

MERCADOS
ENERGÉTICOS 
CONSULTORES

**ESTUDIO INTEGRAL DE TARIFAS
ELÉCTRICAS**

**Tarea 1.3.2 Informe N° 20: Evaluación
de Costos Marginales de Largo Plazo
de transmisión y subtransmisión**

Preparado para:



Tarea 1.3.2 Informe N° 20: EVALUACIÓN DE COSTOS MARGINALES DE LARGO PLAZO DE TRANSMISIÓN Y SUBTRANSMISIÓN .

CONTENIDO

RESUMEN EJECUTIVO	4
TAREA 1.3.2 INFORME N° 20 : EVALUACIÓN DE COSTOS MARGINALES DE LARGO PLAZO DE TRANSMISIÓN Y SUBTRANSMISIÓN	<u>1110</u>
1. <i>INTRODUCCIÓN</i>	<i><u>1110</u></i>
2. <i>METODOLOGÍA DE CÁLCULO DEL CMLPT</i>	<i><u>1110</u></i>
3. <i>METODOLOGÍA DE CÁLCULO DE LOS CMLPST</i>	<i><u>1615</u></i>
4. <i>INFORMACIÓN UTILIZADA</i>	<i><u>1817</u></i>
5. <i>COSTO MARGINAL DE LARGO PLAZO DE TRANSMISIÓN</i>	<i><u>1917</u></i>
5.1. Valor Nuevo de Reemplazo de la red existente	<i><u>1917</u></i>
5.2. Uso de la red existente.....	<i><u>2018</u></i>
5.3. Costo Marginal de Largo Plazo de la red de transmisión	<i><u>2119</u></i>
6. <i>COSTO MARGINAL DE LARGO PLAZO DE SUB-TRANSMISIÓN</i>	<i><u>2221</u></i>

Tarea 1.3.2 Informe N° 20: EVALUACIÓN DE COSTOS MARGINALES DE LARGO PLAZO DE TRANSMISIÓN Y SUBTRANSMISIÓN .

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 Subtransmisión

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° 20: EVALUACIÓN DE COSTOS MARGINALES DE LARGO PLAZO DE TRANSMISIÓN Y SUBTRANSMISIÓN .

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 subtransmisión. Punto e), El Consultor calculará los costos para tres niveles regionales: Sistema Interconectado. Baja California Norte. Baja California Sur.

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 segmento Transmisión y Subtransmisión por economías de escala no permiten recuperar los costos medios del sector ya que:

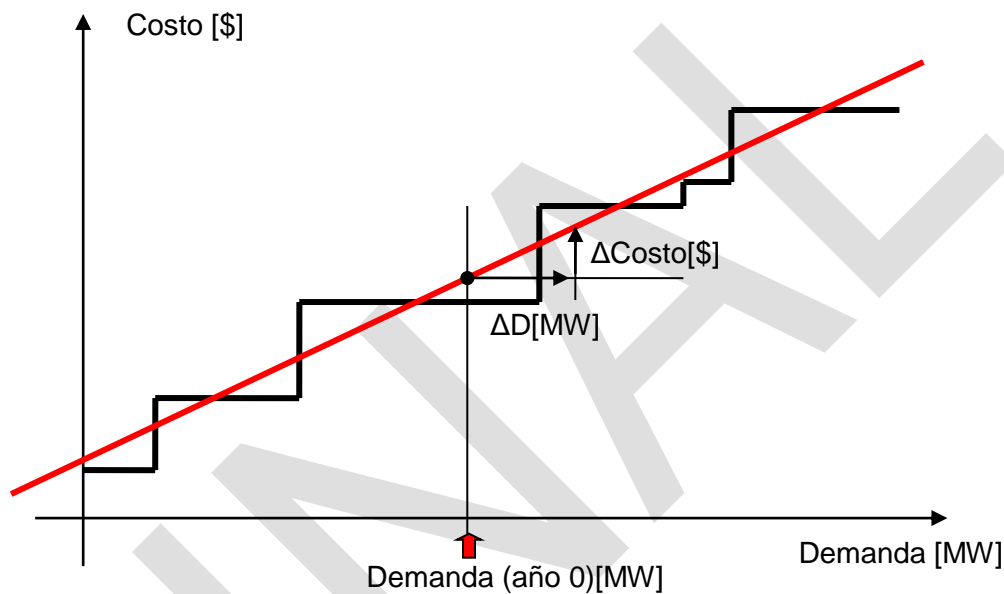
- Un incremento unitario de demanda no implica necesariamente un incremento en inversiones en el sistema de transmisión o bien,
- Las inversiones que se realizan tienen una capacidad de transmisión de muchas veces el incremento de demanda.
- También es posible que una misma obra de ampliación de capacidad 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 dificultan la determinación de los Costos Marginales de Transmisión y Subtransmisión.

Tarea 1.3.2 Informe N° 20 : Evaluación de Costos Marginales de Largo Plazo de transmisión y subtransmisión

En base a los conceptos expresados en el punto anterior el método propuesto para determinar el CMLPT se basa en la linealización de la función de costos del sistema de transmisión.

Este método 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.

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

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

Tarea 1.3.2 Informe N° 20 : Evaluación de Costos Marginales de Largo Plazo de transmisión y subtransmisión



FINAL

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^1 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 circuitos 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).

Para determinar el CMLPST se utiliza el método del CIPLP ya que en este caso, por las características técnicas de las redes de subtransmisión, los problemas de economías de escala son menos evidentes haciendo que los costos de este sistema evolucionen proporcionales al incremento de demanda.

¹ 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 subtransmisión 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 subtransmisión 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 error de planificación se minimice y 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.

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

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

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 subtransmisión (fijos y variables) (Delta Costos de Transmisión = DCST) 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. De acuerdo con la información presentada se observa variaciones importantes de inversión en los años del periodo de evaluación, aún en el largo plazo, y tanto más cuando se analiza lo que sucede en cada una de las divisiones de CFE. Por tal motivo se asume que no existe adaptación plena en todo el periodo evaluado por lo cual para la determinación del CIPLP se utilizaron los valores de costos de inversión del periodo 2009-2018.

Los valores antes indicados permiten determinar el CMLPST utilizando la siguiente

expresión:

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

Donde:

DCST [\$]: Delta Costo de Subtransmisión 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

Un aspecto común a las metodologías antes indicadas para determinar los CMLPT y CMLPST es la necesidad de determinar costos de OyM de la actividad de transmisión y subtransmisión.

Al respecto dichos valores se determinan a partir de referencias consideradas eficientes en el contexto de la industria de la transmisión a nivel internacional.

Las referencias eficientes son 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 subtransmisión (VNR).

Aplicando los conceptos antes indicados resultan los siguientes valores de CMLP-T y CMLP-ST/1

CMLPT [USD/KW-mes] = 3.58

CMLPST [USD/kW-mes] = 4.05

Notas:

1/ : Dólares del año 2008

Tarea 1.3.2 Informe N° 20 : Evaluación de Costos Marginales de Largo Plazo de transmisión y subtransmisión

Los valores de CMLPT y CMLPST antes indicados son aplicables a la totalidad del SEN. Dado que la red de transmisión incluye nodos que pertenecen al SIN el valor del CMLPT será aplicable únicamente a la determinación de tarifas aplicables a demandas conectadas a dicho sistema. En cambio el valor del CMLPST será aplicable al cálculo de tarifas en todas las áreas de distribución incluyendo las regiones de BC y BCS.

ENERVA

ESTUDIO INTEGRAL DE TARIFAS ELÉCTRICAS

TAREA 1.3.2 INFORME N° 20 : EVALUACIÓN DE COSTOS MARGINALES DE LARGO PLAZO DE TRANSMISIÓN Y SUBTRANSMISIÓN .

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 subtransmisión. Punto e), El Consultor calculará los costos para tres niveles regionales: Sistema Interconectado. Baja California Norte. Baja California Sur.

Se concluye con el valor propuesto de CMLP-T que sirva como referencia para que, conforme lo establecen los TdR, SENER y CRE determinen la metodología a utilizar en este estudio.

2. METODOLOGÍA DE CÁLCULO DEL CMLPT

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 segmento Transmisión y Subtransmisión por economías de escala no permiten recuperar los costos medios del sector ya que:

- Un incremento unitario de demanda no implica necesariamente un incremento en inversiones en el sistema de transmisión o bien,
- Las inversiones que se realizan tienen una capacidad de transmisión de muchas veces el incremento de demanda.
- También es posible que una misma obra de ampliación de capacidad de transmisión

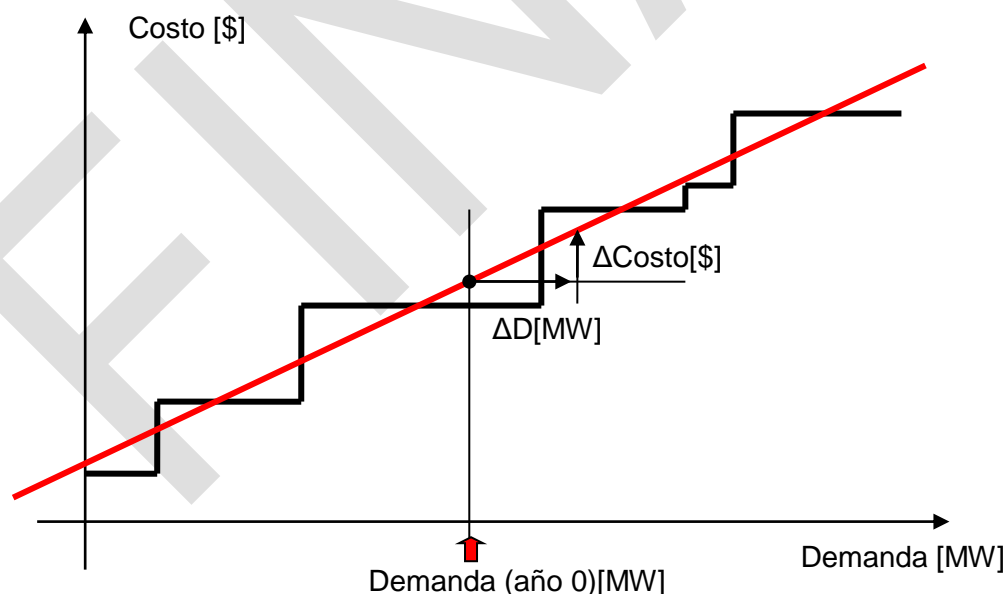
aporte al sistema muy diferentes valores de capacidad de transmisión en función de los parámetros técnicos del resto de las redes que integran el sistema interconectado.

Todos estos aspectos dificultan la determinación de los Costos Marginales de Transmisión y Subtransmisión.

En base a los conceptos expresados en el punto anterior el método propuesto para determinar el CMLPT se basa en la linealización de la función de costos del sistema de transmisión.

Esta metodología 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).

Evolución de los costos del sistema de transmisión



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

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 se 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

D_j, G_j : Demanda, Generación conectada al nodo j.

ΔD_j, ΔG_j : Demanda, Generación incremental conectada al nodo j.

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

Assumiendo 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

β_{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:

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

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

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

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

El CMLPT resulta así proporcional al flujo f_k^2 determinado para el año base en cada una de las líneas que integran la red 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.

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 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.

² 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.

A cada circuito de la red equivalente se le asigna un Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) determinado como una proporción del VNR total del sistema de transmisión. La proporción resulta del cociente entre la longitud de cada circuito equivalente dividido por la longitud total de los circuitos que componen la red equivalente.

Los costos de OyM se considerarán proporcionales al VNR de las redes siendo el valor adoptado igual al 3%.

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.

Se determinan flujos para un total de 60 estados operativos diferentes resultantes de considerar 12 meses y 5 escalones de demanda. El año de referencia asumido es el 2009.

3. METODOLOGÍA DE CÁLCULO DE LOS CMLPST

El problema de determinar el CMLP del Sistema de Subtransmisión (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 subtransmisión 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 subtransmisión 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 error de planificación se minimice y 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.

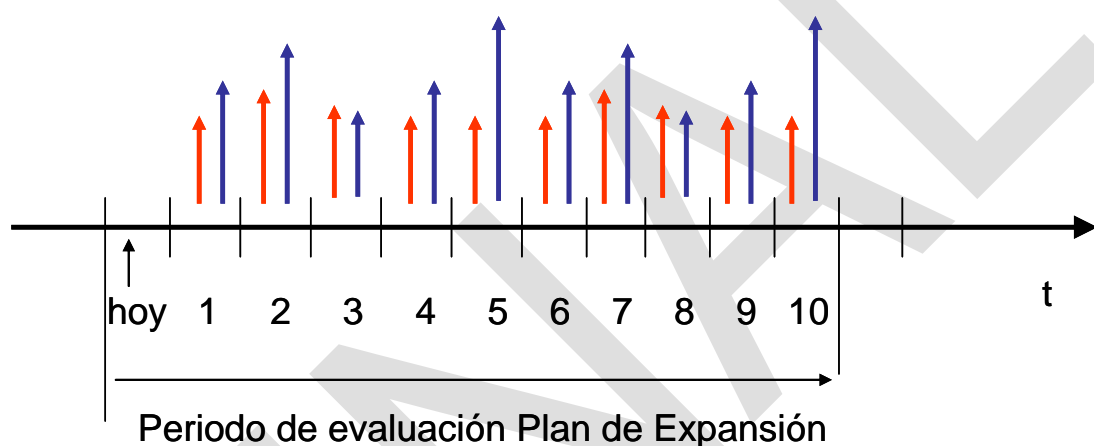
En función de lo antes indicado, el procedimiento utilizado para determinar el CMLPST
Tarea 1.3.2 Informe N° 20 : Evaluación de Costos Marginales de Largo Plazo de transmisión y subtransmisión

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 subtransmisión (fijos y variables) (DCST) que resulta del plan de expansión óptimo.

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

$$DCST_k = CST_k - CST_{k-1}$$

$$DDE_k = DE_k - DE_{k-1}$$



- Delta Costo SubTransmisión (DCST)
- Delta Demanda (DDE)

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:

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

4. INFORMACIÓN UTILIZADA

Para determinar el CMLPT fueron utilizados datos suministrados por CFE conforme el siguiente detalle:

- Simulación DEEM.
- Simulación PEGyT
- Documento COPAR 2008

De la simulación realizada con el programa DEEM se obtuvieron para el SIN los siguientes valores:

- Demanda de Potencia [MW] en cada nodo de la red equivalente y para 5 escalones de demanda. Se indican valores para cada mes del periodo 2009 a 2018.
- Potencia inyectada a la red [MW] en cada nodo de la red equivalente y para 5 escalones de demanda. Se indican valores para cada mes del periodo 2009 a 2018.

De la simulación realizada con el programa PEGyT se obtuvieron los datos de la red de transmisión.

Del documento COPAR se obtuvieron valores unitarios de costos a VNR de los equipos que forman parte de la red de transmisión.

5. COSTO MARGINAL DE LARGO PLAZO DE TRANSMISIÓN

5.1. VALOR NUEVO DE REEMPLAZO DE LA RED EXISTENTE

Como se comentó en puntos anteriores la determinación del CMLPT tiene como un primer paso la determinación del Valor Nuevo de reemplazo de la red de transmisión.

La tabla siguiente muestra los valores resultantes. Se incluyen valores correspondientes a las líneas de transmisión y subtransmisión, transformadores, compensación y equipamiento auxiliar.

VALOR NUEVO DE REEMPLAZO RED DE TRANSMISIÓN EXISTENTE

VALOR BALANCE ACTUALIZADO (31/12/2007)		10³ USD	27599285.2	
Líneas de transmisión / Estaciones transformadoras				
VALOR ESTIMADO				
Lineas de Transmisión		Costo Unitario	Costo Total	
400 kV	19855 km	285.43 10 ³ USD/km	10 ³ USD	5667216.2
230 kV	28164 km	197.51 10 ³ USD/km	10 ³ USD	5562805.4
Total	48019 km		10³ USD	11230021.6 70.9%
Transformación /2				
400/230 KV /1	42712 MVA	50.43 10 ³ USD/MVA	10 ³ USD	2153915.8
400/ST kV /1	45234 MVA	48.66 10 ³ USD/MVA	10 ³ USD	2200891.0
230/ST KV /1	53743 MVA	53.30 10 ³ USD/MVA	10 ³ USD	2864244.2
Total	141688 MVA		10³ USD	7219051.0
Compensación /1				
400, 230 kV	6752 MVA _r	82.77 10 ³ USD/MVA	10 ³ USD	558924.5
Sub-TOTAL			10³ USD	19007997.1
Equipamiento Auxiliar /1	10%		10³ USD	1900799.7
TOTAL			10³ USD	20908796.8
respecto valor de libro				75.8%
TOTAL ASIGNADO A TRANSMISIÓN		10³ USD	15843661.6	75.8%
TOTAL ASIGNADO A SUB-TRANSMISIÓN		10³ USD	5065135.2	24.2%
TOTAL		10³ USD	20908796.8	100.0%

Notas:

/1 Valor estimado

/2 Incluye bahías

El VNR resultante es de 20.9 miles de millones de USD de los cuales corresponden 15.8 miles de millones de USD al equipamiento de transmisión a partir de lo cual se determina el valor correspondiente al CMLPT

5.2. USO DE LA RED EXISTENTE

El segundo paso consiste en determinar el uso de la red de transmisión existente. Esto se realiza por medio de análisis de flujos de carga para estados operativos típicos de la red. Los estados evaluados son un total de 60 resultantes de considerar 12 meses y 5 escalones de demanda. Las inyecciones y retiros de potencia en cada nodo de la red de transmisión son los que resultan de las simulaciones realizadas con el programa DEEM para el año 2009.

Los flujos de potencia se determinan por medio de un método simplificado (flujo DC). Una vez obtenidos los valores de flujo en cada circuito para cada uno de los 60 estados evaluados, se obtiene el máximo flujo de cada circuito (FMAX).

El uso de la red de transmisión resulta de la relación entre el valor FMAX y la capacidad de transmisión del circuito (CAP) ponderado por longitud del circuito (LONG).

$$USOLINEAS = \frac{\sum_{C=1}^{C=NN} LONG_C \times FMAX_C / CAP_C}{\sum_{C=1}^{C=NN} LONG_C}$$

Donde:

USOLINEAS: Porcentaje de uso de la red de transmisión

C: cada uno de los circuitos que integran la red de transmisión. NN es el número total de circuitos.

LONG_C [km]: Longitud del circuito C

FMAX_C [MW]: Flujo máximo de potencia activa en el circuito C

CAP_C [MW]: Capacidad de transmisión del circuito C

El uso resultante del sistema de transmisión determinado conforme la metodología antes indicada es del 71.6%.

5.3. COSTO MARGINAL DE LARGO PLAZO DE LA RED DE TRANSMISIÓN

El Costo Marginal de Largo Plazo de la transmisión se determina como el cociente entre la anualidad del VNR de la red existente más costos de OyM y la demanda de potencia abastecida en el año 2007, multiplicado por el porcentaje de uso de la red.

$$CMLP - T [USD / MW] = \frac{USOLINEAS \times (AVNRL + OYML) + AVNRR + OYMR}{DMAX}$$

Donde:

USOLINEAS: Porcentaje de uso de las líneas que integran la red de transmisión

AVNRL [USD]: Anualidad del VNR de las líneas que integran la red de transmisión. Se determina asumiendo una tasa de descuento de 9% y una vida útil de 30 años.

OYML [USD]: Costo de OyM de las líneas que integran la red de transmisión. Se determina como el 3% del VNR de las líneas que integran la red de transmisión.

AVNRR [USD]: Anualidad del VNR del resto de los equipamientos que integran la red de transmisión. Se determina asumiendo una tasa de descuento de 9% y una vida útil de 30 años.

OYMR [USD]: Costo de OyM del resto de los equipamientos que integran la red de transmisión. Se determina como el 3% del VNR del resto de los equipamientos que integran la red de transmisión.

DMAX[MW]: Demanda Máxima correspondiente al año 2007.

La siguiente tabla resume los valores resultantes de cada uno de estos componentes de lo cual se obtiene el CMLP-T.

RED DE TRANSMISIÓN COSTO MARGINAL DE LARGO PLAZO

Valor Nuevo de Reemplazo (VNR)		10³ USD	15843661.6
Anualidad VNR		10³ USD	1414829.6
Tasa	9%		
Periodo	30 años		
OyM Eficiente		10³ USD	475309.8
OyM/VNR	3%		
TOTAL		10³ USD	1890139.4
Total Líneas	70.9%	10 ³ USD	1339734.9
Total Resto	29.1%	10 ³ USD	550404.5
CONSIDERANDO USO DE LINEAS			
USO	71.6%		
TOTAL		10³ USD	1509960.6
Total Líneas		10 ³ USD	959556.1
Total Resto		10 ³ USD	550404.5
COSTO ANUAL RECONOCIDO		10³ USD	1509960.6
DEMANDA MÁXIMA (año 2007)		MW	35120
CMLP-T		USD/kW-mes	3.58
		USD/MWh	6.14

El CMLP-T resultante es de 3.58 USD/kW-mes

6. COSTO MARGINAL DE LARGO PLAZO DE SUBTRANSMISIÓN

Como se explicó en puntos anteriores, el CMLP-ST se determina evaluando las inversiones que se realizan en los próximos 10 años de acuerdo con el POISE a partir de lo cual se determina el CIPLP del sistema de subtransmisión.

La siguiente tabla resume las obras realizadas y las inversiones asociadas para cada año del periodo 2009-2018.

Red de Sub-Transmisión

Resumen de requerimientos de inversión 2009-2018^{1/}

CONCEPTO		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Líneas de sub-transmisión											
Líneas 161-69 kV	10^6\$Mx	1893.0	2304.0	1732.0	1264.0	1355.0	1802.0	1136.0	747.0	1157.0	1213.0
Transformación											
Transformación 400/230 kV/ST	10^6\$Mx	553.1	1616.7	1863.5	1906.9	2142.6	2140.0	2216.6	2277.0	1718.8	955.6
Transformación 230 kV/ MT	10^6\$Mx	4846.0	4944.0	4211.0	4218.0	2350.0	4500.0	3976.0	3168.0	3543.0	4385.0
Asignado a ST (10%)	10^6\$Mx	484.6	494.4	421.1	421.8	235.0	450.0	397.6	316.8	354.3	438.5
Compensación											
Compensación 161-69 kV (total)	10^6\$Mx	528.0	418.0	908.0	428.0	365.0	505.0	343.0	362.0	373.0	391.0
SUB-TRANSMISIÓN											
	10^6\$Mx	3458.7	4833.1	4924.6	4020.7	4097.6	4897.0	4093.2	3702.8	3603.1	2998.1
	10^6USD	315.9	441.4	449.7	367.2	374.2	447.2	373.8	338.2	329.1	273.8

^{1/} Costos instantáneos de las obras (se excluyen costos financieros) a precios constantes, considerando un tipo de cambio de 10.95 pesos/dólar

Fuente: CFE

A partir de dichos valores se determina la inversión incremental de cada año. Por otra parte de las hipótesis asumidas en el Plan de Expansión óptimo (POISE) resulta la evolución esperada de la demanda máxima y correspondientemente la demanda incremental.

Del cociente del valor presente neto de ambos valores se determina el CIPLP. La siguiente tabla resume los valores determinados.

RED DE SUBTRANSMISIÓN. Costo Incremental promedio

Año	Anualidad Inv	Inv. Incre	Dem.Max /1	Dem.Inc
	10^6USD	10^6USD	MW	MW
2008				
2009	47.4	47.4	29252.7	990.7
2010	113.6	66.2	30278.1	1025.4
2011	181.0	67.5	31334.4	1056.3
2012	236.1	55.1	32454.6	1120.2
2013	292.3	56.1	33642.2	1187.6
2014	359.3	67.1	34969.1	1326.9
2015	415.4	56.1	36295.9	1326.8
2016	466.1	50.7	37619.9	1324.0
2017	515.5	49.4	38992.0	1372.1
2018	556.6	41.1	40414.5	1422.5

Nota: /1 a nivel de Sub-Transmisión

Inversión Incremental Total	10^6USD	320.8
Demanda Incremental Total	MW	6600
CIPLP	USD/KW-año	48.61
	USD/KW-mes	4.05

Tarea 1.3.2 Informe N° 20 : Evaluación de Costos Marginales de Largo Plazo de transmisión y subtransmisión

Se obtiene un CIPLP de 4.05 USD/KW-mes por lo que el CMLP-ST resulta también igual a dicho valor. Realizando cálculos similares se determinan los CMLP-ST para cada una de las divisiones de CFE. La tabla siguiente muestra los resultados obtenidos

CIPLP por Divisiones de CFE (USD/KW-mes)

PROMEDIO	4.05
BAJA CALIFORNIA	3.08
NOROESTE	4.84
NORTE	3.76
GOLFO NORTE	3.37
CENTRO OCCIDENTE	2.74
CENTRO SUR	4.73
ORIENTE	3.86
SURESTE	5.50
BAJIO	4.52
GOLFO CENTRO	4.24
CENTRO ORIENTE	3.84
PENINSULAR	4.03
JALISCO	3.70