 048	38 773	40 176	40847	42177	43292
85 kV	185	185	185	186	186	140	140	140	141	141	141
69 kV	3 487	3 459	3 490	3 441	3 360	3 381	3 364	3 245	3241	3157	3067

Fuente: CFE.

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Demanda Máxima SEN (MW)	24604	25585	26791	29297	29515	30123	31467	31415	33465	33951	35120

La figura siguiente presenta la correlación existente entre ambas variables.

**Fig. 6. Expansión de la red de sub-transmisión. Valores históricos**



Fuente: CFE

Se observa que la interpolación lineal proporciona un buen ajuste ( $R^2=0.9525$ ) con una derivada igual a 1.0688 [km/MW].

Por su parte la determinación de la Expansión Incremental Promedio (EIP) <sup>5</sup> [km/MW] del periodo arroja resultados similares tal como se muestra en el cuadro siguiente:

		1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Delta Long	km		1 379	619	835	1 177	1 957	818	1 318	668	1 275	1 117
Delta Demanda Max	MW		981	1206	2506	218	608	1344	-52	2050	486	1169
Factor de Actualización (FA)			0.893	0.797	0.712	0.636	0.567	0.507	0.452	0.404	0.361	0.322
Tasa		12%										
FAxDeltaLong	km		1231.3	493.5	594.3	748.0	1110.5	414.4	596.2	269.8	459.8	359.6
FAxDeltaDemMax	MW		875.9	961.4	1783.7	138.5	345.0	680.9	-23.5	828.0	175.3	376.4
ΣFAxDeltaLong	km		6277.3									
ΣFAxDeltaDemMax	MW		6141.6									
Ratio	km/MW		1.0221									

Fuente: CFE

$$\boxed{EIP [km/MW] = 1.0221}$$

La diferencia entre la derivada de la función de aproximación lineal y la EIP es de sólo un 4.6%.

En función de lo antes indicado, el procedimiento propuesto para determinar el CMLPST consiste en determinar para cada año del periodo de planificación el incremento anual de demanda abastecida (DDE) y el incremento de costos totales de la red de sub-transmisión (fijos y variables) (DCST) que resulta del plan de expansión óptimo.

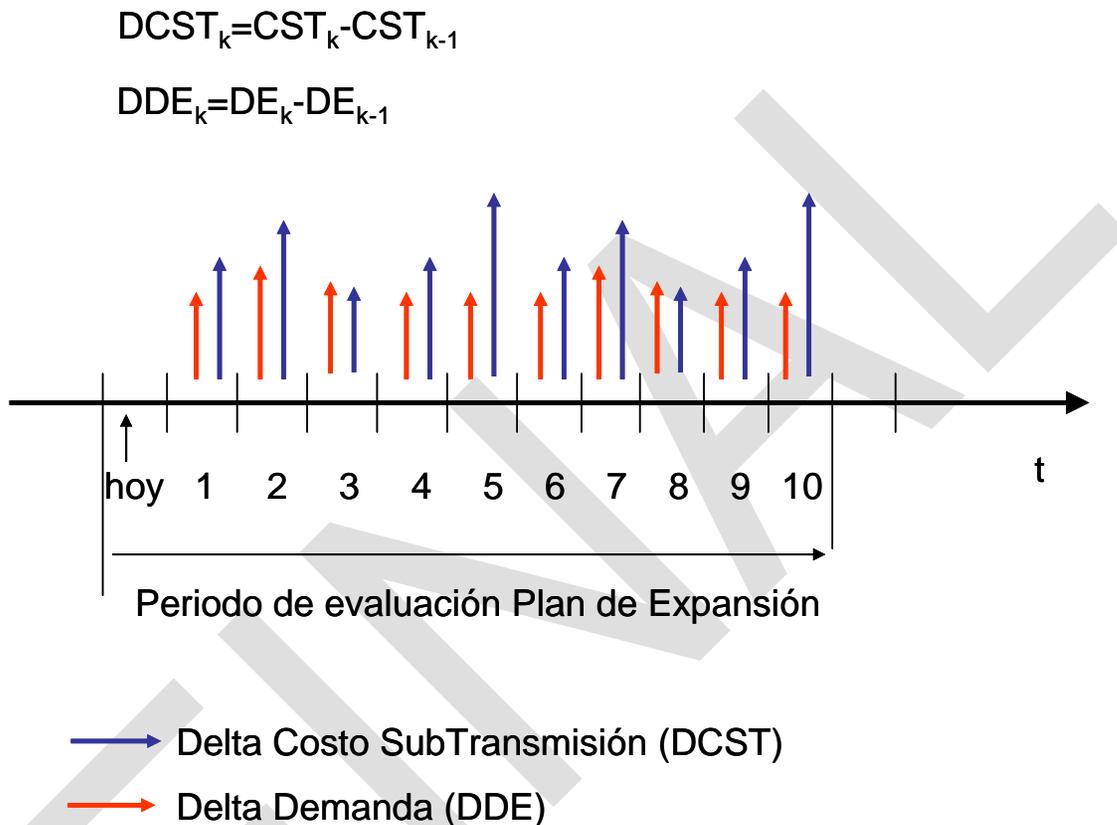
<sup>5</sup> El concepto Expansión Incremental Promedio (EIP) se define como el cociente entre el Valor Presente Neto de la expansión de la red de subtransmisión incremental (DLONG<sub>k</sub> [km]) correspondiente a cada año (k) del periodo evaluado y el valor presente del crecimiento de la demanda máxima (DDEMax<sub>k</sub> [MW]) del mismo periodo.

$$EIP = \frac{\sum_{k=1}^{k=10} \Delta LONG_k \times (1+i)^{-k}}{\sum_{k=1}^{k=10} \Delta DEMax_k \times (1+i)^{-k}}$$

i=12%, k=1 (1998); k=10 (2007)

Para cada año de dichos años se determina el Delta Costo de Sub-Transmisión (DCST) y el Delta Demanda (DDE).

**Fig. 7. Concepto de Costos Incrementales. Red de Subtransmisión**



Los valores de DCST se obtienen como suma de los correspondientes valores de Delta Costos Inversión ( $DCI_k$ ) y Delta Costos Operación ( $DCO_k$ ) para cada año "k" del periodo evaluado.

$$DCST_k = DCI_k + DCO_k$$

Los Costos de Inversión incurridos en el año k se corresponden a la anualidad de las inversiones realizadas en el año k determinadas a partir del periodo de vida útil asumido y una tasa de descuento "i" representativa del costo social del dinero. CFE adopta a este efecto una tasa de descuento del 12% anual.

Los costos de Oym se considerarán proporcionales a los Costos de Inversión de las redes incorporadas en el plan de expansión determinados conforme se propone en el punto 5 siguiente.

Los valores antes indicados permiten determinar el CMLPST utilizando la siguiente expresión:

$$CMLPST = \frac{\sum_{k=1}^{k=10} DCST_k \times (1+i)^{-k}}{\sum_{k=1}^{k=10} DDE_k \times (1+i)^{-k}}$$

## 5. PROPUESTA PARA DETERMINAR COSTOS DE OYM DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN Y SUB-TRANSMISIÓN

Los costos operativos de Operación y Mantenimiento (O&M) a incluir en la determinación de los CMLPT y CMLPST, conforme las metodologías indicadas en los puntos anteriores, se calcularán a partir de referencias consideradas eficientes en el contexto de la industria de la transmisión a nivel internacional.

Las referencias eficientes serán obtenidas a partir de una comparación “*benchmarking*” internacional mediante indicadores representativos de la eficiencia de costos obtenidos de otras empresas consideradas modelo o de referencia para la industria.

Son indicadores de este tipo, por ejemplo, los costos de O&M expresados como porcentaje del Valor Nuevo de Reposición de las instalaciones de transmisión y sub-transmisión (VNR).

La definición de los costos de O&M como porcentaje del VNR sobre la base de la comparación con los indicadores de otras empresas reales de transmisión (método “*top-down*”) tiene como ventaja el hecho de que es objetiva y de simple aplicación. En efecto su sencillez radica en que se concentra en los aspectos claves del negocio dado que se comparan indicadores globales de eficiencia en la gestión de costos.

Sin embargo en un benchmarking se debe considerar que las empresas del cual se dispone información para la comparación presentan diferencias (“asimetrías”) con la empresa objeto de estudio<sup>6</sup> por lo que los indicadores de las empresas de referencia no son directamente trasladables a la empresa en estudio.

Un aspecto clave del benchmarking es la evaluación de las asimetrías por los márgenes de costos que las mismas introducen. Algunas de las principales asimetrías son:

- Diferentes criterios para la determinación de la Base de Capital.
- Estructura de instalaciones, de acuerdo a la combinación de los diversos componentes (líneas de diferente voltaje, estaciones, conexiones, etc.)
- Tamaño de las redes, en términos de kilómetros que introducen diferentes economías de escala.
- El costo salarial que tiene un importante impacto en los costos de O&M y es diferente para cada país.
- Diferentes políticas de calidad

Estas asimetrías deben ser tenidas en cuenta en la aplicación del método “top-down” motivo por el cual resulta necesario homologar los indicadores de costos de eficiencia de las empresas del benchmarking a la empresa donde los mismos serán aplicados (“empresa objetivo”).

---

<sup>6</sup> La actividad de transmisión y sub-transmisión en México es prestada casi en exclusividad por CFE, siendo esta una empresa integrada que realiza al mismo tiempo actividades de generación y distribución. A los efectos de determinar costos de OyM se considerará una segmentación de actividades definiendo así una “**CFE-Transmisión**” encargada exclusivamente de las actividades de transmisión y sub-transmisión como si fuese una empresa independiente y homologable con otras empresas prestadoras de un servicio similar en otros países.

Teniendo en cuenta los comentarios antes indicado, se propone estimar los costos de OyM a ser incluidos en la determinación de los CMLPT y CMLPST haciendo una estimación a partir de un benchmarking obtenidos sobre la base de una muestra de empresas a nivel internacional comparables a “CFE Transmisión”.

A tal efecto se utilizará información disponible por el Consultor obtenida a partir de la aplicación de esta metodología a la industria de la transmisión en muchos de los países de la región. La amplia experiencia recogida en la aplicación de la metodología acompañando a los organismos reguladores de la región y empresas (públicas y privadas) permite asegurar los indicadores obtenidos por esta metodología recogerán las mejores prácticas regulatorias en la estimación de costos eficientes adaptados a las particularidades (escala, estructura de redes, costos laborales, etc) de la CFE

A continuación se describe la metodología a utilizar, los datos requeridos para su aplicación y los resultados que se obtendrán.

### **5.1. BENCHMARKING INTERNACIONAL**

Se determinará a partir de una muestra de empresas de la base de datos del consultor el indicador de costos O&M/VNR en base a los cuales estarán caracterizadas las empresas por su estructura de redes.

Dado que las empresas de las que se dispone de información de referencia son de diferentes países de origen con niveles salariales diferentes entre sí y respecto de México resulta necesario homologar los porcentajes de O&M/VNR indicados.

La homologación por salarios se efectuará utilizando la relación de salarios para los países que intervienen en la comparación tomando como referencia el informe “Prices and Earnings” publicada por UBS (Unión de Bancos Suizos).

Para ello se identificará la parte del indicador de O&M/VNR constituida por los salarios y se ajustará teniendo en cuenta la relación de costos laborales entre el país de origen de la muestra y México.

De manera similar a lo anterior se hace la homologación por redes teniendo en cuenta el porcentaje de composición de la red por nivel de tensión.

Adicionalmente se utilizará como otro elemento de benchmarking la composición típica de la estructura de costos sobre la base de un estudio de referenciamiento realizado sobre empresas transmisoras de la región.

En la determinación de los costos de OyM se seguirán los siguientes pasos:

- i) Cálculo del indicador de costos eficientes O&M/VNR y de la estructura de costos (fijos y variables)
- ii) Verificación de la razonabilidad y prudencia del indicador calculado a partir del benchmarking internacional
- iii) Cálculo del nivel de costos eficientes y su apertura en costos fijos<sup>7</sup> y variables a partir del ítem i)

Se calculará la componente de costos operativos marginales a partir de la siguiente expresión:

$$CIP_{AOYM(n)} = OYM_n - OYM_{n-1}$$

Dónde:

$CIP_{AOYM(n)}$ ; es el Costo Incremental Promedio del año n

$OYM_n$ ; Costos de Operación y Mantenimiento del año n como porcentaje del VNR del sistema de transmisión y subtransmisión calculados sobre la base del benchmarking internacional.

$OYM_{n-1}$ ; Ídem anterior del año n-1

La aplicación de la metodología propuesta se realizará en base a la siguiente información:

1. **Infraestructura:**

- Longitud [Km] de línea simple y doble circuito.
- 

<sup>7</sup> Se considerarán costos fijos a los relacionados a las áreas de apoyo que se consideran aproximadamente constantes en un período de 5 años.

- Por nivel de tensión:
  - Estaciones transformadoras
  - Campos de línea (salidas con interruptor)
  - Interruptores
  - Seccionadores
  - Transformadores de potencia
  - Descargadores

## 2. **Costos unitarios de mercado**

Los costos unitarios de mercado es conveniente separar los conceptos de costos comerciables y no comerciables.

- Los insumos comerciables son aquellos que se pueden obtener de los mercados internacionales aunque puedan ser producidos localmente, los precios de estos insumos se establecen por lo general tomando como referencia los mercados internacionales ya que se comportan como “comodities”.
- Los insumos no comerciables son aquellos cuya adquisición en el exterior es prácticamente imposible o muy costosa: típicamente la mano de obra. Los precios de esta clase de insumos se fijan básicamente por las condiciones del mercado interno y no tanto por la situación de los mercados internacionales

La estructura de costo de una empresa de transmisión depende fuertemente de componentes de costo no transables como los salarios y estos son datos que deben ser obtenidos del mercado local.

Una aproximación razonable es estimar la estructura de costos de personal a partir del salario promedio de transmisión (salarios, cargas sociales, y beneficios) de la CFE y realizar el escalamiento por categoría sobre la base de las encuestas de salarios típicas para empresas de transmisión.

Por tal motivo se requiere el costo del salario medio del personal de transmisión y sub-transmisión considerando la totalidad de las cargas sociales y beneficios.

El resto de los costos, es decir materiales, repuestos y servicios se pueden considerar comerciables y como tal utilizar la base de datos del consultor ajustados al tamaño de la empresa analizada.

## ANEXO I

### EJEMPLOS DE CALCULO DE CMLPT – METODO DE COSTOS INCREMENTALES

Se supone un sistema de transmisión con los siguientes datos:

La demanda máxima anual agregada a nivel de generación es 1000 MW (en  $t=0$ )

El incremento acumulativo de la demanda máxima anual es 4% por año

El planeamiento es a 10 años

Una sola obra de expansión, operativa desde el año 5 del período de planeamiento.

La obra permitirá operar el sistema hasta una demanda máxima de 1500MW

La vida útil estimada es 30 años

El costo de inversión es 100 M\$ (con precios de  $t=0$ ); 40% en año 3 y 60% en año 4.

La tasa de descuento es 7% anual en términos reales.

La anualidad de inversión por 30 años es 8,06%.

El costo fijo de Oym para la instalación es 3M\$ por año.

En la tabla siguiente se resume la evolución del sistema ejemplo para los 10 años del planeamiento, con el siguiente significado

$\Delta$ demanda es el incremento acumulado de demanda desde el año de referencia ( $t=0$ )

$\Delta$ capacidad es el incremento acumulado de capacidad operativa de la red desde  $t=0$

$\Delta$ inversión es el desembolso acumulado para inversiones de expansión de la red

$\Delta$ anualidad es el costo anual de capital por las inversiones realizadas después de  $t=0$

$\Delta$ o&m son los gastos operativos anuales adicionales por las instalaciones agregadas

$\Delta$ costo total suma de  $\Delta$ anualidad y  $\Delta$ o&m

año	$\Delta$ demanda MW	$\Delta$ capacidad MW	$\Delta$ inversión M\$	$\Delta$ anualidad M\$	$\Delta$ o&m M\$	$\Delta$ costo total M\$
1	40	0	0	0.00	0	0.00
2	82	0	0	0.00	0	0.00
3	125	0	40	3.22	0	3.22
4	170	0	100	8.06	0	8.06
5	217	500	100	8.06	3	11.06
6	265	500	100	8.06	3	11.06
7	316	500	100	8.06	3	11.06
8	369	500	100	8.06	3	11.06
9	423	500	100	8.06	3	11.06
10	<b>480</b>	<b>500</b>	<b>100</b>	<b>8.06</b>	<b>3</b>	<b>11.06</b>

El costo unitario de desarrollo de la red a considerar en las tarifas se estima como sigue.

Se calculan los incrementos de  $\Delta$ demanda y de  $\Delta$ costo total de cada año con respecto al anterior, se descuentan a valor presente esos incrementos anuales, se suman en el lapso de la planificación bajo análisis, y se calcula el CMLPT como cociente de ambas sumas.

En la tabla siguiente se aplica este esquema de cálculo al caso de ejemplo.

año (t)	$\Delta$ dem.(t) MW	$\Delta$ cos.tot(t) M\$	$f_t$ =factor de actualización	$f_t$ :[ $\Delta$ dem.(t)- - $\Delta$ dem.(t-1)]	$f_t$ :[ $\Delta$ cos. tot.(t)- - $\Delta$ cos. tot.(t-1)]
1	40	0.00	0.93	37	0
2	82	0.00	0.87	36	0
3	125	3.22	0.82	35	2.63
4	170	8.06	0.76	34	3.69
5	217	11.06	0.71	33	2.14
6	265	11.06	0.67	32	0
7	316	11.06	0.62	32	0
8	369	11.06	0.58	31	0
9	423	11.06	0.54	30	0
10	<b>480</b>	<b>11.06</b>	<b>0.51</b>	<b>29</b>	<b>0</b>
SUMAS ( de t=1 a t=10 )				<b>330</b>	<b>8.46</b>

El CMLPT se calcula como sigue:

$$\text{CMLPT} = \frac{\sum_{t=1}^{10} [\Delta\text{costo total}(t) - \Delta\text{costo total}(t-1)] \times (1+i)^{-t}}{\sum_{t=1}^{10} [\Delta\text{demanda}(t) - \Delta\text{demanda}(t-1)] \times (1+i)^{-t}} = 8,46 / 330 = \mathbf{25,63 \text{ \$/kW-año}}$$

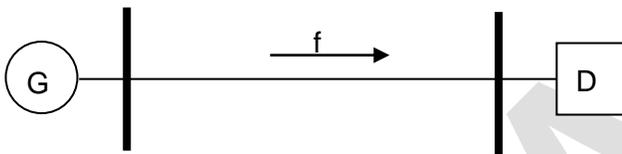
## ANEXO II

### EJEMPLOS DE CALCULO DE CMLPT – METODO DE COSTOS LINEALIZADOS

A continuación se desarrollan ejemplos de aplicación de la metodología propuesta para el cálculo de los CMLPT en base a considerar costos linealizados del sistema de transmisión.

#### Caso #1:

Un generador y una demanda vinculados por una única línea



La línea tienen un costo fijo (anualidad inversión a VNR + AOyM) igual a  $CR[\$]$  y una capacidad de transmisión  $CT[MW]$

El flujo de carga  $f$  por la línea es igual a la demanda  $D$

Resulta el siguiente valor del CMLPT

$$\underline{CMLPT_t[\$/MW] = \frac{1}{D} \times \frac{CR}{CT} \times f = \frac{CR}{CT}}$$

El total abonado por la demanda en concepto de cargo de transmisión ( $\$TRA$ ) resulta del producto de la demanda máxima abastecida ( $D$ ) por el CMLPT.

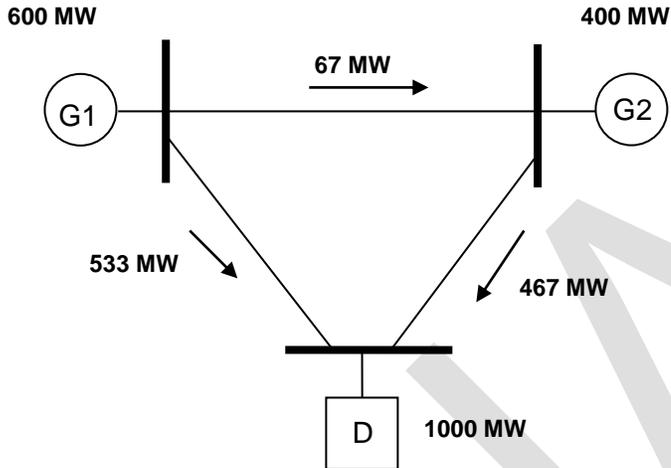
$$\underline{\$TRA[\$] = D[MW] \times CMLPT_t[\$/MW] = \frac{CR}{CT} \times D}$$

Los costos del sistema de transmisión incurridos (a VNR) serán recuperados plenamente en la medida que la  $CT$  de la línea sea próxima a la demanda abastecida.

**Caso #2:**

Dos generadores abastecen una única demanda.

El sistema esta compuesto por tres circuitos idénticos con costos igual a CR(\$) y capacidad de transmisión de 600 MW



Resulta el siguiente valor del CMLPT

$$CMLPT_i [\$ / MW] = \frac{1}{1000} \times \frac{CR}{600} \times (533 + 467 + 67) = \frac{1}{1000} \times CR \times 1.778$$

El total abonado por la demanda en concepto de cargo de transmisión (\$TRA) resulta del producto de la demanda máxima abastecida (D) por el CMLPT.

$$\$TRA[\$] = D[MW] \times CMLPT_i [\$ / MW] = CR \times 1.778$$

Los costos del sistema de transmisión son recuperados parcialmente ya que una de los circuitos en particular se utiliza muy por debajo de su capacidad de transporte.

ENERVA