



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

PROGRAMA DE MAestrÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA

ANÁLISIS JERÁRQUICO PARA LA TOMA DE DECISIÓN EN LA
PLANEACIÓN DE LA CAPACIDAD DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EN
MÉXICO A LARGO PLAZO

T E S I S

QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:

MAESTRO EN INGENIERÍA

ENERGÍA – SISTEMAS ENERGÉTICOS

PRESENTA:

GUILLERMO JOSÉ ESTRADA SARTI

DIRECTORA:

DRA. CECILIA MARTÍN DEL CAMPO MÁRQUEZ



AÑO
2010



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

JURADO ASIGNADO

Presidente:	Dr. Juan Luis François Lacouture
Secretario:	Dra. Cecilia Martín del Campo Márquez
Vocal:	Dr. Víctor Rodríguez Padilla
1 ^{er} Suplente	M.I. Carlos Villanueva Moreno
2 ^{do} Suplente	M.I. Miguel Medina Vaillard

LUGAR DONDE SE REALIZÓ LA TESIS:

Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México, México, D.F.

Directora de Tesis:
Dra. Cecilia Martín del Campo Márquez

Firma

Para mis abuelos

Toda buena dádiva y todo don perfecto
desciende de lo alto, del Padre de las
luces, en el cual no hay mudanza, ni
sombra de variación

Santiago 1:17

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a mis padres por su incondicional apoyo.

Agradezco a la Facultad de Ingeniería por permitirme estudiar un posgrado y a CONACYT por la beca que me otorgó.

Agradezco a los profesores de la Maestría en Energía por compartirme sus conocimientos tan amablemente.

Agradezco al Dr. Juan Luis François, al Dr. Víctor Rodríguez Padilla, al M.en Ing. Carlos Villanueva Moreno y al M. en Ing. Miguel Medina Vaillard, por sus correcciones, consejos y sugerencias.

Un agradecimiento especial para mi directora, la Dra. Cecilia Martín del Campo por su paciencia, dedicación y entrega.

ÍNDICE

	Pág
INTRODUCCIÓN	1
1 PLANEACIÓN DE LA GENERACIÓN	5
1.1 Evolución del mercado eléctrico	7
1.2 Infraestructura actual del Sistema Eléctrico Nacional.....	9
1.2.1 Centrales hidroeléctricas	11
1.2.2 Centrales a base de hidrocarburos	12
1.2.3 Centrales geotermoeléctricas.....	16
1.2.4 Central nucleoelectrica.....	17
1.2.5 Centrales eoloeléctricas.....	17
1.3 Tecnologías candidatas	17
1.3.1 Centrales hidroeléctricas	18
1.3.2 Ciclos combinados.....	18
1.3.3 Centrales carboeléctricas.....	19
1.3.4 Centrales nucleoelectricas	20
1.3.5 Fuentes renovables de energía.....	23
1.4 Generación de las configuraciones.....	24
1.4.1 Margen de reserva.....	25
1.4.2 Probabilidad de pérdida de carga (LOLP)	27
1.5 Conclusiones	28
2 WASP: Wien Automatic System Planning Package.....	29
2.1 Antecedentes	29
2.2 Modelo WASP	30
2.3 Cálculo de los costos	33
2.4 Descripción de los módulos de WASP-IV.....	37
2.5 Conclusiones	38
3 DESARROLLO DE LOS PLANES DE EXPANSIÓN.....	39
3.1 Consideraciones generales	39
3.2 Demandas del sistema.....	40

3.3	Sistemas fijo	42
3.4	Sistema variable	43
3.5	Planes de expansión.....	44
3.6	Conclusiones	48
4	JERARQUIZACIÓN DE LOS PLANES.....	49
4.1	Criterios de decisión	49
4.2	AHP: Analytical Hierachy Process	52
4.3	Externalidades	63
4.4	Conclusiones	66
5	ANÁLISIS DE RESULTADOS	68
6	CONCLUSIONES GENERALES	82
	SIGLAS Y ACRÓNIMOS	85
	GLOSARIO DE TÉRMINOS	87
	FUENTES CONSULTADAS	90
	Fuentes consultadas en español	90
	Fuentes consultadas en inglés.....	91
	Sitios de Internet	92
	Páginas de Internet.....	92
	ÍNDICE DE FIGURAS	94
	ÍNDICE DE TABLAS	95

INTRODUCCIÓN

La electricidad no se puede almacenar más que en muy pequeñas cantidades, una vez generada debe ser entregada y consumida inmediatamente. Además, sería relativamente sencillo controlar un sistema eléctrico en el que las cargas fueran iguales las 24 horas del día los 7 días de la semana de todos los meses del año. Sin embargo, en un sistema eléctrico las cargas cambian cada hora de cada día y cada mes, normalmente con cierta regularidad dependiendo si se trata de un horario de día o de noche, del día de la semana, estación, etc.

Un sistema eléctrico se compone principalmente de tres elementos, que son:

1. La generación
2. La transmisión, y
3. La distribución

Está claro que el diseño del sistema de transmisión está relacionado con el sistema de generación y sus costos deben optimizarse conjuntamente. Sin embargo, las inversiones para la transmisión son frecuentemente menores que las inversiones para la generación, de tal manera que es preferible permitir que incrementen los costos asociados a la expansión del sistema de transmisión con tal de lograr el programa de adiciones de capacidad más económico. Es por lo anterior que los estudios de expansión de la generación eléctrica son de primordial importancia para el diseño del sistema eléctrico más sustentable y para la definición de políticas energéticas a mediano y largo plazo.

Se espera que la producción de energía eléctrica crezca significativamente en las próximas décadas para satisfacer las necesidades de la economía y la población. Por lo que el mix de tecnologías y combustibles jugará un papel muy importante en las emisiones del sector.

El sector eléctrico en México es el segundo mayor emisor de gases de efecto invernadero (GEI), superado únicamente por el sector transporte, participando con el 26% de las

emisiones totales de GEI por producción y consumo de energía¹. El problema de estos gases es global y no conoce fronteras.

Toda tecnología de generación de energía eléctrica causa de manera directa o indirecta algún impacto ambiental. En el proceso de generación de energía eléctrica, el medio ambiente se puede ver afectado por emisiones al aire; consumo, usos y descargas de agua; y disposición de residuos.

Este estudio no analiza los beneficios de extender la vida útil de las unidades existentes. Sólo compara la integración de plantas nuevas al sistema.

El objetivo general de este trabajo es realizar un estudio sobre posibles escenarios de la expansión de la generación eléctrica a mediano-largo plazo habiendo incorporado las externalidades a la función de costo. Lo que se busca es contar con elementos para orientar las decisiones hacia la selección de las tecnologías de generación y sus respectivos energéticos. Para simplificar el problema, se considera que toda la capacidad de generación está concentrada en un solo punto y se utiliza el modelo uninodal² WASP-IV³. Por lo tanto, no se toman en cuenta los costos de los sistemas de transmisión y distribución, ni los costos por uso o adquisición de tierras.

Los objetivos particulares son los siguientes:

- Simular la expansión de la generación eléctrica a mediano-largo plazo.
- Modelar la expansión del sistema eléctrico mexicano de generación para el período de 27 años que comprende de 2009 hasta 2035.

¹ Johnson, T. et al (p.23, 2009)

² Existen otras herramientas diseñadas para el análisis de la cadena energética completa del sistema eléctrico de potencia, por ejemplo DECADES (IAEA, *Decades Tools – User’s Manual for version 1.0* (Austria, 1998)

³ IAEA, *Wien Automatic System Planning (WASP) Package - A Computer Code for Power Generating System Expansion Planning - Version WASP-IV with User Interface - User's Manual* (Austria, 2006)

Resumen

El principal objetivo de este trabajo es estudiar escenarios posibles para expandir la capacidad de generación en México a mediano y largo plazo. Lo que se busca es contar con elementos para orientar las políticas energéticas para la selección de las tecnologías y sus respectivos energéticos.

Para simplificar el problema se considera que toda la capacidad de generación y los sitios de consumo están concentrados en un solo punto. Se utiliza el modelo uninodal WASP-IV para simular la expansión del sistema eléctrico mexicano de generación para el período de 27 años que comprende de 2009 hasta 2035. Se realizan optimizaciones de las expansiones eléctricas internalizando los costos externos en la función objetivo del modelo WASP y se comparan con las optimizaciones que no incluyen externalidades.

Las unidades candidatas consideradas para la expansión son unidades de ciclo combinado de 800 MWe, unidades de turbogás de 267 MWe, unidades de 700 MWe a base de carbón con desulfurador integrado, unidades geotermoeléctricas de 27 MWe, parques eólicos de 100 MWe y unidades nucleoeeléctricas de 1,350 MWe.

Se evalúa particularmente la participación de la opción nuclear simulando tres planes que consideraran la opción nuclear y tres planes que no la consideran.

Posteriormente, se hace un análisis de decisión basado en Proceso Analítico Jerárquico (AHP) y se jerarquizan los planes propuestos de acuerdo con los 6 criterios que son: costo, riesgo asociado al alza del precio de los combustibles, costos externos, diversidad de los energéticos primarios para la generación, fracción de inversión importada y fracción de capacidad de generación libre de carbono. Los resultados obtenidos mediante AHP se comparan con los que resultan de la aplicación del método *Vector de posición de mínimo arrepentimiento*, obteniendo el mismo orden de calificaciones globales.

Las conclusiones que derivan de este trabajo son que cuando se incluyen las externalidades al proceso de optimización empleando el modelo WASP, se obtienen expansiones eléctricas con costos totales de generación (internos + externos) menores que los que se obtendrían si no se hubieran tomado en cuenta. Por otro lado, dentro de los planes de expansión estudiados, los que consideran la opción nuclear son en general relativamente más atractivos que sus respectivos casos que no la consideran.

Abstract

The primary objective of this work is to study feasible scenarios for the expansion of the electricity generating capacity for Mexico in the mid and long term. The desired goal is to generate arguments to define energy policies for selecting technologies and their respective energy sources for the electricity generation.

For the purpose of this study and in order to simplify the simulations, all the generating capacity and the load were concentrated in one single node. The WASP-IV model was used to simulate the expansion of the Mexican electric generating system for 27 years, from 2009 to 2035. Optimizations of the electric expansions were made by internalizing the external cost in the objective function of the WASP model, and results were compared with the expansion plans that did not internalize them.

The generating candidate units for the expansions are: natural gas combined cycle plants of 800 MWe, turbogas plants of 267 MWe, coal fired power plants with desulfurization of 700 MWe, geothermal plants of 27 MWe, wind farms of 100 MWe and nuclear power plants of 1,350 MWe.

The nuclear participation in the generating mix was evaluated by simulating three plans which considered the nuclear option and three which did not.

Analytical Hierachy Process (AHP) methodology was subsequently applied to rank the plans according to the six decision criteria which are: cost, risk related to high fuel prices, external costs, diversity of the energy sources, percentage of foreign investment in relation to the total cost, and the fraction of carbon-free generation. The results obtained with the AHP methodology were compared with the results obtained with the position vector of minimum regret method, and both methods showed the same global ranking.

The conclusion of this study is that when external costs are included in the optimization process using the WASP model, better electric expansions plans, with lower total (internal+external) generation costs are found. On the other hand, the plans which included the participation of nuclear power plants were in general relatively more attractive than the plans that did not.

INTRODUCCIÓN

La electricidad no se puede almacenar más que en muy pequeñas cantidades, una vez generada debe ser entregada y consumida inmediatamente. Además, sería relativamente sencillo controlar un sistema eléctrico en el que las cargas fueran iguales las 24 horas del día los 7 días de la semana de todos los meses del año. Sin embargo, en un sistema eléctrico las cargas cambian cada hora de cada día y cada mes, normalmente con cierta regularidad dependiendo si se trata de un horario de día o de noche, del día de la semana, estación, etc.

Un sistema eléctrico se compone principalmente de tres elementos, que son:

1. La generación
2. La transmisión, y
3. La distribución

Está claro que el diseño del sistema de transmisión está relacionado con el sistema de generación y sus costos deben optimizarse conjuntamente. Sin embargo, las inversiones para la transmisión son frecuentemente menores que las inversiones para la generación, de tal manera que es preferible permitir que incrementen los costos asociados a la expansión del sistema de transmisión con tal de lograr el programa de adiciones de capacidad más económico. Es por lo anterior que los estudios de expansión de la generación eléctrica son de primordial importancia para el diseño del sistema eléctrico más sustentable y para la definición de políticas energéticas a mediano y largo plazo.

Se espera que la producción de energía eléctrica crezca significativamente en las próximas décadas para satisfacer las necesidades de la economía y la población. Por lo que el mix de tecnologías y combustibles jugará un papel muy importante en las emisiones del sector.

El sector eléctrico en México es el segundo mayor emisor de gases de efecto invernadero (GEI), superado únicamente por el sector transporte, participando con el 26% de las

emisiones totales de GEI por producción y consumo de energía¹. El problema de estos gases es global y no conoce fronteras.

Toda tecnología de generación de energía eléctrica causa de manera directa o indirecta algún impacto ambiental. En el proceso de generación de energía eléctrica, el medio ambiente se puede ver afectado por emisiones al aire; consumo, usos y descargas de agua; y disposición de residuos.

Este estudio no analiza los beneficios de extender la vida útil de las unidades existentes. Sólo compara la integración de plantas nuevas al sistema.

El objetivo general de este trabajo es realizar un estudio sobre posibles escenarios de la expansión de la generación eléctrica a mediano-largo plazo habiendo incorporado las externalidades a la función de costo. Lo que se busca es contar con elementos para orientar las decisiones hacia la selección de las tecnologías de generación y sus respectivos energéticos. Para simplificar el problema, se considera que toda la capacidad de generación está concentrada en un solo punto y se utiliza el modelo uninodal² WASP-IV³. Por lo tanto, no se toman en cuenta los costos de los sistemas de transmisión y distribución, ni los costos por uso o adquisición de tierras.

Los objetivos particulares son los siguientes:

- Simular la expansión de la generación eléctrica a mediano-largo plazo.
- Modelar la expansión del sistema eléctrico mexicano de generación para el período de 27 años que comprende de 2009 hasta 2035.

¹ Johnson, T. et al (p.23, 2009)

² Existen otras herramientas diseñadas para el análisis de la cadena energética completa del sistema eléctrico de potencia, por ejemplo DECADES (IAEA, *Decades Tools – User's Manual for version 1.0* (Austria, 1998)

³ IAEA, *Wien Automatic System Planning (WASP) Package - A Computer Code for Power Generating System Expansion Planning - Version WASP-IV with User Interface - User's Manual* (Austria, 2006)

- Contar con datos actualizados sobre las alternativas de generación factibles de incorporarse al programa de expansión
- Evaluar la participación de la opción nuclear simulando tres planes que la consideraran y tres planes que no la consideran.
- Evaluar el impacto del alza en el precio de los combustibles en la función de costo.
- Incorporar los costos externos a los costos variables de operación y mantenimiento en la función objetivo del modelo WASP y realizar optimizaciones de las expansiones de la generación eléctrica.
- Jerarquizar los planes propuestos de acuerdo con los 6 criterios que son: costo, riesgo asociado al alza del precio de los combustibles, costos externos, diversidad de los energéticos primarios para la generación, fracción de inversión importada y fracción de capacidad de generación libre de carbono.
- Contar con elementos para orientar las decisiones hacia la selección de las tecnologías de generación y sus respectivos energéticos.

En el primer capítulo se presentan generalidades sobre la forma en que se planea un sistema de generación, cómo se hace en México y algunos conceptos importantes, la manera en que se espera que evolucione el mercado eléctrico nacional, la infraestructura existente y las tecnologías candidatas.

El segundo capítulo trata sobre el modelo WASP-IV. Habla de sus orígenes y de los elementos que forman la función objetivo o de costo, sus capacidades y la descripción de cada uno de los 7 módulos que lo componen.

El tercer capítulo explica cómo se desarrollaron los planes de expansión, las consideraciones generales y los sistemas fijo y variable considerados por el modelo.

En el capítulo 4 se detallan los criterios que sirvieron para jerarquizar los planes, los cuales son: costo relativo, riesgo asociado al alza de los precios de los combustibles, costos externos, diversidad, fracción de inversión importada y fracción de capacidad de generación libre de carbono. También se describe la técnica para lidiar con problemas complejos conocida como Proceso Analítico Jerárquico (AHP por sus siglas en inglés) que fue desarrollado por Thomas L. Saaty a fines de los años 70 y sus ventajas. En esta sección se habla de los costos externos y más específicamente del Proyecto ExternE.

En el capítulo 5 se explica la aplicación del AHP, los resultados obtenidos y su análisis. Adicionalmente se incluye una sección en la cual se resuelve el mismo problema mediante el método de *Vector de posición de mínimo arrepentimiento*, el cual fue desarrollado recientemente y es una versión avanzada del *Criterio de Savage* o de *Mínimo Arrepentimiento*.

Finalmente aparecen las conclusiones que derivan de este trabajo.

Las tablas y figuras presentadas en esta tesis son de elaboración propia excepto cuando se indique la fuente correspondiente.

1 PLANEACIÓN DE LA GENERACIÓN

En la expansión de un sistema eléctrico es muy importante aprovechar las instalaciones existentes y permitir la adaptabilidad de futuras adiciones. Los factores más determinantes en la selección de unidades para la expansión son la capacidad y características del sistema eléctrico existente, la forma de la curva de duración de carga del sistema y el ritmo al que crece la demanda de potencia máxima y energía. Claro que tiene también suma importancia, la variedad de plantas generadoras candidatas a ser utilizadas en la expansión que se va a optimizar.

La principal dificultad que se presenta al planear la expansión eléctrica es el diseño de un sistema que pueda construirse y operarse de la manera más económica y cumpliendo con los requerimientos de calidad en el servicio tomando en cuenta el costo de la energía no servida.

De acuerdo con los artículos 4° y 9° de la Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE), la Comisión Federal de Electricidad (CFE) debe actualizar anualmente la planificación de mediano plazo del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) a fin de asegurar la prestación del servicio a un mínimo costo global. A su vez, el artículo 36-BIS de la LSPEE establece que la planificación del SEN debe hacerse aprovechando, tanto en el corto como en el largo plazo, la producción de energía eléctrica que resulta de menor costo para la CFE y que además ofrezca óptima estabilidad, calidad y seguridad del servicio público.

Las condiciones de un sistema eléctrico cambian todo el tiempo y debido a que los períodos de construcción son largos¹ y los costos de inversión altos, los proyectos nuevos operan 20, 30 o más años dependiendo de la tecnología aunque al momento de su entrada en operación existan mejores alternativas.

¹ Transcurren aproximadamente de cuatro a seis años entre el análisis de oferta para decidir la construcción de una nueva central generadora hasta su entrada en operación comercial, adicionalmente, formular, evaluar y autorizar requiere una anticipación mínima de un año

La planificación de un sistema eléctrico requiere de datos actualizados sobre las alternativas de generación factibles de incorporarse al programa de expansión. En México, la CFE obtiene esta información de estudios para identificar y evaluar proyectos y tecnologías, así como de otras fuentes especializadas. Con estos datos integra el catálogo de opciones factibles y prepara anualmente el documento Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico (COPAR)² para las diferentes tecnologías de generación.

El objetivo de COPAR es consolidar una base de información confiable que pueda ser utilizada como referencia por los modelos técnicos y económicos que CFE emplea en la planificación del sistema eléctrico, así como en la evaluación económica y financiera de tecnologías en lo general y proyectos de generación en particular.

Aunque CFE cuenta con un *Programa de requerimientos de capacidad* en el que establece la capacidad futura que se licitará en función de su fecha programada de entrada y su ubicación, la LSPEE y su reglamento ofrecen a los inversionistas la libertad de proponer otras alternativas, aun cuando involucre transmisión adicional.

Mediante modelos que optimizan el comportamiento del sistema ante diferentes condiciones de operación (e.g. WASP) es posible elaborar un plan “óptimo” basado en análisis técnico-económicos. Estos análisis se realizan con base en la evolución esperada de la demanda, precios de combustibles, costos y eficiencias de las opciones tecnológicas para generación de energía eléctrica.

Adicionalmente debe aplicarse alguna técnica de decisión multicriterio que integre de manera global todos los criterios de evaluación.

² A este documento se le denomina *Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico* porque no es posible establecer un costo único para aplicarlo indiscriminadamente a cada tecnología debido a que cada proyecto tiene características propias

Este capítulo trata sobre la planeación de la generación eléctrica, los parámetros que deben tomarse en cuenta para predecir la evolución del mercado eléctrico y las condiciones que han favorecido la situación de sobrecapacidad que impera en el país. También trata de las propiedades del sistema existente, compuesto por centrales hidroeléctricas, termoeléctricas, eololéctricas, geotermeléctricas, una nucleoléctrica, y sus características, además de algunas ventajas y desventajas de las tecnologías candidatas. Se describen la importancia del establecimiento de un adecuado margen de reserva y probabilidad de pérdida de carga como indicadores de la confiabilidad del sistema.

1.1 Evolución del mercado eléctrico

El estudio de la evolución del mercado eléctrico sirve para estimar el consumo futuro y la demanda máxima de electricidad en el país. Dichas estimaciones permiten identificar los requerimientos de capacidad y energía necesarios para satisfacer el consumo nacional. Llevar a cabo un estudio sobre el mercado eléctrico requiere de la actualización y análisis de la información más reciente sobre su estructura y el comportamiento histórico de las condiciones económicas, tecnológicas y demográficas.

En los estudios de mercado eléctrico de los últimos años las tasas de crecimiento anual estimadas para la demanda se han mantenido en el rango de 4.9% a 5.6%³, sobre la base de las estimaciones de crecimiento económico proporcionado por la Secretaría de Energía (SENER)⁴ y la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) bajo el supuesto histórico de que la demanda crece a un ritmo más acelerado que el Producto Interno Bruto (PIB). Pero el crecimiento real de la economía (ver **Figura 1**) y la demanda (ver **Figura 2**) han sido inferior a lo previsto⁵.

³ CFE. *POISE 2009-2018*. p 3-34

⁴ La SENER establece tres escenarios de evolución futura de la actividad económica: planeación, alto y bajo, los cuales son utilizados por todos los organismos del sector energía en sus ejercicios de planeación y programación

⁵ En el período 2001-2005 no se cumplieron las expectativas de crecimiento de los sectores comercial, bombeo agrícola y gran industria

Esta disminución en las expectativas de demanda se reflejará en valores altos de margen de reserva (MR) de 2009 a 2013, por lo que hasta 2014 se estará cerca de los valores establecidos en los criterios de planificación.

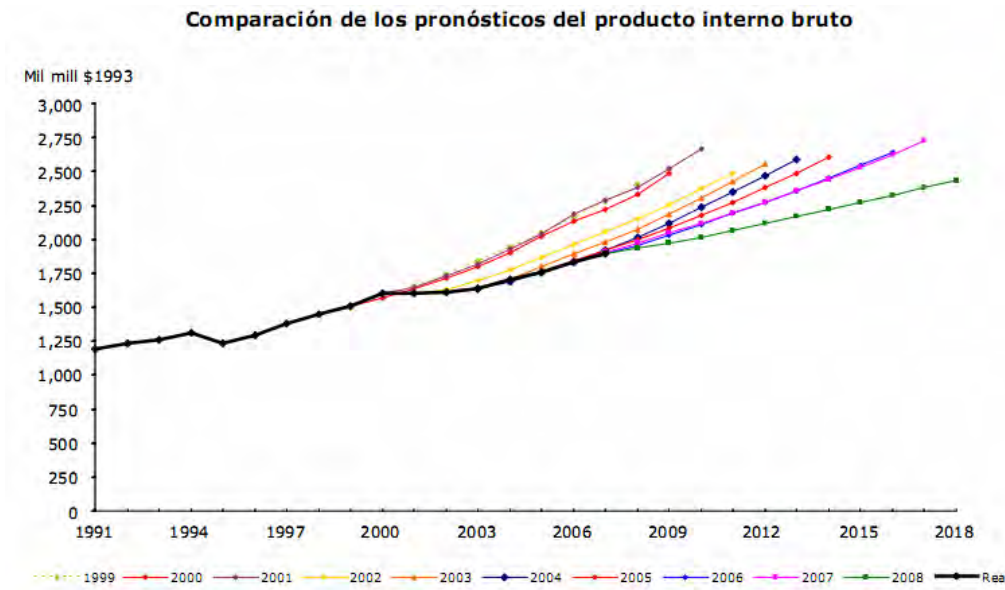


Figura 1. Pronósticos del producto interno bruto⁶

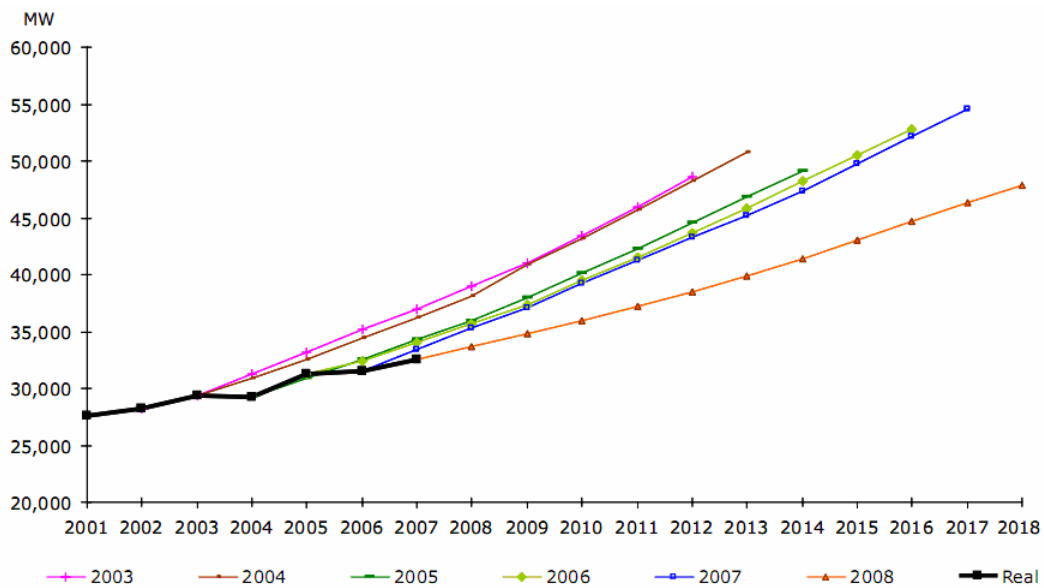


Figura 2. Pronósticos de la demanda máxima bruta del Sistema Interconectado Nacional⁷

⁶ CFE. *POISE 2009-2018*. Figura 1.2, p 1-4

⁷ CFE. *POISE 2009-2018*. Figura 1.10, p 1-15

1.2 Infraestructura actual del Sistema Eléctrico Nacional

En 1960 el suministro de electricidad del país se efectuaba mediante diversos sistemas aislados, y la capacidad de generación instalada era de 3,021 MW. Al paso del tiempo las redes se interconectaron utilizando mayores tensiones de transmisión, la frecuencia se unificó a 60 Hz, se desarrollaron grandes proyectos hidroeléctricos y termoeléctricos, y se logró la diversificación del parque de generación mediante el uso de energía geotérmica, nuclear, de carbón y eólica.

Para estudios de planificación, la CFE divide al SEN en las nueve regiones que se muestran en la **Figura 3**. Las siete áreas del macizo continental están interconectadas y forman el Sistema Interconectado Nacional (SIN). Su objetivo es compartir los recursos y reservas de capacidad ante la diversidad de las demandas. Esto hace posible el intercambio de energía y permite un funcionamiento más económico y confiable en conjunto.



1. Central, 2. Oriental, 3. Occidental, 4. Noroeste, 5. Norte, 6. Noreste, 7. Baja California, 8. Baja California Sur, y 9. Peninsular

Figura 3. Regiones del Sistema Eléctrico Nacional⁸

⁸ CFE. *POISE 2009-2018*. Figura 2.1, p 2-1

Las dos regiones de la península de Baja California permanecen como sistemas aislados. Particularmente el sistema de Baja California opera ligado con la red eléctrica de la región occidental de Estados Unidos de América (EUA). En la **Tabla 1** se muestra la distribución de la demanda por regiones.

Tabla 1. Distribución de la demanda máxima en 2007⁹

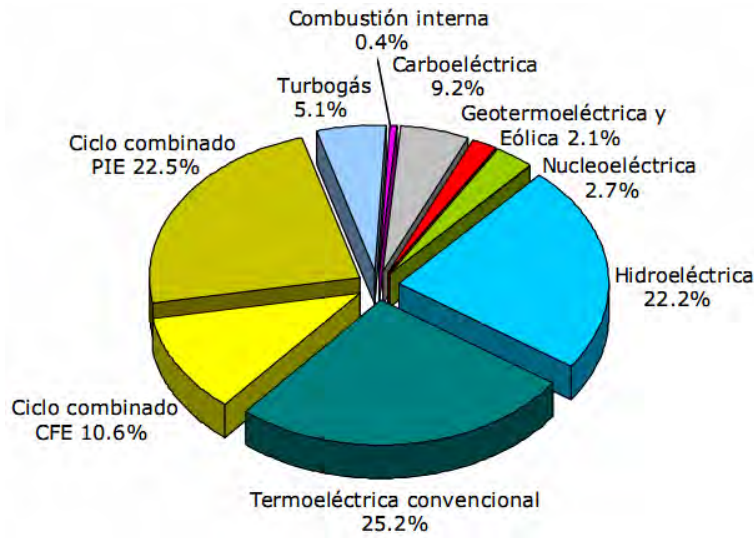
Sistema	MW	%
Sistema Interconectado Nacional	32,577	92.7
Baja California	2,208	6.3
Baja California Sur	307	0.9
Sistemas aislados	28	0.1
Total	35,120	100

Como ya se dijo, esta tesis considera que toda la carga y la capacidad de generación se encuentran concentradas en un solo punto porque el modelo utilizado (WASP) es uninodal y porque el alcance de este trabajo es la definición de adiciones gruesas sin especificar la ubicación.

En México, la generación de energía eléctrica se realiza a través de tecnologías disponibles en la actualidad, tales como son las centrales hidroeléctricas, termoeléctricas, eólicas y una nucleoelectrica. La capacidad efectiva del SEN para el servicio público fue de 51,029 MW al 31 de diciembre de 2007¹⁰, lo que representó un crecimiento de 4.4% respecto a 2006. De esta capacidad 63.8% se genera con base en los hidrocarburos (combustóleo, gas y diesel), 22.2% con hidroeléctricas, 9.2% a partir de carboeléctricas, 2.1% tiene origen en la geotermia y la energía del viento, y 2.7% correspondiente a la central nucleoelectrica de Laguna Verde. Ver **Figura 4**.

⁹ CFE. *POISE 2009-2018*. Cuadro 1.4, p. 1-14

¹⁰ No incluye excedentes de autoabastecimiento ni cogeneración. CFE. *POISE 2009-2018*, p 2-2



Capacidad efectiva total = 51,029 MW

Figura 4. Capacidad efectiva del Servicio Público del SEN al cierre de 2007¹¹

Para desarrollar un análisis económico apropiado de las alternativas para expandir la capacidad de generación es necesario primero examinar cuidadosamente la operación de las unidades existentes en el presente y el sistema que opere en el futuro.

1.2.1 Centrales hidroeléctricas

En la cuenca del río Grijalva se localiza el mayor desarrollo hidroeléctrico del país, con 4,800 MWe. Está integrado por las centrales Angostura, Chicoasén, Malpaso y Peñitas. Representa 42.3% de la capacidad hidroeléctrica en operación a diciembre de 2007.

Otro desarrollo importante es el de la cuenca del río Balsas, localizado al occidente del país. Está formado por: Caracol, Infiernillo y La Villita, con un total de 1,900 MWe, que corresponden al 16.7% de la capacidad hidroeléctrica.

¹¹ CFE. *POISE 2009-2018*. Figura 2.2, p 2-3

En 2007 entró en operación la central El Cajón, con 750 MWe, que junto con Aguamilpa se localiza en Nayarit, en la cuenca del río Santiago; ambas participan con 1,710 MWe, lo que equivale al 15.1% de la instalada en esta tecnología.

Huites en el noroeste, con dos unidades de 211 MW cada una, así como Zimapán en el centro del país, también con dos unidades de 146 MW cada una, representan el 6.3% de la capacidad hidroeléctrica total.

El 19% restante se encuentra distribuido principalmente en las cuencas de los ríos Papaloapana, Santiago, Pánuco, Yaqui, El Fuerte y Sinaloa.

1.2.2 Centrales a base de hidrocarburos

En las centrales a base de hidrocarburos el costo por concepto de combustible puede alcanzar el 70% del costo total de producción. La energía termoeléctrica generada con estos combustibles proviene de plantas con diferentes tecnologías y capacidades.

Las unidades de generación basadas en combustibles fósiles, son consideradas fuentes importantes de emisiones atmosféricas que pueden afectar la calidad del aire en el área local o regional, así como contribuir al calentamiento global. Los principales gases emitidos como resultado de la quema de combustibles fósiles son: bióxido de azufre (SO₂), óxidos de nitrógeno (NO_x), monóxido de carbono (CO), bióxido de carbono (CO₂) y partículas sólidas.

Los estados de la república más expuestos a contaminación atmosférica por generación termoeléctrica a base de combustibles fósiles son: Veracruz, Coahuila y Guerrero de acuerdo a los contaminantes considerados (CO₂, Hg, NO_x y SO₂) por Vijay S. et al en 2004.

a. Combustóleo

El combustóleo se emplea principalmente en centrales termoeléctricas convencionales (TC). Para facilitar su suministro, se localizan cerca de los puertos o en la proximidad de las refinerías de Petróleos Mexicanos (PEMEX).

b. Gas Natural

En los últimos años se ha presentado una serie de factores que impulsan el desarrollo y uso masivo del gas natural licuado (GNL). Según el Gas Technology Institute los costos de licuefacción del gas natural y los costos de construcción de los buques metaneros se han reducido a la mitad en comparación con la década de los ochentas.

En México, por restricciones ecológicas se ha incrementado su uso en las TC ubicadas en las grandes ciudades, por lo que el uso de combustóleo disminuye aceleradamente.

El GNL apareció comercialmente en México en agosto de 2006 con el inicio de operaciones de la primera terminal regasificadora de la CFE en Altamira, Tamaulipas; ahí se procesó el 30% de las importaciones nacionales de gas natural del país en 2007. Se espera que las importaciones de gas natural crezcan significativamente en los próximos años, pues ya entró en operación la segunda terminal en Ensenada y se prevé el inicio de operaciones de una tercera terminal en Manzanillo en 2011.

Todas las expectativas y proyecciones para el GNL asumen que el abasto y movimiento de éste no será nunca un problema, lo cual, de no ser cierto, podría generar grandes problemas en el futuro, sin mencionar que más de la mitad de las reservas de gas se concentran en tan sólo tres países: Rusia, Irán y Qatar. Se supone que algunas regiones, incluidas China, la India, Australia y Europa, contienen vastos recursos pero, en ciertos casos existen obstáculos de peso para su explotación, entre los que destacan el difícil acceso a los recursos, el impacto medioambiental o la distancia que separa los recursos de la infraestructura de

gasoductos existente. Además, las características geológicas de los recursos no evaluados pueden plantear serios desafíos técnicos y económicos en el momento de su explotación¹².

Es probable que los precios del gas se incrementen y se tornen volátiles. En 2008, el precio de los hidrocarburos registró fuertes incrementos alcanzando el precio más alto en años¹³. El *Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico* (POISE) 2009-2018 de la CFE advierte que la tendencia observada en los precios de los combustibles fósiles en los últimos años hace prever que los precios de gas natural, combustóleo y carbón serán superiores a los estimados en el pasado.

El gas natural se emplea principalmente en las centrales termoeléctricas convencionales a vapor y en centrales de turbogás y ciclo combinado. La instalación de turbinas de gas en plantas de ciclo combinado ha sido una opción tecnológica muy atractiva para la generación de electricidad en los últimos años¹⁴, lo que ha fomentado el crecimiento de la demanda del gas natural en este segmento del sector a un ritmo de crecimiento anual de 15.7% entre 1997 y 2007¹⁵.

En México, el sector energético está apostando fuertemente al gas natural, especialmente para la industria eléctrica. En la *Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2007-2016*, publicada por la SENER, se expresa que: “La tecnología de ciclo combinado ofrece ventajas importantes como mayor eficiencia térmica, menores emisiones, costos de capital más bajos, plazos de construcción y de arranque más cortos, requerimientos de espacio menores y escalas de planta más flexibles, con respecto a centrales convencionales que queman combustóleo o carbón y respecto a reactores nucleares”.

¹² IEA. *World Energy Outlook, Resumen Ejecutivo, Spanish Translation*, 2009, p. 15

¹³ Puig, L, “El precio del gas, en su nivel más alto,” *Energía a Debate*, Agosto 2008, <http://www.energiaadebate.com/Articulos/Julio2008/PuigLaraJulio2008.htm>.

¹⁴ Para hacer competitivo el equipo existente respecto a las nuevas tecnologías y para aumentar la capacidad y eficiencia del parque generador, se han repotenciado unidades TC para formar ciclos combinados acoplando unidades turbogás. También se han convertido centrales turbogás a ciclos combinados

¹⁵ SENER. *Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2008-2017*. Cuadro 19, p. 84

Si bien el gas natural presenta algunas ventajas respecto a la quema de otros combustibles fósiles como el carbón y el combustóleo, su aprovechamiento emite una cierta cantidad de CO₂, que es un gas de efecto invernadero.

En México, la utilización del gas natural en el sector eléctrico público ha aumentado significativamente en la última década respecto de otros combustibles.

c. Diesel

El diesel se utiliza en unidades que operan durante las horas de demanda máxima para abastecer zonas aisladas y por restricciones en la disponibilidad de gas en algunas centrales de ciclo combinado.

d. Carbón

En México se tiene la central Carbón II de 1, 400 MW, que utiliza combustible nacional e importado, Río Escondido con 1,299 MW que consume sólo combustible nacional, ambas en el estado de Coahuila. Petacalco con capacidad de 2,100 MW tiene la posibilidad de quemar carbón y/o combustóleo; se ubica en el estado de Guerrero y, actualmente emplea carbón importado casi en su totalidad.

Una alternativa para disminuir las emisiones incontroladas de CO₂ a la atmósfera en grandes plantas, como carboeléctricas, que funcionan con combustibles fósiles es la captura y almacenamiento de carbono.

La captura y almacenamiento de carbono consiste en recoger el CO₂ que se produce al quemar combustibles fósiles, transportarlo a una ubicación adecuada e inyectarlo en el subsuelo para evitar que llegue a la atmósfera. Por ubicaciones adecuadas nos referimos a formaciones geológicas tales como pozos de petróleo y gas agotados, minas de carbón abandonadas o acuíferos. Es importante señalar que los sitios geológicos de almacenamiento deben gestionarse con mucho cuidado para evitar que el CO₂ inyectado se

escape.

Y ciertamente, el incorporar en las tecnologías fósiles la captura y almacenamiento de carbono disminuyen considerablemente las emisiones de CO₂, sin embargo, esta disminución requiere de mayores costos de inversión, incremento de la energía para usos propios y reducción en la eficiencia de conversión¹⁶.

Europa pretende tener en funcionamiento doce plantas piloto con captura y almacenamiento de carbono a escala real para 2015 y disponer de una tecnología comercialmente viable en 2020¹⁷.

De acuerdo con el *Programa Especial de Cambio Climático 2009-2012* (PECC 2009-2012) de la SENER se prevé que para reducir las emisiones asociadas a la generación eléctrica habrá que fortalecer las capacidades nacionales para la eventual aplicación de tecnologías de captura y almacenamiento geológico del CO₂. De hecho, se espera que una parte del porcentaje de capacidad no comprometida en los requerimientos de capacidad adicional corresponda principalmente a carboeléctricas que podrían incluir esta tecnología¹⁸.

1.2.3 Centrales geotermoeléctricas

El mayor aprovechamiento de esta energía se localiza en la Central de Cerro Prieto, en Baja California (720 MWe) y representa 75% de la capacidad geotermoeléctrica en operación. El 25% restante se encuentra en Los Azufres, Michoacán (194.5 MWe), Los Humeros, Puebla (35 MWe), y Tres Vírgenes, Baja California Sur (10 MWe).

¹⁶ Fernández, R. et al. La nucleoelectricidad Una oportunidad para México (Reporte Final), Academia de Ingeniería de México, 2009, p. 297

¹⁷ Comisión Europea - Medio Ambiente - El cambio climático - Captura y almacenamiento de carbono: una prometedora nueva tecnología para combatir el cambio climático. Disponible en: http://ec.europa.eu/environment/climat/campaign/news/news11_es.htm [Accedido Junio 24, 2010].

¹⁸ SENER. Prospectiva del Sector Eléctrico 2009-2024. p. 132

1.2.4 Central nucleoelectrica

Laguna Verde consta de dos unidades de 682 MW cada una y está ubicada en el estado de Veracruz. Su participación representó 4.8% de la energía total producida en 2009, al operar con un factor de planta de 88.7%¹⁹.

1.2.5 Centrales eoloelectricas

A la capacidad existente en La Venta, Oaxaca de 1.57 MW, se adicionaron 83.3 MW en 2007. A ésta se le deben integrar 0.6 MW en Guerrero Negro, Baja California Sur, ya en operación.

1.3 Tecnologías candidatas

Además de un programa de adiciones, es importante contar con un catálogo que incluya las unidades en operación, su capacidad y las fechas propuestas para su retiro. Dichos programas de retiros se basan en el análisis de los costos de operación y la vida útil de las unidades generadoras.

La tasa de salidas forzadas depende del tipo y tamaño de cada unidad, su antigüedad, las condiciones de operación y los programas de mantenimiento. La incertidumbre al determinar la tasa de salidas forzadas de ciertas unidades depende de la información aplicable con que se cuente, la cual puede dividirse en tres grupos:

1) La información de las unidades que han operado por diez años o más es buena y las variaciones pueden predecirse con bastante exactitud, 2) cuando las unidades han operado por menos de diez años, las tasas de salidas forzadas calculadas presentan grandes variaciones y los valores medios no son adecuados, y 3) las tasas de salidas forzadas para

¹⁹ Cálculos propios realizados con información del: OIEA, Power Reactor Information System. Disponible en: <http://nucleus.iaea.org/sso/NUCLEUS.html?exturl=http://www.iaea.or.at/programmes/a2/> [Accedido Junio 18, 2010].

unidades en construcción deben estimarse sin ninguna experiencia operativa, por lo que son poco confiables.

La inversión requerida para construir una central nueva puede variar considerablemente dependiendo de la complejidad del diseño, procedimientos regulatorios y de licenciamiento, requerimientos ambientales, estándares de control y seguridad, tiempo de construcción, ubicación, inflación, etc.

Los costos de los combustibles fósiles también pueden variar dependiendo del tipo de combustible, qué tan lejos tiene que transportarse, contenido de calor, costo por limpiar y almacenar los desechos después de extraerles la energía.

1.3.1 Centrales hidroeléctricas

Sus costos de inversión son altos y en algunos casos existen problemas sociales y ambientales derivados de su construcción. Operan competitivamente en las horas de demanda máxima. Sus principales beneficios: utilizan una fuente de energía renovable, no contaminan el ambiente, su construcción tiene el mayor componente de integración nacional y las obras civiles y las presas generalmente pueden destinarse a otros usos como riego, control de avenidas de ríos, agua potable, turismo, navegación, entre otros.

1.3.2 Ciclos combinados

El atractivo de esta opción es la alta eficiencia y la limpieza en el proceso de conversión de la energía, lo que permite reducir niveles de contaminación, con respecto a cualquier otro combustible fósil, y ofrecer flexibilidad para utilizar otros energéticos con la integración de estaciones gasificadoras.

Ciclos combinados con gasificación integrada

El atractivo de esta tecnología es la posibilidad de aprovechar diversos combustibles mediante su gasificación, con el fin de obtener gas de síntesis para ser utilizado en las turbinas a gas de un ciclo combinado. La gasificación de carbón, biomasa y residuos de refinación son opciones importantes. Con este proceso se soluciona en buena medida el problema ambiental asociado con la combustión de energéticos primarios de baja calidad.

La tecnología de un Ciclo Combinado con Gasificación Integrada (IGCC) y la captura y secuestro de carbono aún no están probadas, se encuentran en etapa de demostración en diversos países del mundo, esperando comercialización industrial a partir del 2020²⁰. Por lo anterior, existe gran incertidumbre en cuanto a sus costos.

1.3.3 Centrales carboeléctricas

Las reservas de carbón están mejor repartidas que las de otros combustibles fósiles, por lo que su precio es más estable al no estar limitado por su disponibilidad o restricciones geográficas.

Hasta hace poco, las centrales carboeléctricas habían sido tachadas de altamente contaminantes pero, las nuevas centrales generadoras a base de carbón están equipadas con sofisticados sistemas para el control emisiones muy eficientes²¹. También se están desarrollando técnicas para capturar y secuestrar el dióxido de carbono de manera efectiva en costos.

Las centrales térmicas de carbón pulverizado constituyen la principal fuente mundial de energía eléctrica. De acuerdo con la Agencia Internacional de Energía (AIE), la utilización

²⁰ Fernández, R. et al. *La nucleoelectricidad una oportunidad para México (Versión Final)*, México: Academia de Ingeniería de México, p. 450

²¹ Desde 1980 el uso de carbón en centrales eléctricas en el mundo se elevó en 75%, pero hubo paralelamente un impresionante declive en las emisiones de SO₂, NO_x y partículas que han sido reducidas en más del 50%, 30% y 15% respectivamente en centrales carboeléctricas de Europa

del carbón continuará incrementándose durante los próximos 20 años hasta convertirse en el combustible más utilizado participando con la generación del 42% de la electricidad a nivel global²².

Se espera que entre los años de 2012 y 2020 sea posible eliminar las emisiones de SO₂, NO_x y partículas en más del 99%, eliminar el mercurio en tasas superiores al 90%, alcanzar eficiencias térmicas del 50-60% y claro, capturar y secuestrar el CO₂²³.

De intensificarse su uso, habrá que desarrollar estrategias de compra de carbón a largo plazo que garanticen los precios competitivos. Además se requerirán inversiones adicionales para la recepción y manejo del carbón, así como la construcción o adecuación de los puertos e infraestructura.

Además, para cumplir con la normatividad ambiental deberán considerarse las inversiones asociadas a equipos anticontaminantes.

Debido a los períodos de licitación y construcción de estos proyectos, será posible la instalación de este tipo de centrales a partir de 2017²⁴.

1.3.4 Centrales nucleoelectricas

Por desgracia, después de que Estados Unidos desarrollara e hiciera uso de una bomba nuclear contra población civil en 1945 y el lamentable accidente ocurrido en Chernóbil en 1986, hay personas que piensan que la utilización de la energía nuclear entraña grandes peligros.

En realidad, la generación de energía eléctrica por medios nucleares utiliza tecnologías validadas y probadas por organismos internacionales y ante los recientes debates sobre el

²² Angulo de Leseigneur, C. Energía a Debate. *El carbón como energético limpio*. Año 4, Tomo IV, No. 23, noviembre-diciembre de 2007. México. p 27

²³ Ídem

²⁴ CFE. POISE 2009-2018. p 3-21

suministro energético, los altos precios de los combustibles y las crecientes emisiones de gases de efecto invernadero que contribuyen al calentamiento global, se puede asegurar que dicha tecnología jugará un papel muy importante en los próximos años.

La energía nuclear incorpora en sus costos la mayor parte de las externalidades²⁵, por lo que sus costos de generación incluyen el costo de casi todos los procesos que fueron necesarios para generar electricidad, así como los impactos ambientales que podrían producirse.

La tecnología de las unidades nucleoelectricas está en el grupo de impacto ambiental bajo, conjuntamente con las energías renovables y las hidroeléctricas, con la ventaja de poder suministrar grandes cantidades de energía para carga base.

Actualmente operan en el mundo 436 reactores nucleares con una capacidad neta total instalada de 370,260 GWe y 53 reactores más están en construcción en países como India, Bulgaria, Japón, Rusia, Corea del Sur, Finlandia o Francia²⁶.

China prevé construir al menos 30 nuevas plantas nucleares antes de 2020 (con 100 reactores), para satisfacer las demandas energéticas de su creciente población. Hoy en día tiene nueve reactores que le proporcionan el 2.3% del suministro eléctrico²⁷.

A estos reactores en operación y construcción se sumarán las centrales ya planificadas, que ascienden a 200, destacando el programa 2010 del Departamento de Energía de Estados Unidos (DOE), donde en la actualidad hay unas 30 solicitudes en proceso de autorización²⁸.

El *Committee on Climate Change* (CCC) de Reino Unido concluyó que la energía nuclear es competitiva en costo si se le contrasta con el sistema convencional que funciona a base

²⁵ Una externalidad negativa surge cuando una acción concreta perjudica a terceros o al medio ambiente, pero no se compensa

²⁶ IAEA. *Power Reactor Information System*. Consultado el 15 de octubre de 2009 en: <http://www.iaea.org>

²⁷ Notas Nucleares. *Nuclear, ¿sí o no?* 7 de noviembre de 2008

²⁸ Foro Nuclear. *Energía nuclear en el mundo*. Consultado el 15 de octubre de 2009 en: http://www.foronuclear.org/energia_nuclear_mundo.jsp

de combustibles fósiles, incluso si se presentaran fluctuaciones en el precio del procesamiento del combustible nuclear.²⁹

En el ámbito internacional se percibe que la generación nucleoelectrica tiene tres ventajas importantes:

- Primero, reducción de las emisiones de CO₂
- Segundo, costos de generación de electricidad altamente estables, pues no están relacionados con los costos de los combustibles fósiles, altamente volátiles y de tendencia a la alta
- Tercero, mayor seguridad de abastecimiento del combustible

El costo del combustible nuclear incluye el acondicionamiento del combustible gastado y la disposición final de los desechos. En México, su costo variable de operación es el más bajo de todas las termoeléctricas del SEN³⁰ y su utilización se prevé a largo plazo.

Las principales dificultades que enfrenta México para adicionar más nucleoelectricas son: su alto costo de inversión ligado a largos períodos de construcción, la falta de especialistas capacitados en la materia, y algunos marcos regulatorios. Con un programa estratégico estas tres dificultades pueden ser superadas.

Respecto a la tecnología del próximo reactor, en el texto publicado recientemente por la Academia de Ingeniería de México que se titula *La nucleoelectricidad una oportunidad para México*³¹, se proponen las diferentes alternativas para México de acuerdo con tres escenarios:

²⁹ World Nuclear News. Energy and Environment. *Nuclear power key to decarbonization of electricity*. Consultado el 2 de diciembre de 2008 en: <http://www.world-nuclear-news.org>

³⁰ CFE. *POISE 2009-2018*. p 2-7

³¹ Fernández, R. et al, *La nucleoelectricidad una oportunidad para México* (México: Academia de Ingeniería de México, 2009). p. 25

- Por ser el único con experiencia operacional, considerar un reactor del tipo ABWR (Reactor Avanzado de Agua en Ebullición)
- Realizar una licitación para adquirir un reactor tipo ABWR o AP-1000 o EPR, considerando que estos dos últimos tendrán algunos años de experiencia operacional cuando entren en operación
- Una licitación para adquirir un reactor del tipo Avanzado o Avanzado/Pasivo. En este caso se podrían considerar reactores tipo ABWR, EPR, APWR, ESBWR y AP-100. Con este escenario se tiene la desventaja de considerar reactores sin experiencia ni en construcción ni en operación

1.3.5 Fuentes renovables de energía

Las fuentes renovables de energía como son la hidroenergía, la velocidad del viento y el vapor que se produce en los yacimientos geotérmicos representan una opción energética inagotable y de mínimas emisiones ambientales, que por no consumir combustible, su costo no está sujeto a cambios en los precios de los energéticos. Sin embargo, en el presente, la inversión inicial en estas tecnologías suele ser grande si se le compara con las alternativas convencionales de quema de combustibles fósiles. A pesar de ello, una vez instaladas, el costo de combustible puede considerarse cero, lo que representa una gran ventaja, sobre todo si se espera que operen por muchos años.

México dispone de un gran potencial para desarrollar su producción de electricidad a base de energías renovables, en particular: eólica, geotérmica, hidráulica y solar. Fomentar el desarrollo de estas tecnologías podría ayudar a reducir la dependencia de combustibles fósiles, cuidar el medio ambiente y diversificar el parque de generación.

En la actualidad, la principal desventaja de las renovables eólica y solar es su calidad “intermitente” debido a la necesidad de contar con su correspondiente capacidad de respaldo que se requiere para asegurar que se logrará satisfacer siempre la demanda. Este

problema se podría solucionar parcialmente compensando la generación faltante con la producida por hidroeléctricas disponibles, disminuyendo así la necesidad de respaldo basado en tecnologías fósiles. Sin embargo, la capacidad de respaldo no deja de ser una necesidad.

Otra dificultad técnica importante que presenta el aprovechamiento de ciertas tecnologías renovables es que las fuentes de generación no están en el sitio de consumo, lo que implica la necesidad de replantear las líneas de transmisión y/o llevar a cabo inversiones adicionales exclusivas para este tipo de plantas.

En algunos países en vías de desarrollo y que cuentan con una estructura geológica favorable, la geotermia ya está cubriendo parte de la demanda eléctrica del país³². La geotermia es una energía complementaria mucho más de lo que puede serlo la solar o la eólica, tanto por la potencia unitaria instalada como por la contribución energética total que puede llegar a cubrir en un país determinado.

Aunque el desarrollo de las tecnologías renovables crezca de acuerdo a los escenarios más altos junto con otras opciones como el secuestro y almacenamiento de carbono, es posible que no se logre satisfacer todos los requerimientos futuros de energías limpias³³.

1.4 Generación de las configuraciones

La capacidad adicional requerida se obtiene combinando de diversas maneras las tecnologías disponibles. La mezcla óptima es la que permite satisfacer la demanda prevista a costo global mínimo, con el nivel de confiabilidad establecido por CFE y cumpliendo con los lineamientos de política energética nacional y normatividad ambiental.

³² De la producción eléctrica total: Filipinas (16.2%), Nicaragua (17.0%), El Salvador (15.4%), Islandia (13.0%), Costa Rica (7.8%), Kenia (5.3%), Nueva Zelanda (5.1%), Indonesia (3.0%), México (2.4%) Fuente: Instituto Geológico y Minero de España. La geotermia en el mundo. Disponible en: <http://www.igme.es/internet/geotermia/La%20geotermia%20en%20el%20mundo.htm> [Accedido Julio 19, 2010] y POISE 2009-2018, p. 3-46

³³ World Nuclear News. Nuclear Policies. *Stop talking, start building*. 4 de septiembre de 2008

1.4.1 Margen de reserva

La confiabilidad de un sistema eléctrico depende de su capacidad para satisfacer la demanda máxima de potencia (MWe) y de energía (GWh). Para evaluar la confiabilidad del suministro de un sistema eléctrico es necesario conocer su margen de reserva³⁴.

La necesidad de tener un margen de reserva deriva del cálculo de la probabilidad de que la capacidad instalada sea insuficiente para satisfacer la demanda de potencia máxima de un sistema eléctrico. A una parte de esa reserva se le denomina reserva operativa para indicar que las unidades generadoras se encuentran listas para suministrar electricidad en el momento en que se requiera. Otra parte se conoce como reserva fría y corresponde a las unidades o centrales que están ya sea en mantenimiento o en buen estado, pero cuya respuesta no es inmediata.

Tener en cuenta el margen de reserva es importante por las siguientes razones:

1.- La capacidad del sistema está sujeta a indisponibilidades como consecuencia de salidas programadas de unidades generadoras por mantenimiento, fallas, degradaciones y causas ajenas.

2.- Cuando un sistema eléctrico dispone de un MR aceptable y se cuenta con los recursos necesarios para dar mantenimiento a las unidades generadoras, así como para atender las fallas que normalmente ocurren, aumenta la flexibilidad a fin de enfrentar eventos críticos o contingencias mayores, tales como:

- Desviaciones en el pronóstico de la demanda
- Bajos aportaciones de centrales hidroeléctricas
- Retrasos en la entrada de unidades nuevas
- Fallas de larga duración en unidades térmicas

³⁴ Se le llama margen de reserva a la diferencia entre la capacidad y la demanda máxima dividida entre la demanda máxima. Generalmente se expresa como porcentaje

Dado que la energía eléctrica no puede almacenarse y se debe producir cuando se necesita, el valor del MR depende de los tipos de centrales que lo conforman, de la capacidad y disponibilidad de las unidades generadoras y de la estructura del sistema de transmisión.

Sin embargo, en la planificación de sistemas eléctricos no existe un criterio único sobre el MR. Hay métodos basados en la probabilidad de pérdida de carga, criterios económicos en función del costo de la energía no servida, etc.

Como criterio adicional de planificación y de operación, se deberá alcanzar al final de cada año un nivel predeterminado de energía almacenada en las Grandes Centrales Hidroeléctricas (GCH)³⁵. Cada año debe iniciarse con un almacenamiento mínimo entre 15,000 GWh y 18,000 GWh, el cual dependerá de las condiciones evaluadas en cada año y las probables eventualidades³⁶.

Como se mencionó en la sección 1.1, en México existe una situación de sobrecapacidad³⁷ que se refleja en valores altos de MR (tanto en reserva operativa como en reserva fría) debido a que CFE considera escenarios de crecimiento acelerado de la demanda a pesar de que la demanda ha sufrido una fuerte desaceleración en los últimos años derivada de un bajo crecimiento de la economía nacional y de que el 97% de la población ya cuenta con servicio eléctrico, entre otras causas.

³⁵ Las grandes centrales hidroeléctricas son: Angostura, Chicoasén, Malpaso y Peñitas en el río Grijalva; Caracol, Infiernillo y Villita en el río Balsas; Temascal en la confluencia de los ríos Tonto y Santo Domingo; el Cajón y Aguamilpa en el río Santiago, y Zimapán en el río Moctezuma

³⁶ Así lo establece el documento *Diagnóstico sobre márgenes de reserva* aprobado por la Junta de Gobierno de CFE en noviembre de 2004

³⁷ El Presidente de la República, Felipe Calderón Hinojosa, durante la inauguración de la interconexión eléctrica comercial entre México y Guatemala el 26 de octubre de 2009 dijo (sic): “La CFE tiene un margen de reserva no sólo garante de lo que técnicamente se recomienda, si no incluso con cierta holgura y suficiencia un margen de reserva que ha llegado a rondar el 40%, lo cual le permite a la CFE tener capacidad de generación y de transmisión instalada y sin uso que ahora podemos transmitirle a Guatemala de manera que los guatemaltecos tengan electricidad segura y más barata y a su vez CFE tenga ingresos por una capacidad ya instalada” (Ramos, J. El Universal. *México y Guatemala inauguran obra eléctrica*. Consultado el 26 de octubre de 2009 en: <http://www.eluniversal.com.mx/notas/635754.html>)

Por un lado, la CFE encuentra los siguientes beneficios³⁸ en disponer de márgenes de reserva superiores a los mínimos establecidos en los criterios de planificación (estándar 15%):

1. Despachar las tecnologías de generación más eficientes y dejar en reserva fría³⁹ las más costosas
2. Contar con flexibilidad para aprovechar las situaciones coyunturales que se presenten por variaciones significativas en los precios de los combustibles
3. Reducir rezagos en los programas de mantenimiento
4. Adelantar el retiro de centrales antiguas e ineficientes

Cabe resaltar que los grandes apagones en México se han originado por fallas en subestaciones y no por deficiencia en la capacidad de generación de las centrales eléctricas. En ocasiones, cuando se habla de falta de capacidad, en realidad se trata de limitaciones en la capacidad de transmisión o de transformación de la energía eléctrica, y no de generación⁴⁰.

Al contar con un margen de reserva alto se presentan costos adicionales. En corto plazo no es posible ajustar el MR al valor deseado por no ser conveniente posponer proyectos que ya están en construcción o por compromisos ya establecidos.

1.4.2 Probabilidad de pérdida de carga (LOLP)

La probabilidad de pérdida de carga (LOLP) es un índice de confiabilidad que indica la probabilidad de que una parte de la carga no pueda ser satisfecha por lo capacidad de generación disponible.

³⁸ CFE. POISE 2009-2018. p 3-35

³⁹ La reserva fría no siempre está conformada por las mismas unidades, ya que ésta depende de varios factores. En general, el criterio es que las unidades de más baja eficiencia y costo de combustible más alto son utilizadas en reserva fría, siempre y cuando la demanda de energía esperada lo permita y no se ponga en riesgo la operación del sistema (respuesta otorgada por la CFE a través del IFAI al autor por la solicitud 1816400179708 realizada el 27 de noviembre de 2008).

⁴⁰ Cuevas Salgado, J.

Más específicamente, se define como la porción de día u horas al año en que la capacidad de generación es insuficiente para atender todas las cargas diarias u horarias.

Normalmente la LOLP se expresa como una razón, 0.1 días por año equivale a la probabilidad de 0.000274 (i.e. 0.1/365). Los niveles de LOLP deben establecerse para la planeación a largo plazo. Por ejemplo, en Estados Unidos para sistemas grandes e interconectados se establece una LOLP de un día en diez años; en algunos países europeos varía desde un día en quince años hasta un día en dos años y medio⁴¹. CFE establece una LOLP de tres días por año, es decir, una probabilidad de 0.8219%.

1.5 Conclusiones

Para planear adecuadamente la expansión de la generación primero hay que estimar la evolución del mercado eléctrico y conocer las características del sistema existente y las ventajas y desventajas de las tecnologías candidatas. Además, al momento de generar las configuraciones, es decir, cuando se combinan de diversas maneras las tecnologías disponibles, hay que vigilar cuidadosamente los parámetros que determinan la confiabilidad del sistema. Y aunque una situación de sobrecapacidad no es deseable debido al costo económico, esta sí puede brindar algunos beneficios.

⁴¹ IAEA, Expansion Planning for Electrical Generating Systems- A Guidebook, pp 245-246

1 PLANEACIÓN DE LA GENERACIÓN

Nota: Esta hoja se dejó en blanco intencionalmente

2 WASP: Wien Automatic System Planning Package

WASP es un modelo de planeación uninodal que determina mediante un proceso de optimización la expansión de la generación a largo plazo, donde se minimiza el costo de inversión, el de operación y mantenimiento y el de la energía no servida.

En este capítulo se habla de los orígenes del modelo WASP y los elementos que componen la función de costo que evalúa, los cuales son: costo de inversión, valor de rescate, costo de combustible, costos de operación y mantenimiento, y costo de la energía no servida. Además se enlistan los parámetros que describen los modelos de las plantas térmicas, nucleares y de los proyectos hidroeléctricos y se muestran las principales capacidades de WASP-IV. Finalmente se describen las funciones de cada uno de los módulos que componen al modelo.

2.1 Antecedentes

El modelo WASP fue desarrollado originalmente por la Tennessee Valley Authority y el Oak Ridge National Laboratory en Estados Unidos en 1972 para el Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA) con el fin de analizar la competitividad económica de la opción nuclear en comparación con otras fuentes de energía para generar electricidad de acuerdo con los requerimientos de un determinado país o región en un período de mediano o largo plazo.

La cuarta versión de este modelo, llamada WASP-IV, al igual que sus predecesores: WASP-II (1976), WASP-III (1979) y WASP III Plus (1995), fue diseñado para encontrar la expansión económicamente óptima tomando en cuenta las restricciones impuestas por el planeador.

2.2 Modelo WASP

WASP determina mediante *estimación probabilística* los costos de producción del sistema, considerando el costo de la energía no servida y la confiabilidad del sistema. Usa una *técnica de programación lineal* para determinar el despacho óptimo que satisface las restricciones exógenas impuestas, como pueden ser las emisiones ambientales, la disponibilidad del combustible o la generación de electricidad de algunas plantas. Finalmente utiliza un *método de programación dinámica* que busca el plan de expansión de menor costo entre las diferentes alternativas.

La estructura modular del WASP-IV permite monitorear resultados intermedios¹, evitando el gasto innecesario de tiempo que resultaría por errores en los datos de entrada. De esta manera la información de cada módulo se pasa al siguiente módulo en archivos binarios.

La función de costo que evalúa WASP es la que se muestra a continuación:

$$B_j = \sum_{t=1}^T [\bar{I}_{j,t} - \bar{S}_{j,t} + \bar{L}_{j,t} + \bar{F}_{j,t} + \bar{M}_{j,t} + \bar{O}_{j,t}] \quad (1)$$

Donde:

\bar{I} : Costo de inversión de capital depreciable

\bar{S} : Valor de rescate de los costos de inversión

\bar{L} : Costo de inversión de capital no depreciable

\bar{F} : Costo de combustible

\bar{M} : Costo de operación y mantenimiento no por concepto de combustible

\bar{O} : Costo de la energía no servida

B_j es la función objetivo del plan de expansión j ,

t es el tiempo en años (1, 2, ..., T),

¹ Cada módulo genera un archivo de salida que sirve para detectar posibles errores en los datos de entrada

T es la longitud del período de estudio (número total de años), y la rayita sobre los símbolos significa que se trata de valores descontados referenciados a una fecha dada a una tasa de descuento i . Nótese que el costo de las externalidades no está incluido en la función objetivo de WASP-IV.

El plan de expansión óptimo está definido por:

$$B_j \text{ mínima de entre todas las } j$$

El análisis con WASP requiere de la determinación de planes de expansión alternativos como punto de partida. Si $[K_t]$ es un vector que contiene todas las unidades de generación que operan en el año t para un plan de expansión dado, $[K_t]$ debe satisfacer la siguiente relación:

$$[K_t] = [K_{t-1}] + [A_t] - [R_t] + [U_t] \quad (2)$$

Donde:

$[A_t]$ = vector de adición de unidades comprometidas en el año t ,

$[R_t]$ = vector de retiro de unidades comprometidas en el año t ,

$[U_t]$ = vector de unidades de generación candidatas agregadas al sistema en el año t ,

$[A_t]$ y $[R_t]$ son datos conocidos, y $[U_t]$ es la variable desconocida que hay que determinar.

Si definimos al período crítico (p) como el período del año en que la diferencia entre la capacidad de generación disponible y el pico de demanda es mínima, y $P(K_{t,p})$ es la capacidad instalada del sistema en el período crítico del año t , todas las configuraciones aceptables deben cumplir con la siguiente restricción:

$$(1 + a_t)D_{tp} \geq P(K_{t,p}) \geq (1 + b_t)D_{tp} \quad (3)$$

Lo que significa que la capacidad instalada en el período crítico debe estar dentro de los márgenes de reserva máximo y mínimo, a_t y b_t respectivamente sobre el pico de demanda $D_{t,p}$ del período crítico de cada año.

WASP evalúa la confiabilidad del sistema a través de la Probabilidad de Pérdida de Carga (LOLP, por sus siglas en inglés). Calcula este índice para cada período del año y para cada hidrocondición definida. La LOLP de cada período es determinada por la suma de todas las LOLPs para cada hidrocondición (del mismo período) ajustada por la probabilidad de que se presenta cada hidrocondición, y la LOLP promedio anual como la suma de las LOLPs de todos los períodos divididos entre el número de períodos.

Si la demanda de energía anual E_t de algún plan es mayor que la energía G_t que podrían generar las unidades existentes, el costo total se penaliza con un costo por energía no servida N_t , el cual puede calcularse como:

$$N_t = E_t - G_t \quad (4)$$

El costo de la energía no servida² refleja los daños esperados en la economía de un país o región debidos a que no se suministre cierta cantidad de energía. WASP modela este costo a través de una función cuadrática que relaciona el costo incremental de la energía no servida con la cantidad de energía no servida.

La generación de cada planta en cada período del año se estima de acuerdo a una política de despacho óptima, la cual depende de la disponibilidad de las plantas/unidades, requerimientos de mantenimiento, reserva rodante y todas las demás restricciones exógenas

² Cost of the energy-not-served. También conocido como *costo de la energía fallada* o *costo de la energía no suministrada*. A este déficit en ingeniería económica se le denomina *demanda insatisfecha*, porque la oferta no alcanza a satisfacer completamente a la demanda (Baca, p. 267). Aunque la demanda eléctrica en Estados Unidos ha aumentado en las últimas décadas, las tasas de expansión de su infraestructura se han reducido. El Departamento de Energía de Estados Unidos estima que el costo por interrupciones en el suministro eléctrico ha sido de US\$25,000 millones a US\$180,000 millones anualmente (IEEE-USA Policy Position Statement, p. 8)

impuestas por el planeador, como pueden ser las emisiones ambientales o el uso de combustible.

El código WASP encuentra el mejor plan de expansión mediante una *técnica de programación dinámica*.

2.3 Cálculo de los costos

La carga pico, la demanda de energía para cada período (hasta 12) para todos los años (hasta 30) y sus respectivas curvas de duración de carga invertidas modelan la carga. Las curvas de duración de carga invertidas³ representan la probabilidad de que la carga iguale o exceda un valor del período seleccionado de manera aleatoria.

Los parámetros que describen a los modelos de las plantas térmicas y nucleares son:

- Capacidad máxima y mínima,
- Tasa de calor a capacidad mínima y tasa de calor incremental promedio entre la capacidad máxima y mínima,
- Costo variable del combustible,
- Componente fija y componente variable (no por concepto de combustible) de los costos de operación y mantenimiento,
- Requerimientos de mantenimiento (salidas programadas),
- Probabilidad de falla (tasa de salidas forzadas),
- Reserva rodante,
- Tasas de emisión, y

solamente para las candidatas:

- Costo de inversión de capital depreciable,
- Costo de inversión de capital no depreciable,
- Tiempo de construcción, y

³ El programa expande las curvas de duración de carga invertidas en series de Fourier

- Vida de la planta.

Los parámetros que describen a los modelos de los proyectos hidroeléctricos⁴ son:

- Capacidad instalada,
- Costos fijos de operación y mantenimiento (O&M),
- Capacidad de almacenamiento de energía en el embalse,
- Flujo de energía disponible por período,
- Generación mínima por período que satisface los requerimientos de agua río abajo,
- Capacidad disponible por período, y

solamente para las candidatas:

- Costo de inversión de capital depreciable,
- Tiempo de construcción,
- Vida de la planta.

No se considera ningún costo por el uso del agua.

La forma de trabajar con la naturaleza estocástica de la hidrología es estableciendo condiciones hidrológicas (hasta 5), cada una definida por su probabilidad de ocurrencia, la capacidad disponible y la energía disponible de cada proyecto para cada hidrocondición.

En la **Tabla 2** se muestran las principales capacidades de WASP-IV

⁴ WASP también puede simular proyectos de almacenamiento bombeo. En los sistemas de almacenamiento bombeo se emplea energía eléctrica para bombear agua hacia un reservorio donde posteriormente pueda reconvertirse en energía eléctrica mediante una turbina. Estos sistemas se utilizan para almacenar energía eléctrica cuando la demanda es baja y disponer de ella cuando la demanda es alta. Más de 30 proyectos de este tipo operan en Estados Unidos y al rededor de 150 en otros países. Para poder instalar este tipo de proyectos se requiere de condiciones geográficas muy particulares. La principal limitante de este tipo de proyectos es su eficiencia del 70% (IEEE-USA Policy Position Statement, p 10). Intencionalmente se ha omitido toda la información referente a este tipo de proyectos al no existir ninguno en el sistema fijo o variable de México

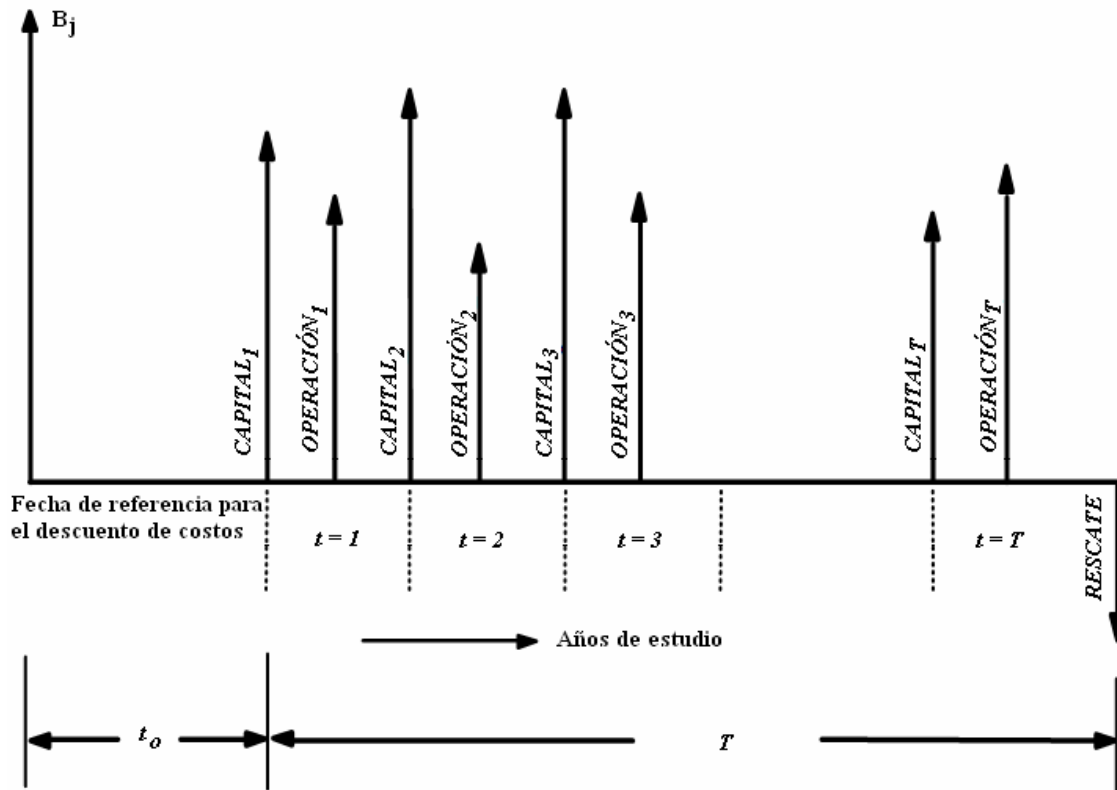
Tabla 2. Capacidades del programa WASP-IV⁵

Parámetros	Máximo permisible
Estudios de planeación	10
Casos (por cada estudio de planeación)	99
Período de estudio (años)	30
Curvas de duración de carga (una por cada período y por cada año)	360
Cosenos en la serie de Fourier para representar la curva de duración de carga invertida	100
Condiciones hidrológicas (años hidrológicos)	5
Tipos de plantas agrupadas por cada tipo de combustible	12
Emisiones contaminantes	2
Limitaciones por grupo	5
Configuraciones del sistema por año	500

Para calcular el valor presente de las componentes de la **Ecuación (1)** se asume que el costo de inversión de capital total de cada planta adicionada en un plan de expansión se hace al inicio del año en que entra en operación y el valor de rescate⁶ que se recupera al final de la vida útil de la planta. Se asume que los costos por combustible, O&M y energía no servida ocurren a la mitad de su año correspondiente. Ver **Figura 5**.

⁵ IAEA, 2000. Wien Automatic System Planning (WASP) - A Computer Code for Power Generating System Expansion Planning - Version WASP-IV - User's Manual, Austria, p 11, Table 1.1 Principal capabilities of WASP-IV

⁶ También llamado “valor de salvamento”, es el valor de mercado de un activo al final de su vida útil. En otras palabras, es el monto de efectivo a recuperar por la inversión realizada al final de la vida útil del proyecto, es decir, que genera un flujo de efectivo positivo al final para propósitos de evaluación del proyecto



Notas:

B_j	=	Función objetivo (costo total) del plan de expansión
$CAPITAL_1$	=	Suma del costo de inversión de todas las unidades adicionales el primer año de estudio
$OPERACIÓN_1$	=	Suma de todos los costos de operación (combustible, O&M y energía no servida) en el primer año de estudio
$RESCATE$	=	Suma del valor de rescate de todas las plantas adicionales en todo el período de estudio
t_0	=	Número de años entre la fecha de referencia y el primer año de estudio
T	=	Longitud (en número de años) del período de estudio

Figura 5. Diagrama esquemático del flujo de capital de un programa de expansión⁷

⁷ IAEA, 2000. Wien Automatic System Planning (WASP) - A Computer Code for Power Generating System Expansion Planning - Version WASP-IV - User's Manual, Austria, p 11, Table 1.1 Principal capabilities of WASP-IV, p 8, Figure 1.1 Schematic diagram of cash flows for an expansion program

2.4 Descripción de los módulos de WASP-IV

El modelo WASP se compone de siete módulos: LOADSY, FIXSYS, VARSYS, CONGEN, MERSIM, DYNPRO y REPROBAT.

El Módulo 1 y el Módulo 2 pueden ejecutarse de manera independiente sin importar el orden. El Módulo 3 debe ejecutarse después del Módulo 2. Los Módulos 4, 5 y 6 tienen que ejecutarse en orden y después de haber ejecutado los Módulos 1, 2 y 3. El séptimo módulo, REPROBAT, genera un resumen de los primeros seis módulos.

Módulo 1, LOADSY (**Load System Description**), procesa la información que describe los picos de carga y las curvas de duración de carga del sistema.

Módulo 2, FIXSYS, (**Fixed System Description**), procesa la información que describe el sistema de generación existente y cualquier adición o retiro comprometido, así como cualquier restricción impuesta por el usuario (emisiones ambientales, disponibilidad de combustible, generación de energía de algunas plantas).

Módulo 3, VARSYS (**Variable System Description**), procesa la información que describe las diferentes plantas de generación que se consideran candidatas para la expansión del sistema de generación.

Módulo 4, CONGEN, (**Configuration Generator**), calcula todas las configuraciones posibles en que pueden agregarse las candidatas, año tras año, cumpliendo con ciertas restricciones impuestas por el usuario y que en combinación con el sistema fijo satisfacen la carga.

Módulo 5, MERSIM, (**Merge and Simulate**), simula de manera probabilística la operación del sistema para calcular los costos asociados de producción, la energía no servida y la confiabilidad del sistema para cada configuración propuesta por CONGEN. El despacho se determina de tal manera que la disponibilidad de las plantas, los requerimientos de

mantenimiento, los requerimientos de reserva rodante y todas las limitaciones por grupo se satisfagan con un mínimo costo. Se le llama REMERSIM cuando simula la operación del sistema con la mejor solución proporcionada por DYNPRO.

Módulo 6, DYNPRO, (**D**ynaminc **P**rogramming **O**ptimization), determina el plan de expansión óptimo⁸ basándose en los costos de operación, el costo de capital, el costo de la energía no servida, la confiabilidad del sistema y otros parámetros económicos.

Módulo 7, REPROBAT (**R**eport **W**riter **o**f WASP in **B**atched Environment), escribe un reporte que resume los resultados totales o parciales del mejor plan de expansión o de otro plan de expansión predeterminado.

2.5 Conclusiones

El modelo WASP fue desarrollado originalmente para analizar la competitividad económica de la opción nuclear frente a otras fuentes de generación y poder así encontrar la expansión económicamente óptima tomando en cuenta todas las restricciones impuestas por el planeador y evaluando la confiabilidad del sistema a través de la probabilidad de pérdida de carga (LOLP). Las capacidades del modelo WASP permiten simular de manera simplificada, considerando un solo nodo, la expansión de un sistema interconectado tan grande y complejo como el que opera en México.

⁸ Óptimo o más cercano al óptimo. El reconocido teórico, Russell Ackoff (1919-2009), señala en “El arte de resolver problemas” (p. 25) que el que busca el mejor y más efectivo curso de acción *optimiza*, mientras que el que busca una solución que sea suficientemente buena *satisface*

1 PLANEACIÓN DE LA GENERACIÓN

2 WASP: Wien Automatic System Planning Package

Nota: Esta hoja se dejó en blanco intencionalmente

3 DESARROLLO DE LOS PLANES DE EXPANSIÓN

Para desarrollar los planes de expansión es necesario manejar una gran cantidad de información y es muy útil organizarla de manera que corresponda con cada uno de los módulos del modelo WASP. Por un lado, hay datos que son comunes a todos los casos: primer año de estudio, último año de estudio, número de períodos por año, número de hidrocondiciones y sus respectivas probabilidades; por otro lado, hay información que será procesada por algún módulo específico de la siguiente manera. La demanda de carga del sistema corresponde a LOADSY, las características del sistema fijo a FIXSYS, las características de las plantas candidatas a VARSYS, y los diferentes programas de adiciones se administran en CONGEN. El resto de los módulos, MERSYM, DYNPRO y REPROBAT trabajan con datos provenientes de los demás módulos. Esta información es la que se presenta a continuación de manera más detallada.

3.1 Consideraciones generales

Debido a que las inversiones realizadas afectan el costo de operación anual por muchos años, es necesario evaluar los costos durante un largo período de tiempo, pues las decisiones que se tomen tendrán una importante repercusión económica a largo plazo.

Para simular la expansión de la generación se consideró un período de planeación de 27 años (2009-2035), lo que en WASP, por condiciones de frontera, implica un período de estudio de 30 años (2008-2037).

La clasificación de los años secos, medios y húmedos es el resultado de ordenar la generación anual de las centrales hidroeléctricas en función de una curva de densidad de probabilidad con distribución *log-normal*.

Para mayor detalle, cada año se divide en 12 períodos mensuales de enero a diciembre. Destacan dos períodos característicos: estiaje o temporada seca (noviembre a mayo, 7 meses) y lluvia o temporada húmeda (junio a octubre, 5 meses). Las probabilidades asociadas a cada condición hidrológica o hidrocondición por 54 años históricos son: seca 24%, media 54% y húmeda: 22%¹.

Para los cálculos de costos se asumen precios constantes en dólares de 2009 de Estados Unidos, una tasa de descuento usada de 12%, y el costo de la energía no servida de 1.5 US\$/kWh. Los precios de los combustibles se obtuvieron de los costos nivelados reportados en COPAR 2009 para el escenario medio de precios de combustible. Para el cálculo del riesgo asociado al alza de los precios de los combustibles se utilizaron los valores nivelados de los escenarios altos del mismo documento.

Los márgenes de reserva se fijaron en 15-20% y se buscó que la probabilidad de pérdida de carga (LOLP) fuera menor a 3 días por año (0.8219%).

3.2 Demandas del sistema

Los últimos años se han caracterizado por marcados y constantes incrementos en los precios de los materiales de construcción y de fabricación de equipos, tales como acero aluminio y cobre, entre otros².

De acuerdo con el *World Energy Outlook 2009* de la AIE, se prevé que la demanda mundial de electricidad crezca solamente un 2.5% anualmente hasta 2030, pues la demanda mundial de energía ha caído con la contracción económica. La inversión en el sector eléctrico mundial también se está viendo seriamente afectada por las dificultades financieras, así como la debilidad de la demanda, que está reduciendo la necesidad inmediata de añadir nueva capacidad³.

¹ CFE, POISE 2007-2016. Cuadro A.5, p A-4

² CFE, POISE 2009-2018. p. 3-18

³ IEA. World Energy Outlook, Resumen Ejecutivo, Spanish Translation. 2009. p. 5

El primer paso para la elaboración de este trabajo consistió en estimar las cargas futuras que se presentarán en el período de estudio (2009-2035). En la **Figura 1** se muestran las demandas máximas brutas desde 1998 hasta 2035 del SIN. Los datos que van de 1998 a 2007 son reales. Los datos del período 2008-2018 corresponden al escenario base presentado en el *Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2009-2018* (POISE) de la CFE (tmca = de 3.6%). Para los años siguientes (2019-2035) se hizo una extrapolación exponencial considerando una tasa media de crecimiento anual (tmca) de 3.3%, siendo inferior a la anterior debido a la antes mencionada crisis económica que llevó a la sorpresiva cancelación de proyectos importantes como la central hidroeléctrica La Parota en Guerrero (900 MWe) y la central de ciclo combinado Tamazunchale II en el estado de San Luis Potosí (972 MWe)⁴. Teniendo también en cuenta la alta tasa de electrificación que en abril de 2010 alcanzaba a más de 97% de la población⁵.

⁴ La CFE dio a conocer en su proyecto de presupuesto programático de 2010, que entre las obras que fueron autorizados en años anteriores y decidió cancelar se encuentran, además, los trabajos de repotenciación y modernización de la central General Manuel Álvarez Moreno (Colima), la conversión de la central Presidente Juárez (Baja California), la construcción de las subestaciones 804 Baja-Sonora (Sonora) y 1113 de Laguna Verde (Veracruz), y el levantamiento de las líneas de transmisión Baja California II, que en conjunto representaban inversiones por otros 337 millones de dólares

Fuente: El Universal. *CFE cancela megaobras por más de 2 mil mdd*. Consultado el 22 de septiembre de 2009 en: <http://www.eluniversal.com.mx/nacion/171244.html>

⁵ México y EU elaboran estrategia petrolera: Sener | El Economista. Available at: <http://eleconomista.com.mx/industrias/2010/04/29/mexico-eu-elaboran-estrategia-petrolera-sener> [Accedido Mayo 18, 2010].

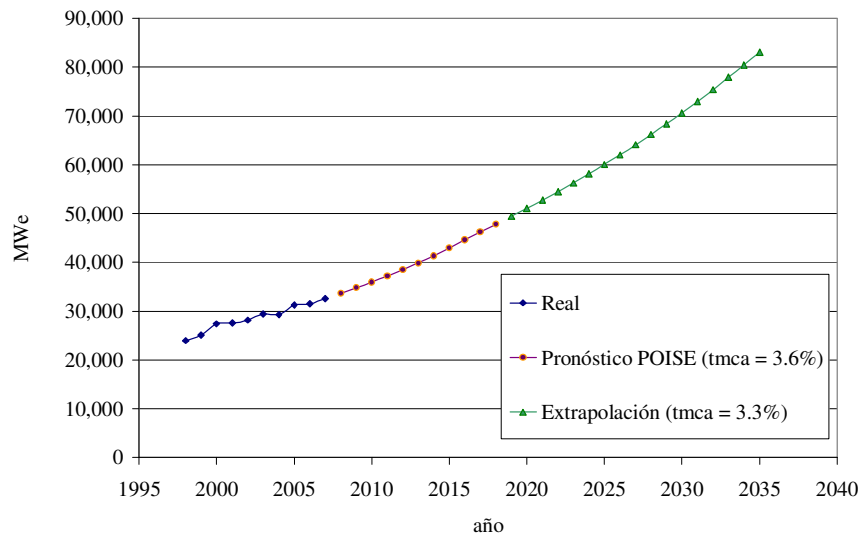


Figura 1. Demanda máxima bruta del SIN⁶

3.3 Sistemas fijo

El sistema fijo se compone de todas las unidades existentes al inicio del estudio, algunos proyectos futuros comprometidos y los retiros programados.

En la [Figura 1](#) se muestra la distribución de la capacidad real instalada a inicios de 2008 y en la **Figura 2** la capacidad considerada por el modelo en 2009. Si se comparan ambas figuras puede evaluarse la precisión de la modelación con WASP.

⁶ Con información de POISE 2009-2018 (CFE) y cálculos propios

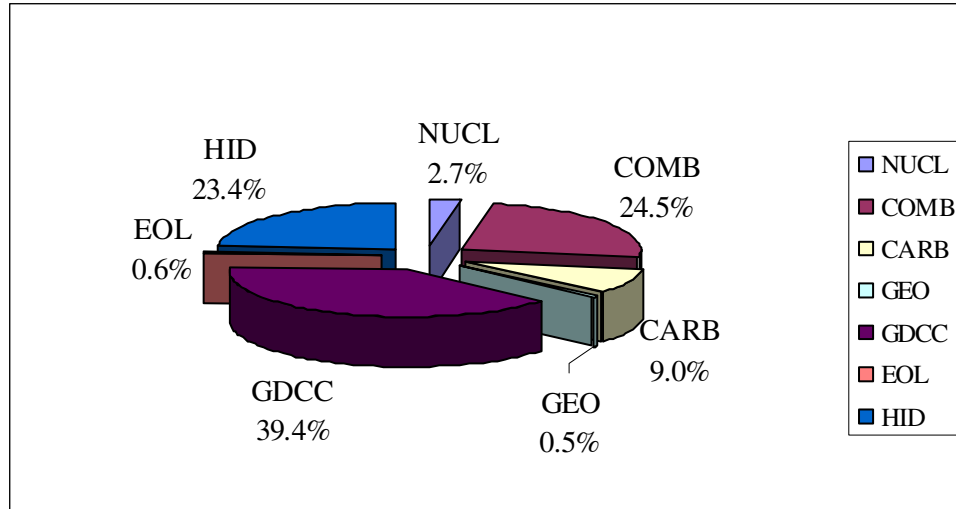


Figura 2. Capacidad instalada considerada por el modelo en 2009: 48,099 MW

Fue necesario definir los siete tipos de combustibles que se muestran en la **Tabla 1**.

Tabla 1. Tipos de combustible

NUCL	Nuclear
COMB	Combustóleo y diesel
CARB	Carbón
GEO	Geotérmico
GDCC	Gas natural
EOL	Eólico
HID	Hidráulico

3.4 Sistema variable

El sistema variable está formado por las unidades consideradas como candidatas para la expansión del sistema eléctrico de generación. En este caso son las unidades que se presentan en la Tabla 2.

Tabla 2. Unidades candidatas

Unidad	Clave	Capacidad Bruta [MW]	Combustible
Turbogás industrial gas	TG26	266.3	GDCC
Ciclo combinado gas	CC80	799.8	GDCC
Nuclear (ABWR) ⁷	N135	1,356.0	NUCL
Geotermoeléctrica	GEO	26.7	GEO
Carboeléctrica súpercrítica c/desulf.	C700	625.5	CARB
Campo eoloeléctrico 67×1.50 MW	EO02	100.5	EOL

Los datos que describen cada una de las candidatas fueron obtenidos de *Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico* (COPAR) 2009 de la CFE; exceptuando la nuclear, cuyos datos fueron tomados de *La nucleoelectricidad una oportunidad para México* publicado por la Academia de Ingeniería de México (AI) en 2009.

Una característica importante de los proyectos hidroeléctricos es la imposibilidad de su estandarización debido a la heterogeneidad de los lugares en donde se dispone de aprovechamiento hidráulico, dando lugar a una gran variedad de diseños, métodos constructivos, tamaños y costos de inversión. Por lo anterior, no se considera ningún proyecto de este tipo como candidato para la expansión.

3.5 Planes de expansión

Se simularon 18 casos que constituyen 6 planes de expansión en dos situaciones distintas:

1) tres con la participación de la opción nuclear, y 2) tres sin la participación de la opción

⁷ ABWR (Advanced Boiling Water Reactor). Este reactor fue diseñado por General Electric y certificado por la Comisión Reguladora Nuclear de Estados Unidos (NRC) en 1997. Tiene una capacidad de generación eléctrica de 1,371 MWe, una potencia térmica de 3,926 MWt y una probabilidad de daño al núcleo del orden de 10^{-7} /año. Se han construido cuatro unidades nucleoelectricas con este reactor en Japón las cuales están operando, además existen otras planeadas y en construcción

nuclear. En la **Figura 3** se muestran los 9 casos en que sí participa la opción nuclear y en la **Figura 4** los 9 casos en que no participa.

Los casos fueron optimizados sin considerar los costos externos y considerando los costos externos (sumándolos a los costos variables de operación y mantenimiento).

También se evaluó el impacto en la función de costo debido al alza en el precio de los combustibles de acuerdo con el escenario alto del precio de los combustibles presentado en COPAR 2009.

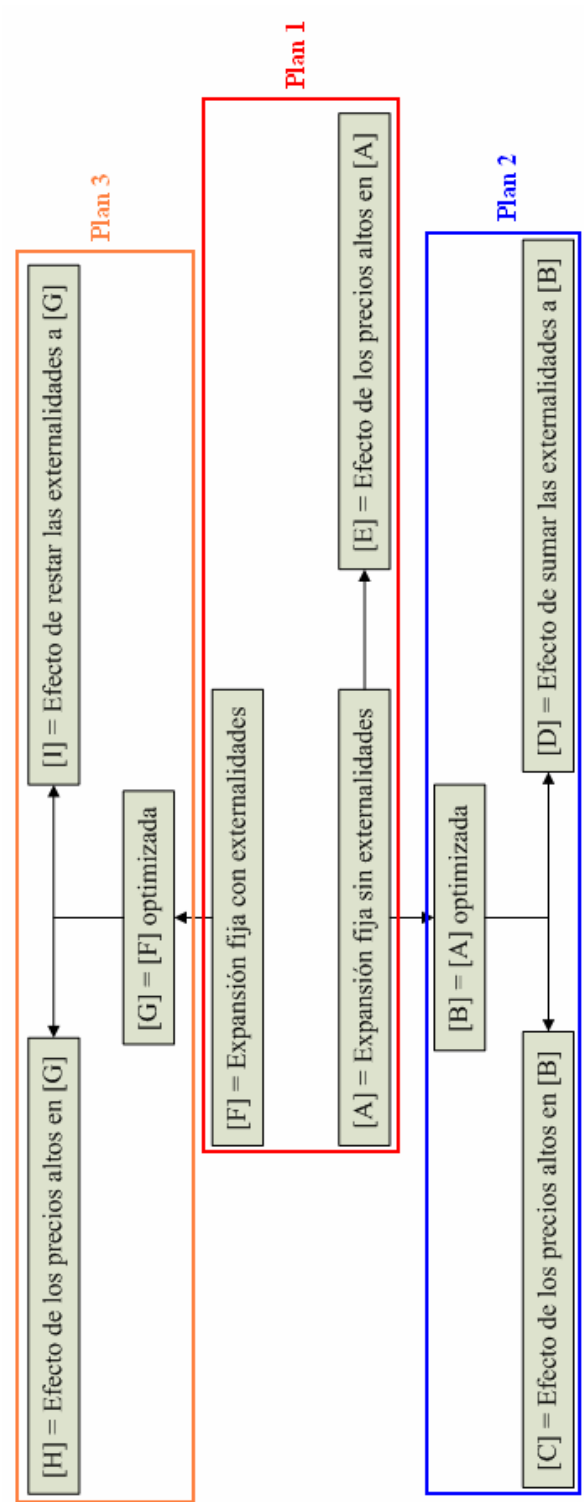


Figura 3. Planes en que sí participa la opción nuclear

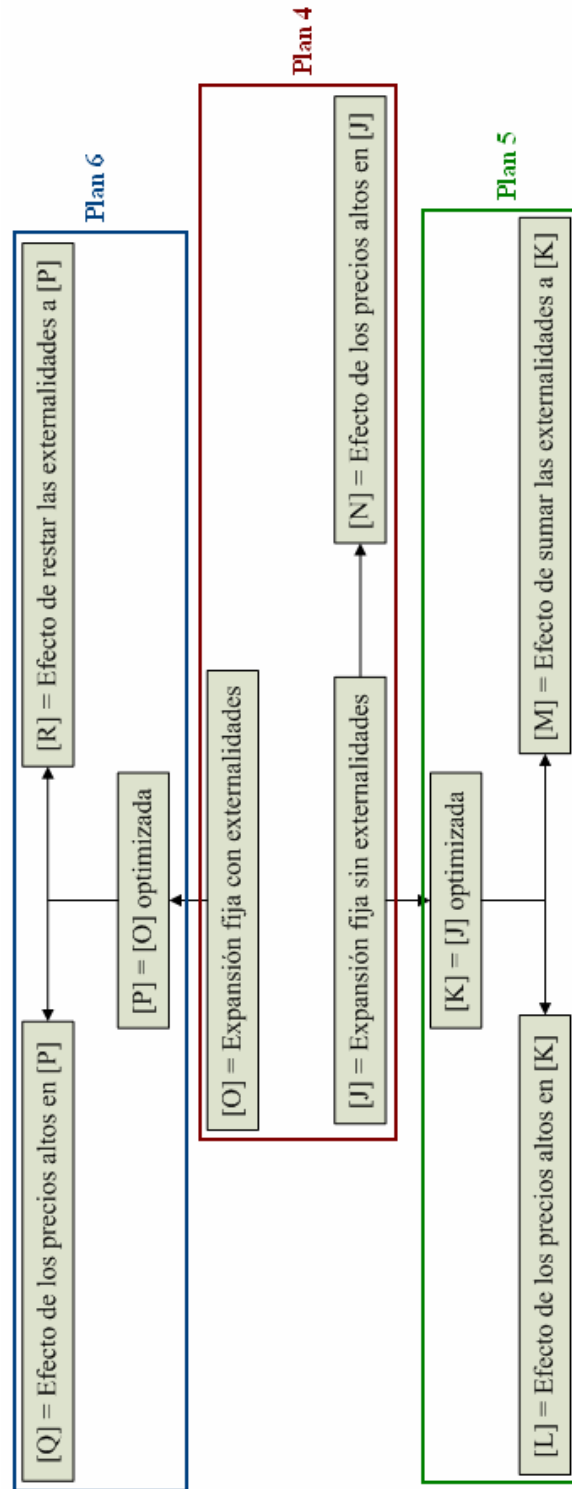


Figura 4. Planes en que no participa la opción nuclear

En la **Tabla 3** se muestran los casos que constituyen cada uno de los 6 planes.

Tabla 3. Casos que constituyen cada plan

Plan	Casos	Descripción Breve	
Plan 1	[A], [F] y [E]	Sí nuclear	Expansión fija
Plan 2	[B], [C] y [D]		Expansión optimizada sin costos externo
Plan 3	[G], [H] e [I]		Expansión optimizada con costos externos
Plan 4	[J], [O] y [N]	No nuclear	Expansión fija
Plan 5	[K], [L] y [M]		Expansión optimizada sin costos externo
Plan 6	[P], [Q] y [R]		Expansión optimizada con costos externos

Las adiciones de capacidad del sistema fueron requeridas a partir de 2015. En los casos que se consideró la opción nuclear se permitió su participación después de 2020.

3.6 Conclusiones

El modelo WASP requiere de una gran cantidad de información, la cual debe ser confiable y lo más actualizada posible. También hay que establecer ciertas consideraciones que dependen de los objetivos del estudio. En este capítulo se definieron los 6 planes que más adelante serán jerarquizados, los cuales describen expansiones fijas y expansiones optimizadas con o sin externalidades. Cada plan se compone de tres casos, los cuales fueron evaluados sumando el efecto de los precios altos de los combustibles y sumando o restando el efecto de las externalidades.

1 PLANEACIÓN DE LA GENERACIÓN

2 WASP: Wien Automatic System Planning Package

3 DESARROLLO DE LOS PLANES DE EXPANSIÓN

Nota: Esta hoja se dejó en blanco intencionalmente

4 JERARQUIZACIÓN DE LOS PLANES

Para poder jerarquizar los seis planes de expansión primero hay que definir los criterios y el método de análisis de decisión.

En este capítulo se describen los seis criterios de decisión seleccionados para el estudio, los cuales son: costo de generación, riesgo asociado al alza del precio de los combustibles, costos externos, diversidad, fracción importada y fracción libre de carbono. Además, se explica la aplicación del Proceso Analítico Jerárquico (AHP), una técnica estructurada para lidiar con decisiones complejas que contribuye a un mejor entendimiento del problema. Finalmente se presenta el concepto de “externalidad” acompañado de una breve explicación del Proyecto ExternE.

4.1 Criterios de decisión

Los criterios de decisión seleccionados en este estudio son:

Costo de generación eléctrica

Riesgo asociado al alza de los precios de los combustibles

Costos externos o externalidades

Diversidad

Fracción de la inversión que es **importada**

Fracción de capacidad de generación **libre de carbono**

- **Costo (C):** Costo relativo de los planes de expansión con respecto al de mayor costo

$$C = \left[\frac{F}{F_{MAX}} \right] \times 10 \quad (5)$$

F : Función objetivo (con precios de combustible del escenario medio) en Dól/kWh

F_{MAX} : Función Objetivo máxima (con precios de combustible del escenario medio) en Dól/kWh

- **Riesgo (R):** Se definió como una medida del impacto del alza del precio de los combustibles sobre el valor de la función objetivo y depende de la participación de los diferentes energéticos en la generación eléctrica. Sólo puede afirmarse con certeza que vale cero para las renovables y que existe incertidumbre para los combustibles fósiles y nuclear, pues dependerá de la evolución de su precio en el periodo de estudio.

$$R = \left[\frac{F_a - F}{F} \right] \times 100\% \quad (6)$$

F_a : Función Objetivo (con precios de combustible del escenario alto)

- **Costos externos (C_{ex}):** Las externalidades ocurren cuando los costos o beneficios de los productores o compradores de un bien o servicio son diferentes de los costos o beneficios sociales totales que involucran su producción y consumo.

En este trabajo se evaluaron los costos externos o externalidades aplicando los resultados presentados en el reporte del proyecto External Cost of Energy “ExternE”, los valores promedio se sumaron directamente al costo variable de Operación y Mantenimiento (O&M) de cada unidad.

$$C_{ex} = \left[\frac{F_{ex} - F}{F} \right] \times 100\% \quad (7)$$

F_{ex} : Función Objetivo (considerando los costos externos)

- **Diversidad (I):** Es el índice de diversidad de Shannon-Weiner¹ calculado a partir de la generación eléctrica total acumulada por tipo de combustible relacionado con F.

$$I_{S-W} = \sum_{i=1}^N - p_i \times \ln(p_i) \quad (8)$$

i : se refiere al tipo de combustible

N : es el número de combustibles que participan en la generación

p_i : es la fracción de la generación bruta de las tecnologías usando el combustible de tipo i

- **Fracción importada (FI):** Es la fracción de la inversión total que corresponde a materias primas e insumos extranjeros que participan en la construcción del conjunto de plantas generadoras adicionadas en el plan de expansión

$$FI = \sum_{i=1}^{Nt} ca_i \times f_i \quad (9)$$

$$ca_i = \frac{CA_i}{CA} \quad (10)$$

CA_i : capacidad (o potencia) de tecnología i adicionada en el plan de expansión

CA : capacidad total adicionada en el plan de expansión

f_i : fracción importada correspondiente a la tecnología i

Nt : Número total de tecnologías que participan en la adición de capacidad total durante el periodo.

- **Fracción libre de carbono (FIdC):** Es la fracción de la capacidad instalada al final del período de estudio que no depende de combustibles fósiles para su operación.

¹ Grubb, M., Butler, L., Twomey, P., “Diversity and security in UK electricity generation: The Influence of Low-Carbon Objectives”, Energy Policy 34(2006) 4050-4062.(2006)

$$FIdC = \frac{C_H + C_E + C_N + C_G}{C_T} \quad (11)$$

C_H : capacidad hidroeléctrica

C_E : capacidad eoloeleétrica

C_N : capacidad nuclear

C_G : capacidad geotermoeléctrica

C_T : capacidad total instalada

4.2 AHP: Analytical Hierachy Process

El Proceso Analítico Jerárquico (AHP por sus siglas en inglés) fue desarrollado por el matemático Thomas L. Saaty² a finales de los años 70 y consiste en formalizar la comprensión intuitiva de problemas complejos mediante la construcción de un modelo jerárquico³.

Por medio del modelo jerárquico, el AHP, permite organizar la información del problema, descomponerla y analizarla por partes, visualizar las variaciones presentadas cuando existen cambios en cada nivel de jerarquía y sintetizar⁴.

El primer paso consiste en identificar todos los elementos que intervienen en el proceso de toma de decisiones y los niveles en que estos elementos pueden ser agrupados de forma jerárquica. En la **Figura 1** se muestra esquemáticamente un árbol de jerarquías y las interrelaciones de los componentes: meta global (u objetivo), criterios y alternativas del problema que se pretende resolver.

² Saaty, Thomas (1980) *The Analytic Hierarchy Process. Planning, Priority Setting, Resource Allocation*. Beccles, Suffolk. Mc Graw Hill

³ Gerard B. Toskano H. "El proceso de análisis jerárquico (AHP) como herramienta para la toma de decisiones en la selección de proveedores". Tesis de la Universidad Nacional Mayor de San Marcos. Lima, Perú. 2005

⁴ Ya en el año de 1772 el político, científico e inventor estadounidense Benjamín Franklin se lamentaba que ante la toma de decisión el peso de los motivos no pudiera calcularse con la precisión de las cantidades algebraicas. El Proceso Analítico Jerárquico permite lograrlo

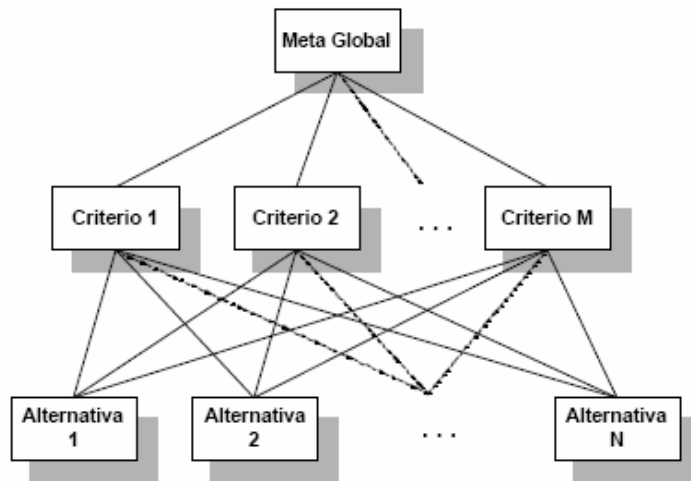


Figura 1. Árbol de Jerarquías⁵

En el método AHP hay completa libertad para construir la jerarquía; en la parte superior del árbol se presenta el objetivo principal. En los niveles inferiores intervienen el conjunto de criterios, el conjunto de los diferentes grupos involucrados o los sub-criterios relacionados con algún criterio específico. Finalmente, en el nivel de base se presentan las diferentes alternativas. No existe restricción respecto a la cantidad de niveles ni al número de elementos de cada nivel. Lograr la construcción del árbol brinda claridad y entendimiento sobre los componentes del problema que se está analizando.

Es muy posible que dos personas conceptualicen un problema de maneras distintas y en consecuencia, construyan dos jerarquías diferentes. En este método se pretende que la jerarquía sea construida por un grupo de personas, por lo que es indispensable llegar a un consenso tomando en consideración las opiniones de todos los involucrados.

Ventajas del método AHP

Algunas de las ventajas que presenta el método AHP frente a otros métodos de decisión multicriterio son:

⁵ Saaty, Thomas (1980) *The Analytic Hierarchy Process. Planning, Priority Setting, Resource Allocation.* Beccles, Suffolk. Mc Graw Hill

- Presenta un sustento matemático
- Permite desglosar y analizar un problema por partes
- Permite la participación de diferentes personas o grupos de interés y genera un consenso
- Permite incorporar aspectos cualitativos que suelen quedarse fuera del análisis debido a su complejidad para ser medidos, pero que pueden ser relevantes en algunos casos
- Permite verificar el índice de consistencia y hacer correcciones, si es necesario
- Genera una síntesis y da la posibilidad de realizar análisis de sensibilidad
- Es de fácil aplicación y permite que su solución se pueda complementar con métodos matemáticos de optimización

Etapas del AHP:

1. Estructuración del modelo jerárquico (representación del problema mediante identificación de meta, criterios, subcriterios y alternativas)
2. Priorización de los elementos del modelo jerárquico
3. Comparaciones pareadas entre los elementos
4. Evaluación de los elementos mediante la asignación de “pesos”
5. Ranking⁶ de las alternativas de acuerdo con los pesos dados
6. Síntesis
7. Análisis de Sensibilidad

Estructuración del modelo jerárquico

La estructuración del modelo consiste en ordenar jerárquicamente el problema a tratar, esto es, se debe identificar el problema, definir objetivos e identificar criterios y alternativas.

⁶ Ordenación de las alternativas consideradas (de la “mejor a la “peor”)

Identificar el problema

El problema es lo que se pretende resolver mediante alguna de las alternativas analizadas en el proceso.

Definición del objetivo

El objetivo o meta representa la respuesta que se pretende obtener a través del proceso.

Identificación de alternativas

Las alternativas son las propuestas factibles dadas por el grupo decisor para poder alcanzar el objetivo general mediante la selección de alguna de ellas.

Árbol de jerarquías

El árbol de jerarquías puede construirse de arriba a abajo y viceversa. Cuando se construye de arriba hacia abajo se inicia con la identificación de los criterios más globales (de lo más general a lo más particular), es decir, éstos serán el primer nivel en la definición del problema. Puede haber subcriterios si se requieren y deben mantener una relación jerárquica con el criterio del cual se desprenden.

En la construcción de abajo hacia arriba, primero se generan todas las características de las alternativas y posteriormente se construye el modelo jerárquico agrupando aquellas características que mantienen un factor común con ellas (criterios y subcriterios) hasta llegar al objetivo general.

La construcción de la jerarquía dependerá de la información disponible y del grupo decisor. Si en el problema están definidas las alternativas y sus características, la jerarquía puede ser de abajo hacia arriba. De lo contrario, se recomienda iniciar de arriba a abajo.

Evaluación del modelo

Los pasos a seguir para la evaluación de los componentes del modelo jerárquico son el establecimiento de prioridades y la emisión de juicios y evaluaciones.

Establecimiento de prioridades con el AHP

En el método AHP, quien toma las decisiones elige una preferencia o prioridad con respecto a cada alternativa de decisión de acuerdo a la contribución que tenga sobre cada criterio. Con la importancia relativa y las preferencias obtenidas, se resume la información y se proporciona la jerarquización de prioridades de las alternativas, en términos de la preferencia global, por medio del proceso llamado síntesis.

Comparaciones por pares

El proceso de Saaty permite dar valores numéricos a las preferencias dadas por cada integrante del grupo decisor, logrando medir como contribuye cada elemento de la jerarquía al nivel inmediatamente superior del árbol de jerarquías. Para estas comparaciones se utilizan escalas de razón en términos de preferencia, importancia o probabilidad, sobre la base de una escala numérica propuesta por el mismo Saaty, que va desde 1 hasta 9 (ver **Tabla 1**).

Tabla 1. Escala de preferencias del método AHP⁷

Planteamiento verbal de la preferencia	Calificación numérica
A es extremadamente preferible a B	9
A es entre muy fuerte y extremadamente preferible a B	8
A es muy fuertemente preferible a B	7

⁷ Saaty, Thomas (1980) *The Analytic Hierarchy Process. Planning, Priority Setting, Resource Allocation*. Beccles, Suffolk. Mc Graw Hill

A es entre fuerte y muy fuertemente preferible a B	6
A es fuertemente preferible a B	5
A es entre moderada y fuertemente preferible a B	4
A es moderadamente preferible a B	3
A es entre igual y moderadamente preferible a B	2
A es igualmente preferible a B	1

Las variables A y B de la **Tabla 1** pueden ser criterios, subcriterios y/o alternativas.

Matriz de comparaciones por pares

Es una matriz cuadrada que contiene comparaciones pareadas de alternativas o criterios.

Sea **A** una matriz $n \times n$, donde $n \in \mathbb{Z}^+$ (enteros positivos). Sea a_{ij} el elemento (i, j) de **A**, para $i = 1, 2, \dots, n$, y $j = 1, 2, \dots, n$. Decimos que **A** es una matriz de comparaciones pareadas de n alternativas, si a_{ij} es la medida de la preferencia de la alternativa en el renglón i cuando se le compara con la alternativa de la columna j . Cuando $i = j$, el valor de a_{ij} será igual a 1, pues se está comparando la alternativa consigo misma.

$$A = \begin{bmatrix} 1 & a_{12} & \dots & a_{1n} \\ 1/a_{12} & 1 & \dots & a_{2n} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ 1/a_{1n} & 1/a_{2n} & \dots & 1 \end{bmatrix} \quad (12)$$

El AHP sustenta esto con los axiomas referidos a cada una de las condiciones siguientes:

Axioma 1. Condición de juicios recíprocos. Si **A** es una matriz de comparaciones pareadas se cumple que:

$$a_{ij} = \frac{1}{a_{ji}}. \quad (13)$$

Axioma 2. Condición de homogeneidad de los elementos. Los elementos que se comparan son del mismo orden de magnitud, o jerarquía.

Axioma 3. Condición de estructura jerárquica o dependiente. Existe dependencia jerárquica en los elementos de dos niveles consecutivos.

Axioma 4. Condición de expectativas de orden de rango. Las expectativas deben estar representadas en la estructura en términos de criterios y alternativas.

Emisión de juicios y evaluaciones

Los juicios son la base del método AHP. Éstos son establecidos por información científica y técnica y por la experiencia y conocimientos del grupo decisor. Tomar en cuenta las opiniones de cada uno de los analistas y/o grupos de interés en la evaluación del modelo, por medio de las comparaciones pareadas que realiza cada uno de los involucrados, hace del AHP un método diferente a los demás. Las comparaciones pareadas permiten conocer sus preferencias respecto a los diferentes componentes del modelo (criterios, subcriterios y alternativas), en términos de su importancia, preferencia o probabilidad. La preferencia se cuantificará mediante un valor numérico.

Síntesis

Después de construir la matriz de comparaciones pareadas se puede calcular lo que se denomina *prioridad* de cada uno de los elementos que se comparan. A esta parte del método AHP se le conoce como “síntesis”; para obtenerla se requiere el cálculo de valores y vectores característicos. Sin embargo, las prioridades sintetizadas pueden aproximarse mediante los siguientes pasos algebraicos.

1. Sumar los valores en cada columna de la matriz de comparaciones pareadas.
2. Dividir cada elemento de tal matriz entre el total de su columna; a la matriz resultante se le denomina matriz de comparaciones pareadas normalizada.
3. Calcular el promedio de los elementos de cada renglón de las prioridades relativas de los elementos que se comparan

La síntesis obtendrá prioridades generales y una ordenación de las alternativas.

Matriz de prioridades

Las prioridades de cada criterio respecto a la meta global se presentan en el vector columna denominado vector de prioridades de los criterios, es decir,

$$\begin{array}{c}
 \text{Meta} \\
 \text{Global} \\
 \text{Criterio 1} \\
 \text{Criterio 2} \\
 \dots \\
 \text{Criterio } m
 \end{array}
 \begin{bmatrix}
 P'_1 \\
 P'_2 \\
 \dots \\
 P'_m
 \end{bmatrix}
 \quad (14)$$

de este vector se desprende que m es el número de criterios y P'_i es la prioridad del criterio i con respecto a la meta global, para $i = 1, 2, \dots, m$.

La matriz de prioridades es aquella que resume las prioridades para cada alternativa en términos de cada criterio. Para m criterios y n alternativas tenemos:

$$\begin{array}{c}
 \text{Criterio 1} \quad \text{Criterio 2} \quad \text{Criterio } m \\
 \text{Alternativa 1} \\
 \text{Alternativa 2} \\
 \dots \\
 \text{Alternativa } n
 \end{array}
 \begin{bmatrix}
 P_{11} & P_{12} & \dots & P_{1m} \\
 P_{21} & P_{22} & \dots & P_{2m} \\
 \dots & \dots & \dots & \dots \\
 P_{n1} & P_{n2} & \dots & P_{nm}
 \end{bmatrix}
 \quad (15)$$

Donde P_{ij} es la prioridad de la alternativa i con respecto al criterio j , para $i = 1, 2, \dots, n$; y $j = 1, 2, \dots, m$.

La prioridad global para cada alternativa se obtiene del vector columna que resulta de multiplicar la matriz de prioridades por el vector de prioridades de los criterios.

$$\begin{bmatrix} P_{11} & P_{12} & \dots & P_{1m} \\ P_{21} & P_{22} & \dots & P_{2m} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ P_{n1} & P_{n2} & \dots & P_{nm} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P'_1 \\ P'_2 \\ \dots \\ P'_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Pg_1 \\ Pg_2 \\ \dots \\ Pg_i \end{bmatrix} \quad (16)$$

Donde Pg_i es la prioridad global (respecto a la meta global) de la alternativa i para $i = 1, 2, \dots, n$).

Consistencia

Para asegurar que la toma de decisión sea lo más objetiva posible, las preferencias hechas por el grupo decisor en el transcurso de las comparaciones pareadas, deben ser lo más consistentes posibles, es decir, que las variaciones entre ellas sean las mínimas. Sin embargo, la consistencia perfecta es muy difícil de lograr, por lo que, existirá un cierto grado de inconsistencia en casi cualquier conjunto de comparaciones pareadas.

El AHP ofrece un método para medir el grado de consistencia entre las prioridades dadas por el grupo decisor. Si el grado de consistencia es aceptable, se continúa con el proceso de decisión. Si el grado de consistencia es inaceptable, quien toma las decisiones debe reconsiderar y modificar sus preferencias sobre las comparaciones pareadas antes de continuar con el análisis.

Sea \mathbf{A} una matriz cuadrada de comparaciones pareadas, será consistente si:

$$a_{ij}a_{jk} = a_{ik}, \quad \text{para } i, j, k = 1, 2, \dots, n \quad (17)$$

Es decir, se requiere que todas las columnas (y renglones) de \mathbf{A} sean *linealmente dependientes*. En particular, las columnas de cualquier matriz de comparaciones pareadas de 2×2 son linealmente dependientes y, por lo tanto una matriz cuadrada de 2×2 siempre será consistente.

Para determinar si el grado de consistencia es o no aceptable, se necesita obtener una medida cuantificable de la matriz de comparación \mathbf{A} $n \times n$ (donde n es el número de alternativas a comparar). Si la matriz \mathbf{A} es perfectamente consistente produce una matriz \mathbf{N} $n \times n$ normalizada⁸, de elementos w_{ij} (para $i, j = 1, 2, \dots, n$), donde todas las columnas son idénticas, es decir, $w_{12} = w_{13} = \dots = w_{1n} = w_1$; $w_{21} = w_{23} = \dots = w_{2n} = w_2$; $w_{n1} = w_{n2} = \dots = w_{nn} = w_n$.

$$N = \begin{bmatrix} w_1 & w_1 & \dots & w_1 \\ w_2 & w_2 & \dots & w_2 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ w_n & w_n & \dots & w_n \end{bmatrix} \quad (18)$$

Entonces, la matriz de comparaciones pareadas correspondiente a \mathbf{A} , se puede determinar a partir de \mathbf{N} , dividiendo los elementos de la columna i entre w_i (proceso inverso de determinación de \mathbf{N} a partir de \mathbf{A}), es decir:

$$A = \begin{bmatrix} 1 & w_1/w_2 & \dots & w_1/w_n \\ w_2/w_1 & 1 & \dots & w_2/w_n \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ w_n/w_1 & w_n/w_2 & \dots & 1 \end{bmatrix} \quad (19)$$

Ahora, multiplicando la matriz A obtenida a partir de N con el vector columna W , tenemos:

$$\begin{bmatrix} 1 & w_1/w_2 & \dots & w_1/w_n \\ w_2/w_1 & 1 & \dots & w_2/w_n \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ w_n/w_1 & w_n/w_2 & \dots & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} w_1 \\ w_2 \\ \vdots \\ w_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} nw_1 \\ nw_2 \\ \vdots \\ nw_n \end{bmatrix} = n \begin{bmatrix} w_1 \\ w_2 \\ \vdots \\ w_n \end{bmatrix} \quad (20)$$

Por lo tanto, A será consistente sí y sólo sí:

⁸ Se dice que una matriz es normal o está normalizada, si conmuta con su transpuesta. Las matrices simétricas, antisimétricas u ortogonales son necesariamente normales. Sea M una matriz, se dice que es normal si $MM^T = M^T M$

$$\mathbf{AW} = n\mathbf{W} \quad (21)$$

Donde \mathbf{W} es un vector columna de pesos relativos w_i , ($i = 1, 2, \dots, n$) y se aproxima con el promedio de los n elementos del renglón en la matriz normalizada \mathbf{N} . Ahora, nombrando a dicho promedio como “ \bar{W} ” se tiene que:

$$A\bar{W} = n_{\max}\bar{W} \quad (22)$$

Donde $n_{\max} \geq n$. Entre más cercana sea n_{\max} a n , más consistente será la matriz de comparaciones pareadas \mathbf{A} . Como resultado, el AHP calcula la razón de consistencia (**RC**) como el cociente entre el índice de consistencia de \mathbf{A} (**IC**) y el índice de consistencia aleatorio (**IA**).

$$RC = \frac{IC}{IA} \quad (23)$$

IC se calcula como:

$$IC = \frac{n_{\max} - n}{n - 1} \quad (24)$$

El valor de n_{\max} se calcula de la observando que la i -ésima ecuación es:

$$\sum_{j=1}^n a_{ij}\bar{w}_j = n_{\max}\bar{w}_i, i = 1, 2, \dots, n \quad (25)$$

Y sabiendo que $\sum_{i=1}^n w_i = 1$, tenemos:

$$\sum_{i=1}^n \left(\sum_{j=1}^n a_{ij}\bar{w}_j \right) = n_{\max} \sum_{i=1}^n \bar{w}_i \quad (26)$$

Esto significa que el valor de n_{\max} se determina al calcular primero el vector columna \mathbf{A} y después sumando sus elementos.

Como ya se mencionó, **IA** es el índice aleatorio de consistencia de **A**, es decir, el índice de consistencia de una matriz de comparaciones pareadas generada en forma aleatoria. Se puede mostrar que el **IA** depende del número de elementos que se comparan, y asume los valores mostrados en la **Tabla 2**.

Tabla 2. Valores de los índices aleatorio de consistencia de A (IA)⁹

# de elementos a comparar (n)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
valor del índice aleatorio (IA)	0	0	0.58	0.89	1.11	1.24	1.32	1.4	1.45	1.49

Se considera que los valores **RC** de 0.10 o menores determinan un grado aceptable de consistencia en las comparaciones pareadas. Cuando los valores exceden de 0.10, los juicios se consideran como inconsistentes.

Análisis de sensibilidad

Una vez obtenido el resultado final, el AHP permite llevar a cabo el análisis de sensibilidad. Este análisis permite analizar la variación del resultado (ordenación de las alternativas) cuando se altera (cambia) la importancia de los criterios. El análisis de sensibilidad debe responder a la pregunta: ¿qué pasa si...? facilitando el análisis en aquellos procesos dinámicos de toma de decisión donde se requiere volver a aplicar el AHP (para revisar y ajustar el proceso) en un corto o mediano plazo debido a que su entorno está en un continuo cambio.

4.3 Externalidades

Ciertas actividades humanas como la conversión de energía, el transporte, la industria o la agricultura, causan daños importantes a la salud humana y al ambiente, los cuales dependen de dónde se realicen dichas actividades y su tipo. Muchas veces al establecer el

⁹ Saaty, Thomas (1980) *The Analytic Hierarchy Process. Planning, Priority Setting, Resource Allocation*. Beccles, Suffolk. Mc Graw Hill

sistema de precios los daños causados no son tomados en cuenta. La política ambiental llama a estos daños costos externos o *externalidades*. La internalización de los costos externos pretende equilibrar la dimensión social y ambiental del desarrollo sustentable con la dimensión económica. Para promover esta internalización primero hay que estimar y monetizar los daños socio-ambientales.

Para la evaluación del impacto ambiental de cualquier actividad productiva, es necesario medir las emisiones y daños generados durante todo el proceso de producción, desde la adquisición de la materia prima, pasando por la producción y el consumo, hasta el desecho.

La *Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética*¹⁰ define las “externalidades” como: “Los impactos positivos o negativos que genera la provisión de un bien o servicio y que afecta a una tercera persona. Las externalidades ocurren cuando los costos o beneficios de los productores o compradores de un bien o servicio son diferentes de los costos o beneficios sociales totales que involucran su producción y consumo”.

Los costos externos que resultan del impacto ambiental por la producción de electricidad son significativos en la mayor parte de los países y reflejan la dominancia de los combustibles fósiles en su mix de generación. A pesar del progreso, estos costos externos siguen sin estar adecuadamente incluidos en los precios de la energía. Por lo tanto, consumidores, productores y los encargados de tomar las decisiones no cuentan con suficientes señales que les indiquen la mejor manera de utilizar sus recursos.

External costs of Energy “ExternE”

Durante los últimos 20 años se ha progresado bastante en el análisis de los costos del daño ambiental, particularmente a través de la Red Europea de Investigación “ExternE”. Desde 1991 han participado más de 50 grupos de investigación de 20 diferentes países. Los efectos causados por la conversión de energía son físicamente, ambientalmente y

¹⁰ <http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LAERFTE.pdf>

socialmente complejos y difíciles de estimar sobretodo considerando la incertidumbre y la diferencia de opiniones. Sin embargo, el proyecto ExternE es una fuente reconocida de información.

Debido a que los diferentes impactos se expresan en diferentes unidades, no pueden compararse directamente. ExternE permite transformar las unidades de todos los impactos a una unidad común.

En ExternE los costos externos por la producción de electricidad se basan en tres componentes: costos por afectación en el cambio climático asociado a las emisiones de CO₂; costos por daños (impactos en la salud, cultivos, etc.) asociados con otros contaminantes ambientales: NO_x (óxidos de nitrógeno), SO₂ (óxido de azufre), NMVOCs (compuestos orgánicos volátiles no de metano), PM10¹¹, NH₃ (amoníaco); y otros costos sociales, no ambientales, para las tecnologías de generación no basadas en combustibles fósiles.

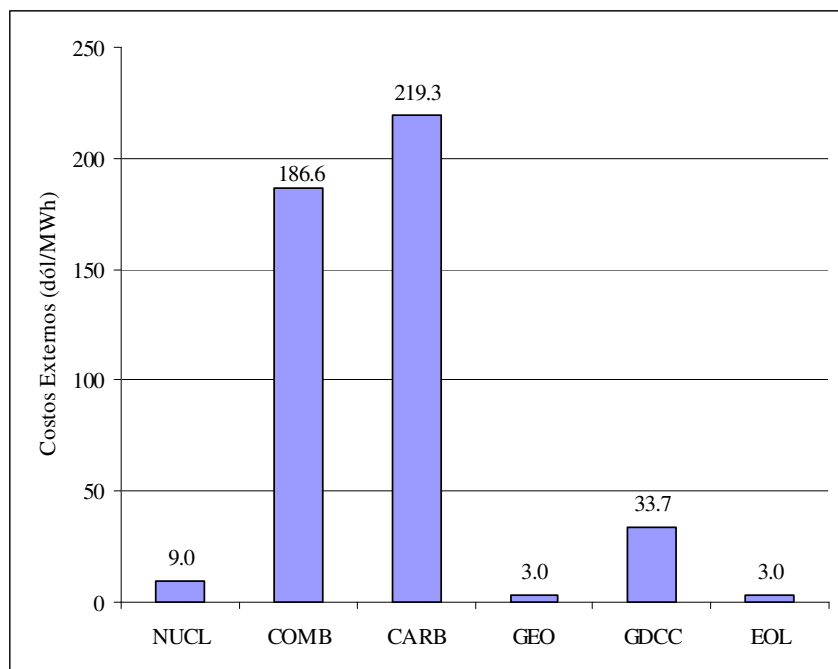
Las externalidades de la tecnología nuclear sólo consideran las emisiones radiactivas durante el minado y la posibilidad de accidentes nucleares. Los costos reflejan las pocas emisiones de CO₂ y contaminantes aéreos, y el bajo riesgo de accidentes.

La metodología ExternE no considera la aversión al riesgo del público debido a que no se ha encontrado la manera de incluirla en el análisis de manera satisfactoria porque la forma en que el público evalúa el riesgo de un accidente no es proporcional al riesgo real¹². Durante la actualización de ExternE de 2005 se concluyó que los impactos radiológicos durante la operación de las centrales nucleares y la disposición final de desechos son de menor importancia durante el ciclo completo de combustible nuclear.

¹¹ Se denomina PM10 a pequeñas partículas sólidas o líquidas de polvo, cenizas, hollín, partículas metálicas, cemento ó polen, dispersas en la atmósfera, y cuyo diámetro varía entre 2,5 y 10 µm. Están formadas principalmente por compuestos inorgánicos como silicatos y aluminatos, metales pesados entre otros, y material orgánico asociado a partículas de carbono (hollín)

¹² A esto se le conoce como *Riesgo de Damocles*, i.e. un riesgo de daño muy alto con probabilidad de ocurrencia muy baja. Lo anterior hace referencia la *Espada de Damocles*, anécdota moral en donde una espada suspendida encima de un líder representa el peligro siempre presente que acompaña a su cargo

Los costos externos (expresados en unidad monetaria por cantidad de energía, dólar/MWh) que se sumaron a los costos variables de O&M para internalizarlos en la función objetivo son los promedios de las externalidades altas y bajas reportadas por el proyecto ExternE en centavos de Euro de 2005, y que fueron convertidos a dólares de 2009 para usarlos como datos en WASP-IV. Aparecen en la **Figura 2**.



NUCL: nuclear, COMB: combustóleo, CARB: carbón
 GEO: geotérmico; GDCC: gas natural, EOL: eólico, HID: hidráulico

Figura 2. Costo de las externalidades asociadas a la generación de electricidad¹³

4.4 Conclusiones

Los criterios de decisión deben ser seleccionados de acuerdo con los objetivos del estudio. En este caso son: costo de generación, riesgo asociado al alza del precio de los combustibles, costos externos, diversidad, fracción importada y fracción libre de carbono. La importancia de cada criterio es la siguiente: el costo es fundamental, pues suele ser la principal restricción para la realización de proyectos; el riesgo asociado al alza del precio

¹³ Elaborada con información obtenida en: European Environment Agency, EN35 External costs of electricity production, p 3, Figure 2

de los combustibles debe ser considerado porque aunque es difícil de estimar, de acuerdo con la mayoría de los pronósticos, se espera que estos precios se eleven considerablemente por su calidad de no renovables; los costos externos, aunque todavía son ignorados en muchos países deben ser tomados en cuenta ya que son una realidad que tarde o temprano tendrá que ser compensada; la diversidad brinda seguridad energética; y finalmente, a menor fracción importada mayor componente nacional y mayor beneficio para la economía del país. La metodología AHP permite lidiar con problemas complejos que involucren un número indeterminado de criterios y actores. Las externalidades más altas corresponden a los combustibles fósiles, es decir, al carbón, combustóleo y muy por debajo al gas natural. La tecnología nuclear y las renovables (geotermoeléctrica y eoloeléctrica) presentan las externalidades más bajas.

1 PLANEACIÓN DE LA GENERACIÓN

2 WASP: Wien Automatic System Planning Package

3 DESARROLLO DE LOS PLANES DE EXPANSIÓN

4 JERARQUIZACIÓN DE LOS PLANES

Nota: Esta hoja se dejó en blanco intencionalmente

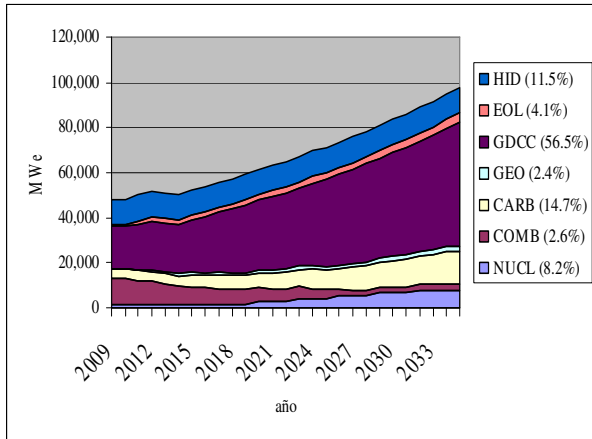
5 ANÁLISIS DE RESULTADOS

Con los datos descritos y con las consideraciones antes mencionadas, se realizaron las simulaciones presentadas en la **Figura 8** y en la **Figura 9** y se obtuvieron los resultados que se describen y analizan a continuación.

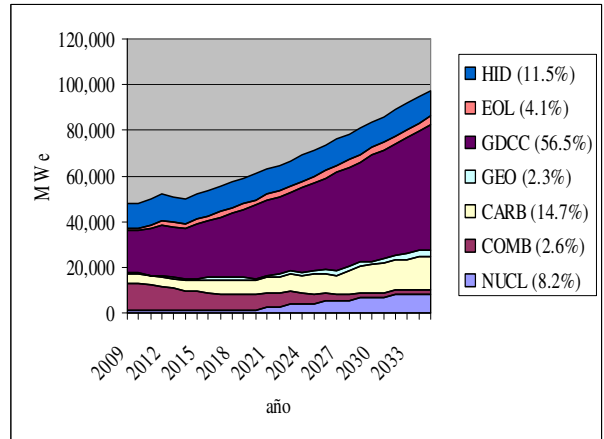
En la **Figura 12** se muestra la capacidad instalada durante todo el período de estudio de acuerdo con los seis tipos de combustible propuestos. La cifra que aparece entre paréntesis es el porcentaje total de capacidad instalada por tipo de combustible en el último año de estudio (2035). El Plan 2 (optimizado sin externalidades) resulta muy parecido al Plan 1 (expansión fija) debido a que durante el proceso de optimización se anticipó o postergó la adición de las mismas unidades. En cambio, en el Plan 3 al considerar los costos externos, además del desplazamiento de unidades en el tiempo se permitió la adición o retiro de mayores bloques de capacidad favoreciendo ligeramente a las renovables (EOL, GEO) y de manera más importante a la opción nuclear (NUCL) disminuyendo la capacidad instalada de las tecnologías que queman combustibles fósiles (GDCC y CARB). En el Plan 5, al optimizar sin considerar los costos externos ni la participación de la opción nuclear, resultaron más atractivas las geotermoeléctricas (GEO) que las eoloeléctricas (EOL), el gas natural (GDCC) cobró mayor importancia y con el carbón sucedió lo contrario (CARB). En el Plan 6, al considerar los costos externos, resultaron más atractivas las renovables (EOL y GEO) y disminuyó el gas natural (GDCC) y el carbón (CARB).

De acuerdo con estos planes, la generación de electricidad se basa en combustibles fósiles cuando menos hasta 2035, siendo 67% el mínimo para el Plan 3 (que fue optimizado considerando los costos externos y la participación nuclear) y 81% el máximo para el Plan 5 (que fue optimizado sin considerar los costos externos ni la participación nuclear).

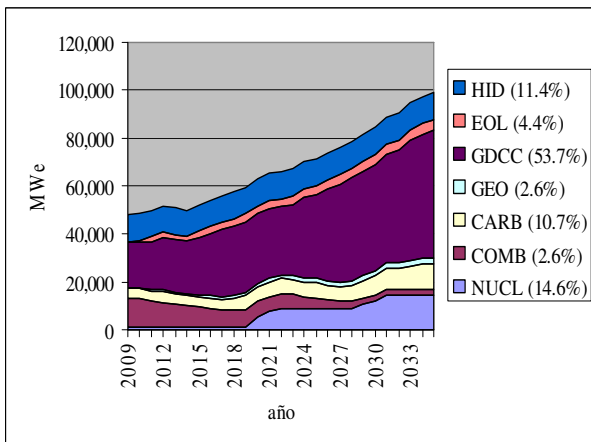
Es importante recordar que dentro del sistema variable no se consideró como candidata ninguna central hidroeléctrica (HID).



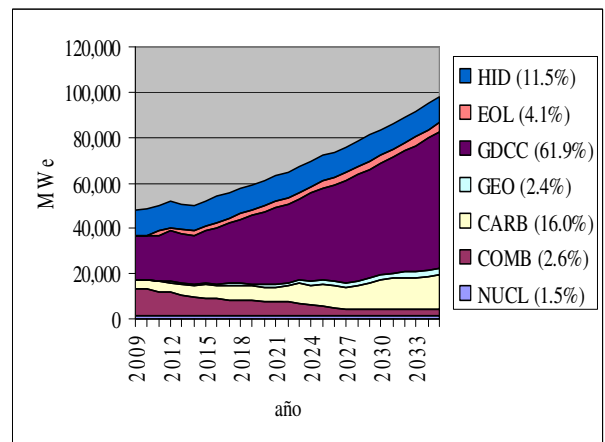
Plan 1



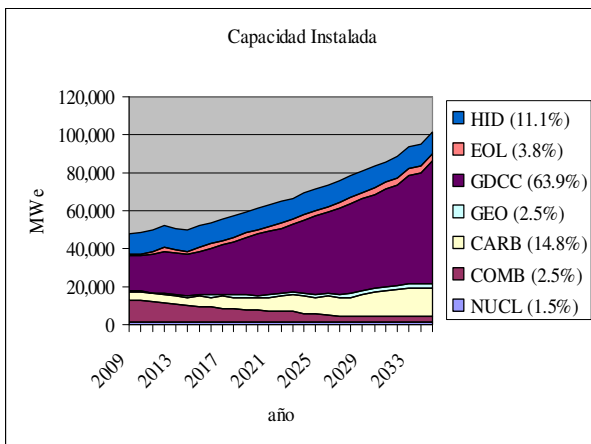
Plan 2



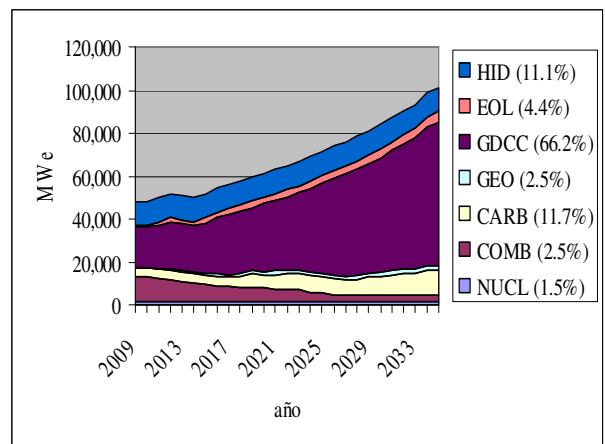
Plan 3



Plan 4



Plan 5

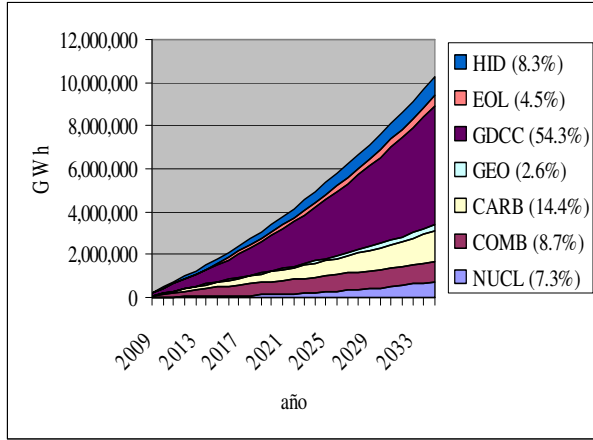


Plan 6

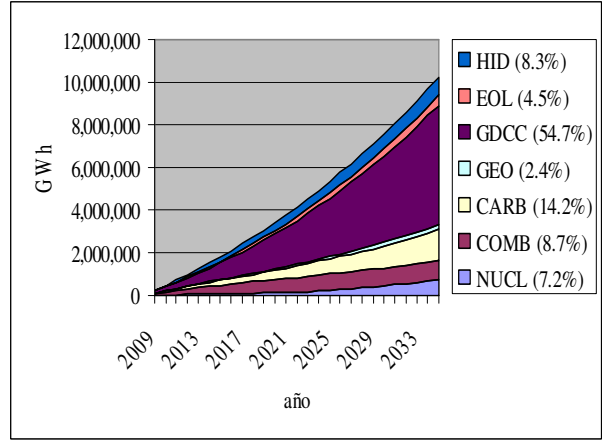
Figura 12. Capacidad instalada por tipo de combustible en el período 2009-2035

Otro parámetro importante además de la capacidad instalada es la energía generada por los diferentes tipos de combustibles, involucrando parámetros de las centrales tan importantes como son el factor de disponibilidad y el factor de planta. Un buen ejemplo es la central nuclear de Laguna Verde que con tan sólo 3% de la capacidad total instalada genera el 5% de la electricidad que se consume en México.

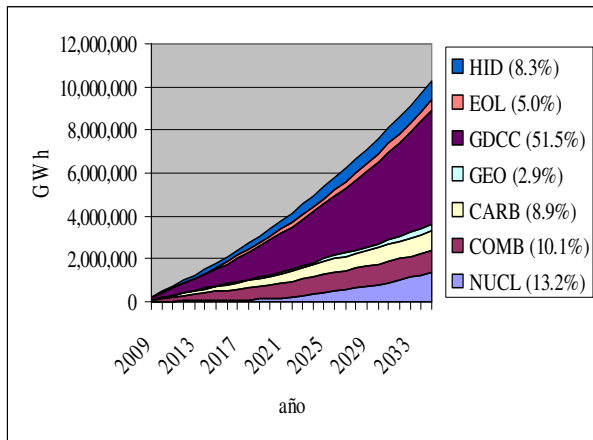
En la **Figura 13** se muestra el porcentaje de energía generada por tipo de combustible en todo el período.



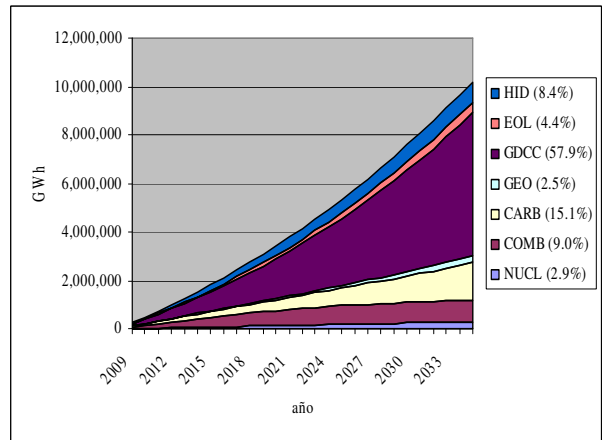
Plan 1



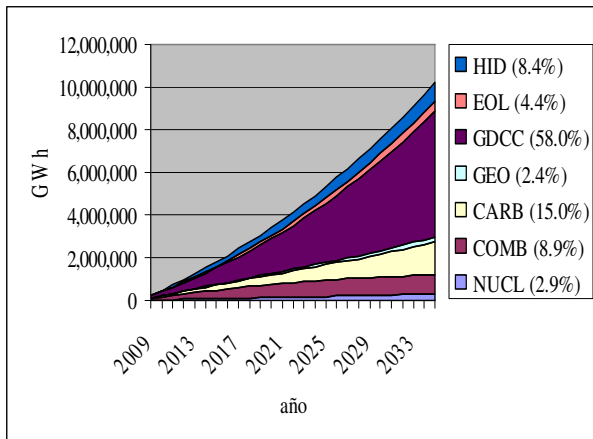
Plan 2



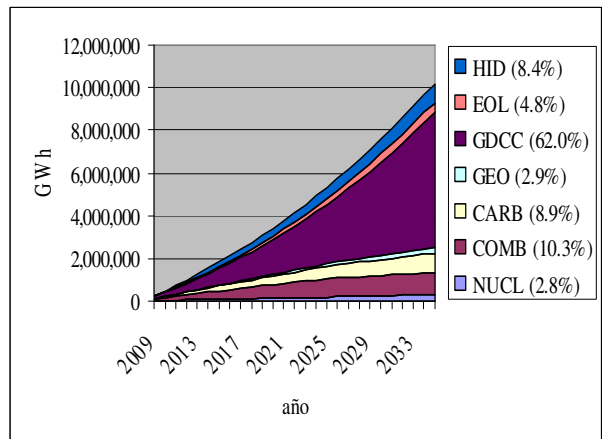
Plan 3



Plan 4



Plan 5



Plan 6

Figura 13. Energía acumulada durante todo el período (2009-2035)

Análisis Jerárquico

En la **Figura 14** se presenta el árbol de jerarquías para el problema propuesto en este trabajo. En el nivel más alto está la meta global u objetivo, en el nivel de abajo los criterios y finalmente las alternativas que se están comparando; nótese que no se han considerado diferentes actores.

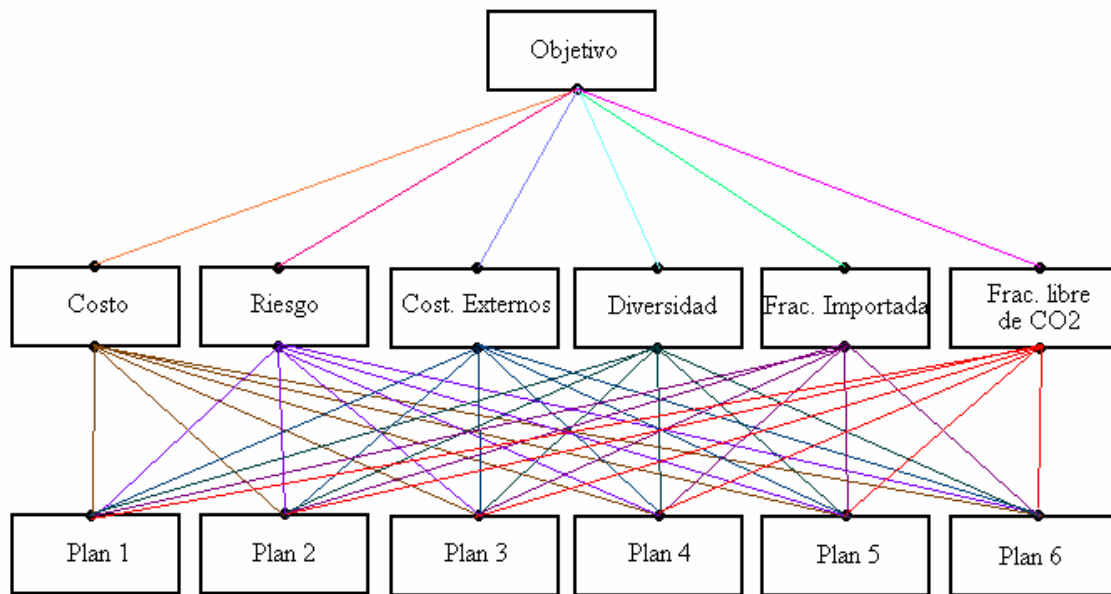


Figura 14. Árbol de jerarquías para el problema propuesto

Recordemos que los criterios de evaluación son los siguientes:

C_1 : costo

C_2 : riesgo asociado al alza del precio de los combustibles

C_3 : costos externos

C_4 : diversidad de los energéticos primarios para la generación

C_5 : fracción de inversión importada

C_6 : fracción de generación libre de CO_2

En la **Figura 15** se muestra a detalle la comparación por pares de criterios de acuerdo a la jerarquía que se ha otorgado a los diferentes criterios en relación al objetivo.

$$A = \begin{matrix} & C_1 & C_2 & C_3 & C_4 & C_5 & C_6 \\ \begin{matrix} C_1 \\ C_2 \\ C_3 \\ C_4 \\ C_5 \\ C_6 \end{matrix} & \begin{vmatrix} 1 & 3 & 2 & 3 & 3 & 4 \\ 1/3 & 1 & 1/2 & 1 & 1 & 2 \\ 1/2 & 2 & 1 & 2 & 2 & 3 \\ 1/3 & 1 & 1/2 & 1 & 1 & 2 \\ 1/3 & 1 & 1/2 & 1 & 1 & 2 \\ 1/4 & 1/2 & 1/3 & 1/2 & 1/2 & 1 \end{vmatrix} \end{matrix}$$

Figura 15. Comparación pareada de criterios

De acuerdo con la **Figura 15** y la escala de Saaty presentada en la **Tabla 6** el criterio de costo (C_1) es moderadamente más importante que el riesgo (C_2). De igual forma, el costo (C_1) es entre igual y moderadamente más importante que los costos externos (C_3). Y el costo (C_1) es entre moderadamente y fuertemente más importante que la fracción libre de carbono (C_6). La razón de consistencia (RC) que se calculó para esta matriz es igual a 0.0052, la cual es inferior a 0.10 lo que indica que la consistencia es muy aceptable.

Nótese que se cumple el **Axioma 1** ($a_{ij} = 1/a_{ji}$) y que la diagonal principal se compone de unos ya que cada criterio es igualmente preferible que sí mismo.

El vector de jerarquía obtenido para los criterios se presenta gráficamente en la **Figura 16**.

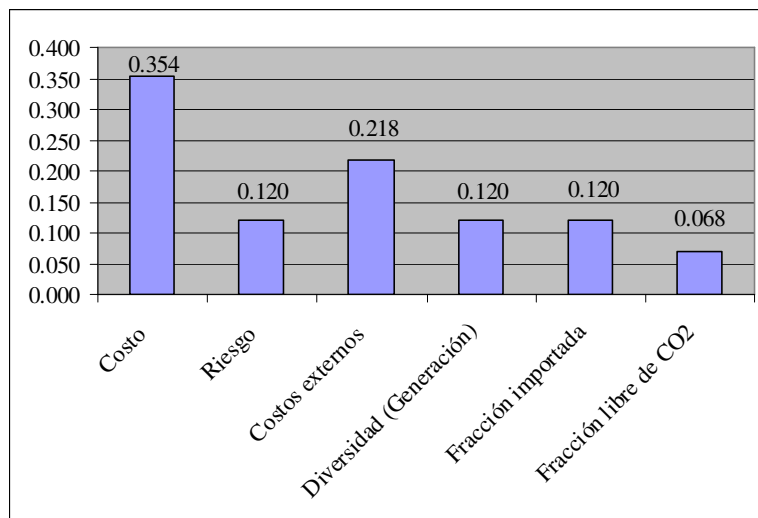


Figura 16. Jerarquía de los criterios de decisión

Con los resultados obtenidos para los 6 criterios de los 6 planes que se comparan se construyó la **Tabla 8**.

Tabla 8. Comparación de planes según los criterios

	C_1	C_2	C_3	C_4	C_5	C_6
	Costo	Riesgo [%]	Costos Externos [%]	Diversidad (Generación)	Fracción Importada [%]	Fracción Libre de CO2 [%]
Plan 1	9.992	2.53	9.86	1.454	64.86	26.21
Plan 2	9.986	2.57	9.45	1.446	64.85	26.15
Plan 3	10.000	1.20	7.39	1.516	63.83	33.03
Plan 4	9.948	2.84	10.76	1.357	67.98	19.56
Plan 5	9.910	2.85	10.65	1.353	69.07	18.90
Plan 6	9.882	1.97	9.53	1.301	70.39	19.57

Y se tiene como objetivo que los valores de los criterios C_1 , C_2 , C_3 y C_5 sean bajos y que los de C_4 y C_6 sean altos. Tomando en cuenta esto, ninguno de los planes es el mejor o peor de acuerdo con todos los seis criterios de decisión.

De los planes que sí consideran nucleares, el Plan 3, que fue optimizado tomando en cuenta los costos externos como costos variables dentro de la función objetivo de WASP resultó ser el mejor de acuerdo con los criterios C_2 , C_3 , C_4 , C_5 y C_6 ; sin embargo, el Plan 3 es el peor de acuerdo con el criterio C_1 , lo que significa que difícilmente habría sido hallado sin la incorporación de los costos externos a la optimización.

En la **Figura 17** se muestra la comparación por pares de las seis alternativas y su respectiva razón de consistencia de acuerdo con los resultados obtenidos para los 6 criterios de los 6 planes que están en la **Tabla 8**.

C ₁	Plan1	Plan2	Plan3	Plan4	Plan5	Plan6	C ₂	Plan1	Plan2	Plan3	Plan4	Plan5	Plan6
Plan1	1	1	2	1/2	1/3	1/4	Plan1	1	2	1/5	2	2	1/3
Plan2	1	1	2	1/2	1/3	1/4	Plan2	1/2	1	1/6	2	2	1/3
Plan3	1/2	1/2	1	1/3	1/4	1/5	Plan3	5	6	1	6	6	4
Plan4	2	2	3	1	1/2	1/3	Plan4	1/2	1/2	1/6	1	2	1/3
Plan5	3	3	4	2	1	1/2	Plan5	1/2	1/2	1/6	1/2	1	1/3
Plan6	4	4	5	3	2	1	Plan6	3	3	1/4	3	3	1
RC: 0.01161 Costo							RC: 0.04258 Riesgo						

C ₃	Plan1	Plan2	Plan3	Plan4	Plan5	Plan6	C ₄	Plan1	Plan2	Plan3	Plan4	Plan5	Plan6
Plan1	1	1/2	1/4	2	2	1/2	Plan1	1	1	1/2	2	2	3
Plan2	2	1	1/3	2	2	1	Plan2	1	1	1/2	2	2	3
Plan3	4	3	1	7	7	3	Plan3	2	2	1	3	3	4
Plan4	1/2	1/3	1/4	1	1	1/3	Plan4	1/2	1/2	1/3	1	1	2
Plan5	1/2	1/3	1/4	1	1	1/3	Plan5	1/2	1/2	1/3	1	1	2
Plan6	2	1	1/3	3	3	1	Plan6	1/3	1/3	1/4	1/2	1/2	1
RC: 0.02799 Costos externos							RC: 0.0595 Diversidad						

C ₅	Plan1	Plan2	Plan3	Plan4	Plan5	Plan6	C ₆	Plan1	Plan2	Plan3	Plan4	Plan5	Plan6
Plan1	1	1	1/2	2	3	2	Plan1	1	1	1/2	2	3	2
Plan2	1	1	1/2	2	3	2	Plan2	1	1	1/2	2	3	2
Plan3	2	2	1	3	4	3	Plan3	2	2	1	3	4	3
Plan4	1/2	1/2	1/3	1	2	1	Plan4	1/2	1/2	1/3	1	2	1
Plan5	1/3	1/3	1/4	1/2	1	1/2	Plan5	1/3	1/3	1/4	1/2	1	1/2
Plan6	1/2	1/2	1/3	1	2	1	Plan6	1/2	1/2	1/3	1	2	1
RC: 0.00595 Fracción importada							RC: 0.0595 Fracción libre de carbono						

Figura 17. Comparación por pares de las alternativas

En la **Figura 18** está la matriz de prioridades, la cual resume las prioridades para cada alternativa en los términos de cada criterio.

	Costo	Riesgo	Costos Externos	Diversidad [Generación]	Fracción Importada	Fracción Libre de CO2
Plan 1	0.089	0.111	0.103	0.195	0.195	0.195
Plan 2	0.089	0.088	0.152	0.195	0.195	0.195
Plan 3	0.054	0.478	0.444	0.332	0.332	0.332
Plan 4	0.151	0.070	0.064	0.108	0.108	0.108
Plan 5	0.242	0.054	0.064	0.108	0.064	0.064
Plan 6	0.374	0.199	0.173	0.064	0.108	0.108

Figura 18. Matriz de prioridades

En la **Figura 19** se muestra la calificación global de los seis planes después de haber aplicado la síntesis que forma parte del análisis de decisión AHP. Se observa que el mejor plan es el Plan 3 seguido del Plan 6, y se trata de los dos planes que fueron optimizados considerando las externalidades en la función objetivo de WASP-IV.

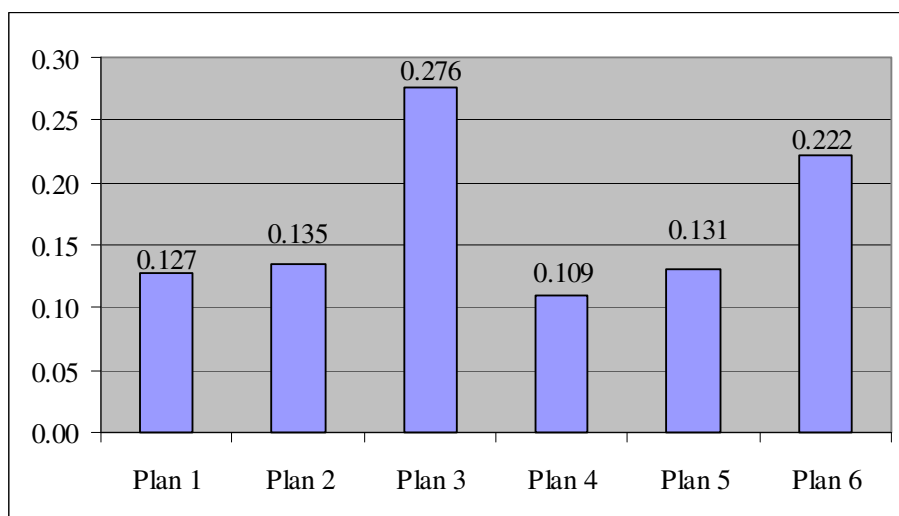


Figura 19. Calificación global de los planes obtenida al aplicar AHP

Podemos concluir que los casos optimizados son mejores que sus respectivos casos fijos. Esto es: Plan 2 mejor que Plan 1 y Plan 5 mejor que Plan 4. Además, el incorporar los costos externos antes de optimizar permitió obtener planes aún más atractivos (Plan 3 y Plan 6); resultando el Plan 3 mejor que el Plan 6; cabe señalar, que éste último no considera la participación nuclear, mientras que el Plan 3 sí.

Como información complementaria, en la **Tabla 9** se muestran los costos totales de los planes expuestos en la **Tabla 8**, los cuales se obtienen al sumar los costos internos y externos.

Tabla 9. Costo total relativo

	Interno	Externo	Costo Total Interno+Externo
Plan 1	9.992	0.986	10.978
Plan 2	9.986	0.944	10.930
Plan 3	10.000	0.739	10.739
Plan 4	9.948	1.070	11.018
Plan 5	9.910	1.056	10.966
Plan 6	9.882	0.942	10.824

Más bajo	Más alto
----------	----------

De esta tabla se deduce el siguiente orden económico de menor a mayor costo total: Plan 3, Plan 6, Plan 2, Plan 5, Plan 1 y Plan 4; es decir, si la decisión se basara exclusivamente en el costo total, la mejor opción sería el Plan 3.

Cabe mencionar que el análisis de decisión puede resolverse aplicando diferentes métodos. En principio fue aplicada la metodología *AHP* por considerarse muy robusta, pero existen otros métodos como el denominado *Vector de posición de mínimo arrepentimiento*^{1,2}, (*Position Vector of Minimum Regret*, *PVMR*) el cual fue aplicado y comparado con el *AHP*.

Análisis de decisión basada en Vector de posición de mínimo arrepentimiento

El método *PVMR* desarrollado recientemente en la Universidad Nacional Autónoma de México, es una versión avanzada del método de análisis de decisión de criterios múltiples basado en el *Criterio de Savage* o de *Mínimo arrepentimiento*, cuyo autor afirma que quien toma la decisión podría arrepentirse después de haber tomado la decisión porque quisiera

¹ Martín del Campo, C.; Guadarrama, R.; Sánchez, O.; Izarra, J.; Pérez, A.; François, J.L.; Estrada, G., *Long Term Electricity Expansion Analysis to Define Energy Policies for Mexico*. 17th Pacific Basin Nuclear Conference Cancún, Q.R., México, October 24-30, 2010 (Trabajo aceptado)

² Martín del Campo, C. & François, J.L., *Position Vector of Minimum Regret (PVMR), a powerful multiple criteria decision making method*. 2010 (Trabajo en elaboración)

haber elegido una alternativa diferente. Lo que busca el criterio de decisión de Savage es aminorar el arrepentimiento antes de escoger realmente cierto plan. Con la misma idea de buscar el mínimo arrepentimiento, pero con un procedimiento basado en álgebra n-vectorial, se decide colocar la alternativa de “referencia” en el centro de coordenadas y se determinan las componentes de los vectores de posición de todas las alternativas que se están comparando. Posteriormente, se calcula la magnitud (el módulo) de cada vector de posición. La magnitud del vector corresponde a la distancia que existe desde el centro hasta la localización de la alternativa en el espacio n-dimensional, siendo n el número de criterios que intervienen en el análisis de decisión. Otra ventaja de este método avanzado sobre el de mínimo arrepentimiento clásico es contar con la posibilidad de dar diferentes pesos a los diferentes criterios, lo cual es algo muy deseable en cualquier proceso de selección entre alternativas. Una ventaja muy significativa es que no se requieren hacer las comparaciones por par de criterios, que si bien son muy ilustrativas, representan un proceso muy largo y se hace necesaria una síntesis que es bastante laboriosa cuando la cantidad de criterios es significativa.

Recordemos que de acuerdo con los resultados presentados en la **Tabla 8** ninguno de los planes es el mejor o el peor de acuerdo con todos los criterios.

Como primer paso hay que hacer una normalización de los valores asociados a los criterios de evaluación tomando en cuenta el mejor y el peor valor para cada criterio dentro del conjunto de planes que se están comparando.

El proceso de normalización se realiza ajustando los valores de cada criterio para cada alternativa con la ecuación de una línea recta, correspondiendo el 0 (cero) a la mejor alternativa el 1 (uno) a la peor alternativa. Por lo tanto, los valores normalizados asociados a cada criterio y cada alternativa son adimensionales y comprendidos entre 0 y 1. Los resultados normalizados se presentan en la **Tabla 10**.

Tabla 10. Resultados normalizados: comparación de planes según los criterios

	C_1	C_2	C_3	C_4	C_5	C_6
	Costo	Riesgo [%]	Costos Externos [%]	Diversidad (Generación)	Fracción Importada [%]	Fracción Libre de CO ₂ [%]
Plan 1	0.9348	0.8060	0.7452	0.2883	0.1828	0.4831
Plan 2	0.8837	0.8329	0.6201	0.3266	0.1810	0.4871
Plan 3	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Plan 4	0.5574	0.9990	1.0000	0.7391	0.6541	0.9535
Plan 5	0.2411	1.0000	0.9571	0.7583	0.8323	1.0000
Plan 6	0.0000	0.5477	0.6140	1.0000	1.0000	0.9532

Como ya se mencionó, otra ventaja de esta metodología es que permite asignar pesos diferentes a cada criterio. Para asignar un peso w_j a cada criterio j debe cumplirse la siguiente condición:

$$\sum_{j=1}^n w_j = 1 \quad (27)$$

En este caso ocuparemos los mismos que resultaron de la aplicación del *AHP* (Ver **Figura 16**).

Tabla 11. Pesos asignados a cada criterio

W_1	W_2	W_3	W_4	W_5	W_6
Costo	Riesgo	Externalidades	Diversidad	Fracción Importada	Fracción libre de CO ₂
0.354	0.120	0.218	0.120	0.120	0.068

El plan de referencia se ubica en el origen de los ejes de coordenadas de un espacio de 6 dimensiones (0,0,0,0,0,0) y hay que calcular la magnitud de los vectores de posición de cada uno de los planes que están siendo evaluados respecto a este punto. Dicha magnitud corresponde al arrepentimiento mínimo y se calcula mediante la **Ecuación (28)**.

$$|P_n| = \sqrt{W_1 C_1^2 + W_2 C_2^2 + W_3 C_3^2 + W_4 C_4^2 + W_5 C_5^2 + W_6 C_6^2} \quad (28)$$

En la **Tabla 12** se muestran las magnitudes de los vectores para cada uno de los 6 planes.

Tabla 12. Magnitud de los vectores de posición para cada uno de los planes

	$ P_n $	$1 - P_n $
Plan 1	0.7336	0.2664
Plan 2	0.6902	0.3098
Plan 3	0.5950	0.4050
Plan 4	0.7915	0.2085
Plan 5	0.7486	0.2514
Plan 6	0.6481	0.3519

Partiendo de la **Tabla 12** podemos obtener la calificación final que se muestra en la **Figura 20**.

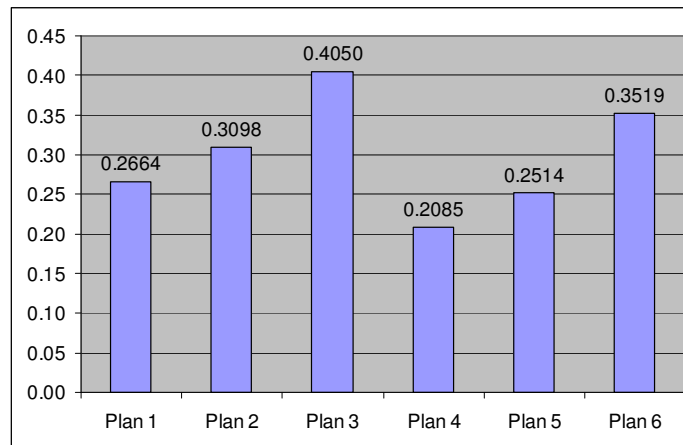


Figura 20. Calificación global de los planes al aplicar PVMR

Conclusiones

Resalta el hecho de que los resultados obtenidos mediante *AHP* y por el novedoso método de *Vector de posición de mínimo arrepentimiento* son congruentes, pues la Jerarquización resulta igual: Plan 3, Plan 6, Plan 2, Plan 5, Plan 1, y Plan 4. Es decir, que los planes que fueron optimizados tomando en cuenta los costos externos (Plan 3 y Plan 6) resultan más atractivos que sus respectivos casos que fueron optimizados sin considerar los costos externos (Plan 2 y Plan 5). De igual forma los planes que consideraron la participación de la opción nuclear (Plan 1, Plan 2 y Plan 3) resultan más atractivos que los respectivos planes que no la consideraron (Plan 4, Plan 5 y Plan 6).

- 1 PLANEACIÓN DE LA GENERACIÓN**
- 2 WASP: Wien Automatic System Planning Package**
- 3 DESARROLLO DE LOS PLANES DE EXPANSIÓN**
- 4 JERARQUIZACIÓN DE LOS PLANES**
- 5 ANÁLISIS DE RESULTADOS**

Nota: Esta hoja se dejó en blanco intencionalmente

6 CONCLUSIONES GENERALES

El primer paso para cumplir con el objetivo de este trabajo consistió en estimar las cargas futuras que se presentarán en el sistema eléctrico mexicano en el período de estudio (2009-2035). Para los primeros años (2009-2018) se emplearon las predicciones oficiales presentadas en POISE, para el resto de los años (2019-2035) se extrapoló usando una tasa media de crecimiento anual ligeramente inferior a la del período anterior, teniendo en cuenta los desalentadores pronósticos económicos y a la alta tasa de electrificación que en abril de 2010 alcanzaba a más de 97% de la población¹.

Posteriormente se preparó y ajustó la base de datos específica para México tomando en cuenta las características técnicas y económicas del sistema en operación, algunas adiciones de capacidad y retiros programados.

Después se seleccionaron las unidades candidatas para la expansión, que son unidades de ciclo combinado de 800 MWe, unidades de turbogás de 267 MWe, unidades de 700 MWe a base de carbón con desulfurador integrado, unidades geotermoeléctricas de 27 MWe, parques eólicos de 100 MWe y centrales nucleares ABWR de 1,350 MWe.

Recordando que uno de los objetivos de este trabajo es analizar la posibilidad de realizar optimizaciones internalizando los costos externos en la función objetivo del modelo WASP, se realizaron casos de estudio en los que se sumaron los costos externos a los costos variables de O&M, los cuales posteriormente se compararon con los respectivos casos que no consideraban los costos externos. En total se simularon 18 casos que constituyen 6 planes de expansión en dos situaciones distintas: 1) Tres con la participación de la opción nuclear, y 2) Tres sin la participación de la opción nuclear.

¹ México y EU elaboran estrategia petrolera: Sener | El Economista. Available at: <http://eleconomista.com.mx/industrias/2010/04/29/mexico-eu-elaboran-estrategia-petrolera-sener> [Accedido Mayo 18, 2010].

En seguida se procedió a jerarquizar los 6 planes de acuerdo con 6 criterios que son: costo, riesgo asociado al alza del precio de los combustibles, costos externos, diversidad de los energéticos primarios para la generación, fracción importada y fracción libre de carbono. Antes se le asignó un peso relativo a cada criterio siendo el costo el criterio más importante y la fracción libre de CO₂ el criterio menos importante.

El modelo WASP permite optimizar la función de costo de los casos variables y cuando se incluyen las externalidades al proceso de optimización, se obtienen expansiones eléctricas con costos totales de generación (internos + externos) menores que los que se obtendrían si no se hubieran tomado en cuenta.

Además, los planes que consideraron la opción nuclear resultaron más atractivos que los respectivos casos que no consideraron la consideraron, siendo mucho más atractivo el caso que sí consideró externalidades.

Los costos externos jugaron un papel determinante en la selección de tecnologías para un programa de expansión eléctrica; es decir, la optimización del mix de generación no debe estar determinada únicamente por los costos internos, pues el incorporar los costos externos permite obtener mejores planes de expansión en cuanto a los seis criterios de evaluación.

Tomando en cuenta el parque de generación existente en México en 2009 y los escenarios analizados en este trabajo, la generación anual de electricidad se basará principalmente en combustibles fósiles cuando menos hasta 2035, teniendo en el escenario con mayor y menor participación de fósiles el 82% y 70% de la electricidad producida respectivamente. Lo que muestra la conveniencia de implementar acciones para diversificar el parque de generación, pues cada vez aumenta la dependencia que tiene el país de combustibles fósiles, lo que representa una amenaza para la economía y la seguridad energética nacional, además del impacto ambiental.

Cabe hacer los siguientes comentarios. La electricidad es un servicio económico vital y es insumo en la producción de prácticamente todos los bienes y servicios. Por eso, el estudio

de su generación, transmisión y distribución es de primordial importancia para cualquier país.

Independientemente de que el calentamiento global tenga su origen principal en las actividades humanas, es tiempo de invertir en tecnologías robustas y probadas como la opción nuclear para asegurar el abasto de energía eléctrica reduciendo daños en la salud y al ambiente (incluyendo los relativos a emisiones que producen lluvia ácida, partículas suspendidas e impactos en cuerpos de agua y suelos).

El costo de la inversión adicional necesario para encaminarse hacia este objetivo se verá compensado por los efectos a largo plazo en la economía, en la salud, en los bajos impactos ambientales y en materia de seguridad energética, además de un desarrollo tecnológico importante y la generación de empleos como beneficios sociales directamente relacionados.

Como trabajo a futuro habrá que considerar parques de generación más diversificados que incluyan hidroeléctricas y otras renovables e incluso unidades de combustión interna. También habrá que actualizar todos los parámetros económicos y ambientales de todas las plantas candidatas incorporando datos precisos y adecuados para la situación de México. Adicionalmente habrá que desarrollar más casos de estudio imponiendo diferentes restricciones e incorporando comparaciones que incluyan la captura y secuestro de CO₂ al proceso de planeación.

SIGLAS Y ACRÓNIMOS

ABWR	Advanced Boiling Water Reactor o Reactor Avanzado de Agua en Ebullición
AI	Academia de Ingeniería de México
AIE	Agencia Internacional de Energía o International Energy Agency (IEA)
CCC	Committee on Climate Change
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CI	Combustión interna
COPAR	Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico
DECADES	Databases and Methodologies for Comparative Assessment of Different Energy Sources
DOE	Department of Energy o Departamento de Energía de Estados Unidos
EUA	Estados Unidos de América
ExternE	External costs of Energy o Costos Externos de Energía
GCH	Grandes Centrales Hidroeléctricas
GEI	Gas de efecto invernadero
GN	Gas natural
GNL	Gas natural licuado
IAEA	International Atomic Energy Agency u Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA)
IEA	Internacional Energy Agency o Agencia Internacional de Energía (AIE)
LOLP	Loss-of-Load-Probability o Probabilidad de Pérdida de Carga
LSPEE	Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica
LyFC	Luz y Fuerza del Centro
MR	Margen de Reserva
NMVOC	Non-methane volatile organic compounds o Compuestos orgánicos volátiles no de metano
NRC	Nuclear Regulatory Commission o Comisión Reguladora Nuclear de

	Estados Unidos
O&M	Operación y mantenimiento
OIEA	Organismo Internacional de Energía Atómica o International Atomic Energy Agency (IAEA)
PEMEX	Petróleos Mexicanos
PIB	Producto Interno Bruto
PIE	Productor Independiente de Energía
POISE	Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico
PVMR	Position Vector of Minimum Regret o Vector de posición de mínimo arrepentimiento
SEG	Sistema Eléctrico de Generación
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SENER	Secretaría de Energía
SHCP	Secretaría de Hacienda y Crédito Público
SIN	Sistema Interconectado Nacional
TC	Termoeléctrica convencional
tmca	Tasa media de crecimiento anual
WASP	Wien Automatic System Planning

GLOSARIO DE TÉRMINOS

Confiabilidad	Posibilidad que tiene el sistema de realizar las funciones para las que fue diseñado. La confiabilidad de un sistema eléctrico se evalúa a través de la LOLP
Costo de capital	Es el costo de los equipos, materiales y mano de obra necesarios para construir la unidad de generación
Costo de la energía no servida	Refleja los daños esperados en la economía de un país o región debidos a que no se suministre cierta cantidad de energía
Costo de producción	Es el costo del combustible sumado a los de operación y mantenimiento
Costos externos	Son aquellos costos o beneficios en que se incurre y que están directamente relacionados con la salud y el medio ambiente. Estos costos incluyen en particular los efectos de la contaminación del aire en la salud del público, cultivos agrícolas y edificios, así como las muertes ocupacionales y accidentales
Curva de carga	Representación gráfica de la evolución de la demanda en función del tiempo
Curva de duración de carga	Esquematiza la demanda histórica de carga reorganizada en orden de intensidad. El área bajo esta curva mide los requerimientos totales de energía
Demanda	Potencia requerida por los consumidores de energía eléctrica
Gases de efecto invernadero	Se refiere al papel que desempeña la capa de gases que retiene el calor del sol en la atmósfera de la tierra, y son: vapor de agua (H ₂ O), bióxido de carbono (CO ₂), Metano (CH ₄), clorofluorocarburos

	(artificial), óxidos de nitrógeno NO _x y Ozono (O ₃)
Mantenimiento de emergencia	Es el mantenimiento no programado para reparar cualquier anomalía imprevista que tenga el equipo durante su operación. No puede informarse con ninguna antelación
Mantenimiento programado	Es el mantenimiento del equipo con el fin de permitir la realización de trabajos preventivos, correctivos periódicos y/o trabajos de construcción, reformas o ampliaciones
Margen de reserva	Es la diferencia entre la capacidad y la demanda máxima dividida entre la demanda máxima. Generalmente se expresa como porcentaje
Período crítico	Es el período del año en que la diferencia entre la capacidad de generación disponible y el pico de demanda es mínima
PVMR	Position Vector of Minimum Regret o Vector de posición de mínimo arrepentimiento
PM10	Pequeñas partículas sólidas o líquidas de polvo, cenizas, hollín, partículas metálicas, cemento ó polen, dispersas en la atmósfera, y cuyo diámetro varía entre 2,5 y 10 µm. Están formadas principalmente por compuestos inorgánicos como silicatos y aluminatos, metales pesados entre otros, y material orgánico asociado a partículas de carbono (hollín)
Reserva fría	Parte del margen de reserva compuesta por las unidades o centrales generadoras que están en mantenimiento o buen estado pero cuya respuesta no es inmediata
Reserva operativa	Parte del margen de reserva compuesta por las unidades generadoras que se encuentran listas para

	suministrar electricidad en el momento que se les solicite
Reserva rodante	Es la potencia disponible de las unidades generadoras que se encuentran sincronizadas al sistema, calculada como la diferencia entre sus capacidades máximas declaradas y las potencias despachadas
Salida forzada	Poner fuera de servicio una unidad o equipo por falla de uno de sus componentes o por cualquier condición adversa para la operación
Servicio público	Suministro de electricidad por la generación de CFE, LyFC ¹ , PIE, excedentes de autoabastecimiento y cogeneración, e importaciones realizadas por la CFE
Sistema eléctrico	Conjunto formado por equipos de generación, transmisión y distribución, conectados físicamente y operados bajo un único esquema de control, dirección o supervisión de operación
Valor de rescate	Es el valor de mercado de un activo al final de su vida útil

¹ Por decreto presidencial se dispuso su extinción el 11 de octubre de 2009

FUENTES CONSULTADAS

Fuentes consultadas en español

- Ackoff, R., 1992. *El arte de resolver problemas*, México: Limusa.
- Baca, G., 1995. *Evaluación de Proyectos* 3° ed., México: McGraw-Hill.
- Campos, L. , 2009. *El resurgimiento de la energía nuclear*, México: Siglo XXI Editores: UNAM, Instituto de Investigaciones Económicas: SUTIN.
- CFE, 2008. *Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico*, México.
- CFE, 2009. *Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico*, México.
- CFE, 2005. *Desarrollo del Mercado Eléctrico 2000-2014*, México.
- CFE, 2007. *Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2007-2016*, México.
- CFE, 2008. *Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2008-2017*, México.
- CFE, 2009. *Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2009-2018*, México.
- Fernández, R.; García, C.F.; Trejo, S.; Zazueta, T.; Castañeda, M.A.; Cruz, H.J.; Mercado, J.J, 2009. *La nucleoelectricidad una oportunidad para México (Reporte Final)*, México: Academia de Ingeniería de México.
- Grubb, M., Butler, L., Twomey, P., *Diversity and security in UK electricity generation: The Influence of Low-Carbon Objectives*, *Energy Policy* 34(2006) 4050-4062.(2006)
- IEA, 2009. *World Energy Outlook, Resumen Ejecutivo, Spanish Translation*, Francia: OECD/IEA.
- Martín del Campo, C., 2010. *Análisis de Expansión de Sistemas Eléctricos (Apuntes de clase)*, México: Facultad de Ingeniería, UNAM.
- Maya, R., 2007. La Geotermia y Fuentes Alternas en la Generación de Energía Eléctrica. Available at: http://www.google.com.mx/url?sa=t&source=web&ct=res&cd=5&ved=0CBoQFjAE&url=http%3A%2F%2Fwww.ai.org.mx%2Farchivos%2Fcongresos%2F3%2FLa%2520geometria%2520fuentes%2520alternas.pdf&rct=j&q=Potencial+geotermoel%C3%A9ctrico+M%C3%A9xico&ei=7ZyIS9GXEo_usgOwlKiGAw&usg=AFQjCNE60Cq7sJehS7na6vdWwRzEjbdW3g.
- Maya, R.; Gutiérrez, L., 2007. Recursos geotérmicos para generar electricidad en México. *Revista Digital Universitaria, UNAM*, 8(12), 13.
- OIEA, 2008. *Indicadores energéticos del desarrollo sostenible: directrices y metodologías*, Austria.
- OLADE, CEPAL, GTZ, 2000. *Energía y Desarrollo Sustentable en América Latina y el Caribe: Guía para la Formulación de Políticas Energéticas*, Ecuador: OLADE.

SENER, *Metodología para Valorar Externalidades Asociadas con la Generación de Electricidad en México*, México.

SENER, 2007a. *Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2007-2016*, México. Available at: www.energia.gob.mx.

SENER, 2007b. *Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2008-2017*, México. Available at: www.energia.gob.mx.

Toskano, G., 2005. *El proceso de análisis jerárquico (AHP) como herramienta para la toma de decisiones en la selección de proveedores (Tesis)*, Perú: Universidad Nacional Mayor de San Marcos.

Toupiol, S., 2007. *Análisis de decisión en la planeación de la expansión del Sistema Eléctrico Mexicano (Tesis de Maestría)*, México: Facultad de Ingeniería, UNAM.

Vijay, S.; Molina, L.; Molina, M., 2004. *Cálculo de emisiones de contaminación atmosférica por uso de combustibles fósiles en el Sector Eléctrico Mexicano*, Comisión para la Cooperación Ambiental de América del Norte.

Fuentes consultadas en inglés

Johnson, T.; Alatorre, C.; Romo, Z.; Liu, F., 2009. *Low-Carbon Development for Mexico*, Estados Unidos: World Bank.

Chatzymouratidis, A.; Pilavachi, P., 2009. Technological, economic and sustainability evaluation of power plants using the Analytic Hierachy Process. *Energy Policy*, 10.

European Environment Agency, *EN35 External costs of electricity production*,

IAEA, 2005. *Comparative assessment of energy options and strategies in Mexico until 2025*, Austria.

IAEA, 1998. *Decades Tools – User’s Manual for version 1.0* , Austria.

IAEA, 1984. *Expansion Planning for Electrical Generating Systems - A Guidebook*, Austria.

IAEA, 2009. *IAEA Tools and Methodologies for Energy System Planning and Nuclear Energy System Assessments*, Austria.

IAEA, 1981. *Training Course in Electric System Expansion Planning*, United States.

IAEA, 2000. *Wien Automatic System Planning (WASP) - A Computer Code for Power Generating System Expansion Planning - Version WASP-IV - User's Manual*, Austria.

IAEA, 2006. *Wien Automatic System Planning (WASP) Package - A Computer Code for Power Generating System Expansion Planning - Version WASP-IV with User Interface - User's Manual*, Austria.

IEEE-USA, 2009. *National Energy Policy Recommendations*, United States.

Roth, S.; Hirschberg, S.; Bauer, C.; Burgherr, P.; Dones, R., 2009. Sustainability of electricity supply technology portafolio. *Annals of nuclear energy*, 8.

Royal Academy of Engineering, 2004. *The cost of generating electricity - A study carried out by PB Power for the Royal Academy of Engineering*, United Kingdom: Royal Academy of Engineering.

Saaty, Thomas, 1980. *The Analytic Hierarchy Process. Planning, Priority Setting, Resource Allocation*. Beccles, Suffolk. Mc Graw Hill

Vera; Langlois; Lucille, 2006. Energy indicators for sustainable development. *Science Direct*, 6.

Voss, A. , 2003. Sustainable Development in Energy: Comparative Assessment of Energy Options. *University of Stuttgart*.

Sitios de Internet

Energía a Debate. Available at: <http://www.energiaadebate.com/>

Foro Nuclear. Available at: <http://www.foronuclear.org/>

IEEE-USA: Building Careers & Shaping Public Policy. Available at: <http://www.ieeeusa.org/>

International Atomic Energy Agency (IAEA). Available at: <http://www.iaea.org/>

The ExternE project series. Available at: <http://www.externe.info/>

World Nuclear News. Available at: <http://www.world-nuclear-news.org/>

Páginas de Internet

::FORO Nuclear::. Available at: http://www.foronuclear.org/energia_nuclear_mundo.jsp [Accedido Enero 19, 2010].

Ahorra CFE con reserva eléctrica. Available at: <http://www.centrourbano.com/index.php/notas-de-la-semana/40-vivienda/108-ahorra-cfe-con-reserva-electrica.html> [Accedido Enero 25, 2010].

CFE decide exportar excedentes - Actualidades México - Información y Opinión en línea. Available at: <http://www.actualidadesmexico.com.mx/2009/04/cfe-decide-exportar-excedentes/> [Accedido Enero 25, 2010].

Eoloelectricidad, Beneficios potenciales. Available at: http://genc.iie.org.mx/genc/eolica/libroo/c4web/4_1.htm [Accedido Febrero 27, 2010].

Explosión en central eléctrica en EEUU podría haber dejado hasta 50 muertos - Yahoo! Noticias. Available at: http://espanol.news.yahoo.com/s/afp/100207/internacional/eeuu_accidente_explosi__n [Accedido Febrero 27, 2010].

La Geotermia como una Energía Complementaria. Available at: <http://www.ambiente-ecologico.com/revist49/geoter49.htm> [Accedido Febrero 27, 2010].

- México lanza plan de energías renovables - Actualidad - CNNExpansion.com. Available at: <http://www.cnnexpansion.com/economia/2009/08/06/mexico-lanza-plan-de-energias-renovables> [Accedido Marzo 17, 2010].
- Nuclear a competitive energy option, study shows. Available at: http://www.world-nuclear-news.org/EE-Nuclear_a_competitive_energy_option_study_shows-2503104.html [Accedido Abril 4, 2010].
- Nuclear Economics | Economics of Nuclear Power | Nuclear Costs. Available at: <http://www.world-nuclear.org/info/inf02.html> [Accedido Abril 1, 2010].
- Planta eoloeléctrica para el Istmo de Tehuantepec. Available at: <http://www.invdes.com.mx/activacioncathistorial.asp?YearID=7&Year=2004&MesID=12&Mes=Diciembre&SubCategoriaID=1293&CategoriaID=1> [Accedido Febrero 27, 2010].
- Programa de energía renovable, sin ambición: Greenpeace - El Universal - México. Available at: <http://www.eluniversal.com.mx/notas/617584.html> [Accedido Marzo 17, 2010].
- Publican programa para el aprovechamiento de energías renovables - NTR Zacatecas .com. Available at: <http://ntrzacatecas.com/noticias/mexico/2009/08/06/publican-programa-para-el-aprovechamiento-de-energias-renovables/> [Accedido Marzo 17, 2010].
- Report of the World Commission on Environment and Development: Our Common Future - A/42/427 Annex - UN Documents: Gathering a body of global agreements. Available at: <http://www.un-documents.net/wced-ocf.htm> [Accedido Enero 19, 2010].
- Angulo, C., 2007. El carbón como energético limpio. *Energía a Debate*. Available at: <http://www.energiaadebate.com/Articulos/noviembre2007/Angulonov2007.htm> [Accedido Enero 19, 2010].
- Cuevas, J., Paradojas en la capacidad instalada del sector eléctrico. *Energía a Debate*. Available at: <http://www.energiaadebate.com/Articulos/enero2008/Cuevasene2008.htm> [Accedido Enero 19, 2010].
- Puig, L., 2008. El precio del gas, en su nivel más alto. *Energía a Debate*. Available at: <http://www.energiaadebate.com/Articulos/Julio2008/PuigLaraJulio2008.htm> [Accedido Enero 19, 2010].

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Pronósticos del producto interno bruto	8
Figura 2. Pronósticos de la demanda máxima bruta del Sistema Interconectado Nacional... 8	8
Figura 3. Regiones del Sistema Eléctrico Nacional.....	9
Figura 4. Capacidad efectiva del Servicio Público del SEN al cierre de 2007	11
Figura 5. Diagrama esquemático del flujo de capital de un programa de expansión	36
Figura 6. Demanda máxima bruta del SIN.....	42
Figura 7. Capacidad instalada considerada por el modelo en 2009: 48,099 MW	43
Figura 8. Planes en que sí participa la opción nuclear.....	46
Figura 9. Planes en que no participa la opción nuclear.....	47
Figura 10. Árbol de Jerarquías	53
Figura 11. Costo de las externalidades asociadas a la generación de electricidad	66
Figura 12. Capacidad instalada por tipo de combustible en el período 2009-2035.....	69
Figura 13. Energía acumulada durante todo el período (2009-2035).....	71
Figura 14. Árbol de jerarquías para el problema propuesto	72
Figura 15. Comparación pareada de criterios.....	73
Figura 16. Jerarquía de los criterios de decisión	73
Figura 17. Comparación por pares de las alternativas	75
Figura 18. Matriz de prioridades	75
Figura 19. Calificación global de los planes obtenida al aplicar AHP	76
Figura 20. Calificación global de los planes al aplicar PVMR	80

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Distribución de la demanda máxima en 2007.....	10
Tabla 2. Capacidades del programa WASP-IV	35
Tabla 3. Tipos de combustible.....	43
Tabla 4. Unidades candidatas	44
Tabla 5. Casos que constituyen cada plan.....	48
Tabla 6. Escala de preferencias del método AHP.....	56
Tabla 7. Valores de los índices aleatorio de consistencia de A (IA)	63
Tabla 8. Comparación de planes según los criterios.....	74
Tabla 9. Costo total relativo	77
Tabla 10. Resultados normalizados: comparación de planes según los criterios	79
Tabla 11. Pesos asignados a cada criterio	79
Tabla 12. Magnitud de los vectores de posición para cada uno de los planes	80