

MERCADOS  
ENERGÉTICOS   
CONSULTORES

**ESTUDIO INTEGRAL DE TARIFAS  
ELÉCTRICAS**

**INFORME N° 11A: ANÁLISIS DE LOS  
CRITERIOS Y METODOLOGÍAS  
UTILIZADAS POR LA CFE PARA LA  
PLANIFICACIÓN DE LA EXPANSIÓN DE  
GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN**

Preparado para:



**INFORME N° 11A: ANÁLISIS DE LOS CRITERIOS Y METODOLOGÍAS  
UTILIZADAS POR LA CFE PARA LA PLANIFICACIÓN DE LA  
EXPANSIÓN DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN  
INFORME DE AVANCE**

**CONTENIDO**

|  |          |
|--|----------|
| <b>RESUMEN EJECUTIVO .....</b>   | <b>4</b> |
| 1. INTRODUCCIÓN .....  | 6        |
| 2. ANÁLISIS DE LOS CRITERIOS DE PLANIFICACIÓN APLICADOS POR CFE.....       | 7        |
| 2.1. FUNCIÓN OBJETIVO .....  | 8        |
| 2.2. EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA .....   | 9        |
| 2.3. PROYECTOS CANDIDATOS PARA LA EXPANSIÓN DEL PARQUE DE GENERACIÓN ..... | 14       |
| 2.4. MARGEN DE RESERVA .....   | 18       |
| 2.5. POLÍTICAS ENERGÉTICAS .....   | 23       |
| 3. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....                                    | 24       |
| 3.1. GENERALES .....   | 24       |
| 3.2. PARTICULARES .....  | 24       |

# **INFORME N° 11A: ANÁLISIS DE LOS CRITERIOS Y METODOLOGÍAS UTILIZADAS POR LA CFE PARA LA PLANIFICACIÓN DE LA EXPANSIÓN DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN INFORME DE AVANCE**

## **GLOSARIO**

CENS: Costo de la Energía No Suministrada

CFE: Comisión Federal de Electricidad

COPAR: Documento preparado por CFE respecto a Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico.

CRE: Comisión Reguladora de Energía

ENS: Energía No Suministrada

FC: Factor de Carga, relación entre potencia media y potencia máxima en un periodo de tiempo.

LOLP (Loss of Load Probability): Probabilidad de pérdida de carga.

MR: Margen de Reserva

MRO: Margen de Reserva Operativo

O&M: Operación y Mantenimiento

POISE: Plan de Obras de Infraestructura del Sector Eléctrico

PRes: Potencia de unidades de generación que forman parte de la reserva del sistema.

SENER: Secretaría de Energía

SIN: Sistema Interconectado Nacional de México.

TDR. Términos de Referencia del presente servicio de consultoría.

# **INFORME N° 11A: ANÁLISIS DE LOS CRITERIOS Y METODOLOGÍAS UTILIZADAS POR LA CFE PARA LA PLANIFICACIÓN DE LA EXPANSIÓN DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN INFORME DE AVANCE**

## **RESUMEN EJECUTIVO**

El presente documento tiene por objeto cumplir con lo indicado en los TDR, 1.2.2. Corridas de los modelos de planeación. Punta a) El Consultor definirá, en coordinación con CFE, SENER y CRE, los supuestos en los que se basarán las corridas de los modelos de planeación seleccionados, y de ser el caso, las diversas variantes de dichos supuestos.

Para cumplir con el objetivo antes indicado, en el presente documento se analizan los criterios de planificación que utiliza CFE para determinar el Plan de Expansión óptimo de generación, transmisión y sub-transmisión.

A partir de este análisis y las conclusiones que surjan en el Informe 11c, donde se analizarán los resultados obtenidos por CFE incluidos en el documento POISE 2009-2018 e información complementaria oportunamente solicitada y no disponible aún, se definirán los supuestos en los que se basarán las corridas de los modelos de planeación seleccionados, y de ser el caso, las diversas variantes de dichos supuestos, que sean requeridos para el presente análisis tarifario.

Por tal motivo este documento debe ser considerado un Informe de Avance que será completado al momento que se disponga de toda la información solicitada y con ella se complete el Informe 11 c.

Los criterios aplicados por CFE para la Planificación de la Expansión de Generación y Transmisión, en términos generales, son adecuados de acuerdo a las reglas del arte y consistentes con la realidad del sistema en análisis.

Los valores observados sobre los parámetros utilizados y valores calculados o estimados para los mismos, según corresponda, son razonables en términos generales.

La información recibida no es suficiente para calificar el margen de reserva (MR) empleado, o los criterios que llevan a ese valor. El orden de magnitud del Margen de Reserva Operativo (MRO) adoptado (6%) es adecuado para sistemas de las características del SIN de México, sin embargo no resulta claro cuáles son los valores de MR resultantes de la aplicación de ese valor de MRO.

La inclusión dentro del problema de optimización de restricciones asociadas a políticas energéticas podrían incrementar el costo total de la expansión respecto una solución sin dichas restricciones. Es claro también que dichas políticas energéticas buscan que el sector eléctrico evolucione a futuro de forma tal de asegurar el mínimo costo ante casos extremos como por ejemplo fuerte incremento de los precios de combustible, escasez de alguno de ellos, dependencia de importaciones, etc. La diversificación de tecnologías y combustibles conduce en general a estrategias más robustas para enfrentar escenarios extremos; hace a los sistemas eléctricos menos vulnerables a errores de predicción en precios relativos de los combustibles y da flexibilidad para adecuar el despacho económico a dichas variaciones en precios relativos.

En consecuencia, es factible determinar los potenciales costos adicionales que representan para el total del sistema la implementación de tales políticas para un escenario factible aunque no extremo de evolución de las variables del sector (precios y disponibilidad de combustibles, costos de inversión, tecnologías, etc.), medidos como la diferencia ente los valores obtenidos con y sin la representación de las restricciones de política energética en el proceso de planificación.

# **INFORME N° 11A: ANÁLISIS DE LOS CRITERIOS Y METODOLOGÍAS UTILIZADAS POR LA CFE PARA LA PLANIFICACIÓN DE LA EXPANSIÓN DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN**

## **1. INTRODUCCIÓN**

El presente documento tiene por objeto cumplir con lo indicado en los TDR, 1.2.2. Corridas de los modelos de planeación. Punta a) El Consultor definirá, en coordinación con CFE, SENER y CRE, los supuestos en los que se basarán las corridas de los modelos de planeación seleccionados, y de ser el caso, las diversas variantes de dichos supuestos.

Para cumplir con el objetivo antes indicado, en el presente documento se analizan los criterios de planificación que utiliza CFE para determinar el Plan de Expansión óptimo de generación, transmisión y sub-transmisión.

A partir de este análisis y las conclusiones que surjan en el Informe 11c, donde se analizarán los resultados obtenidos por CFE incluidos en el documento POISE 2009-2018 e información complementaria oportunamente solicitada y no disponible aún<sup>1</sup>, se definirán los supuestos en los que se basarán las corridas de los modelos de planeación seleccionados, y de ser el caso, las diversas variantes de dichos supuestos, que sean requeridos para el presente análisis tarifario. Por tal motivo este documento debe ser considerado un Informe de Avance que será completado al momento que se disponga de toda la información solicitada y se con ella se complete el Informe 11 c.

---

<sup>1</sup> Se requieren resultados obtenidos por medio del modelo DEEM de la planificación operativa resultante del Plan de Expansión: Balance generación / demanda con el despacho resultante de las unidades generadoras, ENS, costos operativos por unidad generadora (combustible + OyM).

## 2. ANÁLISIS DE LOS CRITERIOS DE PLANIFICACIÓN APLICADOS POR CFE

Para planificar la expansión óptima de la capacidad de generación y transmisión se requiere el uso de modelos matemáticos que interpreten, en forma adecuada, el problema a resolver y los criterios a adoptar para ello.

Mínimamente, el problema se debe traducir al lenguaje matemático a través de la formulación de un objetivo a alcanzar, interpretado por una función matemática y una condición deseada sobre la misma. El conjunto de valores de las variables de la función expresadas que determina el cumplimiento de la condición deseada conformará la solución del problema planteado.

Una vez formulada la función objetivo y la condición a cumplir, surge la necesidad de estimar los parámetros requeridos tanto por la función objetivo como por las ecuaciones que representan las restricciones que puedan condicionar al problema.

En términos generales, en un problema de planificación de expansión de la capacidad de generación y transmisión eléctricas, las variables a determinar serán los equipos que conformarán la capacidad de producción y capacidad de transmisión instalada a lo largo del período temporal de planificación que se adopte, y su uso resultante (despacho esperado en el caso de centrales de generación).

Entre los parámetros con los cuales se debe alimentar el modelo matemático que se adopte (tema que se analiza en informe por separado, Informe 11b) existen algunos de mayor importancia a los efectos de su influencia sobre la solución que eventualmente se encuentre. En particular, son relevantes:

- La proyección de demanda que se realice
- La caracterización de los atributos técnicos y económicos de las instalaciones existentes y, especialmente, de los proyectos candidatos sobre los que se tomará decisión para la conformación de la oferta futura de producción.
- La representación de los condicionamientos técnicos, tales como la seguridad de suministro, límites de transmisión, etc.
- La representación de otros condicionamientos que se incluyan en la etapa de modelación, tales como los emergentes de políticas establecidas por las Autoridades para el uso de los recursos energéticos.

El presente informe analiza la función objetivo establecida por CFE para la realización de la planificación de la capacidad de generación y transmisión, así como los criterios adoptados por esa empresa para la proyección de los parámetros relevantes mencionados.

## **2.1. FUNCIÓN OBJETIVO**

### **2.1.1. Conceptos generales**

El Artículo 36 Bis de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica establece los criterios generales sobre los cuales debe desarrollarse la planificación de la expansión de la capacidad de generación de electricidad, estableciendo como principio rector que sea la que resulte de menor costo para la CFE (criterio económico) ofreciendo óptima estabilidad, calidad y seguridad de servicio público (criterios técnicos).

El mismo artículo implica a su vez la consideración de factores financieros en la evaluación comparativa que las Autoridades deben realizar a la hora de determinar si los proyectos identificados como parte del plan óptimo serán ejecutados por la propia CFE o por particulares, en el marco de lo establecido en el precedente artículo 36 de la ley mencionada.

A los criterios económicos, técnicos y financieros, se agregan los de cumplimiento obligatorio para todo tipo de instalación en materia ambiental de acuerdo a la legislación vigente.

De esta manera, el proceso de planificación debe recoger en forma integral la consideración de estos criterios, así como proveer a las Autoridades correspondientes la información necesaria para que las mismas puedan desarrollar su tarea, en particular en lo referido a la evaluación de costos. Esto requiere como mínimo la realización de un análisis financiero por parte de CFE asumiendo que las obras son ejecutadas por esa comisión.

El criterio principal que debe cumplir, pues, la planificación, es la de ser de mínimo costo, pudiéndose los demás criterios (técnicos, financieros y ambientales) ser interpretados como restricciones a la solución de mínimo costo buscada.

De esta misma manera pueden ser interpretados otros condicionamientos que surjan sobre el proceso de planificación de la expansión emergentes de políticas adoptadas por las Autoridades, por ejemplo respecto de objetivos a cumplir en materia de tecnologías a adoptar como parte de la solución que efectivamente se implemente.

### **2.1.2. Función objetivo adoptada por CFE**

Es así que el planteo básico del problema de expansión a resolver es claramente una formulación matemática que minimice el costo total en que CFE debe incurrir para prestar el servicio, entendiendo que el mismo está compuesto por los costos asociados a las nuevas inversiones, los costos de operación y mantenimiento resultantes (incluido combustibles), y los costos asociados a la no prestación del servicio en caso de presentarse situaciones de falla por escasez de capacidad de producción disponible.

Esta interpretación es consistente con la formulación adoptada por CFE para realizar la Planificación de la Expansión de la Generación y la Transmisión.

## **2.2. EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA**

### **2.2.1. Características generales**

Las consideraciones realizadas sobre este punto se basan en la información elaborada por CFE y que fuera recogida en el documento denominado "Pronóstico de la demanda de energía eléctrica en el Sistema Eléctrico Nacional" de Diciembre de 2008 (Coordinación de Planificación - Subgerencia de Estudios de Producción)

En líneas generales la proyección de la demanda sobre los períodos de planificación requiere determinar:

- La demanda de energía esperada
- La solicitud máxima de capacidad de producción a la que se será sometida el sistema (demanda máxima de potencia)

La primera es una magnitud de tipo integral, esto es, recoge la suma de valores instantáneos ocurridos a lo largo del tiempo, típicamente un año en análisis de largo plazo.

Por su parte, la segunda es una magnitud de tipo instantánea, esto es, ocurre en un determinado instante dentro de un determinado período de tiempo.

Debido a estas características, la energía es una magnitud que refleja en mucho menor medida circunstancias particulares que pueden haber caracterizado a un determinado instante, puesto que al sumar todos los valores instantáneos registrados en el período tiende a reflejar en mayor medida las condiciones medias ocurridas.

Por el contrario, la demanda de potencia máxima se refiere esencialmente a valores instantáneos, por lo que pueden estar influidos por una serie de factores, tales como temperatura, contingencias, etc., que le dan un carácter de magnitud menos estable y, por lo tanto, dificulta la aplicación de técnicas de proyección sobre la base de series históricas de valores registrados. En el proceso de planificación realizado por CFE se proyectan valores de energía, y para su integración en períodos horarios emplea, entre otros factores, la proyección del factor de carga.

### 2.2.2. Procedimiento general aplicado

Para salvar este inconveniente, CFE proyecta energía (E) y factor de carga (FC), definiendo a este último como el cociente entre la potencia media demandada en un período y la potencia máxima registrada durante el mismo. De esta manera se elimina parte del ruido que contiene la serie de registros de potencia máxima por su propia naturaleza.

El factor de carga anual (FC sobre 8760h) se define entonces como:

$$FC = \frac{\int_0^{8760} d(t) dt}{D_{\max}} / 8760$$

Donde

$d(t)$  : Demanda horaria total del SIN para cada hora  $t$  del año

$D_{\max}$ : Demanda máxima anual

Una vez proyectada la energía y el factor de carga, la demanda máxima se reconstruye mediante el cociente entre estas magnitudes considerando la duración del período de tiempo asociado.

El proceso de pronóstico de la energía es del tipo “bottom up”, por lo que la demanda total proyectada en el sistema se construye a partir de proyecciones de venta por división de Distribución (compuestas a su vez por zonas), con un ajuste “top down” en base a la proyección de las demandas sectoriales a nivel del sistema realizada por métodos econométricos.

El proceso de proyección del factor de carga es de tipo retrospectivo, seleccionando para cada año futuro el valor que se obtenga promediando los valores de factor de carga anual estimados (o registrados, según corresponda) para años anteriores según aquel criterio que minimiza el error absoluto cuando se evalúa sobre el conjunto de valores realmente observados.

### 2.2.3. Proyección de la demanda de energía

Los pasos del procedimiento aplicado por CFE para realizar el pronóstico de energía demandada se sintetizan a continuación:

Se proyectan en primera instancia las ventas previstas para cada grupo tarifario y cada región (en base a la información por división) , mediante análisis de tendencias en base a los registros existentes e investigaciones de campo, considerando para ello:

- Solicitudes de servicios en cada tarifa
- Nuevos desarrollos residenciales y comerciales
- Proyectos formales de parques industriales
- Planes de desarrollo municipales y estatales

Esta actividad la realiza la Subdirección de Programación en forma conjunta con las distintas divisiones de Distribución con que cuenta CFE:

#### Divisiones de Distribución de CFE (incluyendo LFC)



Fuente CFE, Diciembre 2008

Una vez proyectadas las ventas a nivel regional, se realiza un ajuste para que las mismas resulten consistentes con proyecciones de las demandas sectoriales globales (totales del sistema) obtenidas mediante aplicación de métodos econométricos.

Para ello se calcula un coeficiente de ajuste definido como el cociente entre la demanda sectorial total obtenida por métodos econométricos, y la suma de las demandas regionales del mismo sector obtenidas por proyección de ventas en base a información real.

Este coeficiente se aplica luego a la demanda de ese sector estimada a nivel regional por proyección de ventas en base a información real, obteniendo así la demanda sectorial por cada región ajustada a la proyección econométrica global.

Se agregan luego los resultados obtenidos para los distintos sectores de una región, a los que se les adiciona:

- Pérdidas de energía
- Consumos propios de unidades generadoras
- Demanda de autoabastecedores y energía de productores externos

Esta tarea se desarrolla en conjunto con el Grupo de Trabajo de Análisis de Pérdidas.

De esta manera se obtiene el Consumo Bruto de energía por región.

#### **2.2.4. Proyección del factor de carga por región**

Como se ha mencionado, el factor de carga (FC) para un determinado año se estima sobre la base de un promedio de valores registrados en años anteriores.

Para ello se sigue el siguiente procedimiento:

Primero se escoge la mejor forma de promediar los factores de carga de años anteriores sobre la base de una serie de factores de carga anuales observados

Para ello se consideran distintas alternativas para determinar los valores estimados, por ejemplo, usar como estimado para el año “n” el valor observado en el año “n-1”, o usar el promedio de los valores observados en los años “n-1” y “n-2”, etc. Para cada forma de calcular el estimador se determina el error absoluto promedio, comparando los estimadores con los valores reales registrados, seleccionando la forma de promediar como aquella que minimiza el error absoluto promedio calculado sobre toda la serie disponible.

De esta manera, se van calculando para cada año a proyectar, empezando por el primero, los valores estimados aplicando la forma de promediar óptima escogida en el punto anterior a los valores registrados en años anteriores que se requieran para aplicarla.

Para el segundo año a estimar, se asume como valor registrado el estimado del año anterior, usándose el mismo para la aplicación de la forma de promediar óptima escogida. El proceso se continúa aplicando para cada año subsiguiente aplicando el mismo criterio, hasta alcanzar el horizonte de proyección.

Con los factores de carga obtenidos para cada año y región, y los valores proyectados de Consumo Bruto de energía para los mismos períodos y regiones se determina la demanda máxima de potencia proyectada por región del SIN.

#### **2.2.5. Factores de diversidad**

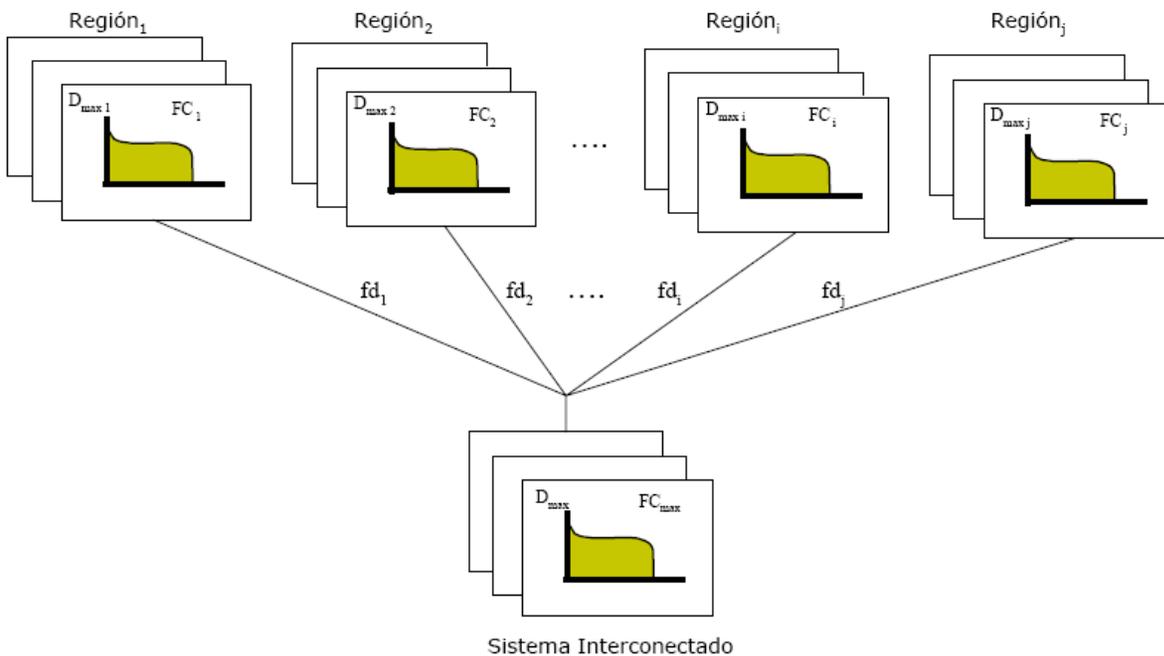
Una vez estimada la potencia máxima demandada por región, resulta necesario evaluar qué proporción de cada una de esas demandas máximas regionales participan en la demanda máxima a nivel total del sistema.

Ocurre que no todas las demandas máximas regionales suceden en forma simultánea (si así fuera, la demanda máxima del sistema sería directamente la suma de las demandas máximas regionales estimadas).

Se define como factor de diversidad de la región ( $fd_R^m$ ) al cociente entre la potencia registrada en esa región en el momento de ocurrir la máxima demanda de potencia a nivel total del sistema, y la máxima potencia demandada en la región, siendo ambos máximos evaluados dentro de un período de tiempo similar (en este caso, un año).

$$fd_{R_i}^m = \frac{\text{Demanda de una región coincidente con la demanda máxima del sistema}}{\text{Demanda máxima de la región}}$$

De esta manera, para integrar la participación de cada región en la demanda máxima de potencia en el sistema interconectado se determinan los factores de diversidad de cada región a través de un análisis retrospectivo realizado sobre valores registrados:



Fuente: CFE, Diciembre 2008

Para el caso teórico de un sistema con dos regiones, la Demanda Total resulta:

$$D_{total} = (D_{región_1})fd_1 + (D_{región_2})fd_2$$

Donde cada término del miembro derecho de la ecuación representa la contribución de cada región a la demanda máxima del sistema.

## 2.3. PROYECTOS CANDIDATOS PARA LA EXPANSIÓN DEL PARQUE DE GENERARACIÓN

### 2.3.1. Conceptos generales

El menú de proyectos candidatos para seleccionar la expansión de la capacidad de generación óptima debe comprender la totalidad de tecnologías de desarrollo plausible en México.

Para cada tecnología identificada deben caracterizarse adecuadamente los atributos técnicos y económicos, de manera tal de proporcionar la información más completa posible a los modelos de planificación dentro de las limitaciones que cada uno de éstos presente. Entre los atributos que deben caracterizarse se encuentra, en algunos casos, la localización geográfica requerida en la medida que el recurso primario que emplee la tecnología en cuestión se encuentre disponible en determinados lugares en forma específica (por ejemplo, energías hidroeléctrica, geotérmica, eólica).

En el caso de la red de Transmisión, el menú debe identificar también las alternativas plausibles de expansión teniendo en cuenta las características de la red existente.

### **2.3.2. Criterios aplicados en Generación**

El modelo utilizado para determinar la expansión óptima considera proyectos candidatos de generación a nivel de centrales. Por esta razón, debe ser provisto con todos los costos asociados a cada uno de ellos, tanto operativos (combustible, O&M) como de inversión (para proyectos candidatos solamente).

En este sentido, CFE publica anualmente el documento “Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico” (COPAR), en el que incluye, entre otros elementos, las características técnicas en condiciones ISO, económicas y ubicación regional de las alternativas que conforman el menú de proyectos candidatos de tipo estándar para la planificación de la Expansión. Se publica un COPAR para Generación y otro para Transmisión y Transformación.

El documento COPAR de Generación no incluye los costos asociados a tecnologías no estándares, tales como los proyectos hidroeléctricos y geotérmicos, así como tampoco incluye las características técnicas en localización de las alternativas térmicas estándar. Un resumen de los costos asociados a los proyectos candidatos hidroeléctricos y geotérmicos considerados para la elaboración de la planificación de la expansión en el período 2009-2018 fue informado por CFE por separado en el marco del presente proyecto de consultoría, de acuerdo a la siguiente tabla:

## Costos unitarios de inversión de tecnologías propuestas

| Tecnología  | Capacidad MW       | Vida útil años | Costo de inversión Act. Inicio de op. dólar/kW |
|---|--------------------|----------------|--|
| <b>Geotermoeléctrico</b> <sup>1/</sup><br>Azufres III | 75                 | 30             | 1,804  |
| <b>Eólico</b> <sup>2/</sup><br>bloque de 67 unidades  | 1.50 <sup>3/</sup> | 20             | 2,323  |
| <b>Hidroeléctricas</b> <sup>4/</sup>                  |                    |                |  |
| Acala   | 135                | 50             | 2,033  |
| Copainalá   | 225                | 50             | 1,711  |
| Río Moctezuma   | 92                 | 50             | 3,980  |
| Tenosique 1   | 200                | 50             | 2,961  |
| Tenosique 2   | 420                | 50             | 1,926  |
| Ampliación Villita                                    | 450                | 50             | 390  |
| Cruces  | 480                | 50             | 1,616  |
| La Parota   | 901                | 50             | 1,713  |
| Paso de la Reina                                      | 510                | 50             | 2,195  |
| La Yesca  | 750                | 50             | 1,528  |

1/ Fuente: Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos

2/ Fuente: Copar de generación 2008

3/ Capacidad por unidad

4/ Fuente: Coordinación de Proyectos Hidroeléctricos

En la aplicación del modelo matemático mediante el cual CFE realiza la planificación óptima de la Generación y la Transmisión (modelo PEGyT, descrito en informe por separado), la conformación del menú de selección se realiza identificando localización geográfica para todos los proyectos.

Por ejemplo, en el caso de tecnologías termoeléctricas convencionales, se identifican los parámetros de cada una de las adoptadas en el menú por cada región modelada, adaptando, para cada tipo estándar existente en el mercado, los parámetros técnicos en función de las características geográficas del lugar.

Una vez identificadas las tecnologías disponibles por región, que naturalmente incluyen, además de las opciones termoeléctricas convencional y nuclear, los proyectos hidroeléctricos, geotérmicos y eólicos que correspondan, se establece mediante una matriz en qué nodos de cada región pueden desarrollarse los proyectos.

Las variables de decisión admiten una serie de restricciones adicionales, tanto acerca del tipo de variable (binarias, o continuas) como referentes a limitaciones mínimas y máximas a los valores que las mismas pueden tomar en cada nodo modelado y año del período de planificación. El empleo de estas restricciones es relevante para representar adecuadamente las políticas energéticas que condicionarán el plan (ver sección 2.5).

### **2.3.3. Criterios aplicados en Transmisión**

El modelo matemático utilizado para la planificación de la expansión óptima representa la red de transmisión a través de una red principal de interconexión, que comprende aproximadamente unos 50 nodos equivalentes.

Para su modelado, CFE aplica inicialmente una simplificación de la red real de transmisión y subtransmisión con el objeto de obtener el equivalente de 50 nodos de la red existente. Para ello:

- Se seleccionan los 50 nodos principales del sistema
- Se calculan los parámetros serie equivalentes de las líneas que vinculan los nodos seleccionados.
- Se eliminan, con algunas aproximaciones, los elementos de red que resultan vinculados en forma radial a los nodos seleccionados

El menú de expansiones candidatas está conformado simplemente por alternativas estándar en 230 kV y 400 kV, de capacidad de transmisión, parámetros serie unitarios y costos de inversión unitarios estándares. El costo total de inversión para cada expansión resulta de multiplicar los valores unitarios estándar por la longitud entre nodos en el caso de costos variables con la longitud, a los que se adiciona una componente de costo fija correspondiente a costos asociados a alimentadores y transformación.

Al considerar las expansiones, el modelo matemático calcula los parámetros equivalentes vínculo entre nodos ampliado, resolviendo el paralelo entre el nuevo circuito y el equivalente existente al momento de ingreso de la ampliación. En consecuencia, el número de vínculos entre nodos permanece inalterado, cambiando sólo los parámetros físicos del mismo y su capacidad total de transmisión, calculada como la suma de la existente en forma previa a la ampliación, y la adicionada por esta última.

## **2.4. MARGEN DE RESERVA**

### **2.4.1. Criterio adoptado por CFE**

Los criterios de planificación utilizados por CFE para determinar el Plan de Expansión óptimo definen a priori un Margen de Reserva Operativo (MRO) que el plan debe respetar en todo momento para garantizar una operación segura del sistema. Dicho MRO fue establecido en el 6%, atendiendo con este valor eventos críticos o contingencias mayores tales como desviaciones en el pronóstico de la demanda (2% a 3%) y salida intempestiva de unidades de generación por contingencia forzada.

El documento POISE indica, a su vez, que como criterio adicional se deberá alcanzar al final de cada año un nivel predeterminado de energía almacenada en las grandes centrales hidroeléctricas (GCH).

En consecuencia, se realizan en este informe algunas consideraciones teóricas que caracterizan las condiciones que debe cumplir el MRO considerado en el proceso de Planificación para ser adecuado.

### **2.4.2. Características generales**

El margen de reserva con que debe operar el sistema debe surgir también de la planificación óptima, y entre otras cosas es función del CENS establecido para el sistema, la característica de la demanda y de la oferta de generación y las restricciones impuestas por la red de transmisión. En general no es un valor único invariable en el tiempo.

La planificación óptima da como resultado el tiempo  $T_0$  durante el cual, en términos probabilísticos, la carga no se abastece por insuficiente capacidad de generación, la cual tiene en cuenta la potencia instalada y la disponibilidad media por contingencias forzadas y programadas.

$$CENS \times T0 = F1 + V1 \times T0$$

Donde

F1 [\$/MW]: Anualidad del Costo Fijo de la unidad de generación de menor costo disponible para abastecer la demanda de punta

V1 [\$/MWh]: Costo Variable de la unidad de generación de menor costo disponible para abastecer la demanda de punta

Siendo en general V1 mucho menor a CENS, resulta:

$$LOLP = T0 = \frac{F1}{CENS - V1} \approx \frac{F1}{CENS}$$

Esto significa que si el CENS es determinado externamente al proceso de planificación, por ejemplo con algunos de los criterios y metodologías mencionadas en el Informe Nro. 8, quedará determinado lo que en la literatura técnica se reconoce como LOLP (Loss of Load Probability) del sistema, es decir la cantidad de horas por año (T0) donde existe una probabilidad finita de que la demanda no se abastezca completamente.

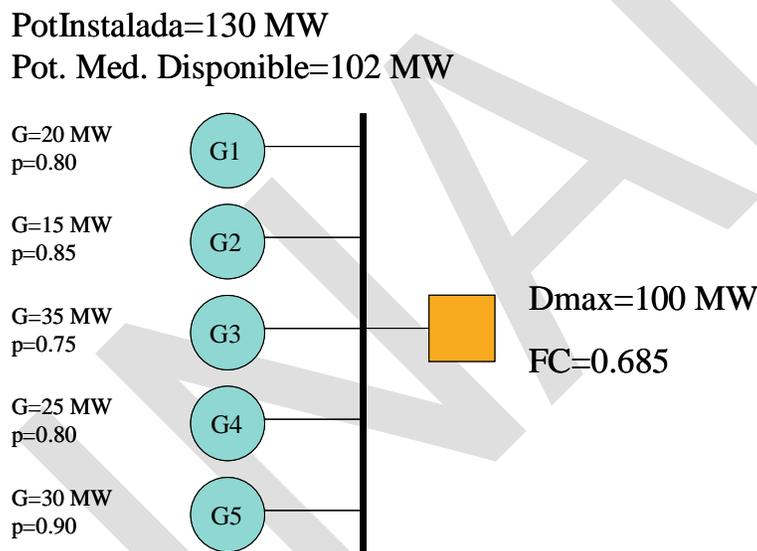
El valor de LOLP determinado conforme lo antes indicado es una aproximación al valor real, en la medida que fue determinado asumiendo que las unidades que conforman el parque de generación tienen una potencia igual a su potencia media disponible.

$$PotenciaMediaDisponible = PotenciaInstalada \times Disponibilidad$$

La determinación del LOLP de acuerdo con lo antes indicado produce en general un resultado razonable cuando el parque de generación está compuesto por un gran número de unidades térmicas, independientes unas de otras en términos de probabilidad de fallar, y cada una de ellas tiene una capacidad instalada mucho menor que la demanda a abastecer.

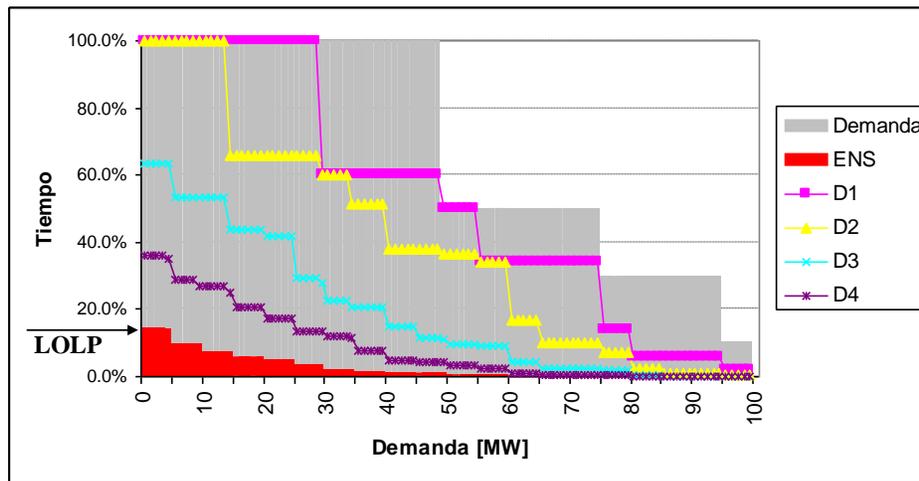
Un cálculo más preciso del LOLP requiere un análisis probabilístico donde se consideren todos los estados operativos posibles<sup>2</sup>.

A modo de ejemplo, se muestra en la figura siguiente el caso de un parque de generación simple compuesto de 5 unidades independientes una de otras que abastece a una única demanda en nodo único. El parque de generación del ejemplo tiene una capacidad de generación media disponible que supera la demanda máxima a abastecer. Sin embargo igual existe Energía No Suministrada y cerca de 15% del tiempo la demanda es interrumpida.



---

<sup>2</sup> Para un parque de generadores térmicos compuesto por N unidades independientes, el número de estados operativos posibles es de  $2^N$ . Si el parque de generación incluye centrales hidráulicas y eólicas hay que considerar además los estados operativos que surgen de la disponibilidad primaria de dichos recursos (caudales aportados al embalse, vientos).



Nota: D1 representa la ENS luego de despachar el generador G1, D2 luego de despachar G2, D3 luego de G3 y D4 luego de G4. La ENS es la que resulta luego de despachar G5.

En tal situación la planificación óptima debe buscar abastecer a mínimo costo la demanda siendo los componentes de costos los asociados a la reserva de generación y el Costo de la Energía No Suministrada.

$$CostoTotal [\$] = CostoReserva [\$] + CostoENS [\$]$$

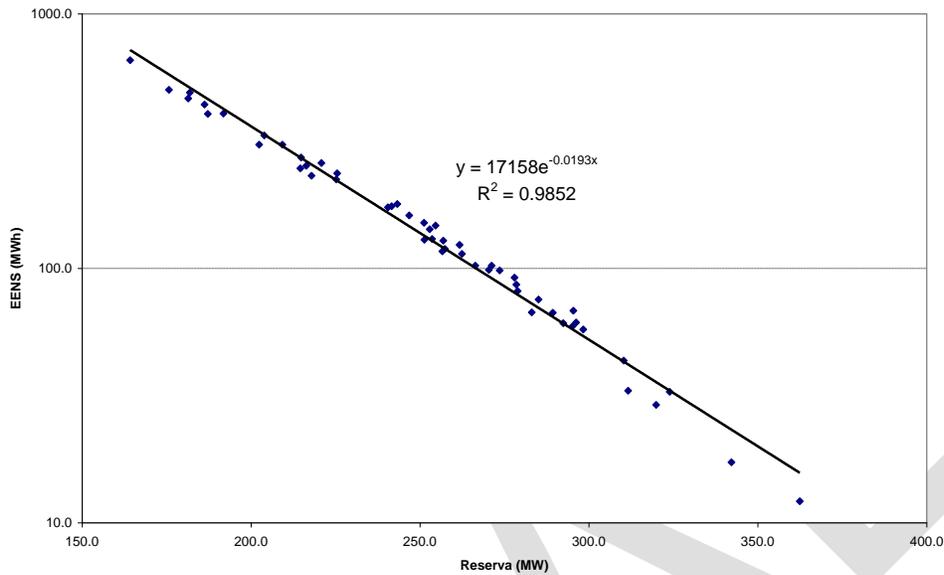
Considerando como reserva de generación la unidad de mayor costo variable (C1) el costo de la reserva resulta del producto de la Potencia en Reserva (PRes) por el costo unitario F1 de dicha unidad.

$$CostoReserva = PRes \times F1$$

El Costo de la ENS resulta de valorizar la ENS al CENS, siendo la ENS una función de la PRes.

$$CostoENS = CENS \times ENS(PRes)$$

La figura siguiente muestra la variación típica de la ENS en función del margen de reserva (MW) con que cuenta el sistema considerando diferentes estados operativos, resultando una función de tipo exponencial de pendiente negativa.



El costo total resulta de la suma de ambos componentes de costos

$$CostoTotal = PRes \times F1 + CENS \times ENS(PRes)$$

La condición de mínimo costo se puede obtener derivando la expresión anterior respecto a la PRes e igualando a cero.

$$\frac{\partial}{\partial PRes} (CostoTotal) = 0.0 = F1 + CENS \times \frac{\partial}{\partial PRes} ENS(PRes)$$

Se puede demostrar que

$$-\frac{\partial}{\partial PRes} ENS(PRes) = LOLP$$

Lo cual implica:

$$F1 - CENS \times LOLP = 0$$

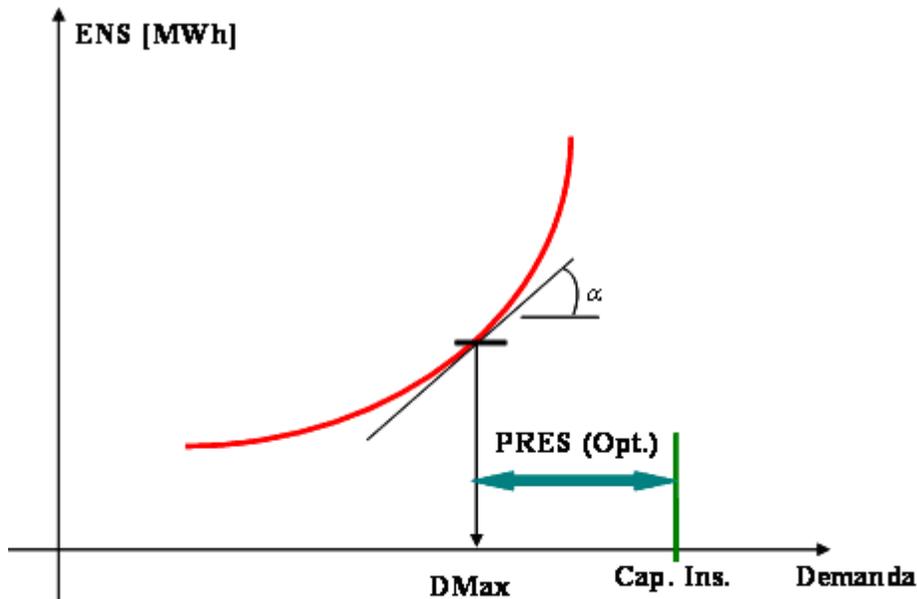
$$LOLP = \frac{F1}{CENS}$$

El valor de LOLP resultante de considerar la optimización de la reserva resulta coincidente con el previamente obtenido del proceso de planificación lo que muestra la equivalencia económica de ambos métodos.

Para un dado parque de generación es posible así determinar la máxima demanda que puede

ser abastecida por el mismo de forma tal de minimizar el costo total de la reserva y de la ENS. Conocida la función  $ENS(DMax)$ , el valor de  $Dmax$  para la cual se cumple que el costo de la reserva es óptimo resulta de la siguiente expresión.

$$\alpha = \frac{d}{dDMax} (ENS(DMax)) = \frac{F1}{CENS} = LOLP$$



Determinada la demanda máxima que un determinado parque de generación puede abastecer de forma tal de minimizar el costo de la reserva y de la ENS, surge el MR del sistema que resulta óptimo.

## 2.5. POLÍTICAS ENERGÉTICAS

Con base en las estrategias establecidas en el Plan Nacional de Desarrollo 2007 — 2012, la SENER estableció los siguientes lineamientos para la elaboración del plan de expansión del sistema de generación:

- i. Desarrollar fuentes de energía renovable a fin de alcanzar una participación en la capacidad de generación de 25 por ciento
- ii. Mantener una participación de 40% para las tecnologías de generación a base de gas natural (política de diversificación de energéticos para cubrir situaciones extremas en relación a precios y disponibilidad de combustibles)

- iii. Desarrollar la generación a base de carbón, manteniendo su participación en 15% como máximo (política de diversificación). Así mismo se recomienda atender los compromisos de sustentabilidad ambiental implementando las tecnologías necesarias para el abatimiento de emisiones
- iv. Mantener una cota máxima de 8% para proyectos que se dejarían con libertad para definir posteriormente la tecnología más conveniente, y mantener invariable la participación de la generación nucleoelectrica
- v. Reducir la participación de las tecnologías a base de combustóleo y diesel a 12 por ciento (la reducción en el uso de combustóleo es resultado del programa de modernización de las refinerías de petróleo que lleva a cabo PEMEX)

Estos lineamientos determinan restricciones adicionales al problema planteado de expansión óptima, acotando el espacio de soluciones posibles a un conjunto más reducido.

La implicancia directa de este tipo de restricciones es que quizás algunos proyectos que hubieran formado parte de la solución óptima sin aplicar estos lineamientos, no lo son del problema restringido, en la medida que en este último entran proyectos que son necesarios para cumplir los mencionados lineamientos y que no forman parte de la solución sin restringir.

### **3. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

#### **3.1. GENERALES**

Los criterios aplicados por CFE para la Planificación de la Expansión de Generación y Transmisión son, en términos generales, adecuados, de acuerdo a las reglas del arte y consistentes con la realidad del sistema en análisis.

Los valores observados sobre los parámetros utilizados y valores calculados o estimados para los mismos, según corresponda, son razonables en términos generales.

Se recomienda ajustar algunos detalles en casos puntuales, de acuerdo a las conclusiones y recomendaciones particulares que siguen a continuación.

#### **3.2. PARTICULARES**

- **Sobre la función objetivo:** se concluye que la interpretación de la legislación vigente llevada a cabo para formular la función objetivo del problema de expansión es adecuada.
- **Sobre los criterios utilizados para proyectar la demanda:** en términos generales se consideran adecuados.

Con respecto al factor de carga, estimado exclusivamente en base a un análisis retrospectivo sobre los valores observados, cabe la observación que el criterio aplicado no considera eventuales acciones futuras que eventualmente se adopten para incrementar el valor del mencionado factor, lo que implica una mayor eficiencia por el mayor uso relativo de los recursos del sistema para atender la demanda que esto implica, minimizando los requerimientos de nuevas expansiones a igualdad de demanda esperada.

En particular, los resultados obtenidos para el factor de carga del SIN publicados en el POISE 2009-2018 muestran valores decrecientes del factor de carga global en los primeros años. Si bien esto puede ser razonable bajo ciertas circunstancias, se recomienda para futuras proyecciones tener en cuenta los efectos de eventuales acciones que puedan ocurrir en el período de planificación tendientes a cambiar la tendencia (por ejemplo, evolución esperada de las señales dadas por las tarifas a usuarios finales)

- **Sobre los proyectos candidatos:** en términos generales los criterios aplicados se consideran adecuados.

Se recomienda que CFE publique, tal como lo hace con las unidades térmicas en el COPAR, los costos asociados a los proyectos hidroeléctricos y geotérmicos en un documento similar.

- **Sobre el margen de reserva:** el orden de magnitud del MRO adoptado (6%) parecería adecuado para sistemas de las características del SIN de México, así como el valor adoptado de MR para los estudios conducentes a la elaboración del POISE 2008 (21%), consistente con una disponibilidad media registrada de unidades de generación del 87%. Se requiere un análisis detallado para verificar si dicho MRO se corresponde efectivamente con una operación de mínimo costo.

- **Sobre las políticas energéticas:** en términos generales los criterios aplicados para su inclusión en el proceso de Planificación se consideran adecuados.

La recomendación en este caso se concentra en la interpretación de los resultados del plan de expansión cuya solución se restringe al conjunto acotado por las políticas energéticas implementadas por las Autoridades.

En tal sentido, la inclusión dentro del problema de optimización de restricciones asociadas a políticas energéticas podrían incrementar el costo total de la expansión respecto una solución sin dichas restricciones. Es claro también que dichas políticas energéticas buscan que el sector eléctrico evolucione a futuro de forma tal de asegurar el mínimo costo ante casos extremos como por ejemplo fuerte incremento de los precios de combustible, escasez de alguno de ellos, dependencia de importaciones, etc. La diversificación de tecnologías y combustibles conduce en general a estrategias más robustas para enfrentar escenarios extremos; hace a los sistemas eléctricos menos vulnerables a errores de predicción en precios relativos de los combustibles y da flexibilidad para adecuar el despacho económico a dichas variaciones en precios relativos.

En consecuencia, es factible determinar los potenciales costos adicionales que representan para el total del sistema la implementación de tales políticas para un escenario factible aunque no extremo de evolución de las variables del sector (precios y disponibilidad de combustibles, costos de inversión, tecnologías, etc.), medidos como la diferencia ente los valores obtenidos con y sin la representación de las restricciones de política energética en el proceso de planificación.