

EVALUACION COMPARATIVA DE OPCIONES Y ESTRATEGIAS PARA LA EXPANSION DE LA GENERACION HASTA EL AÑO 2024

Jorge Fernández Velázquez.

CFE-GERENCIA DE PROGRAMACION

RESUMEN

El Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA) ha conducido y financiado un proyecto interinstitucional sobre la evaluación comparativa de diferentes fuentes de generación de electricidad al largo plazo mediante el modelo DECADES. Para el Sistema Interconectado (6 áreas) se ha construido una base de datos sobre fuentes energéticas, materiales, tecnologías y cadenas energéticas referidas a la generación de electricidad y que contienen datos técnicos, económicos y ambientales. Así mismo, se ha realizado el estudio de la expansión de la generación para un caso base o de referencia y su evaluación ambiental, además se han analizado diferentes escenarios alternativos con la finalidad de obtener la solución más robusta utilizando un modelo de análisis de decisión (DAM).

INTRODUCCIÓN

Se ha implementado una base de datos específica para México (CSDB), que contiene datos técnicos, económicos y ambientales.

Se ha analizado la expansión de la generación hasta el año 2024 para el Sistema Interconectado (se excluye el área Noroeste).

Como candidatos para la expansión del sistema se han considerado a la central nuclear de 1356 MW, la central dual de 350 MW que incluye desulfurador, la central de ciclo combinado de 546 MW, la central turbogás de 179 MW y 31 diferentes proyectos hidroeléctricos.

Artículo recomendado y aprobado por el comité Nacional de CIGRÉ-México para presentarse en el Segundo Congreso Bienal, del 13 al 15 de junio del 2001, en Irapuato, Gto.

Además, se ha realizado un estudio completo de sensibilidad que incluye un escenario alto de la demanda, análisis de la opción nuclear, impacto de la escalación de los precios de los combustibles fósiles, limitaciones en la instalación de nuevas unidades a base de gas natural, variación en la tasa de descuento y cambio en el criterio de confiabilidad.

Una de las problemáticas que actualmente han tomado gran importancia es la referente al sistema de generación y su impacto al medio ambiente, en éste estudio se han evaluado las emisiones al aire para todos los escenarios alternativos.

ANTECEDENTES.

En respuesta a una petición de México, fue iniciado por el Organismo Internacional de Energía Atómica un Proyecto Nacional sobre evaluación comparativa de diferentes fuentes energéticas para el suministro de electricidad al largo plazo (MEX/0/012).

Desde febrero de 1999, durante misiones del organismo nos han visitado distintos expertos con la finalidad de conducir las diferentes etapas en que se ha desarrollado este proyecto.

En septiembre de 1999, tres expertos mexicanos atendieron un taller regional sobre DECADES llevado a cabo en Río de Janeiro, además en julio del 2000 dos expertos mexicanos llevaron a cabo una visita científica en el Laboratorio Nacional de Argonne para hacer una revisión de la base de datos y revisar el progreso sobre el análisis del sistema. El proyecto actualmente está programado para ser finalizado en junio de 2001.

OBJETIVO

Realizar un estudio para el Sistema Interconectado de la expansión de la generación al largo plazo utilizando bases de datos y metodologías para la evaluación comparativa de diferentes fuentes de energía para la generación de electricidad considerando sus impactos ambientales (Proyecto DECADES). En base a los resultados de varios escenarios alternativos, determinar la solución más adecuada utilizando un modelo de análisis de decisión.

METODOLOGÍA DE ESTUDIO

La metodología que se ha planteado para llevar a cabo este proyecto, básicamente comprende tres modelos de planeación:

- ◆ DECADES⁽¹⁾ (Databases and Methodologies for Comparative Assessment of Different Energy Sources) es un proyecto sobre bases de datos y metodologías para la evaluación comparativa de diferentes fuentes energéticas en la generación de electricidad. El fácil manejo de las bases de datos lo convierten en una herramienta diseñada para el análisis de costos y del impacto ambiental a nivel de planta, de cadena energética completa y del sistema eléctrico de potencia. Además cuenta con una herramienta de análisis de decisión (DAM).
- ◆ WASP⁽²⁾ (Wien Automatic System Planning Package) es un modelo de planeación uninodal que determina mediante un proceso de optimización la expansión de la generación al largo plazo, donde se minimiza el costo de inversión, el de operación y mantenimiento y el de la energía no servida.
- ◆ VALORAGUA es un modelo de computadora cuyo objetivo es determinar la estrategia de operación óptima de un sistema de potencia hidrotérmico, tomando en consideración las mas importantes restricciones e incertidumbres que caracterizan la operación de sistemas de éste tipo.

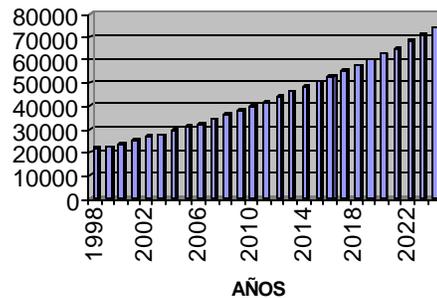
Análisis del Caso Base.

El proceso de planeación de la generación para el Sistema Interconectado muestra que, a fin de satisfacer la creciente demanda de energía eléctrica, la cual en sus primeros 10 años tiene una tasa de crecimiento de 5.5%, es necesario seleccionar las mejores tecnologías para la expansión del sistema de generación con un adecuado nivel de confiabilidad y de coste mínimo.

La figura 1 nos muestra la demanda máxima neta que tiene un valor de 21,236 MW en 1998 y alcanza 73,686 MW en el año 2024.

Largos períodos de construcción, la determinación del sitio, el costo y disponibilidad de los combustibles y el costo del equipo para control de contaminantes son algunos de los factores que deben tomarse en cuenta un planeador esta decidiendo el número, tipo y tamaño de las nuevas unidades generadoras a ser instaladas.

Figura 1. Demanda máxima neta (MW)



Dentro de las consideraciones generales de éste caso base se tiene que el período de planeación es de 27 años, el año base es 1998 y el período finaliza en el año 2024. Para tener mayor detalle en las simulaciones el año es dividido en tres períodos de cuatro meses cada uno, donde el primer y tercer cuatrimestre corresponden a la temporada seca o de estiaje y el segundo cuatrimestre corresponde a la temporada de lluvias. Se consideran a su vez tres hidrocondiciones cuyas probabilidades asociadas son: hidrocondición seca 19.06%, hidrocondición media 58.67% y la hidrocondición húmeda 22.27%.

El sistema de generación existente está integrado por plantas termoeléctricas de diferentes tipos, plantas hidroeléctricas, plantas de carbón, plantas nucleares y en menor escala por geotérmicas y de viento. En diciembre de 1998 la capacidad total instalada para el Sistema Interconectado alcanzó 30,142 MW. En la figura2 se muestra la distribución de la capacidad en las diferentes áreas.

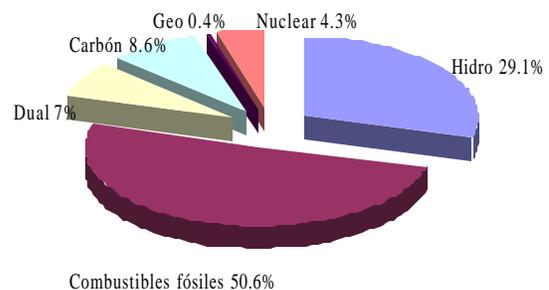


Figura 2. Participación de la capacidad por tipo

Además del sistema existente en 1998, se considera un programa de retiros así como también un programa de unidades térmicas comprometidas o en proceso de construcción hasta el año 2002 que básicamente son unidades de ciclo combinado y turbinas de gas.

El módulo DECPAC (WASP) del paquete DECADES ha sido usado para llevar a cabo el análisis del caso base en donde se consideran las siguientes plantas térmicas como candidatos para la futura expansión del sistema de potencia:

- 1) Unidades de ciclo combinado de 546 MW .
- 2) Unidades turbogás de 179 MW .
- 3) Centrales duales de 350 MW a base de carbón con desulfurador integrado.
- 4) Centrales nucleares de 1356 MW.

Algunos datos de la información de costos de las centrales térmicas candidato para la expansión son mostradas en la tabla 1.

Tabla1. Datos de costo para las plantas térmicas

Central	Potencia (MW)	Inversión (US\$/kW)	Vida útil (Años)	Intereses durante construcción (%)	Tiempo de construcción (Años)
Ciclo combinado	546	427.4	30	8.08	2
Turbina de gas	179	346.0	30	8.08	2
Dual	350	1467.9	40	15.63	4
Nuclear	1356	2485.4	30	29.22	8

Cabe señalar que en éste caso no existe ninguna limitación en cuanto al suministro de combustibles por lo que el programa puede instalar el número de nuevas unidades que el sistema requiera en cada año a lo largo del período de planeación.

Por otro lado, existe una larga lista de 31 proyectos hidroeléctricos como candidatos para la expansión. Los proyectos hidroeléctricos tienen características específicas porque en cada sitio factible existen diferentes condiciones topográficas y geológicas. Como resultado existe una gran variedad de tamaños, diseños y métodos constructivos en éste tipo de proyectos.

Algunos proyectos hidroeléctricos que se consideran comprometidos o en proceso de construcción en el mediano plazo son San Rafael , Ampliación Chicoasén, El Cajón, La Parota y Copainalá.

La información acerca de los parámetros económicos a ser considerados en el presente estudio juegan un papel importante para la selección de las futuras unidades generadoras. Se asume que todo el análisis es desarrollado en precios constantes en dólares de 1998 de EUA. La tasa de descuento usada para todos los tipos de costos es 10% y el costo de la energía no suministrada como 1.5 US\$/kWh.

En adición, se ha asumido el escenario medio de escalación de precios de los combustibles del documento COPAR de generación.

Dentro de los criterios de confiabilidad, tenemos que para alcanzar la solución óptima se ha asumido un criterio de LOLP (Probabilidad de pérdida de carga) de 3 días/año (0.8219%) y los márgenes de reserva máximo y mínimo para el sistema se han fijado en 30% y 10% respectivamente.

Análisis de resultados.

El presente análisis de la expansión del Sistema Interconectado muestra que la mayor parte de la capacidad adicional se desarrolla en base a gas natural, se requieren entre 3 y 7 nuevos ciclos combinados de 546 MW para ser puestos en operación anualmente. La ilimitada expansión de gas natural incrementa la capacidad total del sistema tres veces al pasar de 29 GW en 1998 a 87 GW en el año horizonte 2024, mientras que la capacidad de plantas de gas crece 26 veces al pasar de 2.5 GW a 65 GW.

La capacidad total adicionada al sistema está compuesta de la siguiente manera: 118 unidades de ciclo combinado de 546 MW, 6 turbinas de gas de 179 MW y 5 proyectos hidroeléctricos comprometidos

Durante los primeros años del estudio. Estos proyectos hidroeléctricos son San Rafael de 24 MW, Ampliación Chicoasén de 900 MW, El Cajón de 640 MW, Copainalá de 210 MW y La Parota con 765 MW.

Cabe señalar que en éstos planes de expansión con el módulo DECPAC aún no se integran los resultados del modelo VALORAGUA. En los siguientes estudios se debe incluir la óptima generación de plantas hidreléctricas con el objeto de mejorar el proceso de planeación de la generación en la Gerencia de Programación.

La capacidad total requerida por el Sistema Interconectado hasta el año 2024 por tipo de combustible es mostrada en la figura 3.

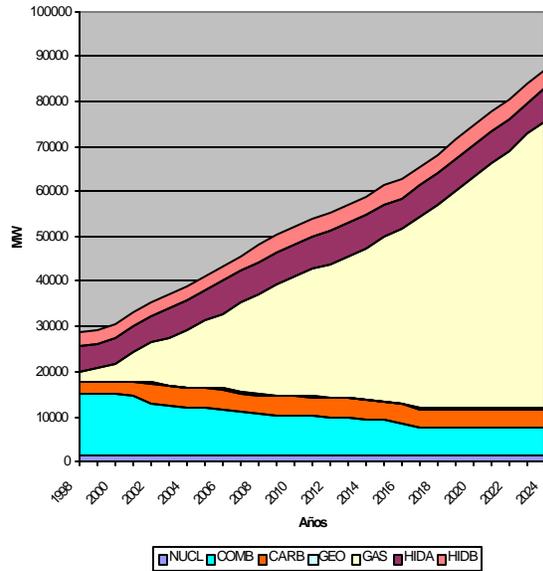


Figura 3. Capacidad total (MW)

Las nuevas capacidades adicionadas al sistema por tipo de central son representadas en la figura 4.

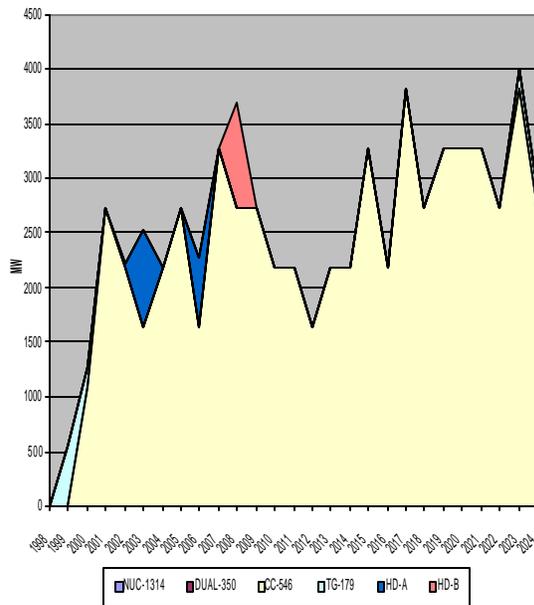


Figura 4. Nuevas Capacidades (MW)

Por otro lado, los requerimientos de inversiones que resultaron de éste plan de expansión nos indican que en valor presente los costos de capital acumulados para los nuevos equipos ascienden a \$ 9,548 millones de dólares EUA, los costos acumulados por su operación (Operación y mantenimiento mas combustible) suman \$ 44,871 millones de dólares y el costo total acumulado de todo el período de planeación resulta ser de \$ 54,419 millones de dólares. En adición se observa que los costos anuales del sistema crecen proporcionalmente al crecimiento de la capacidad instalada, debido mayormente a los crecientes costos de combustibles. Bajo éstas circunstancias el sistema puede ser muy vulnerable ante la posibilidad de que se incrementen los precios del gas.

Durante la operación del sistema se asume un margen de reserva entre 10 y 30%, los resultados muestran que en el mediano plazo (primeros 10 años) se obtiene alrededor de 33% de reserva, después decrece a 23% durante los próximos 9 años y finalmente alcanza 18% en los últimos años del período de estudio. Otro de los resultados de la operación es la confiabilidad donde a mediano plazo se obtiene un valor de LOLP de 0.06% días/año y en los últimos 6 años alcanza un valor promedio de 2.72 días/año, lo cual es un valor aceptable para la confiabilidad del sistema de potencia.

Mediante el módulo ENVIRAM se pueden analizar las emisiones a la atmósfera que para éste plan de expansión se comportan de la siguiente manera: las emisiones de SOx y partículas se van decrementando a medida que plantas de vapor que queman combustóleo y las plantas de diesel se van retirando del sistema. Por otro lado las emisiones al aire de CO₂ y Nox se incrementan debido al crecimiento del sistema a base de gas natural. En la figura 5 se muestran las emisiones de CO₂ en millones de toneladas.

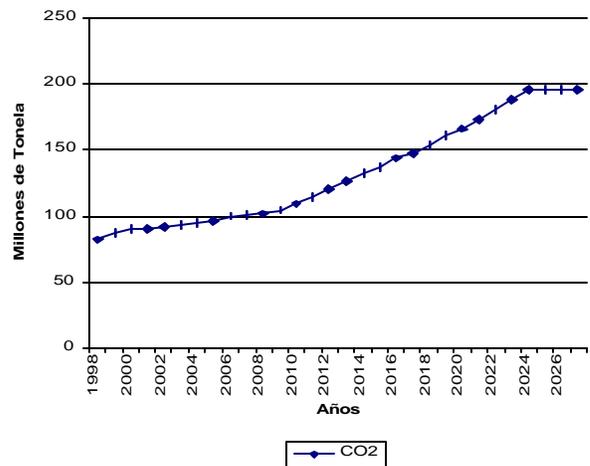


Figura 5. Emisiones de CO₂

En la figura 6 se muestran las emisiones obtenidas del estudio ambiental en millones de toneladas para SOx, NOx y partículas.

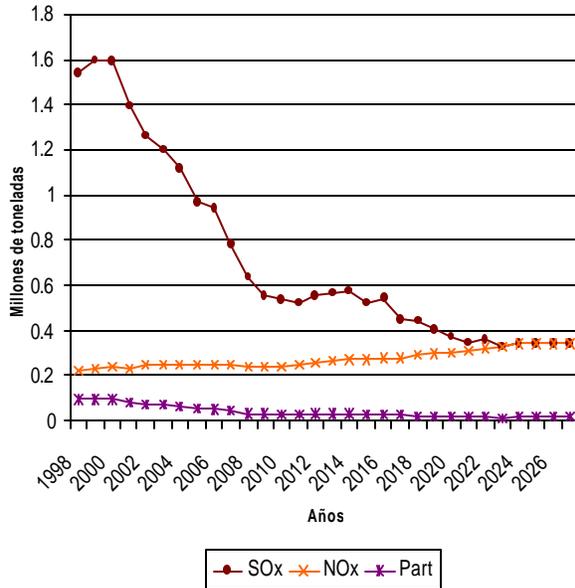


Figura 5. Emisiones de SOx, NOx y partículas

Análisis de Sensibilidad

Se ha realizado un extenso análisis de sensibilidad con el objetivo de estudiar el impacto que producen en diferentes planes de expansión, sensibilidad en los parámetros más importantes del sistema y restricciones de tipo técnico-económico. Los escenarios considerados se pueden resumir de la siguiente manera:

- 1) Impacto de crecimiento alto en la demanda.
- 2) Análisis de la opción nuclear.
- 3) Impacto de la escalación de los precios de los combustibles.
- 4) Limitación en la instalación de nuevas plantas a base de gas
- 5) Variación de la tasa de descuento
- 6) Cambios de los criterios de confiabilidad.

Se ha realizado el análisis del caso base y de 13 alternativas diferentes de expansión, por lo que para propósito de éste artículo solo se hará referencia a los casos más importantes comparándolos con el caso base o de referencia.

Las alternativas a las que se hará referencia son:

Alternativa 1. Supone un crecimiento en el escenario de demanda del 6% en lugar de 5% en el caso base.

Alternativa 2. Supone que se fija la entrada de una central nuclear en el año 2012.

Alternativa 3. Se asume que en el año de inicio el precio del gas es el mismo que en el caso base es decir 2.9 US\$/1000ft³, luego el precio del gas se eleva hasta 12 US\$/1000ft³ en el año 2010 y después decrece hasta 4 US\$/1000ft³, en el año 2024.

Alternativa 4. Se limita el suministro de gas en el año 2010 solo al parque existente.

Alternativa 5. Se varía la tasa de descuento a 12% en vez de 10% que se utilizó en el caso base.

En la tabla 2 se presenta un resumen de los resultados del caso base y de las 5 alternativas consideradas. En la Alternativa 1 se observa que debido al incremento en la demanda el sistema incorpora más capacidad, éste incremento se debe a nuevas unidades de ciclo combinado y turbinas de gas, mientras que la capacidad hidroeléctrica se mantiene igual que en el caso base, éste incremento de capacidad representa el 37%. En cuanto a las emisiones éstas crecen principalmente en CO₂ pasando de 196 millones de toneladas en el caso base a 251 millones de toneladas en ésta alternativa. Con respecto a la función objetivo total del sistema ésta se incrementa en \$ 7,108 millones de dólares.

En la Alternativa 2, es forzada la entrada en operación de una central nuclear de 1346 MW en el año 2012 con la finalidad de ver posibles ventajas del sistema que no son precisamente económicas. Estas ventajas serían abatir las emisiones al aire y tener un sistema más diversificado. Los resultados nos muestran que al incluir la central nuclear se instala menor capacidad a base de gas lo cual permite abatir un poco las emisiones de CO₂ y NOx. En cuanto a los requerimientos de inversión ésta alternativa se incrementa en US\$ 406 millones con respecto al caso base.

Un caso interesante de analizar es la Alternativa 3 en la cual se supone un fuerte incremento en el escalamiento del precio del gas en el mediano plazo con lo cual se alcanza un precio de 12 US\$/1000 ft³ en el año 2010. Esto es con la finalidad de visualizar futuras fluctuaciones en el precio del gas natural. Los resultados de la expansión indican una composición de la capacidad agregada al sistema muy diferentes al caso base, el modelo prefiere instalar 159 nuevas centrales duales de 350 MW a

base de carbón y las de ciclo combinado se reducen hasta 26 comparadas con 118 del caso base. La Capacidad total de ésta alternativa sufre un **Tabla2. Adiciones de capacidad, emisiones y costo total de las diferentes alternativas.**

ALTERNATIVAS DE EXPANSION SOLUCION OPTIMA HASTA 2024 (Millones de Dólares de 1998)												
ALTERNATIVA	NUC	DUAL	C.C.	TG	HID	CAP.	EMISIONES (Millones de toneladas)				COSTO TOTAL	
	1356	350	546	179		TOTAL (MW)	CO2	SOx	NOx	Part.	(10 ⁶ US\$)	
CASO BASE	0	0	118	6	5	68,041	196	0.344	0.338	0.016	53,124	
1 DEMANDA ALTA Tasa de crecimiento 6%	0	0	157	27	5	93,094	251	0.378	0.409	0.018	60,232	
2 CENTRAL NUCLEAR FORZADA Año 2012	1	0	115	9	5	68,286	192	0.353	0.334	0.017	53,530	
3 INCREMENTO PRECIO DEL GAS Alcanza 12 US\$/1000 ft ³ en 2010	0	159	26	4	5	73,101	322	0.63	1.192	0.058	76,269	
4 LIMITE EN SUMINISTRO DE GAS A partir de 2010	0	122	45	4	8	71,295	293	0.59	0.998	0.05	55,870	
5 TASA DE DESCUENTO 12% En lugar de 10%	0	0	118	5	5	67,862	196	0.344	0.338	0.016	44,714	

incremento de 5060 MW comparada con el caso base, esto se debe principalmente a que la eficiencia de las centrales duales es menor que las de ciclo combinado. El resultado en cuanto a emisiones indica un crecimiento considerable en todos los contaminantes, por ejemplo el CO₂ pasa de 196 millones de toneladas en el caso base a 322 millones de toneladas en éste plan de expansión. A su vez las inversiones totales del sistema se incrementan en 44% con respecto al caso base, esto es debido a los mayores costos de capital de las centrales duales y al precio del gas.

La Alternativa 4 supone que a partir del año 2010 el suministro de gas será solo para el parque existente hasta ese momento y que no habrá nuevos equipos que quemen gas, todo esto bajo la consideración de que habría restricción en las importaciones de gas. A partir del año 2010 se empiezan a instalar centrales duales y al final se requieren 122 unidades duales de 350 MW, 45 unidades de ciclo combinado que se habían instalado hasta 2010 y 3 proyectos hidroeléctricos. La capacidad con respecto al caso base se incrementa en 3254 MW y las emisiones de todos los contaminantes también son bastante mayores. En esta alternativa el costo de la función objetivo se incrementa en US\$ 2,746 millones con respecto al caso base.

Finalmente la Alternativa 5 nos muestra una sensibilidad en la tasa de descuento al considerar 12% en vez de 10% con la finalidad de observar un alto costo de capital. La capacidad que se adiciona al sistema es prácticamente la misma que en el caso y por ende sus emisiones son iguales. El costo de la función objetivo decrece sustancialmente un 16%.

Análisis de decisión

Posteriormente a los casos de sensibilidad mediante el modulo DAM se efectúa un análisis para saber de entre todos los planes de expansión cual resulta ser la solución mas robusta para adecuada toma de decisiones en la planeación del sistema de potencia. En éste análisis es muy importante la diversificación del sistema y se utiliza un índice denominado Stirling Para describir la diversidad de los escenarios. Mediante un análisis de Pareto todos los escenarios son comparados en términos de diferentes criterios como son el costo, las emisiones y la diversidad. En los primeros estudios la Alternativa 2 resulta ser potencialmente óptima y el resto no. Este resultado es sorpresivo porque el caso base u otros pueden ser los mejores desde el punto de vista puramente económico, pero no lo son si las emisiones son tomadas en consideración.

Conclusiones

El proceso de planeación de la generación requiere de una labor contante para mejorar las metodologías y por ende los resultados de los estudios. En éste análisis se pudo apreciar que la alternativa de expansión económicamente óptima resulta ser el caso base pero depender de una tecnología o de un combustible pudiera ser muy contraproducente si por ejemplo el precio del gas sube drásticamente. Cabe hacer mención que con los costos actuales de los proyectos hidroeléctricos éstos no resultan competitivos como lo son las centrales de ciclo combinado, pero su inclusión en los programas de expansión son fundamentales. Por otro lado es muy importante para un sistema como el nuestro impulsar la diversificación ya que es muy importante tener mas alternativas de expansión. Por último cabe destacar la gran importancia que tiene en la actualidad el desarrollar los sistemas eléctricos considerando su impacto ambiental, con ésta metodología se ha podido medir el volumen de emisiones producidas por la generación de electricidad.

BIBLIOGRAFÍA

[Referencia 1]
**DECADES TOOLS
USER'S MANUAL VERSION 1.0
O.I.E.A**

[Referencia 2]
**WIEN AUTOMATIC SYSTEM PLANNING (WASP)
USER'S MANUAL
O.I.E.A.**

**EXPANSION PLANNING FOR ELECTRICAL
GENERATING SYSTEMS
GUIDEBOOK
O.I.E.A.**

CURRICULUM VITAE

Jorge Fernández Velázquez. Ingeniero industrial Eléctrico, egresado del Instituto Tecnológico de Pachuca, estudios de Maestría en la ESIME, IPN. Actualmente Jefe de la Oficina de Expansión de la Generación de la Gerencia de Programación de Sistemas Eléctricos.