

ESTUDIO INTEGRAL DE TARIFAS ELÉCTRICAS

**Tarea 1.3.1 Informe N° 17: Metodología
propuesta para la determinación de
Costos Marginales de Largo Plazo de
Generación**

Preparado para:



ESTUDIO INTEGRAL DE TARIFAS ELÉCTRICAS

Tarea 1.3.1. Informe N° 17: METODOLOGÍA PROPUESTA PARA LA DETERMINACIÓN DE COSTOS MARGINALES DE LARGO PLAZO DE GENERACIÓN

CONTENIDO

RESUMEN EJECUTIVO	4
<i>1. INTRODUCCIÓN.....</i>	<i>7</i>
<i>2. CONCEPTOS GENERALES</i>	<i>7</i>
<i>3. PLANIFICACIÓN DE LA EXPANSIÓN DE LA CAPACIDAD DE GENERACIÓN.....</i>	<i>16</i>
3.1. Análisis Conceptual.....	16
3.2. La Expansión de Generación en México	19
<i>4. COSTOS MARGINALES DE LARGO PLAZO DE ENERGÍA Y CAPACIDAD</i>	<i>21</i>
<i>5. METODOLOGÍA PROPUESTA PARA EL CÁLCULO DE LOS CMLPE Y CMLPP</i>	<i>22</i>
5.1. CMLPG determinado en base a Costos Incrementales.....	23
5.2. CMLPG determinado en base a los costos marginales de corto plazo.....	25
<i>6. SEPARACIÓN DEL CMLPG EN SUS COMPONENTES CMLPE Y CMLPP.....</i>	<i>26</i>

ESTUDIO INTEGRAL DE TARIFAS ELÉCTRICAS

Tarea 1.3.1. Informe N° 17: METODOLOGÍA PROPUESTA PARA LA DETERMINACIÓN DE COSTOS MARGINALES DE LARGO PLAZO DE GENERACIÓN

GLOSARIO

CIPLP: Costo Incremental Promedio de Largo Plazo

CMLP: Costo Marginal de Largo Plazo

CMLPG: Costo Marginal de Largo Plazo de Generación

CMLPE: Costo Marginal de Largo Plazo de Energía

CMLPP: Costo Marginal de Largo Plazo de Capacidad

CRE: Comisión Reguladora de Energía

ENS: Energía No Suministrada.

CENS: Costo de la Energía No Suministrada.

LOLP : Probabilidad de pérdida de Carga (Loss Of Load Probability)

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.

CFE: Comisión Federal de Electricidad

LFC: Luz y Fuerza del Centro

ESTUDIO INTEGRAL DE TARIFAS ELÉCTRICAS

Tarea 1.3.1. Informe N° 17: METODOLOGÍA PROPUESTA PARA LA DETERMINACIÓN DE COSTOS MARGINALES DE LARGO PLAZO DE GENERACIÓN

RESUMEN EJECUTIVO

El presente documento tiene por objeto cumplir con lo indicado en los TdR, Tarea, 1.3.1 Cálculo de los costos marginales de capacidad de Generación. Puntos a), El Consultor presentará un análisis teórico comparativo de diversos métodos para el cálculo del costo marginal de largo plazo de capacidad de generación: i) Basado en el uso del modelo WASP con diversas variantes de los supuestos; ii) Método alternativo que proponga el Consultor, el cual deberá ser replicable, en su caso.

El Costo Marginal de Largo Plazo de generación (CMLPG) 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.

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

- **#1. Mínimo Costo:** Las tarifas determinadas en 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 en base al CMLPG permiten recuperar los costos de inversión y de operación del parque de generación considerando que este se expande de forma óptima (mínimo costo total), la demanda y ofertas se encuentran adaptadas y no existen economías de escala significativas.

En el caso del sector eléctrico de México, la planificación de la expansión de generación es realizada en forma centralizada por la CFE y LFC cada una en el área que les compete. Dicha planificación óptima asegura que se expande el sistema cumpliendo con los postulados antes indicados.

La planificación óptima en el segmento generación da como resultados el plan de incorporación de nuevo equipamiento de generación eléctrica dentro del horizonte de planificación, los costos de inversión, operación y de ENS resultantes, y los Costos Marginales de Corto Plazo (CMCP) para los diferentes estados operativos futuros.

La determinación del Costo Marginal Largo Plazo de generación (CMLPG) requiere como condición que la capacidad de generación disponible esté adaptada a la demanda a abastecer de forma tal que el sistema opere en condiciones de óptimo económico cumpliéndose en tal caso que los costos marginales de corto plazo (CMCP) promedio coincide con el CMLPG, permitiendo esto la determinación del CMLPG en función de los resultados obtenidos en la planificación del sistema.

Dado que existe un tiempo mínimo requerido para el desarrollo de proyectos de generación que permitan adaptar la capacidad de generación a la demanda a abastecer (ej, una central hidráulica puede requerir un tiempo mínimo de construcción de 4 años o más) las condiciones de adaptación recién se lograrían hacia el final del periodo de planificación (10 años en el caso de la planificación realizada por la CFE).

Por dicho motivo se propone determinar los CMLPG en base a los resultados de la Planificación (inversiones, CMCP, costos operativos, ENS, etc.) obtenidos para los últimos 5 años del periodo de planificación.

Desde el punto de vista de las tarifas del sector eléctrico resulta conveniente la segmentación del CMLPG en dos componentes:

- CMLPE [\$/MWh]. Costo Marginal de Largo Plazo de Energía
- CMLPP [\$/kW-mes]. Costo Marginal de Largo Plazo de Capacidad

La división del costo marginal de largo plazo de generación (CMLPG) en los componentes antes indicados se basa en los siguientes principios económicos:

- El CMLPP tiene como valor máximo la anualidad del costo fijo por unidad de potencia de la unidad de generación de menor costo fijo disponible para la expansión del parque de generación ^{1 2}.
- Se debe cumplir con el principio de suficiencia, es decir la remuneración que recibe el sector generador debe cubrir la totalidad de sus costos (fijos y variables) asociados con la operación y expansión del parque de generación en condiciones de adaptación entre la capacidad de generación y la demanda a abastecer.
- El CMLPG se debe corresponder con el promedio de costos marginales de corto plazo (CMCP) de forma tal que las tarifas eléctricas proporcionen adecuadas señales económicas sobre el costo de producción y de esa forma oriente a la eficiencia en el consumo de energía eléctrica

Para determinar el costo marginal de largo plazo de generación (CMLPG) se proponen dos alternativas:

- **Alt. #1:** CMLPG igual al Costo Incremental Promedio de Largo Plazo (CIPLP)
- **Alt. #2:** CMLPG igual al CMCP promedio en el largo plazo

En principio ambas metodologías deberían dar resultados similares de CMLPG si la expansión del parque de generación resulta de un proceso de planificación de mínimo costo y se logra la condición de adaptación en el periodo evaluado.

De ambas alternativas de cálculo del CMLPG se recomienda el uso de la ALT#2 ya que es la que permite verificar el grado de adaptación del sector generación y a partir de allí tomar medidas para corrección de efectos que lleven a sobrecostos respecto del óptimo.

¹ Para las características del parque de generación de México es unidad tipo TG que opera con gas natural, con una potencia en el rango de 150-250 MW (Turbogás industrial gas 1F, 1G de acuerdo con el COPAR 2008)

² En la determinación del CMLPP se debe tomar en cuenta el margen de reserva por indisponibilidad propia de la unidad de respaldo, para regulación de frecuencia y por cualquier otra variable que reduzca la potencia efectiva disponible en un determinado momento (ej, altura, temperatura, etc.)

ESTUDIO INTEGRAL DE TARIFAS ELÉCTRICAS

Tarea 1.3.1. Informe N° 17: METODOLOGÍA PROPUESTA PARA LA DETERMINACIÓN DE COSTOS MARGINALES DE LARGO PLAZO DE GENERACIÓN

1. INTRODUCCIÓN

El presente documento tiene por objeto cumplir con lo indicado en los TdR, Tarea, 1.3.1 Cálculo de los costos marginales de capacidad de Generación. Puntos a), El Consultor presentará un análisis teórico comparativo de diversos métodos para el cálculo del costo marginal de largo plazo de capacidad de generación: i) Basado en el uso del modelo WASP con diversas variantes de los supuestos; ii) Método alternativo que proponga el Consultor, el cual deberá ser replicable, en su caso.

Se concluye con una recomendación de las metodologías a utilizar para determinar los CMLPG 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 debieran aplicarse a los usuarios del servicio eléctrico deben reflejar el mínimo costo, dentro de las condiciones de calidad preestablecidas para la prestación del servicio por parte del suministrador, y proveer señales que promuevan un uso óptimo del sistema utilizado para la prestación del servicio eléctrico. 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 dicha 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 debería por lo tanto satisfacer los siguientes postulados:

- **#1. Mínimo Costo:** Las tarifas deben corresponder a un sistema operando a mínimo

costo total (suma de costos de inversión, operación y calidad de servicio).

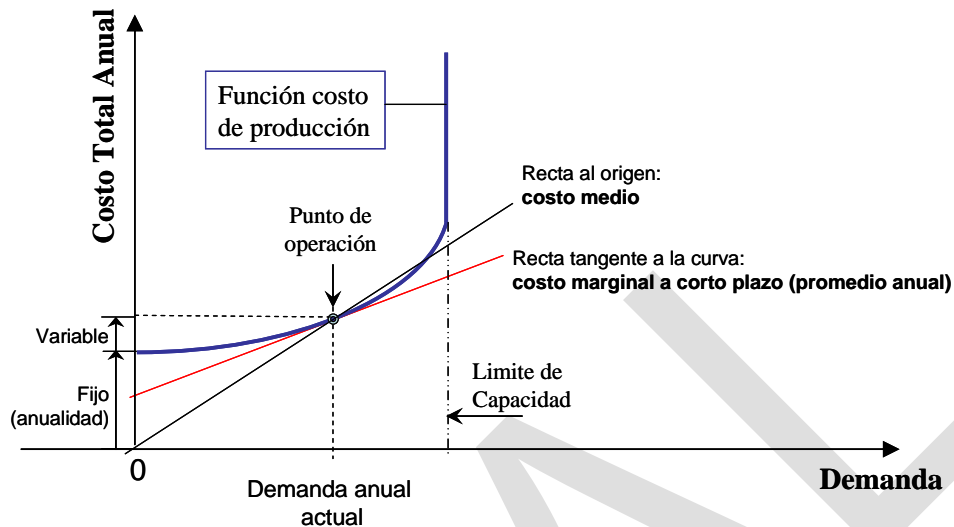
- **#2. Suficiencia:** Las tarifas determinadas en base al CMLPG permiten recuperar los costos de inversión y de operación del parque de generación considerando que este se expande de forma óptima (mínimo costo total), la demanda y ofertas se encuentran adaptadas y no existen economías de escala significativas.

La capacidad de generación instalada en el país tiene un límite técnico práctico de capacidad más allá del cual, si la demanda que esta abastece crece se reduce la calidad de servicio y se incrementan fuertemente los costos de generación. Por tal motivo la planificación del sistema garantiza que la capacidad disponible acompañe el crecimiento de la demanda de forma tal de mantener en el tiempo una adecuada calidad de servicio y mínimo costo total de suministro. Con tal fin, para reflejar este límite desde el punto de vista económico, se penaliza el costo total de suministro valorizándolo al costo de la energía no suministrada (CENS) cuando la demanda a abastecer excede la capacidad de generación disponible y resulta por lo tanto necesario restringir el consumo para mantener balanceado el sistema (oferta igual a demanda). El CENS es en general mucho mayor al costo unitario de producción haciendo crecer rápidamente la función de costo de producción en la medida en que se restringe progresivamente la demanda. La metodología propuesta para determinar el CENS se discute en el Informe Nro. 8 del presente estudio integral de tarifas.

El costo del capital invertido para la implantación de toda la infraestructura de generación y el costo de mantenimiento imprescindible para que esta capacidad esté disponible en condiciones operativas, aunque no preste servicio en un determinado momento (no resulte generando), constituyen un costo *fijo* anual. A este costo se sumará anualmente un costo de operación *variable* (suma de costos de combustible, O&M, ENS), cuyo monto está asociado a la magnitud de la demanda abastecida en el año.

En la figura siguiente se ilustran así dos variantes del costo económico por unidad de “producto” que pueden ser reflejados en una tarifa para remunerar el servicio prestado por la capacidad de producción disponible: las pendientes de sendas rectas se corresponden con el *costo medio* y con el *costo marginal de corto plazo promedio anual* (ver Anexo II); éste último cuantifica la variación diferencial del costo total que ocasionará una variación diferencial de la demanda.

Fig. 1: Variación de los costos de generación en función de la demanda abastecida

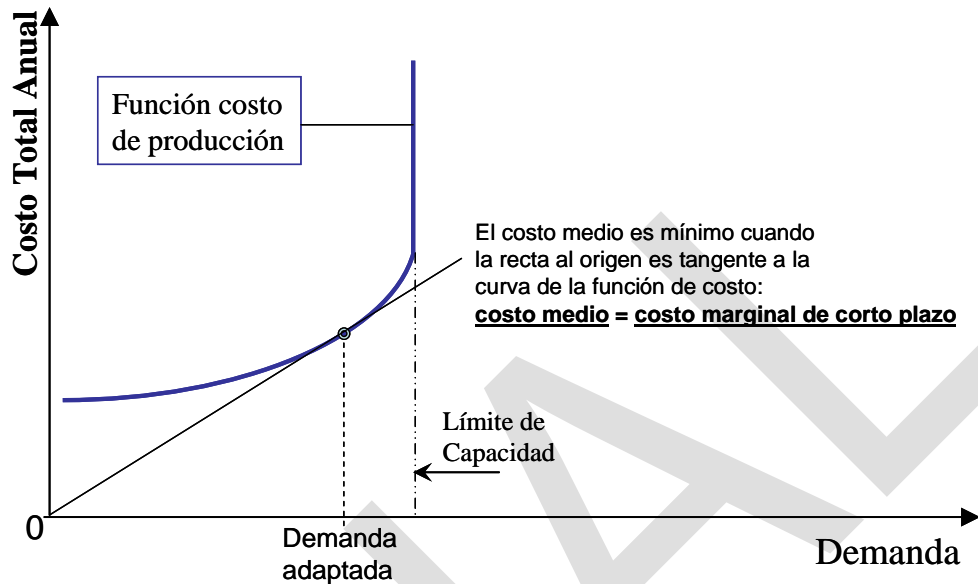


$$\text{Costo Medio} = \frac{(\text{Costo Fijo} + \text{Costo Variable})}{\text{Demanda Abastecida}}$$

$$\text{Costo Marginal de Corto Plazo} = \frac{\partial \text{Costo de Producción}}{\partial \text{Demanda Abastecida}}$$

Un objetivo esencial de toda actividad económica productiva es la eficiencia: minimizar el costo para una prestación dada o maximizar la prestación a un dado costo. Esto se hace evidente cuando el costo económico de cada unidad de “producto” es el mínimo posible. La figura siguiente ilustra el caso cuando esto se consigue: resultan igualados el costo marginal de corto plazo promedio anual y el costo medio; se dice que la capacidad de producción está económicamente adaptada a la demanda (y también se puede expresar en viceversa).

Fig. 2: Variación de los costos de generación en función de la demanda abastecida. Concepto de adaptación



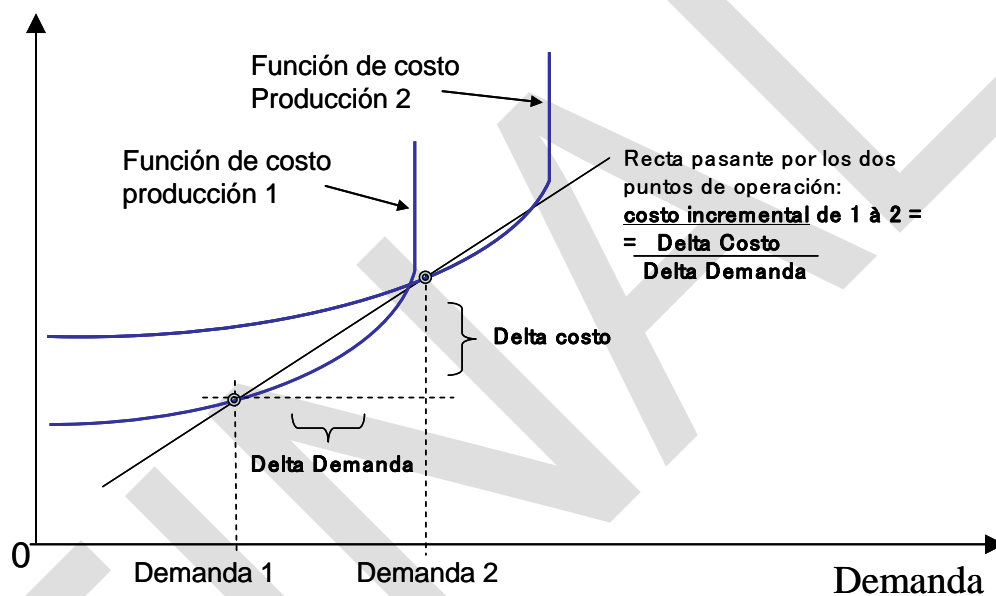
La premisa base de este escenario es que la capacidad instalada de generación se mantiene invariante, situación que puede ser asimilable sólo en el corto plazo donde no existe tiempo suficiente para el desarrollo de nuevos proyectos de generación.

En casos más cercanos a la realidad, sucede que la demanda anual evoluciona exigiendo al parque de generación y llevándolo a una situación donde el riesgo de déficit se incrementa sustancialmente reduciéndose la calidad de servicio e incrementándose fuertemente los costos de producción. Esto obliga a inversiones adicionales en capacidad de generación para atender los requerimientos de la demanda, correspondiéndole por lo tanto otra función de costo de producción.

Se puede entonces considerar que, una vez realizadas las inversiones en nueva capacidad de generación, la nueva capacidad total está económicamente adaptada a una demanda mayor, en términos similares a la anterior. Y así sucesivamente, a cada mayor demanda le corresponderá una nueva capacidad de generación adaptada económicamente, con un costo medio por unidad de producto “mínimo”.

Si se quiere reflejar mejor el efecto económico derivado de la “dinámica” propia de una demanda y una capacidad de generación que evolucionan continuamente, una siguiendo a la otra, entonces se requiere relacionar directamente las variaciones de costo total y de la demanda: esto conduce a la consideración del costo incremental que ilustra la figura siguiente.

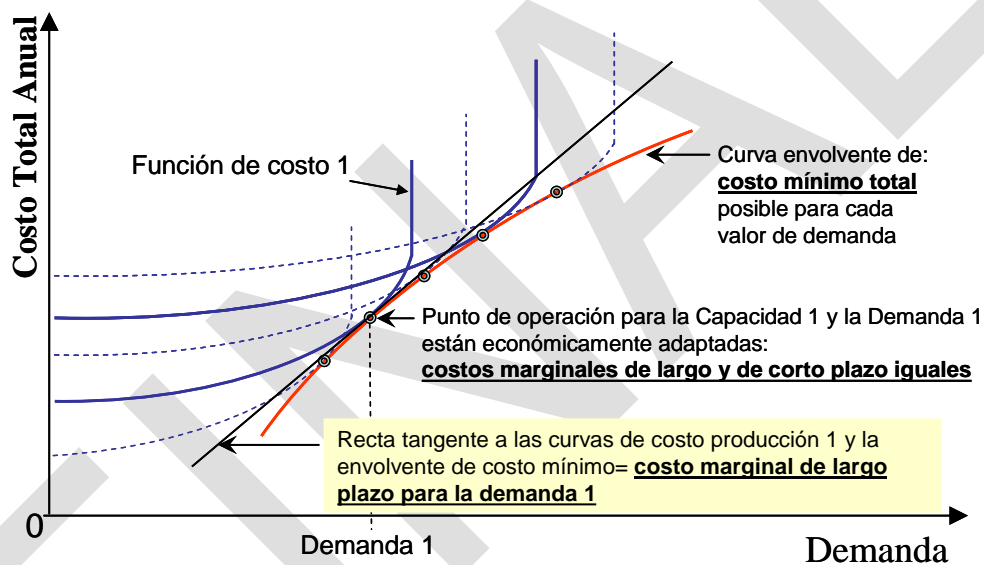
Fig. 3: Variación de los costos de generación en función de la demanda abastecida. Concepto de Costo Incremental



Pero lo que acontece en realidad en los sistemas eléctricos tiene un aspecto más “continuo”; la demanda crece poco a poco y la capacidad de generación acompaña evolucionando también de a poco. Así pues, si se presentan en forma gráfica conjuntamente las funciones de costo de los sucesivos estados del sistema, será evidente que cada función de costo ofrece el mínimo costo total para un intervalo muy pequeño de valores de demanda. Se puede extender el concepto al límite de un continuo, concibiendo una curva envolvente que es tangente a todas las funciones de costo y que representa el mínimo costo total posible para cada valor de demanda.

Esta construcción implica obviamente que para todo punto de la curva envolvente de la función de costo existe una única recta tangente a ambas curvas (curvas en rojo y azul de la siguiente figura); la pendiente de esa recta representa un costo marginal a corto plazo promedio para la función de costo, pero como la demanda correspondiente está determinada por la curva envolvente de los costos mínimos, la pendiente de esa recta tangente es lo que se conoce como Costo Marginal de Largo Plazo (CMLP). Este es el concepto ilustrado en la figura siguiente.

Fig. 4: Variación de los costos de generación en función de la demanda abastecida. Concepto de Costo Marginal de Largo Plazo



Es pertinente señalar que, aunque se lo designe como “...de largo plazo...”, en la determinación del costo marginal de largo plazo no hay nada específico que requiera referirse a la “dimensión temporal”; sólo es necesario concebir la posibilidad de que para cada demanda se pueda “elegir”, de entre todas las posibles, aquella configuración de instalaciones de generación que ofrezca el mínimo costo total.

Es decir para la demanda que se abastece en un año “t” cualquiera, existe un Costo Marginal de Largo Plazo de Generación (CMLPG) que queda determinado por la igualdad con el Costo Marginal de Corto Plazo promedio determinado con la capacidad de generación disponible en el año “t” para abastecer la demanda de dicho año, siempre que el sistema haya evolucionado de forma tal que en el año “t” se encuentre el parque de generación económicamente adaptado con la demanda a abastecer.

$$\text{Costo Marginal de Largo Plazo}(t) = \text{Promedio Costo Marginal de Corto Plazo}(t)$$

Donde:

“t” es un año cualquiera en que se cumpla que la oferta de generación y la demanda a abastecer se encuentren económicamente adaptados.

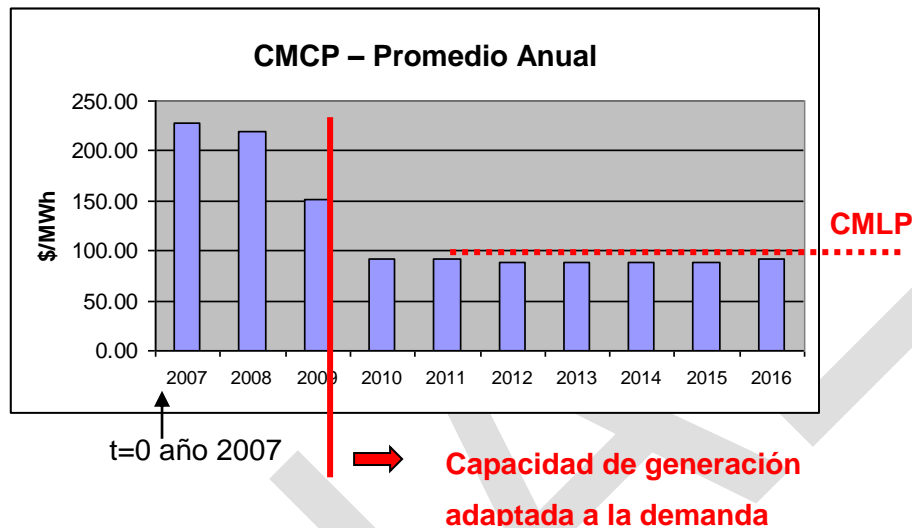
Correspondientemente, en un año “t” cualquiera donde la capacidad de generación y la demanda a abastecer no se encuentren económicamente adaptados, los valores de costo marginal de largo plazo y de corto plazo no serán iguales.

La condición de adaptación de capacidad de generación y demanda implica también que el costo de adicionar nueva capacidad de generación coincide con la suma de los costos operativos evitados por la necesidad de un mayor uso de la capacidad de generación existente y de los costos de ENS evitados.

La planificación de la expansión de la generación realizada cumpliendo con la función objetivo de minimizar los costos totales en que incurre el sistema (asociados a inversión, operación y ENS) en el periodo de planificación permite asumir que para cualquier condición en que se encuentre el sistema en la actualidad ($t=0$), este evolucionará hacia una condición de adaptación entre capacidad de generación disponible y demanda abastecer, pudiéndose suponer que tal condición en principio será alcanzada recién cuando entren en servicio las unidades generadoras que producen la adaptación, debido a los tiempos necesarios para la toma de decisión y su posterior construcción y puesta en servicio..

Hasta tanto esto suceda, el sistema por lo tanto operará en forma desadaptada lo que implica costos marginales de corto plazo y de largo plazo diferentes, tal como se muestra en la siguiente figura.

Fig. 5: Variación de los costos marginales de corto plazo. Condición de adaptación en el largo plazo



La teoría económica establece que la remuneración en base a un precio de la energía igual al costo marginal de corto plazo promueve la eficiencia en un mercado competitivo de muchos productores y consumidores³ en que ninguno de ellos ejerce poder de mercado. El CMCP ha sido utilizado como precio de mercado spot de la energía en la mayoría de los mercados eléctricos surgidos en los años 90 en todo el mundo (Ej. Inglaterra, Chile, Argentina, entre otros).

En el caso de México, siendo que el servicio eléctrico es prestado por empresas verticalmente integradas, se entiende que el mínimo costo está garantizado por medio de una planificación centralizada cuya función objetivo debiese ser precisamente la minimización del costo total.

Los conceptos antes indicados permiten concluir que tanto en un esquema de mercado eléctrico

³ Las condiciones necesarias para lograr lo que en economía se llama “competencia perfecta” y por lo tanto costos marginales que reflejen competencia son: i) muchos compradores y vendedores; ii) homogeneidad en el producto; iii) información perfecta; iv) no existencia de barreras de ingreso.

competitivo, como en un sector eléctrico de planificación centralizada con criterios de eficiencia económica, el CMCP promedio y el CMLPG debería tender a ser similares en el largo plazo, ya que responden al desarrollo óptimo del parque de generación en el largo plazo, que se asume adaptado a los requerimientos de la demanda.

Para un parque generador adaptado, la producción de energía valorizada al CMCP remunera adecuadamente, en un período suficientemente largo, los costos fijos y variables de las unidades de generación más económicas tecnológicamente disponibles para abastecer la demanda.

En cada hora, el CMCP asegura cubrir los costos variables de todas las unidades generadoras que están produciendo energía en dicha hora. Para las unidades generadoras que en cada hora no resultan marginales existe además una renta marginal obtenida como diferencia entre el CMCP y sus respectivos costos variables de producción⁴ (CVP). Es así que los CMCP integrados en un largo plazo permiten cubrir también costos fijos de las unidades generadoras. Cabe advertir, no obstante, que en las horas en las cuales el parque de generación no es capaz de satisfacer totalmente la demanda, el CMCP debe adoptar un valor igual al costo de la energía no suministrada (CENS), otorgando a todas las unidades generadoras que satisfacen la demanda en esas horas una renta marginal, que es la que garantiza que el CMCP cubra, además de los costos variables, los costos fijos de las unidades que conforman el parque adaptado.

Es así que en un mercado en equilibrio, el promedio de los CMCP adopta un valor que se reconoce como el Costo Marginal de Largo Plazo del mercado (CMLP) el cual por definición es el que remunera plenamente la expansión óptima del sistema.

Por lo tanto, los CMCP que surgen de la planificación óptima deben también tender en promedio al CMLP del sistema, lo cual permite calcular el valor del CMLPG a partir de los resultados obtenidos de un proceso de planificación centralizada.

⁴ Costo Variable de Producción: Suma de costos variables de combustible más costos variables de Operación y Mantenimiento

3. PLANIFICACIÓN DE LA EXPANSIÓN DE LA CAPACIDAD DE GENERACIÓN

3.1. ANÁLISIS CONCEPTUAL

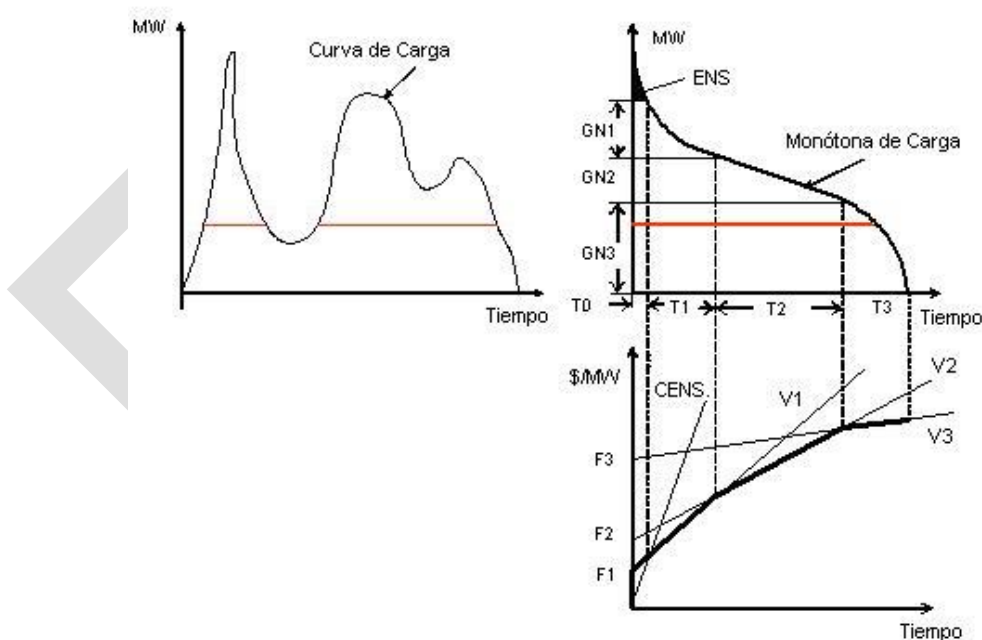
Es posible determinar (en forma simplificada) el parque de generación óptimo que abastece una cierta demanda de acuerdo a lo indicado en la siguiente figura. Un ejemplo detallado se desarrolla en el Anexo I

Partiendo de la curva de carga horaria a abastecer se determina la correspondiente monótona de carga anual.

Para cada tecnología de generación disponible para expandir el parque de generación se determinan i) la anualidad de sus costos fijos (F), por unidad de potencia media disponible, y ii) sus costos variables (V) por unidad de energía generada.

Se define un costo de la Energía No Suministrada (CENS).

Fig. 6. Planificación de la expansión de generación.



Componiendo la figura antes indicada se obtienen:

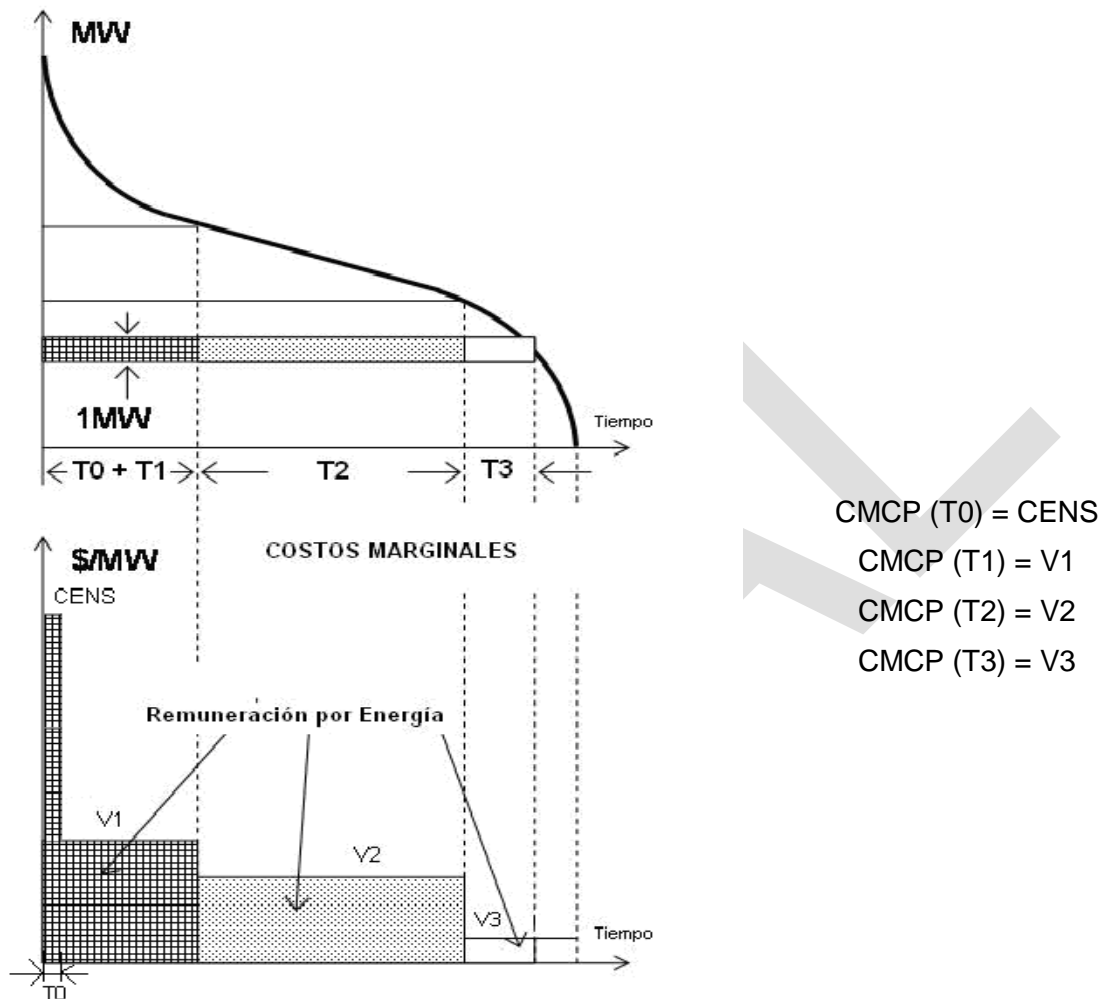
- De la intersección de las rectas representativas del CENS y del costo total de la

tecnología (1) ($F1, V1$) se determina el tiempo $T0$. El tiempo $T0$ se corresponde con el tiempo en que no se abastece la demanda por no resultar económico hacerlo (LOLP)

- El valor de demanda para $T0$ será la potencia total (GT) del parque de generación óptimo ($GT=GN1+GN2+GN3$). El área de la monótona de demanda por encima de la potencia total de generación es la energía no suministrada (ENS).
- De la intersección de las rectas representativas del costo total de las tecnologías (1) y (2) surge el tiempo $T0+T1$. El valor de demanda para dicho tiempo será la potencia total del parque de generación óptimo correspondientes a las tecnologías (2) y (3) ($GN2+GN3$). Por diferencia con GT surge la potencia correspondiente a la tecnología (1) $GN1=GT-(GN2+GN3)$.
- De la intersección de las rectas representativas del costo total de las tecnologías (2) y (3) surge el tiempo $T0+T1+T2$. El valor de demanda para dicho tiempo será la potencia total del parque de generación óptimo correspondiente a la tecnología (3) ($GN3$). Por diferencias surge la potencia correspondiente a la tecnología (2) $GN2=GT-GN1+GN3$.

Una vez que se conocen los tiempos para los que resulta generando cada unidad ($T1, T2, T3$) resulta inmediata la determinación de los costos marginales de corto plazo (CMCP) del sistema. Durante el tiempo $T0$, dado que existe ENS, el CMCP resulta igual al costo de la energía no suministrada (CENS). En el tiempo $T1$ la unidad marginal es la tecnología (1) siendo por lo tanto el CMCP en dicho intervalo de tiempo igual al costo variable de dicha tecnología ($V1$). En el tiempo $T2$ la unidad marginal es la tecnología (2) siendo por lo tanto el CMCP en dicho intervalo de tiempo igual al costo variable de dicha tecnología ($V2$). En el tiempo $T3$ la unidad marginal es la tecnología (3) siendo por lo tanto el CMCP en dicho intervalo de tiempo igual al costo variable de dicha tecnología ($V3$)

Fig. 7. Costos Marginales de corto plazo resultantes de la planificación óptima



Asumiendo que todos los generadores reciben una remuneración por energía en cada hora igual al producto de su producción horaria valorizada al CMCP, se observa en la figura anterior que en particular para el generador GN1 la remuneración por energía durante el tiempo T1 cubre exactamente sus costos variables (CMCP(T1)=V1) ya que es la unidad marginal. Durante el tiempo T0 en el que el sistema no puede abastecer la totalidad de la demanda, la remuneración por energía resulta igual a valorizar su producción al CENS del sistema lo que debe asegurar al generador GN1 recuperar sus costos fijos (F1) y variables (V1).

$$\underline{F1 = (CENS - V1) \times T0}$$

Por lo tanto la posibilidad de que el generador GN1 logre recuperar sus costos fijos depende de la existencia de estados de falla en los que no se pueda abastecer la totalidad de la demanda. Por la naturaleza de los fenómenos físicos involucrados y el diseño de los sistemas eléctricos la ocurrencia de tales estados de falla es de muy baja probabilidad.

Este hecho ha conducido a que en varios de los mercados en los cuales se utilizan los CMCP como precios spot para remunerar las unidades generadoras despachadas económicamente⁵, se reemplace el uso del CENS para remunerar la producción durante las horas de falla (LOLP), por un cargo de capacidad que se aplica a la potencia efectiva disponible (usualmente denominada potencia firme) que es capaz de suministrar al sistema eléctrico cada una de las unidades generadoras que conforman el parque generador; en este caso, el CMCP corresponde solamente en cada hora al costo variable de generación de la unidad marginal.

El cargo de capacidad se determina como la anualidad del costo de capital y costo fijo de operación de una unidad generadora de punta, por unidad de potencia efectiva que ella aporta al sistema. Así, las unidades generadoras de punta remuneran sus costos fijos de capital y operación a través del cargo de capacidad y sus costos variables a través del CMCP; las unidades inframarginales (las más eficientes) remuneran una parte de sus costos fijos mediante el cargo de capacidad y el saldo de ellos mediante el margen que obtienen como diferencia entre el CMCP y sus respectivos costos variables de producción.

3.2. LA EXPANSIÓN DE GENERACIÓN EN MÉXICO

La metodología antes indicada para determinar el plan de expansión óptimo de la capacidad de generación debe considerarse sólo a fines conceptuales ya que adolece de ciertos problemas dado que no refleja todas las restricciones que existen al momento de determinar el plan de expansión óptimo en la práctica, entre las que cabe mencionar:

⁵ En Latinoamérica se tienen como ejemplo, entre otros, los casos de Argentina, Chile, Bolivia, Perú, Guatemala, Panamá y República Dominicana.

- Existencia de un sistema en operación con un parque de generación heterogéneo sobre cuyos componentes no se pueden tomar decisiones excepto en lo que hace a costos operativos (despacho de generación) y retiro de unidades obsoletas.
- Existencia de una red de transmisión lo que hace que los CMCP tengan un despliegue geográfico (diferentes valores en diferentes nodos) que difieren por efecto de pérdidas y congestión.
- Decisiones de inversión ya tomadas (ej. centrales en construcción o con una licitación en marcha para su construcción).
- Acoplamiento temporal de las decisiones de inversión, debido a los plazos de maduración de los proyectos de generación que se ejecutan en el periodo de análisis.
- Necesidad de optimización conjunta de la expansión de generación y transmisión.
- Requerimientos de seguridad para hacer operativo el sistema en sus diferentes regiones eléctricas (máximo flujo, niveles de tensión, reservas, despacho forzado, etc.).
- Restricciones a la disponibilidad de combustibles.
- Existencia de un plan energético que define a priori el mix de tecnologías que se considera óptima.
- Otras

Estas restricciones son consideradas en el proceso de planificación de México que realiza la CFE. En la práctica el problema de expansión a mínimo costo del sector generación de México es resuelto utilizando el modelo PEGyT el cual proporciona como resultado las unidades de generación a incorporar en el periodo de planificación, para minimizar el costo total obtenido como suma de costos de inversión más operación y más los costos asociados a la ENS, sujeto a las restricciones señaladas anteriormente.

Se dispone además del modelo DEEM el cual, una vez definida la composición del parque de generación actual y futuro y sus costos variables de producción, determina los CMCP del sistema teniendo en cuenta restricciones operativas de las unidades de generación, series hidrológicas y la red de transmisión. El modelo DEEM calcula CMCP para cada región eléctrica.

4. COSTOS MARGINALES DE LARGO PLAZO DE ENERGÍA Y CAPACIDAD

Como se indicó en los puntos anteriores, los costos marginales de corto plazo determinados en condiciones de adaptación de la capacidad de generación con la demanda a abastecer convertidos en remuneración de la producción son suficientes para cubrir la totalidad de los costos de producción (fijos y variables).

Sin embargo para que esto sea cierto suele ser necesario que existan estados operativos con probabilidad de no suministrar toda la demanda, siendo en tales estados el CMCP igual al CENS definido para el proceso de planificación. La planificación óptima dará como resultado el tiempo en el cual existe probabilidad de no abastecer la totalidad de la demanda siendo dicho tiempo lo que se define como LOLP (Loss Of Load Probability) del sistema⁶.

Este criterio de valorización de la producción por la naturaleza estocástica de las situaciones donde no es posible abastecer la totalidad de la demanda, puede producir señales económicas volátiles afectando esto el funcionamiento del sector.

Por tal motivo conviene estabilizar las señales económicas implícitas en las tarifas eléctricas vía una segmentación de los costos marginales en dos componentes manteniendo sin cambios la remuneración total que percibe el sector. Las dos componentes son:

- CMLPE [\$/MWh]. Costo Marginal de Largo Plazo de Energía
- CMLPP [\$/kW-mes]. Costo Marginal de Largo Plazo de Capacidad

La división del costo marginal de largo plazo de generación (CMLPG) en los componentes antes indicados se debería basar en los siguientes principios económicos:

- El CMLPP tiene como valor máximo la anualidad del costo fijo por unidad de potencia de la unidad de generación de menor costo fijo disponible para la expansión del parque de

⁶ La CFE planifica la expansión del parque de generación controlando que el LOLP no exceda 3 días por año (aprox 1% de las horas del año).

generación ^{7 8}.

- Se debe cumplir con el principio de suficiencia, es decir la remuneración que recibe el sector generación debe cubrir la totalidad de sus costos (fijos y variables) asociados con la operación y expansión del parque de generación en condiciones de adaptación entre la capacidad de generación y la demanda a abastecer.
- El CMLPG se debe corresponder con el promedio de costos marginales de corto plazo (CMCP) de forma tal que las tarifas eléctricas proporcionen adecuadas señales económicas sobre el costo de producción y de esa forma oriente a la eficiencia en el consumo de energía eléctrica

5. METODOLOGÍA PROPUESTA PARA EL CÁLCULO DE LOS CMLPE Y CMLPP

En base a los conceptos expresados se propone que los CMLPE y CMLPP sean determinados en función de los datos y resultados obtenidos del proceso de planificación óptima realizada por la CFE (POISE) ya que se entiende que el mismo es realizado buscando que el sistema evolucione, en el periodo de planificación, hacia una condición de adaptación de la capacidad de generación disponible y la demanda que esta abastece teniendo en cuenta las restricciones impuestas al proceso de planificación.

Se plantean dos alternativas posibles para determinar el CMLPG:

1. En base a costos incrementales anuales resultantes hacia el final de periodo de planificación (condición de adaptación).
2. En base a los CMCP resultantes hacia el final de periodo de planificación (condición de

⁷ Para las características del parque de generación de México es unidad tipo TG que opera con gas natural, con una potencia en el rango de 150-250 MW (Turbogás industrial gas 1F, 1G de acuerdo con el COPAR 2008)

⁸ En la determinación del CMLPP se debe tomar en cuenta el margen de reserva por indisponibilidad propia de la unidad de respaldo, para regulación de frecuencia y por cualquier otra variable que reduzca la potencia efectiva disponible en un determinado momento (ej, altura, temperatura, etc.)

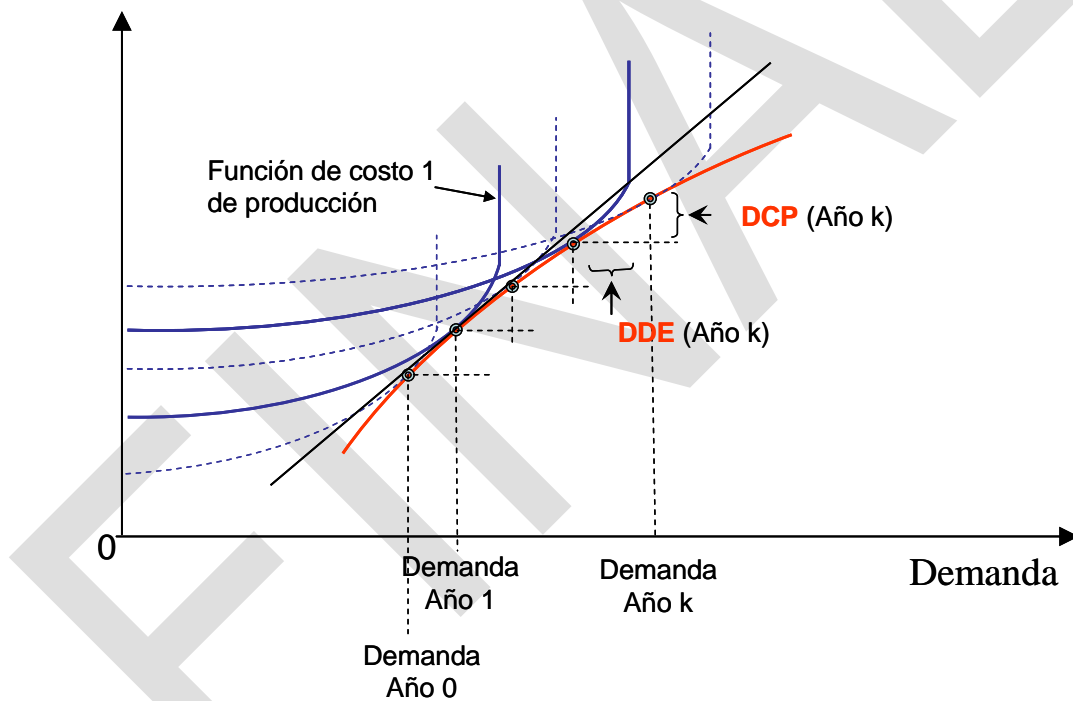
adaptación).

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

5.1. CMLPG DETERMINADO EN BASE A COSTOS INCREMENTALES

El procedimiento consiste en determinar para cada año del periodo de planificación el incremento anual de demanda abastecida (DDE [MWh]) y el incremento de costos totales de generación (fijos y variables) (DCP[\$]) que resulta del plan de expansión óptimo, tal como se muestra en la siguiente figura.

Fig. 8. Determinación del Costo Incremental

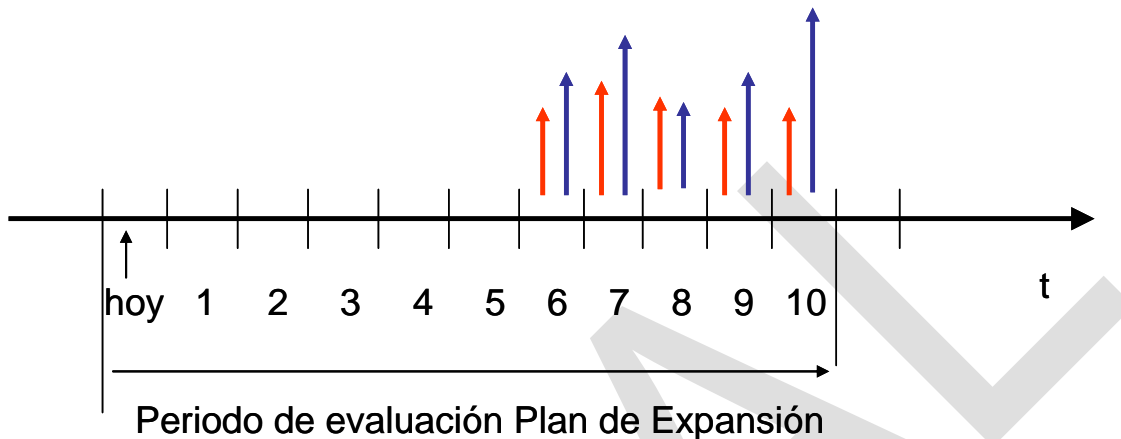


Dado que se supone que la capacidad de generación se encuentra adaptada a los requerimientos de la demanda, el periodo de evaluación para determinar costos incrementales comprende los últimos años del periodo simulado para determinar el plan óptimo de generación, típicamente los últimos 5 años.

Fig. 9. Determinación del Costo Incremental para años sucesivos

$$DCP_k = CP_k - CP_{k-1}$$

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



— Delta Costo Producción (DCP)

— Delta Demanda (DDE)

Los valores Los valores de DCP [\$] 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.

$$DCP_k = DCI_k + DCO_k$$

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 Operativos incluyen los siguientes conceptos: i) costos de combustible, ii) costos de OyM, iii) costos de ENS

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

$$CMLPG = CIPLP$$

$$CIPLP = \frac{DCP_6 \times (1+i)^{-6} + DCP_7 \times (1+i)^{-7} + DCP_8 \times (1+i)^{-8} + DCP_9 \times (1+i)^{-9} + DCP_{10} \times (1+i)^{-10}}{DDE_6 \times (1+i)^{-6} + DDE_7 \times (1+i)^{-7} + DDE_8 \times (1+i)^{-8} + DDE_9 \times (1+i)^{-9} + DDE_{10} \times (1+i)^{-10}}$$

.... o en forma más genérica

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

Donde:

CMLPG [\$/MWh] : Costo Marginal de Largo Plazo de generación

DCP [\$]: Incremento anual de las inversiones en nueva capacidad de generación

DDE [MWh]: Incremento anual de la demanda abastecida

i: Tasa de descuento

k: cada uno de los años del periodo de evaluación del Plan de Expansión óptimo

5.2. CMLPG DETERMINADO EN BASE A LOS COSTOS MARGINALES DE CORTO PLAZO

En esta alternativa se propone determinar el costo marginal de largo plazo de generación (CMLPG) considerando que en el largo plazo la capacidad instalada de generación se encuentra adaptada a la demanda a abastecer y por lo tanto se cumple que el CMLPG coincide con el valor promedio anual de los costos marginales de corto plazo (CMCP).

Ahora bien, dado que existe una red de transmisión que vincula la generación y la demanda, y que dicha red tiene pérdidas de transmisión, y en algunas situaciones operativas puede además producir congestión por límites activos de capacidad de transmisión, esto hace que los costos marginales de corto plazo totales (CMCPT) puedan ser diferentes en cada uno de los nodos de la red de transmisión, reflejando el costo de transmisión (variable) que afecta a cada nodo.

Por tal motivo el CMLPG será determinado ponderando por demanda los valores de CMCPT determinados para cada nodo de la red de transmisión por el programa DEEM, conforme se indica en la siguiente expresión:

$$CMLPG = \frac{\sum_{k=6}^{k=10} \sum_{n=1}^{n=N} DDE_{k,n} \times CMCPT_{k,n} \times (1+i)^{-k}}{\sum_{k=6}^{k=10} \sum_{n=1}^{n=N} DDE_{k,n} \times (1+i)^{-k}}$$

Donde:

CMLPG [\$/MWh] : Costo Marginal de Largo Plazo de generación

CMCPT_{k,n} [\$/MWh] : Costo Marginal de Corto Plazo Total promedio anual en el nodo n

DDE_{k,n} [MWh]: Incremento anual de la demanda abastecida en el nodo n

i: Tasa de descuento

k: cada uno de los años del periodo de evaluación del Plan de Expansión óptimo

n: cada uno de los nodos del sistema de transmisión (red simplificada).

El valor resultante de CMLPG será comparado con el costo total de desarrollo (suma de costos fijos y variables) del plan de expansión de mínimo costo verificando si se cumple la condición de suficiencia es decir que se cubran la totalidad de los costos del equipamiento incorporado que forma parte del plan de expansión.

6. SEPARACIÓN DEL CMLPG EN SUS COMPONENTES CMLPE Y CMLPP

Para ambas alternativas de cálculo de los CMLPG, la separación de sus componentes: i) costo marginal de largo plazo de energía (CMLPE) y ii) costo marginal de largo plazo de capacidad (CMLPP) será realizado conforme el siguiente procedimiento:

Las inversiones realizadas de nueva capacidad de generación en el periodo evaluado están asociadas a la instalación de una cierta cantidad de potencia efectiva de generación (DPE_k [MW]) en cada año (k) lo cual resulta necesario para abastecer el incremento de demanda (DDE_k [MWh]) de cada año (k) bajo condiciones de adaptación de la capacidad disponible de generación para abastecer dicha demanda (mínimo costo).

Se determinará la capacidad efectiva total (DPET [MW]) (adicional respecto del año base) instalada en el periodo evaluado a partir de la siguiente expresión:

$$DPET = \sum_{k=6}^{k=10} DPE_k \times (1+i)^{-k}$$

Donde:

k: Cada uno de los años del periodo de evaluación del plan de expansión óptimo

DPE_k [MW]: Potencia efectiva a ser instalada en el año (k)

DPET [MW]: Potencia Efectiva Total instalada en el periodo de evaluación.

i: tasa de descuento

En el mismo periodo el incremento supuesto de la demanda total (DDET [MWh]) abastecida surge de la siguiente expresión:

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

Dado que se debe cumplir con el principio de suficiencia la remuneración total que recibe el sector se debe mantener invariante luego de la separación del CMLPG en sus dos componentes. Esto implica que se debe cumplir con la siguiente ecuación:

$$CMLPG \times DDET = CMLPE \times DDET + CMLPP \times DPET$$

El término de la izquierda representa el costo de abastecimiento total de la demanda incremental del periodo evaluado. El término de la derecha representa el costo de abastecimiento total dividido en sus dos componentes Energía y Capacidad.

La expresión anterior muestra que los valores del CMLPE y CMLPP son mutuamente dependientes, siendo necesario definir uno de ellos para que el otro quede también definido.

Es así que definido un valor para el CMLPP, el correspondiente valor del CMLPE se deduce de la siguiente expresión:

$$CMLPE = CMLPG - CMLPP \times \frac{DPET}{DDET}$$

El CMLPP a adoptar se propone que sea la anualidad del costo fijo de la unidad de respaldo de menor costo fijo disponible para la expansión del parque de generación. Para las condiciones del parque de generación de México, dicha unidad es una TG con potencia en el rango de 150 MW a 250 MW.

Dicho valor se corresponde con el máximo valor que tendría disposición a pagar una demanda ya que se entiende que el sector generación puede resolver cualquier problema de abastecimiento (por insuficiente generación) incorporando a su parque de generación este tipo unidades.

ENERVA

ANEXO I

PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO - MODELO SIMPLIFICADO

A continuación se desarrolla un ejemplo de diseño de un plan de expansión óptimo simplificado del parque de generación.

Se parte de los siguientes supuestos:

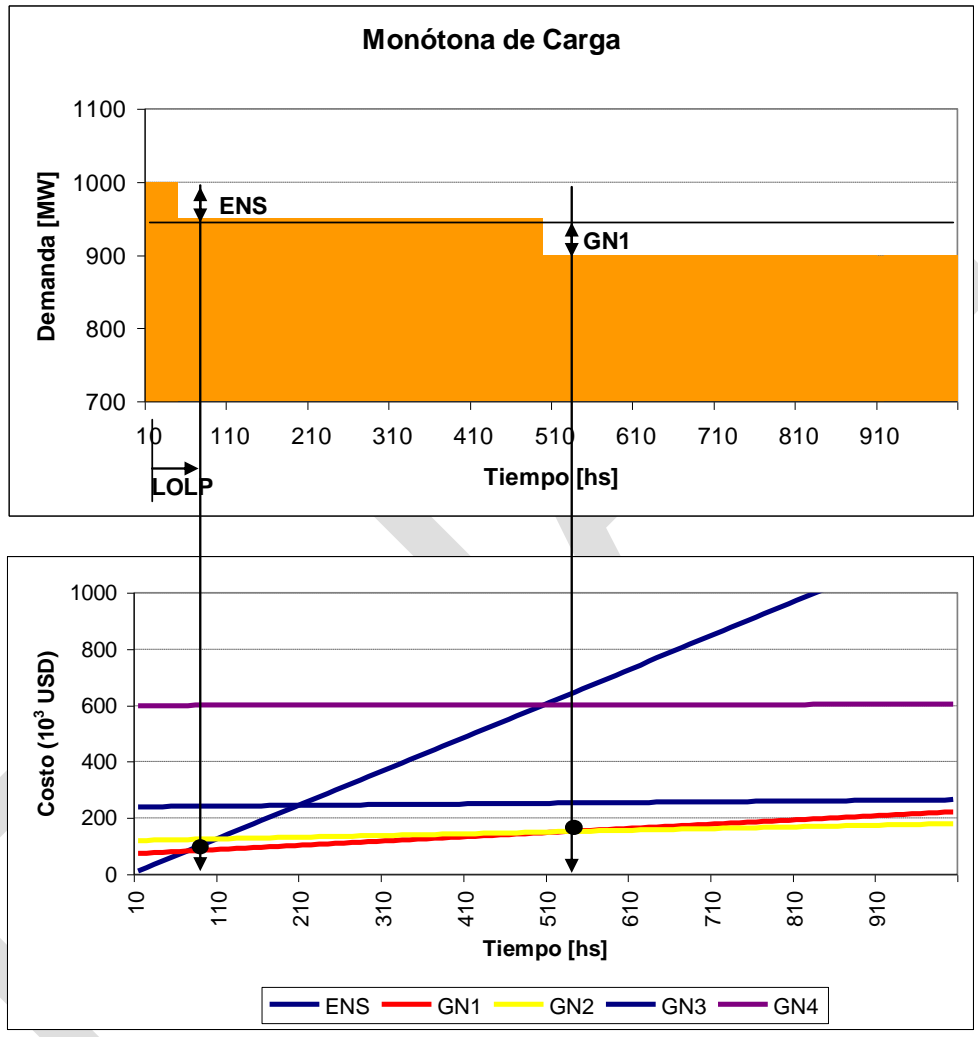
1. Curva de carga, como la mostrada en la figura más abajo.
2. Costo de la ENS, en el ejemplo 1200 USD/MWh.
3. Costos Fijos y Variables de las tecnologías disponibles para expandir el parque de generación. En el ejemplo se plantean cuatro tecnologías: TG a GN, CC a GN, TV a Carbón e Hidroeléctrica. Para cada una de estas tecnologías se definen sus costos fijos (F) y variables (V), tal como se indica en la siguiente tabla.
4. Se determina la Potencia de cada tecnología y las horas en que marginan.
5. Se determina el LOLP del sistema.
6. Se determinan los CMCP del sistema

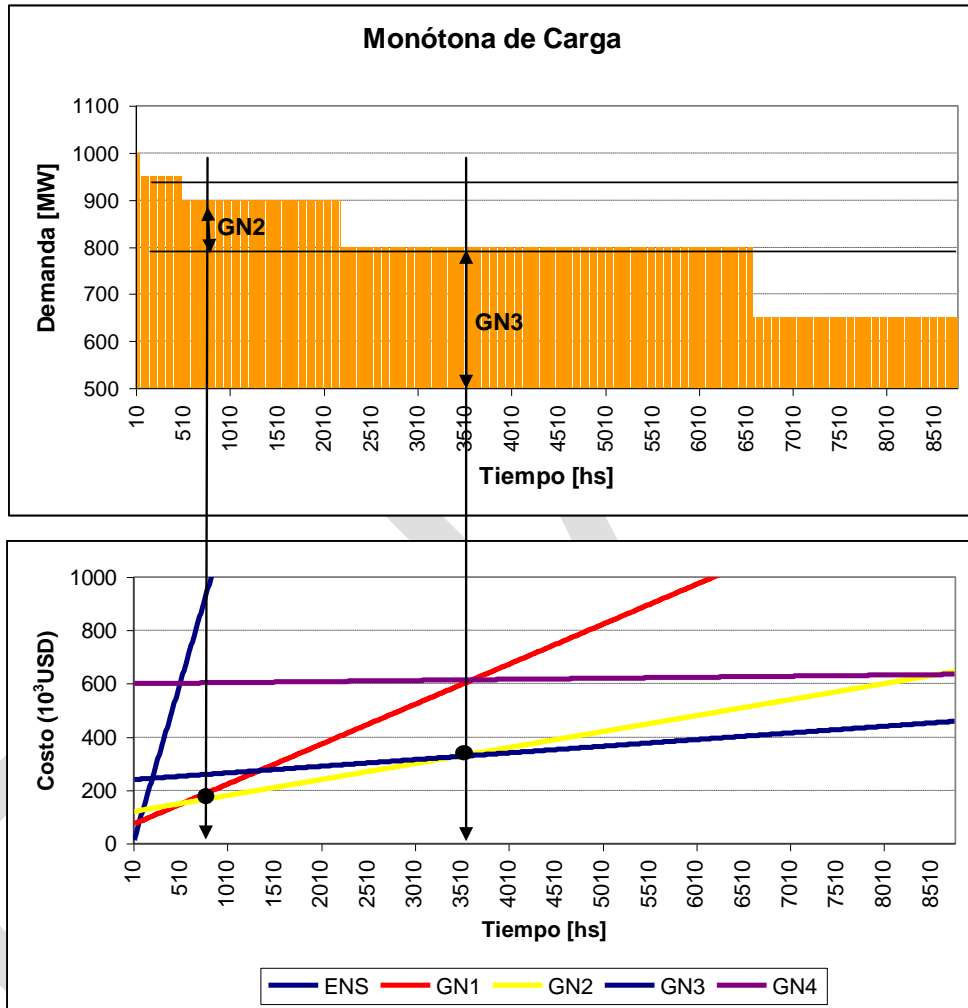
Central	Tecnología	F[USD/MW-año]	V[USD/MWh]	Pot. Neta [MW]
CENS	ENS	0	1200	
GN1	TG a GN	72000	150	50
GN2	CC a GN	120000	60	100
GN3	TV a Vapor	240000	25	800
GN4	Hidro	600000	4	0

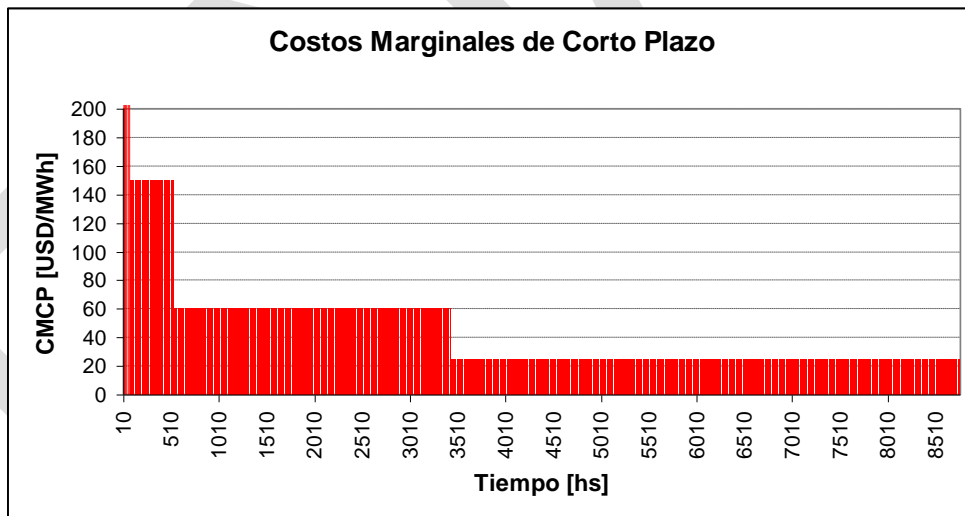
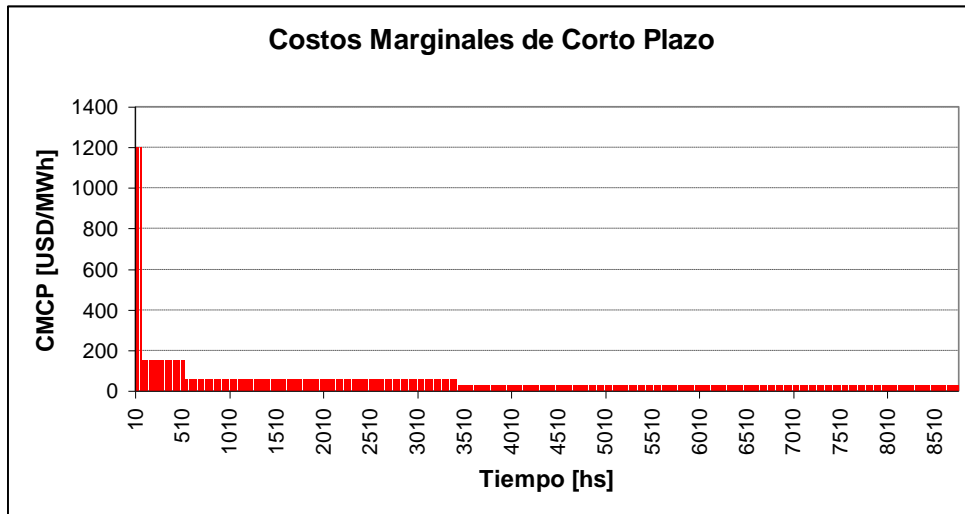
LOLP [hs]

68.57

Nota: Los valores indicados de costos son sólo representativos para el ejemplo







ANEXO II

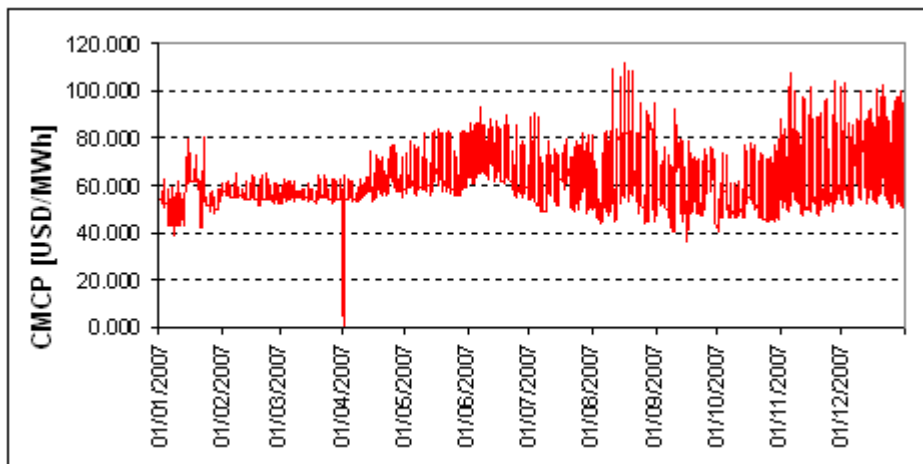
COSTOS MARGINALES DE CORTO PLAZO

El Costo Marginal de Corto Plazo del sistema es igual al costo variable de producción de la unidad de mayor costo variable de producción (unidad marginal) que está produciendo en cada hora de acuerdo con el despacho económico de generación. Es decir es un valor que en principio puede ser diferente en cada hora del año en función del balance generación / demanda de cada hora, incrementándose cuanto mayor es la demanda o menor la disponibilidad de generación. Varía también por efecto de la disponibilidad y costos de los combustibles utilizados por la generación térmica.

La existencia de la red de transmisión que vincula la generación y la demanda hace además que los CMCP, en una hora determinada, sean diferentes para cada nodo de la red de transmisión por el efecto de pérdidas y congestión en la red de transmisión. Por tal motivo, en México a los costos marginales de corto plazo correspondientes a cada nodo se los denomina Costos Marginales de Corto Plazo totales (CMCPT) es decir incluyen el costo marginal de corto plazo de generación más el costo marginal de corto plazo de transmisión por efecto de pérdidas y congestión.

A modo de ejemplo, en la siguiente figura se muestra la variación horaria de los CMCPT correspondientes a la región central durante el año 2007.

Costo Marginal de Corto Plazo Total correspondiente a la región central, año 2007



Fuente: CFE