



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

ESTUDIO DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE GENERACIÓN
ELÉCTRICA MEXICANO

T E S I S

QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:

LIC. EN INGENIERÍA

INGENIERO ELÉCTRICO ELECTRÓNICO

P R E S E N T A:

SÁNCHEZ RODEA OCTAVIO EMMANUEL

DIRECTORA:

DRA. CECILIA MARTÍN DEL CAMPO MÁRQUEZ



AÑO

2008



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.

Agradecimientos

Gracias a Dios por darme la oportunidad de vivir.

Esta tesis esta dedicada a mis Padres, con quienes siempre he podido contar; gracias Mamá por brindarme tu cariño y comprensión, gracias Papá por siempre darme los mejores ejemplos que son la perseverancia y el trabajo, gracias a ambos por darme buenos consejos y brindarme de su tiempo y de su apoyo incondicional.

Gracias a mis hermanos que siempre han estado a mi lado apoyándome; se que siempre cuento con ustedes.

Gracias a mi asesor de tesis la Dra. Cecilia por su apoyo y por darme la confianza realizar y terminar este trabajo.

Agradezco a mis profesores sinodales por brindarme las sugerencias necesarias para mejorar este trabajo y por sus consejos para convertirme en un mejor ingeniero.

Agradezco al Programa de Apoyo a Proyectos de Investigación e Innovación Tecnológica (PAPIIT) de la Universidad Nacional Autónoma de México, Proyecto IN104007, por el apoyo con equipo de cómputo para la realización de este trabajo.

ÍNDICE

Página

INTRODUCCIÓN.....	8
1. Descripción de las plantas generadoras.....	12
1.1. Centrales termoeléctricas convencionales.....	12
1.2. Generación Termoeléctrica.....	13
1.3. Centrales turbogás.....	13
1.4. Centrales de ciclo combinado.....	15
1.5. Unidades diesel.....	17
1.6. Centrales carboeléctricas.....	17
1.6.1. Centrales carboeléctricas convencionales subcríticas.....	17
1.6.2. Centrales carboeléctricas convencionales supercríticas.....	18
1.7. Centrales nucleoeléctricas.....	19
1.8 Centrales geotermoeléctricas.....	21
1.8.1 La energía geotérmica.....	21
1.9 Centrales hidroeléctricas.....	23
1.10 Centrales eólicas.....	24
2. Situación actual del Sector Eléctrico Nacional.....	26
2.1. Situación actual 2008.....	26
2.1.1. Desarrollo.....	26
2.1.2. Estructura del sistema de generación.....	27
2.1.3. Algunas características importantes de cada tipo de central.....	30
2.1.4. Autoabastecimiento y cogeneración.....	32
2.1.5. Autoabastecimiento remoto.....	32
2.1.6. Generación bruta en 2006.....	33
2.1.7. Planeación a largo plazo 2007.....	34
2.1.8. Etapas del estudio de la expansión del sistema eléctrico.....	34
2.1.9. Proceso de planificación.....	35
3. Metodología y datos utilizados por el programa WASP IV.....	38
3.1. Primeras consideraciones.....	38
3.2. Metodología de WASP.....	39
3.3. Módulos de WASP-IV.....	40
3.3.1. Módulo LOADSY.....	41
3.3.2. Módulo FIXSYS.....	41
3.3.3. Módulo VARSYS.....	42
3.3.4. Módulo CONGEN.....	42
3.3.5. Módulo MERSIM.....	43
3.3.6. Módulo DYNPRO.....	44
3.3.7. Módulo REPROBAT.....	45
4. Principales cálculos y algoritmos clave.....	46
4.1. Representación de la carga del sistema.....	46
4.2. Evaluación del LOLP y de la ENS.....	47
4.3. Modo de funcionamiento de las plantas hidroeléctricas.....	48
5. Descripción de los datos ingresados al programa WASP-IV.....	50
5.1. Requerimientos para conformar el WASP.....	50
5.2. COPAR 2006.....	50
5.3. POISE 2008.....	50
5.4. Cálculo de costos.....	51

5.5. Índice Stirling o Índice Shannon-Weiner	52
6. Construcción de la base de datos para WASP IV	54
6.1. Common Case Data.....	54
6.2. LOADSY	55
6.3. FIXSYS	61
6.3.1. Plantas con tecnología Termoeléctrica	62
6.3.2. Plantas con tecnología Hidroeléctrica	63
6.4. VARSYS	66
6.4.1. Central nuclear de 1356 MW (ABWR).....	67
6.5. CONGEN.....	71
6.6. MERSIM	74
6.7. REMERSIM	78
6.8. DYNPRO.....	79
6.9. REPROBAT	83
7. Casos de estudio.....	84
7.1. Estudio 1 “Caso Acotado”	85
7.2. Estudio 2 “Caso libre”	92
8. Análisis de resultados.....	100
8.1. Función objetivo	100
8.2. Índice Stirling	100
9. Conclusiones.....	101
GLOSARIO Y TERMINOS.....	104
LISTA DE SIGLAS Y ACRONIMOS	106
REFERENCIAS	107
BIBLIOGRAFÍA	108

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1.1 Esquema de una termoeléctrica	12
Figura 1.3.1 Esquema de una central turbogás.....	14
Figura 1.4.1 Central de ciclo combinado	16
Figura 1.5.1. Central diesel	17
Figura 1.6.1.1 Central carboeléctrica.....	18
Figura 1.7.3.1 Central nucleoeeléctrica con reactor de agua a presión	20
Figura 1.7.3.2 Nucleoeeléctrica con reactor de agua en ebullición.....	21
Figura 1.8.1.1.1. Yacimiento geotérmico.....	22
Figura 1.8.1.2.1. Central geotérmica.....	23
Figura 1.9.1 Central Hidroeléctrica	24
Figura 1.10.1. Unidad de una Central Eólica	25
Figura 2.1.1.1 Regiones del sistema eléctrico nacional	26
Gráfica 2.1.2.1.1 Capacidad efectiva al 31 de diciembre de 2006: 48,769 MW Servicio público	28
Gráfica 2.1.6.1 Energía producida en 2006: 225,079 GWh Servicio público 1/.....	33
Gráfica 2.1.9.2.1 Curvas de selección de tecnologías (dólares 2006)	36
Gráfica 2.1.9.3.1 Composición de la capacidad en 2026 para un escenario diversificado	37
Figura 5.5.1 Evolución del índice Stirling en función del número de combustibles que participan de manera significativa en la generación.....	52
Figura 6.1.1 Common Case Date.....	55
Figura 6.2.1 LOADSY INPUT.....	57
Gráfica 6.2.2 Curva de duración de carga.....	57
Figura 6.2.2 LODSY.....	58
Figura 6.2.3 LODSY OUTPUT.....	58
Figura 6.2.4 Períodos nones	59
Gráfica 6.2.3 Demanda de energía.....	61
Figura 6.3.2.1 FIXSYS OUTPUT	64
Figura 6.3.2.2. FIXSYS output termoeléctricas	65
Figura 6.3.2.3 FIXSYS output orden económico	65
Figura 6.3.2.4 FIXSYS output hidroeléctricas	66
Figura 6.4.1 VARSYS	70
Figura 6.4.2 VARSYS	70
Figura 6.5.1 CONGEN.....	72
Figura 6.5.2 CONGEN output.....	73
Figura 6.5.3 CONGEN output año 2025.....	74
Figura 6.6.1 MERSIM input.....	75
Figura 6.6.2 MERSIM output.....	76
Figura 6.6.3 MERSIM output.....	76
Figura 6.6.4 MERSIM output.....	77
Figura 6.7.1 REMERSIM input.....	78
Figura 6.7.2 REMERSIM input.....	79
Figura 6.8.1 DYNPRO input	80
Figura 6.8.2. DYNPRO input	82
Figura 6.8.3. DYNPRO output	82
Gráfica 7.1.1 Capacidad Instalada en 2008	86
Gráfica 7.1.2 Capacidad Instalada en 2025	86

Gráfica 7.1.3 Capacidad Instalada	87
Gráfica 7.1.4 Energía Generada en 2025	87
Gráfica 7.1.5 Energía acumulada de 2005 a 2025	88
Gráfica 7.1.6 Generación anual	89
Gráfica 7.1.7 Generación Anual por Tipo de Combustible.....	89
Gráfica 7.1.8 Generación acumulada	90
Gráfica 7.1.9 LOLP.....	90
Gráfica 7.1.10 Energía Generada.....	91
Gráfica 7.1.11. Plantas Adicionadas	91
Gráfica 7.1.12. Energía no servida	92
Gráfica 7.2.1 Capacidad Instalada en 2008	93
Gráfica 7.2.2 Capacidad Instalada en 2025	94
Gráfica 7.2.3 Capacidad Instalada	94
Gráfica 7.2.4 Energía Generada en 2025	95
Gráfica 7.2.5 Energía Acumulada de 2005 a 2025	95
Gráfica 7.2.6 Generación anual	96
Gráfica 7.2.7 Generación Anual Independiente	96
Gráfica 7.2.8 Generación Acumulada.....	97
Gráfica 7.2.9 LOLP.....	97
Gráfica 7.2.10 Energía Generada.....	98
Gráfica 7.2.11 Plantas Adicionadas	98
Gráfica 7.2.12 Energía no servida	99

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.2.1 Capacidad instalada y generación	13
Tabla 1.3.1 Efecto del cambio de combustible en una unidad turbogás.....	14
Tabla 1.5.1 Principales unidades diesel (combustión interna) operadas por CFE	17
Tabla 2.1.1.2.1 Adiciones, Modificaciones y Retiros al 2006	27
Tabla 2.1.2.1.2 Capacidad efectiva por tipo de tecnología MW Servicio público	27
Tabla 2.1.2.2.1 Capacidad efectiva de generación bruta en 2006 Servicio Público	29
Tabla 2.1.3.2.1 Ultimas mejoras al parque de generación	30
Tabla 2.1.3.3.1 Uso de combustibles en algunas Carboeléctricas	31
Tabla 2.1.3.7.1 Características Generales de los productores independientes de Energía.....	31
Tabla 2.1.4.1 Capacidad en proyectos de autoabastecimiento y cogeneración 1/ (MW)	32
Tabla 2.1.5.1 Autoabastecimiento remoto (MW).....	33
Tabla 2.1.8.1 Etapas de planificación del sistema eléctrico	35
Tabla 6.1.1 Condiciones hidrológicas.....	54
Tabla 6.2.1 Demanda máxima bruta del SIN.	56
Tabla 6.2.2. Demanda de energía calculada por WASP y Consumo bruto del SIN.....	60
Tabla 6.3.1. Tipo de combustibles.....	62
Tabla 6.3.1.1 Valores solicitados por FIXSIS para una planta nuclear BWR.	62
Tabla 6.3.1.2 Emisiones contaminantes FIXSIS para una planta nuclear BWR.....	63
Tabla 6.3.2.1 Valores solicitados por FIXSIS para una planta Hidroeléctrica.	63
Tabla 6.4.1 Valores solicitados por VARSYS para una planta Nuclear ABWR	67
Tabla 6.8.1. Valores solicitados por DYNPRO para una planta Nuclear ABWR.....	80
Tabla 6.8.2. Costo de la energía generada.....	83
Tabla 7.1.1 Adición de plantas. Estudio 1.....	85
Tabla 7.1.2 Costo de la energía generada. Estudio 1.....	85
Tabla 7.2.1. Adición de plantas. Estudio 2.....	92
Tabla 7.2.2. Costo de la energía generada. Estudio 2.....	93
Tabla 8.1.1 Comparación del costo de la energía generada	100
Tabla 8.2.1 Comparación del índice Stirling referido a la generación acumulada.....	100

INTRODUCCIÓN.

Por su impacto en el desarrollo económico de México, la expansión del sistema de generación eléctrica es de vital importancia y requiere de una planificación muy cuidadosa para satisfacer el crecimiento de la demanda futura a costo mínimo y con un nivel adecuado de confiabilidad y calidad, respetando las disposiciones nacionales en materia energética, social, financiera y ambiental.

El tema de esta tesis es “Estudio de la Expansión del Sistema de Generación Eléctrica Mexicano”, y en relación con este tema podemos comentar lo siguiente:

Los estudios de expansión eléctrica son indispensables para la planeación eléctrica y también en un contexto más amplio para la planeación energética, la cual es uno de los pilares del desarrollo sustentable del país.

Para la planeación eléctrica es necesario realizar análisis de escenarios de la expansión del sistema de generación eléctrica a largo plazo. El objetivo principal es buscar el programa de instalación de plantas de generación eléctrica, seleccionando el número de unidades y su tecnología, a lo largo de los años, que satisfaga la curva de demanda con el menor costo de generación eléctrica del sistema y con ciertas restricciones establecidas previamente.

Es obvio que para realizar estos estudios se requiere disponer de una gran cantidad de datos específicos a los casos de estudio que se realicen. Los datos abarcan desde la definición de las características de la demanda de carga a lo largo del periodo de estudio y una gran cantidad de parámetros que caracterizan a las plantas de generación eléctrica existentes en el Sistema Eléctrico Nacional y de las plantas generadoras que puedan ser consideradas como candidatas a ser adicionadas de manera “óptima” para complementar la demanda de energía que no podría ser cubierta con el parque de generación existente.

Cómo ya se mencionó se busca definir el programa de instalación de plantas (con características bien definidas) que cubra la demanda de energía, a lo largo de un plazo de tiempo, con el mínimo costo de generación eléctrica durante el periodo de estudio. Esto implica que se trata de un problema de optimización de tipo combinatorio. Para resolver este problema, se recomienda utilizar alguna herramienta computacional que haya sido desarrollada específicamente para poder realizar simulaciones de las expansiones de generación eléctrica. La herramienta debe tener la facilidad de poder analizar diversos escenarios de demanda de carga, de evolución de precios, de limitaciones de inventarios de combustibles, de diversidad de tecnologías de generación eléctrica, etc.

En relación con este tema, en el Departamento de Sistemas Energéticos de la División de Ingeniería Eléctrica de la Facultad de Ingeniería, se tiene la línea de investigación y desarrollo que lleva por tema “Estudios de Expansión del Sector Eléctrico”. Dentro de sus principales actividades está el desarrollar planes de expansión bajo diferentes restricciones y que con sus indicadores de evaluación resultantes (costo, diversidad, emisiones, riesgo asociado a cambios en precios de combustibles, etc.), se puedan realizar los análisis de toma de decisión para la definición del plan “óptimo” de expansión de la generación eléctrica, que tenga la mejor combinación de todos los indicadores de evaluación. Es decir, encontrar el plan que más apoye el desarrollo sustentable del país.

Cabe mencionar que el Departamento de Sistemas Energéticos cuenta con un software desarrollado específicamente para la realización de este tipo de estudios. Se trata de la versión IV del modelo WASP

(Wien Automatic System Planning (WASP) Package, Versión IV) que será descrita en el Capítulo 3, sin embargo de manera muy resumida, a manera de introducción, se puede mencionar lo siguiente:

El Modelo WASP es un modelo computacional de planificación eléctrica desarrollado por el Organismo Internacional de Energía Atómica para determinar, desde el punto de vista económico, la secuencia óptima de instalación de centrales generadoras. Es un modelo de plantación uninodal que determina mediante un proceso de optimización la expansión de la generación a largo plazo, donde se minimizará el costo de inversión, el de operación y mantenimiento y el de la energía no servida. El funcionamiento del modelo se puede resumir en cuatro funciones:

- a) Procesa y genera archivos que contienen toda la información sobre características de la demanda futura, de las características técnicas de las centrales existentes al inicio del periodo de estudio, y de los tipos y características de centrales que se consideran como candidatas para la expansión del sistema.
- b) Genera una gran cantidad de configuraciones alternativas que podrían abastecer la demanda futura, de acuerdo a los distintos tipos y tamaños de centrales que el usuario ha definido.
- c) Simula probabilísticamente la operación del sistema eléctrico considerando la disponibilidad de las unidades generadoras. El modelo utiliza simulaciones para cada configuración y año de periodo en estudio, y determina el costo de operación correspondiente.
- d) A través de un proceso de programación dinámica, selecciona la secuencia, el tipo, tamaño y puesta en servicio de las centrales futuras que minimizan el costo total actualizado de inversión, operación y falla del sistema.

Sabiendo que los planes de expansión que se desarrollen dependen fuertemente de la calidad de la base de datos utilizada, es muy importante construir y documentar una base de datos actualizada y específica para el sistema de generación eléctrica mexicano, para posteriormente realizar los estudios de expansión a largo plazo. Esta base de datos requiere de información del sistema de generación eléctrica mexicano sobre las características de la demanda futura, las características económicas, técnicas y ambientales de las unidades generadoras existentes al inicio del periodo de estudio y de los diferentes tipos de unidades generadoras candidatas a utilizarse en la expansión optimizada del sistema.

En este trabajo de tesis se planteó como objetivo la preparación de la base de datos para realizar estudios de expansión del sistema de generación eléctrica mexicano para un horizonte a 25 años empleando WASP-IV. No se parte de cero, se tienen ya algunos trabajos y en el momento de plantear esta tesis, se tenía disponible una base de datos para una versión anterior a la del WASP-IV, desarrollada para el periodo 1998-2023 y de la cual no se tiene una memoria de cálculo de los parámetros empleados.

En este trabajo de tesis se preparó y documentó la base de datos específica para el Sistema Interconectado Nacional para realizar expansiones del sistema de generación eléctrica de México a un horizonte de 25 años teniendo como año de inicio el 2005. La base se construyó a partir del manual de WASP-IV, los datos económicos y técnicos de las plantas candidatas se obtuvieron principalmente del COPAR de Generación de Comisión Federal de Electricidad, los datos del programa de retiros se basaron en la última Prospectiva del Sector Eléctrico de la Secretaría de Energía, los datos de la curva de demanda se basaron en la información del Programa de Obras de Inversión del Sector Eléctrico de Comisión Federal de Electricidad, cuya planeación es para diez años por lo que se realizaron algunos ajustes y extrapolaciones para obtener la demanda futura para el horizonte a 25 años. Es importante

señalar que gracias a los documentos proporcionados por la Comisión Federal de Electricidad (CFE) a través del programa que ofrece el Instituto Federal de Acceso a la Información (IFAI) se obtuvo un número considerable de información que fue de gran ayuda para la elaboración de la base de datos.

Otro objetivo de la tesis fue aprender el manejo del programa WASP y probar la base de datos desarrollando al menos dos planes de la expansión de la generación eléctrica de México.

La tesis está dividida en nueve capítulos, en el primero se describen muy resumidamente cuáles son los tipos de tecnologías que existen en México; en el siguiente capítulo se da un panorama general de cómo se encuentra distribuido el sistema de generación eléctrico nacional y sus principales características. El capítulo 3 describe cómo está conformado el modelo WASP-IV y una descripción de los módulos que lo integran. Los capítulos 4 y 5 describen los cálculos y algoritmos clave y muestran las referencias de dónde se obtuvieron la mayor parte de los datos. En el sexto capítulo se describe la construcción de los archivos de datos de entrada de cada uno de los módulos de WASP-IV. Los dos casos de estudio que sirvieron para probar la base de datos se describen en el capítulo 7 y sus resultados se muestran en el capítulo 8. Finalmente se presentan las conclusiones generales de la tesis.

1. Descripción de las plantas generadoras

A continuación se hace la descripción de todas las plantas generadoras de acuerdo a la información proporcionada en los documentos de CFE¹.

1.1. Centrales termoeléctricas convencionales

Este tipo de plantas pueden utilizar combustóleo o gas natural como fuente energética primaria. La figura 1.1.1 muestra en forma esquemática el funcionamiento de una central termoeléctrica. Se puede observar que el generador de vapor transforma el poder calorífico del combustible en energía térmica, la cual es aprovechada para llevar el agua de la forma líquida a la fase de vapor; éste una vez sobrecalentado, es conducido a la turbina donde su energía cinética se convierte en mecánica, misma que se transmite al generador para producir electricidad

Una Central térmica convencional consta de un generador de vapor, una turbina de vapor, un condensador, una torre de enfriamiento, un generador eléctrico y una red de tubos por los que circula agua. Por medio de quemadores se inyecta a la caldera energía térmica obtenida del poder calorífico del combustible; esta energía permite vaporizar el agua; el vapor producido alcanza temperaturas del orden de 520 °C y presiones entre 120 y 170 Kg/cm², el vapor sobrecalentado es enviado a los alabes de la turbina, en ésta la energía cinética del vapor se convierte en energía mecánica, con lo que se impulsa la turbina llegando a girar 3600 rpm, posteriormente la energía mecánica se transmite al generador que finalmente produce energía eléctrica. Después de este proceso el vapor es conducido al condensador y de allí una parte va a la torre de enfriamiento y otra se reinyecta a la caldera para que se repita el ciclo. La figura 1.1.1 muestra el esquema de una planta termoeléctrica convencional. [1]

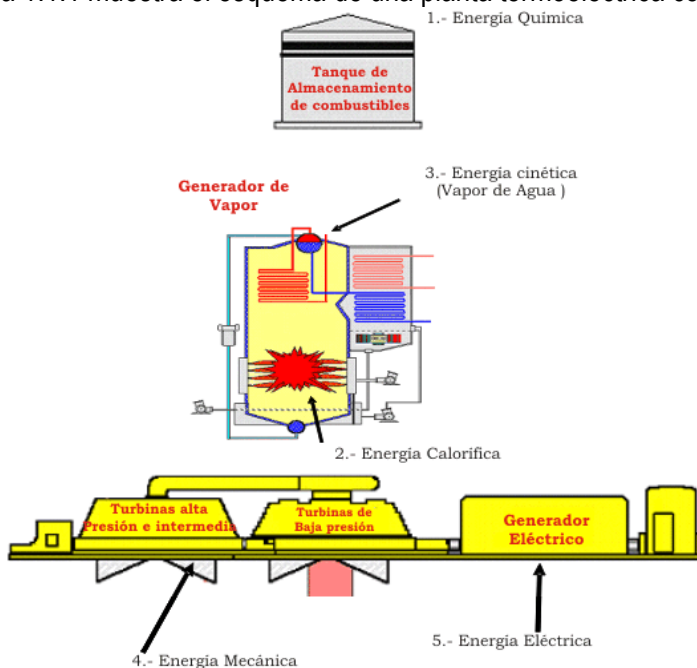


Figura1.1.1 Esquema de una termoeléctrica

¹ Comisión Federal de Electricidad, copar o poise

1.2. Generación Termoeléctrica

En el proceso termoeléctrico existe una clasificación de tipos de generación, según la tecnología utilizada para activar los generadores eléctricos.

- Vapor.
- Turbogás.
- Combustión interna.
- Ciclo combinado.

Otro tipo de clasificación es de acuerdo al tipo de combustible primario que se utiliza para la producción de energía calorífica.

- Vapor (combustóleo, gas natural y diesel).
- Carboeléctrica (carbón).
- Dual (combustóleo y carbón).
- Geotermoeléctrica (vapor extraído del subsuelo).
- Nucleoeléctrica (uranio enriquecido).

Para el cierre de junio de 2007, la capacidad efectiva instalada y la generación de cada uno de estos tipos tecnología de generación termoeléctrica, es la mostrada en la tabla 1.2.1.

Tabla 1.2.1 Capacidad instalada y generación

Tipo	Capacidad en MW	Generación GWh
Vapor	12,693.30	26,601
Dual	2,100.00	7,148
Carboeléctrica	2,600.00	9,258
Ciclo Combinado (CFE)	5,203.34	13,942
Ciclo Combinado (*productores independientes de energía)	11,456.90	32,929
Geotermoeléctrica	959.50	3,613
Turbogás	2,103.33	445
Combustión interna	222.59	492
Nucleoeléctrica	1,364.88	5,150
Total	38,703.84	99,578

Fuente: Comisión Federal de Electricidad 2007, CFE

1.3. Centrales turbogás

La generación de energía eléctrica en este tipo de centrales se logra tomando aire de la atmósfera a través de un filtro, que lo conduce a un compresor. El aire altamente comprimido llega a la cámara de combustión donde se mezcla con el combustible, quemándose y produciendo gases de combustión con alta presión y elevada temperatura, la energía cinética que resulta de la expansión de esta mezcla hace girar la turbina de gas. Acoplado a esta turbina se encuentra el generador que se encarga de transformar la energía mecánica obtenida por la turbina en energía eléctrica. [?]

Los gases de la combustión, después de haber trabajado en la turbina, son descargados directamente a la atmósfera. La figura 1.3.1 muestra el funcionamiento de una unidad turbogás.

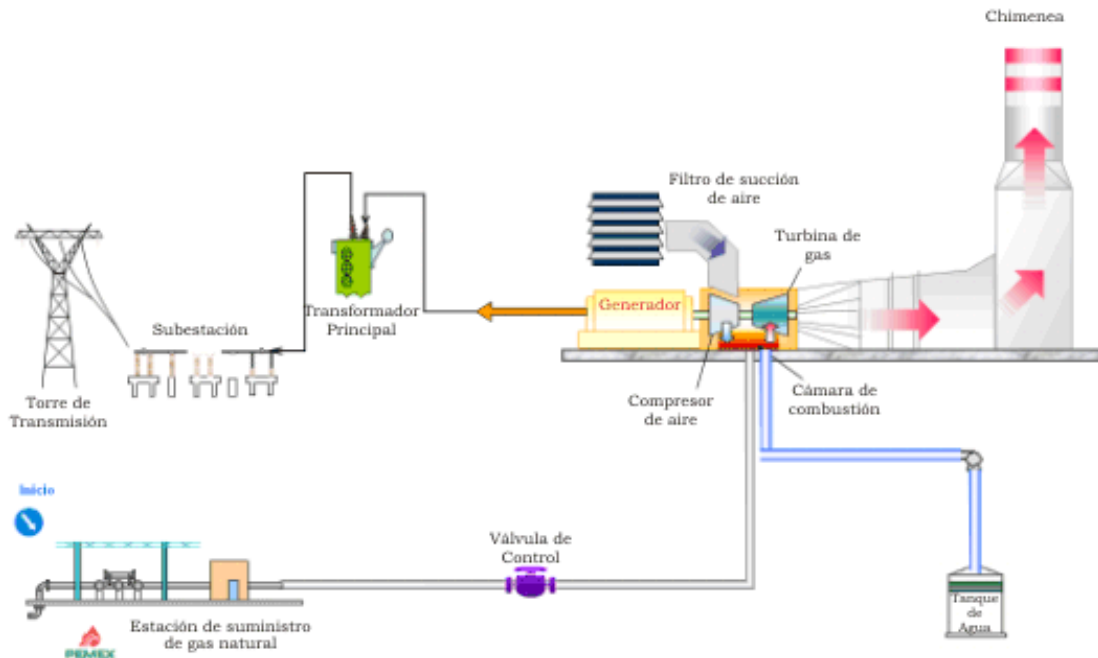


Figura 1.3.1 Esquema de una central turbogás
Fuente: Comisión Federal de Electricidad 2007, CFE

Los combustibles que utilizan las centrales turbogás son el gas natural o el diesel, existen modelos avanzados capaces de quemar combustóleo o petróleo crudo. Existen unidades en las que se puede tener un cambio automático del combustible en cualquier momento, esto ocasiona efectos sobre la potencia y la eficiencia. La tabla 1.3.1 muestra estos efectos. [2]

Tabla 1.3.1 Efecto del cambio de combustible en una unidad turbogás

Combustible	Potencia (%)	Eficiencia (%)
Gas natural	Base	Base
Diesel	-2.7	+1.9
Combustóleo	-4.1	+3.5

Fuente: COPAR – Generación, CFE, 2007

En cuanto a la operación de estas unidades se tiene que el tiempo de arranque es muy corto además que tienen versatilidad para cubrir la demanda, esto les da grandes ventajas para satisfacer cargas en horas pico. [2]

Los parámetros de operación de las turbinas de gas se ven afectados sensiblemente por las condiciones climatológicas del lugar en donde se encuentra dicha unidad, ya que la presión barométrica y la temperatura del aire influyen en la potencia y eficiencia de la unidad. [2]

Las capacidades de estas unidades van desde 0.50 MW hasta 267 MW. [2]

1.4. Centrales de ciclo combinado

Las centrales de ciclo combinado están conformadas por la combinación de dos diferentes tipos de unidades generadoras: turbogás y vapor. Una vez que termina el ciclo térmico de la unidad turbogás, los gases expulsados, poseen un alto contenido energético ya que su temperatura llega a ser de hasta 623 °C, para las turbinas de mayor capacidad, esta energía es conducida a un recuperador de calor, en donde se eleva la temperatura del agua llevándola a su estado gaseoso, que se utiliza para generar más energía eléctrica en una térmica convencional. [3]

La altitud y la temperatura del aire también influyen en el funcionamiento de este tipo de centrales, pues utilizan turbinas de gas. Debido a las altas temperaturas de quemado y a la utilización del recuperador de calor los ciclos combinados son de los más eficientes, llegando a tener 53% (a 100% de carga) además de tener un máximo aprovechamiento de los combustibles. El avance en el funcionamiento de las turbinas de gas incrementa continuamente, con lo que mejora la eficiencia térmica.

El arreglo general de una planta de ciclo combinado tiene diversas posibilidades de configuración. La proporción en el número de unidades turbogás por unidad de vapor varía desde 1:1 hasta 4:1 respectivamente. En cuanto el criterio de diseño de la fase de vapor existen tres configuraciones básicas. [3]

- Recuperador de calor sin combustible adicional.
- Recuperador de calor con combustible adicional.
- Generador de vapor convencional.

En la figura 1.4.1 se muestra el esquema de una central de ciclo combinado con recuperador de calor sin combustible adicional. Las plantas de ciclo combinado pueden utilizar otros combustibles que no sean gas natural, en la tabla 1.4.1 se muestra el efecto del cambio de combustible a diesel o a combustóleo. [3]

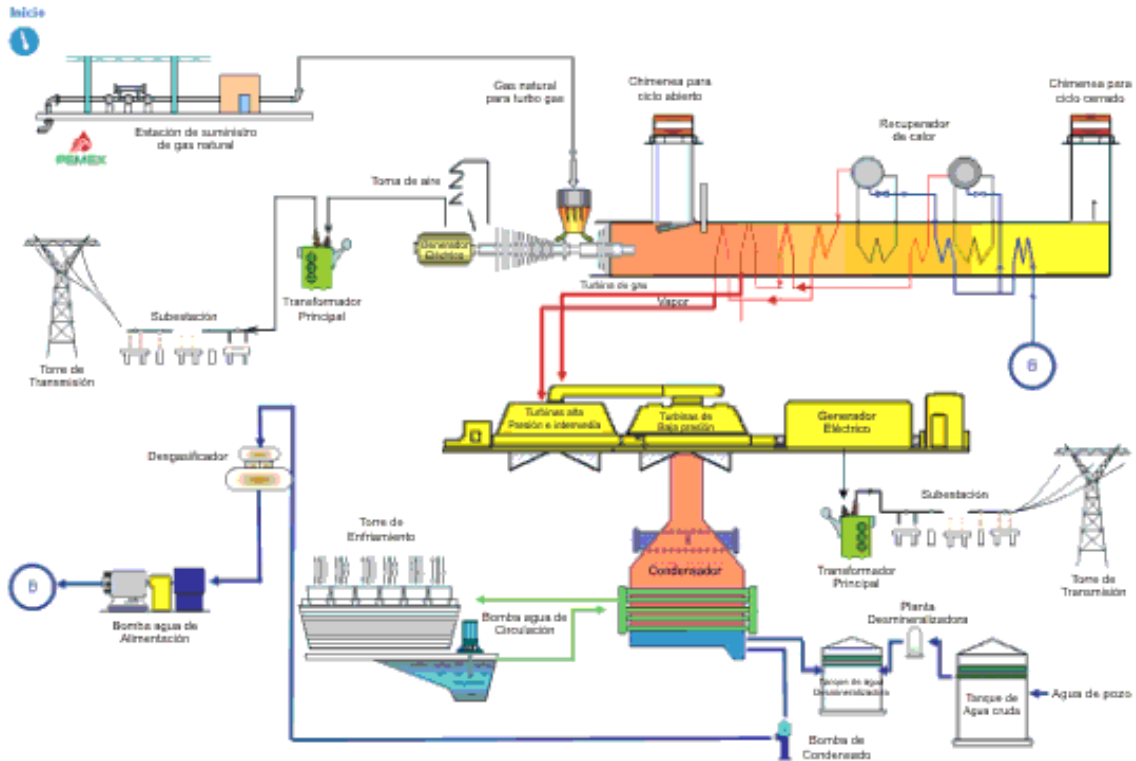


Figura 1.4.1 Central de ciclo combinado
 Fuente: Comisión Federal de Electricidad 2007, CFE

Por otro lado el número de unidades turbogás por unidad de vapor varía desde uno a uno hasta cuatro a uno, según el criterio de diseño en la fase de vapor, pues existen tres variantes:

- Sin quemado adicional de combustible.
- Con quemado adicional de combustible para control de la temperatura.
- Con quemado adicional de combustible para aumentar la temperatura y presión del vapor.

Una ventaja de este tipo de plantas es la posibilidad de construirlas en dos etapas. La primera, turbogás, puede ser terminada en un plazo breve e inmediatamente iniciar su operación; posteriormente, se puede terminar la construcción de la unidad de vapor, y completarse así el ciclo combinado.

Tabla 1.4.1 Efecto del cambio de combustible en una planta de ciclo combinado

Combustible	Potencia (%)	Eficiencia ^{1/} (%)
Gas natural	Base	Base
Diesel	-2.0	+2.8
Combustoleo ^{2/}	-3.1	+4.8

Fuente: COPAR – Generación, CFE, 2007

1_/ Calculada con el poder calorífico superior del combustible

2_/ Combustible con 2 % de azufre

1.5. Unidades diesel

El principio de funcionamiento de una central diesel sigue la tecnología de los motores de combustión interna, esto es, aprovecha la expansión de los gases de combustión para obtener energía mecánica, la cual a su vez es transformada en energía eléctrica en el generador. [4]

Actualmente este tipo de motor puede utilizar combustóleo, diesel o ambos. De acuerdo con la información de los fabricantes de los equipos, y dependiendo de la calidad del combustóleo, las unidades pueden consumir este combustible como base y diesel como respaldo.

La tabla 1.5.1 lista las principales unidades diesel operadas por CFE² y la figura 1.5.1 el esquema de funcionamiento de estas plantas.

Tabla 1.5.1 Principales unidades diesel (combustión interna) operadas por CFE

Nombre	Número de unidades	Capacidad bruta por unidad. (MW).	Combustible
Agustín Olachea A. I	2	31.5	94% combustóleo y 6% diesel
Agustín Olachea A. II	1	41.1	100% combustóleo
Baja California Sur I	1	42.9	100% combustóleo
Guerrero Negro II	3	3.6	85% combustóleo y 15% diesel

Fuente: COPAR – Generación, CFE, 2007

La figura 1.5.1 muestra el esquema de cómo esta conformada una central diesel.

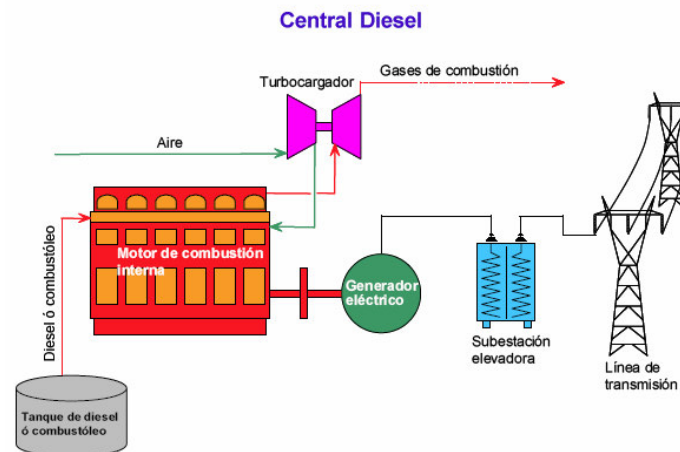


Figura 1.5.1. Central diesel

Fuente: COPAR – Generación, CFE, 2006

1.6. Centrales carboeléctricas

1.6.1. Centrales carboeléctricas convencionales subcríticas

Las centrales carboeléctricas prácticamente no difieren en cuanto a su concepción básica de las termoeléctricas de tipo vapor; el único cambio importante es el uso del carbón como combustible y que

² Comisión Federal de Electricidad

las cenizas de los residuos de la combustión, requieren de varias maniobras y espacios muy grandes para su manejo y confinamiento. [5] Ver figura 1.6.1.1.

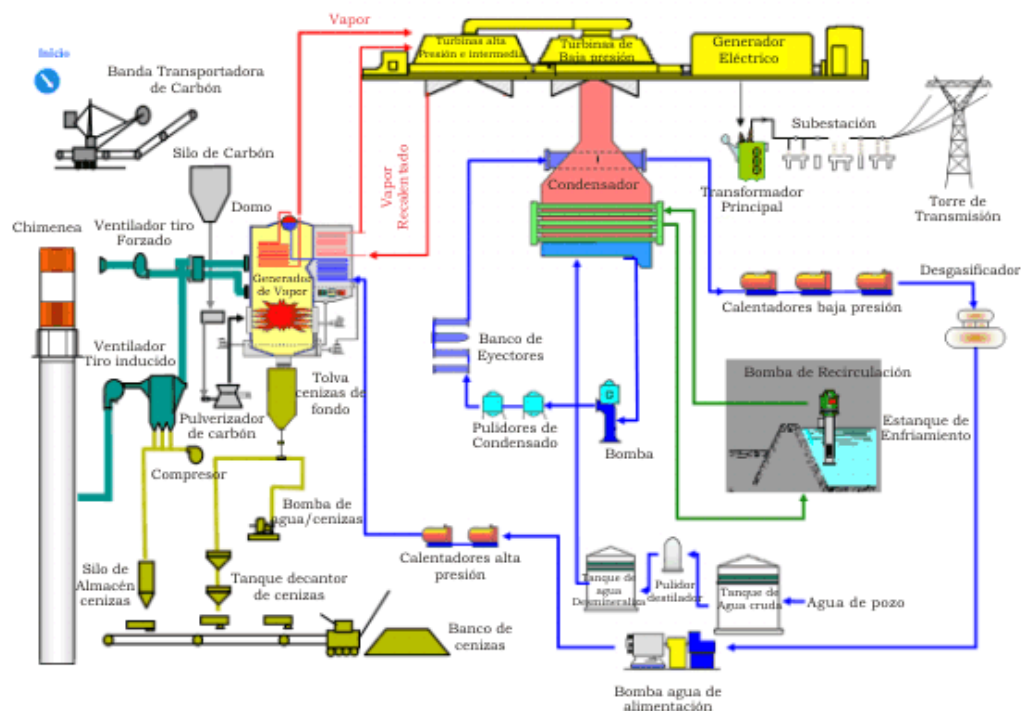


Figura 1.6.1.1 Central carboeléctrica

Fuente: Comisión Federal de Electricidad 2007, CFE

Las centrales carboeléctricas utilizan carbón con bajo contenido de azufre. Se define una central básica:

- Carboeléctrica sin desulfurador y sin quemadores duales, utilizando carbón como el de la cuenca de Río Escondido.

1.6.2. Centrales carboeléctricas convencionales supercríticas

Las plantas de este tipo generalmente son de capacidades mayores a 350 MW, actualmente se encuentran en operación unidades de hasta 1,050 MW de capacidad. [6]

Se les denomina supercríticas por la presión de vapor que se emplea en el generador de vapor y en la turbina de vapor. Normalmente en unidades de gran tamaño, la presión del vapor principal producido en una caldera de presión subcrítica oscila entre los 167-180 bars (170-184 kg/cm²); en la de presión supercrítica es de 240-250 bars (245-255 kg/cm²) y en la de presión ultrasupercrítica, de 270- 310 bars (275-316 kg/cm²). En México, a la fecha existen seis unidades de 678 MW (651 MW netos) de presión supercrítica, localizadas en Petacalco, Guerrero. [6]

1.7. Centrales nucleoelectricas

La central nucleoelectrica de Laguna Verde se encuentra ubicada sobre la costa del Golfo de México en el Km 42.5 de la carretera federal Cd. Cardel-Nautla, en la localidad denominada Punta Limón en el municipio de Alto Lucero, Estado de Veracruz, y cuenta con un área de 370 Ha. Geográficamente a 60 Km al noreste de la ciudad de Xalapa, 70 Km al Noroeste del Puerto de Veracruz y a 290 Km al Noreste de la Ciudad de México. [7]

Laguna Verde está compuesta de 2 unidades, cada una con capacidad de 682.44 MWe, equipadas con reactores del tipo Agua Hirviente (BWR-5), y contenciones tipo MARK II de ciclo directo. El sistema nuclear de suministro de vapor fue adquirido a General Electric y el Turbogenerador a Mitsubishi Heavy Industries. [7]

Desde su operación comercial, **la Unidad 1** ha generado más de 78.9 Millones de MWh, con una disponibilidad de 82.27%. [7]

Desde su operación comercial, **la Unidad 2** ha generado mas de 59.2 Millones de MWh, con una disponibilidad de 84.28%. [7]

- El funcionamiento en cuanto a la producción de energía eléctrica de estas plantas es similar al de las termoeléctricas convencionales, ya que también utilizan vapor a presión para mover los turbogeneradores. Lo que la diferencia de las demás es que la energía térmica utilizada para producir vapor, proviene del calor obtenido al fisurar átomos de U235 isótopo del Uranio en el interior del reactor.

Para el funcionamiento de la mayor parte de los reactores nucleares se utiliza un combustible llamado uranio enriquecido. Este se obtiene a partir de minerales de uranio existentes en muchos lugares del mundo.

Una vez que se produce calor dentro del reactor, éste es recogido por un fluido que pasa alrededor del combustible, se conoce como refrigerante o fluido portador de calor, el cual se evapora dentro de la vasija del reactor y se envía a la turbina. El vapor después de accionar la turbina pasa por un condensador donde cambia a su estado líquido, gracias a los tubos de enfriamiento por los cuales circula agua del mar, de un río, o bien de acuíferos subterráneos. El circuito agua-vapor es un circuito cerrado y es completamente independiente del circuito de enfriamiento.

Los componentes principales de un reactor nuclear son: [7]

- Un núcleo que está compuesto por el combustible, el moderador y el refrigerante.
- Un sistema de control y seguridad para regular el ritmo de liberación de energía.
- Un contenedor hermético, donde se encuentra el material nuclear.
- Un sistema de enfriamiento para transportar el calor producido.

El uranio es el combustible utilizado con más frecuencia en las centrales nucleares. Puede ser utilizado en su forma natural con 0.7% de uranio 235 y 99.3% de uranio 238, o en una forma de uranio enriquecido, en el cual se aumenta la proporción del isótopo fisurable o sea uranio 235. [7]

El tipo de reactores más utilizado en el mundo es el de agua ligera. Estos reactores utilizan agua como moderador y refrigerante. Existen dos tipos de reactores de agua ligera, el de agua hirviente BWR y el de agua a presión PWR.

- BWR-Boiling Water Reactor.
- PWR-Pressurized Water Reactor.

La diferencia principal de este tipo de reactores es la manera de producir el vapor que acciona la turbina. En los reactores PWR, el ciclo utilizado es indirecto, el agua que circula a través del núcleo se mantiene a una presión alta de tal manera que ésta no hierve. [7]

Luego el circuito primario cede su energía a un circuito secundario y el vapor que se produce es enviado a la turbina, después este vapor va al condensador y se transforma a su estado líquido y regresa al núcleo. Ver figura 1.7.3.1. [7]

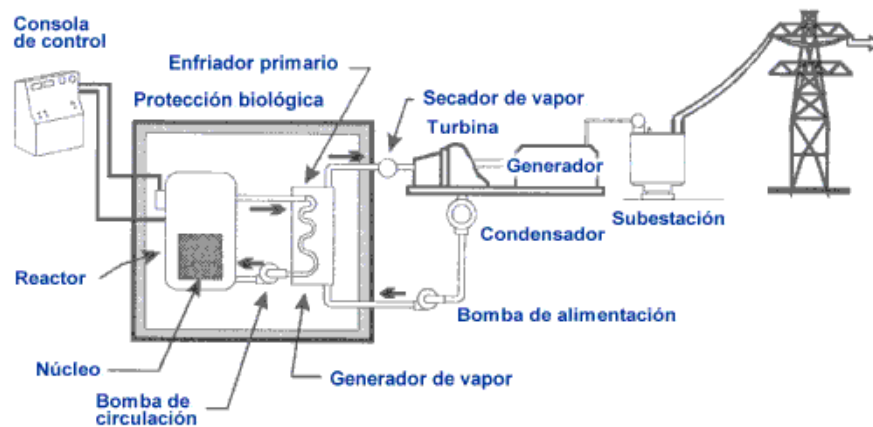


Diagrama esquemático de una central nucleoelectrica tipo PWR

Figura 1.7.3.1 Central nucleoelectrica con reactor de agua a presión

Fuente: Comisión Federal de Electricidad 2007, CFE

Por otro lado en el reactor de tipo BWR el refrigerante no está a presión muy elevada y por lo tanto el agua hierve, el vapor producido se separa y se seca dentro de la vasija del reactor; después es enviado directamente a la turbina, luego al condensador donde regresa a su estado líquido y se conduce nuevamente al reactor con la ayuda de varias bombas de alimentación. Laguna Verde utiliza este tipo de reactor. Ver figura 1.7.3.2. [7]

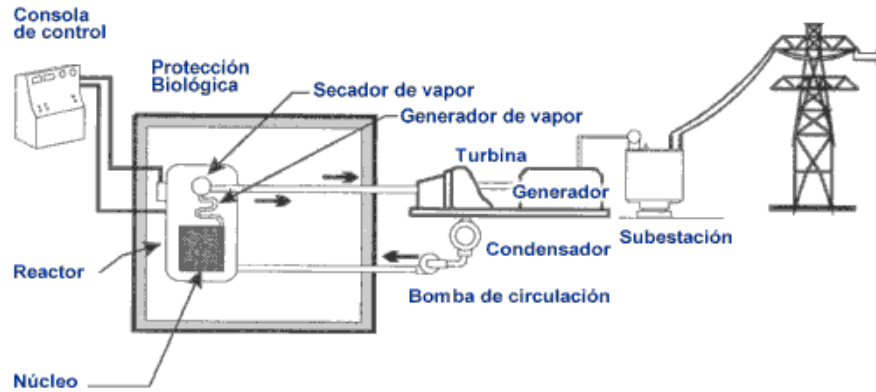


Diagrama esquemático de una central nucleoelectrica tipo BWR

Figura 1.7.3.2 Nucleoelectrica con reactor de agua en ebullición

Fuente: Comisión Federal de Electricidad 2007, CFE

Otro tipo de reactores son los llamados "de agua pesada". Estos se diferencian de los anteriores en que utilizan como combustible uranio natural, y como moderador y refrigerante el agua pesada: D_2O , donde la D corresponde al isótopo deuterio del hidrógeno.

Actualmente existen versiones avanzadas de estos tres tipos de reactores, las cuales evolucionaron a partir de los reactores comerciales que operan desde los años 70s.

Dentro de los reactores avanzados que ya tienen diseños terminados y que pueden iniciar construcción están los reactores ABWR (Advanced Boiling Water Reactor) de 1356 MW que evolucionó a partir del BWR, el AP1000 (Advanced Presurized - reactor de 1000 MW) el cual es una versión avanzada de los reactores PWR y el EPR (European Presurized Reactor) que también evolucionó a partir de reactores PWR. [7]

1.8 Centrales geotermoeléctricas.

Existen tecnologías que prescinden de combustibles fósiles, tales como las grandes plantas hidroeléctricas y las centrales nucleares. De acuerdo con la ubicación geográfica y las características geológicas de México, las fuentes alternativas de energía más factibles son la geotermia y la energía eólica.

En la actualidad México cuenta con una capacidad Geotermoeléctrica de 959.50 MW, con lo cual se generó el 3.01% GWh de los 221.900 GWh que se produjeron al 31 de diciembre de 2006. El campo Geotermoeléctrico de Cerro Prieto es el segundo más grande del mundo, produce el 87.24% de la electricidad que se distribuye en la red de Baja California que es un sistema aislado del SEN³. [8]

1.8.1 La energía geotérmica

Como su nombre lo indica la energía geotérmica es la energía calorífica proveniente del núcleo de la Tierra, la cual se desplaza hacia la superficie terrestre gracias al magma que fluye por medio de las

³ Sistema Eléctrico Nacional

fisuras existentes en las rocas sólidas y semisólidas del interior de la tierra, alcanzando niveles cercanos a la superficie, donde las condiciones geológicas favorecen su acumulación.

Por su parte la geotermia se encarga del aprovechamiento del calor y el agua que se ha concentrado en el subsuelo, estos sitios son conocidos como yacimientos geotérmicos; a su vez éstos están asociados a fenómenos volcánicos y sísmicos que son originados por los movimientos subterráneos que ocurren con frecuencia entre los límites de las placas litosféricas en las que se divide la porción sólida más externa de la Tierra. [9]

1.8.1.1. Composición de un yacimiento geotérmico

- Está constituido de una fuente de calor, un acuífero y una capa sello. Se considera como fuente de calor a una cámara de magma en proceso de enfriamiento.
- El acuífero es cualquier formación litológica con suficiente permeabilidad para alojar agua meteórica percolada desde la superficie o desde otros acuíferos someros.

La capa sello es otra formación similar al acuífero únicamente que este tiene menor permeabilidad y su función es impedir que se disipen en su totalidad los fluidos geotérmicos en la superficie. Ver figura 1.8.1.1.1. [10]

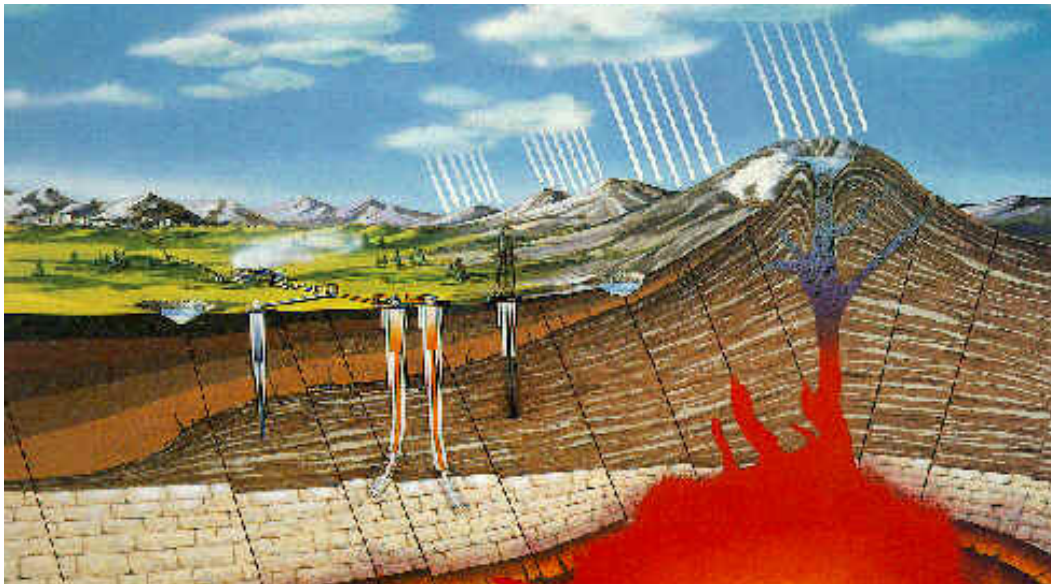


Figura 1.8.1.1.1. Yacimiento geotérmico
Fuente: Comisión Federal de Electricidad 2007, CFE

1.8.1.2. Proceso en las Centrales Geotérmicas

Mediante pozos específicamente perforados, se extraen a la superficie las aguas subterráneas, éstas poseen una gran cantidad de energía térmica almacenada, al salir éstas se transforman en vapor que se utiliza para la generación de energía eléctrica. [11]

El funcionamiento de las centrales geotérmicas es similar al de una termoeléctrica de vapor, y la única diferencia que existe es en la producción del vapor ya que éste se extrae del subsuelo. Cuentan con un separador puesto que del pozo se obtiene una mezcla agua-vapor; el vapor seco se dirige a una

turbina donde se transforma la energía cinética en mecánica y ésta a su vez en electricidad en el generador. Ver figura 1.8.1.2.1. [12]

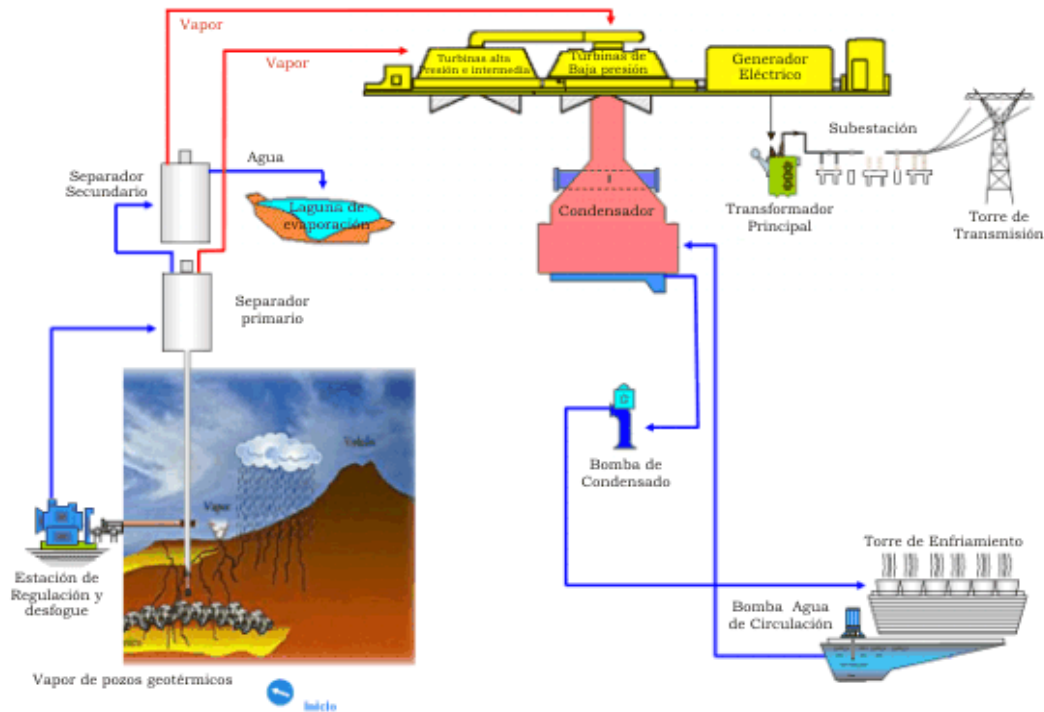


Figura 1.8.1.2.1. Central geotérmica

Fuente: Comisión Federal de Electricidad 2007, CFE

En la actualidad existen unidades de 5 MW en las cuales el vapor una vez que se ha utilizado por la turbina es liberado directamente a la atmósfera. Para las unidades de 20, 37.5 y 110 MW el vapor es conducido a un sistema de condensación, luego el agua obtenida de tal proceso se mezcla con el agua que se obtiene del separador y puede tomar dos caminos, puede reinyectarse al subsuelo o bien almacenarse en una laguna de evaporación. [12]

1.9 Centrales hidroeléctricas.

Las centrales hidroeléctricas utilizan la energía potencial del agua como fuente primaria para generar electricidad. Estas plantas se localizan en sitios en donde existe una diferencia de altura entre la central eléctrica y el suministro de agua. De esta forma, la energía potencial del agua se convierte en energía cinética que es utilizada para impulsar el rodete de la turbina y hacerla girar para producir energía mecánica. Acoplado a la flecha de la turbina se encuentra el generador que finalmente convierte la energía mecánica en eléctrica. Ver figura 1.9.1.

Una característica importante 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. [13]

Las centrales hidroeléctricas se pueden clasificar de acuerdo con dos diferentes criterios fundamentales:

1. por su tipo de embalse y
2. por la altura de la caída del agua

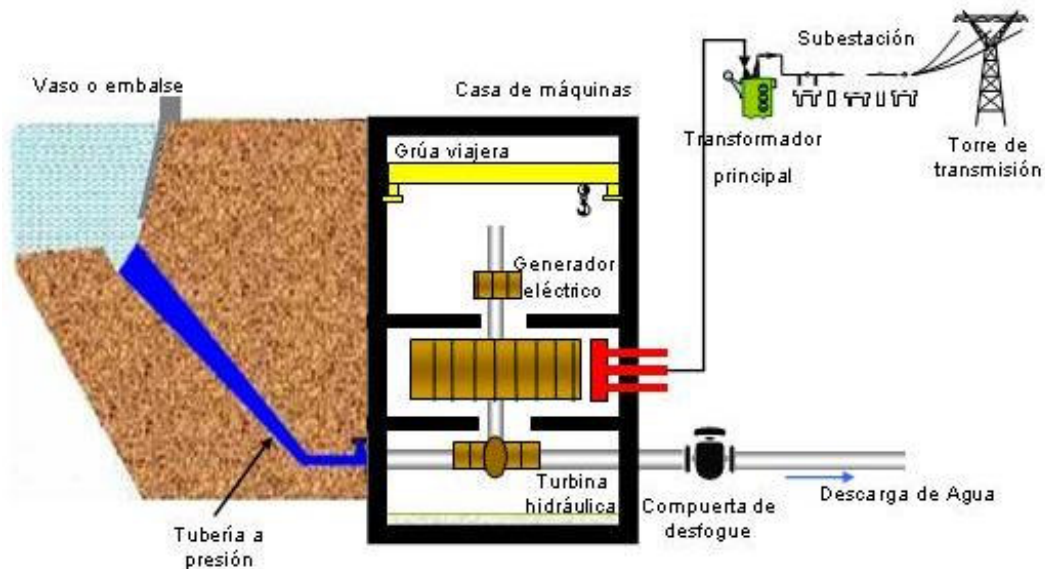


Figura 1.9.1 Central Hidroeléctrica

Fuente: Comisión Federal de Electricidad 2007, CFE

1.10 Centrales eólicas.

Este tipo de central convierte la energía cinética del viento en energía eléctrica, están conformadas por un gran número de turbinas dispuestas estratégicamente en lugares donde existe un flujo dinámico de duración cambiante y con desplazamiento horizontal.

Las turbinas eólicas están diseñadas para convertir la energía del movimiento del viento (energía cinética) en la energía mecánica, al mover un eje. Luego en los generadores de la turbina, ésta energía mecánica se convierte en electricidad. La electricidad generada se puede almacenar en baterías, o utilizar directamente. Ver figura 1.10.1.

En teoría la cantidad de energía obtenida es proporcional al cubo de la velocidad del viento. En la práctica la mayoría de las turbinas eólicas no son muy eficientes, es por ello que se desarrollan diversos tipos para obtener la máxima eficiencia posible de acuerdo con las diversas velocidades de viento, esto se logra aumentando o disminuyendo el número de aspas y cambiando el ángulo de inclinación de las mismas. Los mejores generadores eólicos tienen eficiencias del 35% al 40%. [14]

Los aerogeneradores aprovechan la velocidad de los vientos comprendidos entre 5 y 20 m/s. Con velocidades inferiores a 5 m/s, el aerogenerador no funciona ya que no hay suficiente energía como para superar las pérdidas del sistema y por encima del límite superior debe pararse, para evitar daños a los equipos. [14]

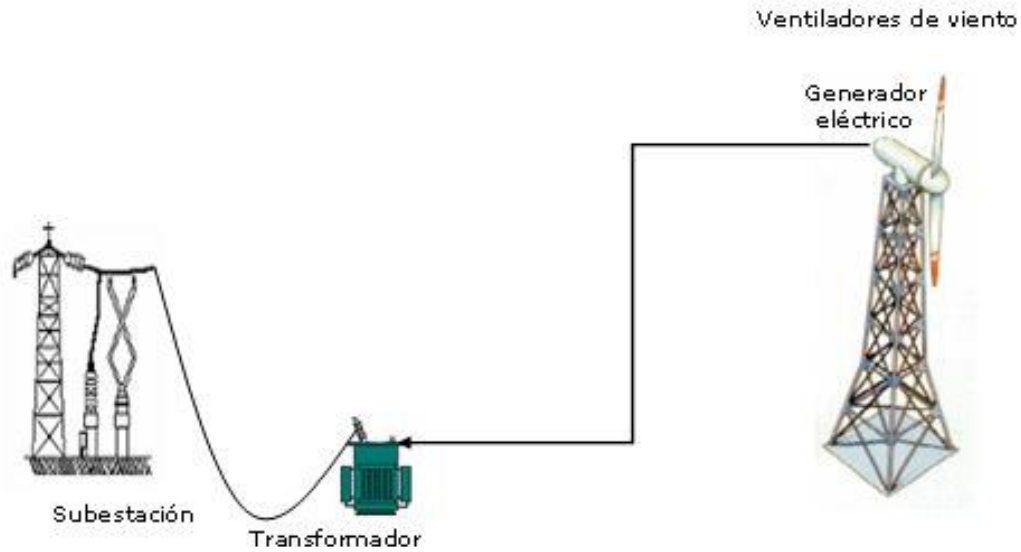


Figura 1.10.1. Unidad de una Central Eólica

Fuente: Comisión Federal de Electricidad 2007, CFE

Los elementos principales de cualquier turbina de viento son:

- Rotor: Las aspas del rotor se diseñan para que giren con el viento, moviendo el generador de la turbina; las turbinas de viento modernas que son de gran escala típicamente se equipan de rotores de tres aspas con extensiones de 42 a 80 m de diámetro. [14]
- Caja de engranajes: Los engranajes se utilizan para aumentar la frecuencia para la producción eléctrica. [14]
- Generador: Este es quien genera la electricidad cuando el rotor gira. La electricidad se transfiere a la siguiente etapa usando el cableado (para el almacenaje, envío a la red o para el uso directo). Las turbinas de gran escala generalmente contienen generadores con capacidades entre 600 KV y 2 MW. [14]
- Torre: La torre eleva el montaje de las turbinas sobre las corrientes de aire turbulentas cerca de la tierra y permite capturar un viento de mayor velocidad. El diseño de torre es particularmente crítico, pues deben ser tan altas como sea económicamente posible (generalmente entre 40 y 100 metros), también deben ser robustas, permitir el acceso a la turbina para su mantenimiento, pero no agregar costo innecesario al sistema. [14]

Una instalación eólica a gran escala, consiste en una colección de estas turbinas. Hay dos factores principales que hay que considerar al momento de realizar un emplazamiento de turbinas eólicas. Estos son la localización donde se ubicaran las turbinas y la altura que tendrán las torres.

2. Situación actual del Sector Eléctrico Nacional

2.1. Situación actual 2008

2.1.1. Desarrollo

En un principio cuando se nacionalizó la industria eléctrica se contaba con una capacidad de 3,021 MW y varios sistemas aislados que con el paso del tiempo se fueron interconectando y utilizando mayores tensiones de transmisión – 400 kV y 230 kV – , también se unificó la frecuencia a 60 Hz. Se desarrollaron nuevos proyectos hidroeléctricos y termoeléctricos, se diversificó la generación mediante el uso de energía geotérmica, nuclear, a base de carbón y la eólica, también se establecieron los cambios del horario de verano y el uso de tarifas con diferenciación horaria. [15]

Para el 31 de diciembre de 2006, el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) contaba con una capacidad instalada de 48,769 MW para el servicio público y un total de 773,059km de líneas de transmisión y distribución. [15]

Para estudios de planificación, el SEN se divide en regiones como se muestra en la figura 2.1.1.1.:

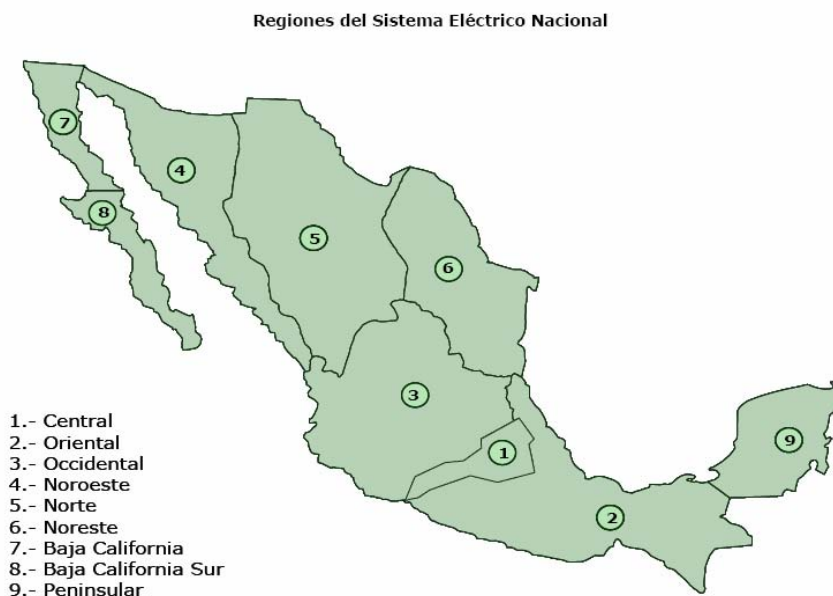


Figura 2.1.1.1 Regiones del sistema eléctrico nacional

Fuente: Programa de Obras e Inversión del Sector Eléctrico POISE 2008

La operación de estas nueve regiones es responsabilidad de ocho centros de control ubicados en las ciudades de México, Puebla, Guadalajara, Hermosillo, Gómez Palacio, Monterrey y Mérida; las dos de Baja California son administradas desde Mexicali. Todas ellas se encuentran coordinadas por el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) en el Distrito Federal. [15]

2.1.2. Estructura del sistema de generación

2.1.2.1. Capacidad efectiva instalada

A diciembre de 2006 se contaban con 48,769 MW, lo que significó un incremento del 4.8% respecto al 2005 con 46,534 [MW], esta nueva capacidad fue resultado de adicionar 2,265.5 MW y retirar 48.6 MW. Ver tabla 2.1.1.2.1. [16]

Tabla 2.1.1.2.1 Adiciones, Modificaciones y Retiros al 2006⁴

Adiciones	Ciclos combinados (CC)	CFE ⁵ : Chihuahua II-El Encino (65.3 MW)
		PIE ⁶ : Valladolid III (525 MW), Tuxpan V (495 MW), Altamira V (1,121 MW)
	Turbogás (TG)	CFE: Los Cabos ⁷ (27.2 MW)
		LyFC ⁸ : Atenco (32 MW)
Modificaciones	Bajío – El Sauz- PIE	-5 MW
	Hemosillo- CC	1.9 MW
	Huinalá-TG	10.3 MW
	Topolobampo, TC	-40 MW
	Tuxpango - HID	15 MW
	Tepexic - LyFC - HID	15 MW
Retiros	Juntas - HID -	15 MW
	Puente Grande - HID -	5.6 MW
	Perque ⁹ - TG -	28 MW

Fuente: Programa de Obras e Inversión del Sector Eléctrico POISE 2008

En la tabla 2.1.2.1.2 se muestra la capacidad por tecnología en las diferentes áreas y regiones:

Tabla 2.1.2.1.2 Capacidad efectiva por tipo de tecnología MW Servicio público

Área	Hidro eléctrica	Eol eléctrica	Hidrocarburos				Carboelétrica	Geotermoelectrica	Nucleoeléctrica	Total	
			Termoeléctricas	Ciclo combinado		Turbogás					Combustión interna
				CFE	PIE						
Central	1561		2174	1038		406				5179	
Oriental	6136	2	2217	452	1973	472		40	1365	12657	
Occidental	1782		3466	601	560	24	2100	190		8723	
Noreste	941		2052	227	508	100				3828	
Norte	28		936	1341	757	161				3223	
Noroeste	118		1175	828	4839	441	2600			10001	
Baja California			320	496	489	299		720		2324	
Baja California Sur			113			236	147			496	
Peninsular			442	220	1261	342	3			2268	
Aislados		1				28	31	10		70	
Total	10566	3	12895	5203	10387	2509	181	4700	960	1365	48769

Fuente: Programa de Obras e Inversión del Sector Eléctrico POISE 2008

⁴ Todas las tablas de esta tesis son de elaboración propia utilizando las fuentes de información descritas en los textos

⁵ Comisión Federal de Electricidad

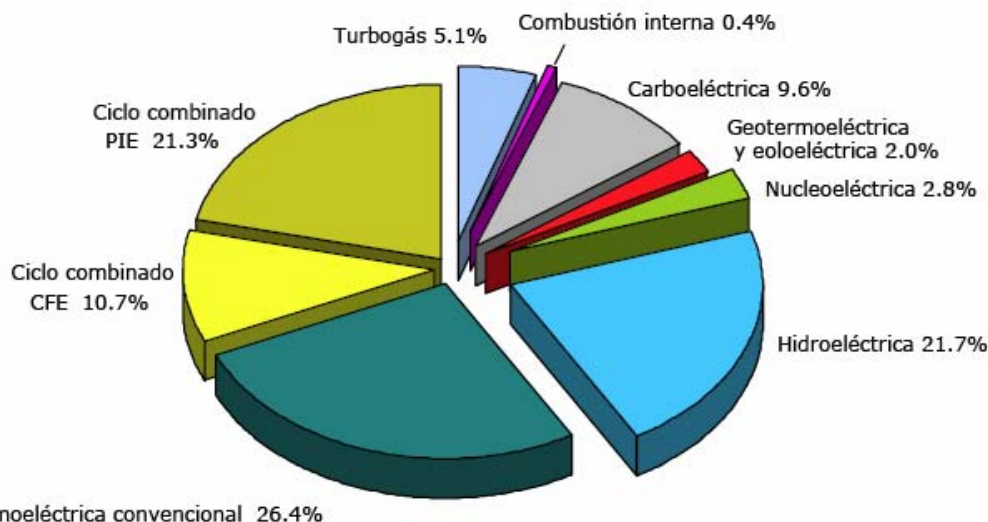
⁶ Productor Independiente de Energía

⁷ Movimientos Oficiales: Realmente fue un traslado

⁸ Luz y Fuerza del Centro

⁹ Movimientos Oficiales. Realmente fue un traslado

La gráfica 2.1.2.1.1 muestra la capacidad efectiva instalada al final del año 2007; por tipo de tecnología:



Gráfica 2.1.2.1.1 Capacidad efectiva al 31 de diciembre de 2006: 48,769 MW Servicio público

Fuente: Programa de Obras e Inversión del Sector Eléctrico POISE 2008

Se observa cómo la tecnología de ciclo combinado es la que más capacidad tiene instalada, ya que los productores independientes aportan un gran porcentaje a la dispuesta por CFE¹⁰, le sigue la tecnología tipo termoeléctrica convencional con el 26.4% luego aparecen las plantas hidroeléctricas.

El sistema de generación actual muestra una fuerte dependencia de los combustibles fósiles y en especial del gas natural.

En el presente trabajo se propone encontrar algún plan de expansión que dependa menos de este tipo de combustibles y elevar el uso de otros como son el nuclear y las energías renovables.

Se utilizó esta gráfica, que a pesar de ser del año 2006, es la que se reporta en el (Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico) POISE 2008-20017. Convendría obtener la del 2007 para poder hacer un estudio más actual, pero aún así, con este tipo de limitación se hizo una base de datos lo más actualizada posible.

2.1.2.2. Principales centrales generadoras.

En la tabla 2.1.2.2.1 se muestran los nombres y la información sobre la capacidad y la generación en 2006 para el conjunto de centrales generadoras.

¹⁰ Comisión Federal de Electricidad

Tabla 2.1.2.2.1 Capacidad efectiva de generación bruta en 2006 Servicio Público

Núm.	Nombre de la central	Municipio	Estado	Tecnología ^{4/}	Combustible ^{5/}	Área	Número de unidades	Capacidad efectiva MW	Generación bruta GWh	Factor de planta %
1	Infiernillo	La Unión	Guerrero	HID		Central	6	1,000	2,519	28.8
2	Villita (José María Morelos)	Lázaro Cárdenas	Michoacán	HID		Central	4	280	1,067	43.5
3	Necaxa [LyFC]	J. Galindo	Puebla	HID		Central	10	107	405	43.2
4	Lerma (Tepuxtepec) [LyFC]	Contepec	Michoacán	HID		Central	3	67	236	40.2
5	Patla [LyFC]	Zinacantan	Puebla	HID		Central	3	39	136	45.7
6	Tula (Francisco Pérez Ríos)	Tula	Hidalgo	TC/CC	COM y GAS	Central	11	1,989	10,105	58.0
7	Valle de México	Acolman	México	TC y CC	GAS	Central	10	1,087	5,147	54.0
8	Jorge Luque [LyFC]	Tultitlán	México	TC/TG	GAS	Central	8	362	550	17.4
9	Angostura (Belsario Domínguez)	V. Carranza	Chiapas	HID		Oriental	5	900	3,297	41.8
10	Chicoasén (Manuel Moreno Torres)	Chicoasén	Chiapas	HID		Oriental	8	2,400	6,682	31.8
11	Malpaso	Tecpatán	Chiapas	HID		Oriental	6	1,080	4,220	44.6
12	Peñitas	Ostuacán	Chiapas	HID		Oriental	4	420	1,967	53.5
13	Temascal	San Miguel	Oaxaca	HID		Oriental	6	354	1,538	49.6
14	Caracol (Carlos Ramírez Ulloa)	Apaxtla	Guerrero	HID		Oriental	3	600	804	15.3
15	Mazatepec	Tlatlauquitepec	Puebla	HID		Oriental	4	220	406	21.1
16	Humeros	Chignautla	Puebla	GEO		Oriental	7	35	295	96.3
17	Laguna Verde	Alto Lucero	Veracruz	NUC	UO ₂	Oriental	2	1,365	10,866	90.88
18	Dos Bocas	Medellín	Veracruz	CC	GAS	Oriental	6	452	2,766	69.8
19	Poza Rica	Tehuacán	Veracruz	TC	COM	Oriental	3	117	309	30.2
20	Tuxpan (Adolfo López Mateos)	Tuxpan	Veracruz	TC/TG	COM y GAS	Oriental	7	2,263	11,120	56.1
21	Tuxpan II (PIE) ^{1/}	Tuxpan	Veracruz	CC	GAS	Oriental	1	495	3,692	85.1
22	Tuxpan III y IV (PIE) ^{1/}	Tuxpan	Veracruz	CC	GAS	Oriental	1	983	7,253	84.2
23	Tuxpan V (PIE) ^{1/}	Tuxpan	Veracruz	CC	GAS	Oriental	1	495	1,674	38.6
24	Aguamilpa Solidaridad	Tepic	Nayarit	HID		Occidental	3	960	684	8.1
25	Agua Prieta (Valentín Gómez Farías)	Zapotlán	Jalisco	HID		Occidental	2	240	231	11.0
26	Zimapan (Fernando Hiriart Balderrama)	Zimapan	Hidalgo	HID		Occidental	2	292	1,227	48.0
27	Cupatitzio	Uruapan	Michoacán	HID		Occidental	2	72	384	60.4
28	Cócano	G. Zamora	Michoacán	HID		Occidental	2	52	222	48.7
29	Santa Rosa (Manuel M. Diéguez)	Amatitán	Jalisco	HID		Occidental	2	61	225	41.9
30	Colimilla	Tonalá	Jalisco	HID		Occidental	4	51	39	8.7
31	Manzanillo (Manuel Álvarez Moreno)	Manzanillo	Colima	TC	COM	Occidental	4	1,200	4,819	45.8
32	Manzanillo II	Manzanillo	Colima	TC	COM	Occidental	2	700	3,181	51.9
33	Salamanca	Guanajuato	Guanajuato	TC	COM y GAS	Occidental	4	866	3,082	40.6
34	Villa de Reyes	Villa de Reyes	San Luis Potosí	TC	COM	Occidental	2	700	2,129	34.7
35	Petalcalco (Plutarco Elías Calles)	La Unión	Guerrero	CAR	K	Occidental	6	2,100	13,875	75.4
36	El Sauz	P. Escobedo	Querétaro	CC	GAS	Occidental	7	601	2,939	55.8
37	El Sauz (Bajío) (PIE) ^{1/}	S. Luis de la Paz	Guanajuato	CC	GAS	Occidental	1	560	4,555	92.9
38	Azufres	Cd. Hidalgo	Michoacán	GEO		Occidental	15	195	1,522	89.3
39	El Novillo (Plutarco Elías Calles)	Soyopa	Sonora	HID		Noroeste	3	135	327	27.6
40	Comedero (Raúl J. Marsal)	Cosalá	Sinaloa	HID		Noroeste	2	100	220	25.1
41	Bacurato	Sinaloa de Leyva	Sinaloa	HID		Noroeste	2	92	251	31.1
42	Huites (Luis Donald Colosio)	Choix	Sinaloa	HID		Noroeste	2	422	866	23.4
43	El Fuerte (27 de Septiembre)	El Fuerte	Sinaloa	HID		Noroeste	3	59	323	62.1
44	Humaya	Badiraguato	Sinaloa	HID		Noroeste	2	90	277	35.2
45	Puerto Libertad	Pitiquito	Sonora	TC	COM	Noroeste	4	632	2,792	50.4
46	Guaymas II (Carlos Rodríguez Rivero)	Guaymas	Sonora	TC	COM	Noroeste	4	484	1,439	33.9
47	Mazatlán II (José Aceves Pozos)	Mazatlán	Sinaloa	TC	COM	Noroeste	3	616	2,988	55.4
48	Topolobampo II (Juan de Dios Bátiz)	Ahome	Sinaloa	TC	COM	Noroeste	3	320	2,034	72.6
49	Hermosillo	Hermosillo	Sonora	CC	GAS	Noroeste	2	227	1,382	69.5
50	Hermosillo (PIE) ^{1/}	Sonora	CC	GAS	Noroeste	1	250	1,686	77.0	
51	Naco Nogales (PIE) ^{1/}	Agua Prieta	Sonora	CC	GAS	Noroeste	1	258	1,947	86.1
52	Francisco Villa	Delicias	Chihuahua	TC	COM y GAS	Norte	5	300	1,268	48.3
53	Lerdo (Guadalupe Victoria)	Lerdo	Durango	TC	COM	Norte	2	320	1,887	67.3
54	Samalayuca	Cd. Juárez	Chihuahua	TC	COM y GAS	Norte	2	316	1,067	38.5
55	Samalayuca II	Cd. Juárez	Chihuahua	CC	GAS	Norte	6	522	3,940	86.2
56	Gómez Palacio	Gómez Palacio	Durango	CC	GAS	Norte	3	200	603	34.4
57	El Encino (Chihuahua II)	Chihuahua	Chihuahua	CC	GAS	Norte	5	619	3,226	59.5
58	La Laguna II (PIE) ^{1/}	Gómez Palacio	Durango	CC	GAS	Norte	1	488	3,823	87.6
59	Chihuahua III (PIE) ^{1/}	Juárez	Chihuahua	CC	GAS	Norte	1	259	1,226	54.0
60	Altamira	Altamira	Tamaulipas	TC	COM y GAS	Noreste	4	800	1,859	26.5
61	Río Escondido (José López Portillo)	Río Escondido	Coahuila	CAR	K	Noreste	4	1,200	9,676	92.1
62	Carbón II	Nava	Coahuila	CAR	K	Noreste	4	1,400	8,255	67.3
63	Huinahua I y II	Pesquería	Nuevo León	CC/TG	GAS	Noreste	8	978	4,547	53.1
64	La Armistad	Acuña	Coahuila	HID		Noreste	2	66	91	15.8
65	Saltillo (PIE) ^{1/}	Ramos Arizpe	Coahuila	CC	GAS	Noreste	1	248	1,656	76.4
66	Río Bravo (Emilio Portes Gil)	Río Bravo	Tamaulipas	TC/TG	COM y GAS	Noreste	4	520	341	7.5
67	Río Bravo II (PIE) ^{1/}	Valle Hermoso	Tamaulipas	CC	GAS	Noreste	1	495	2,751	63.4
68	Río Bravo III (PIE) ^{1/}	Valle Hermoso	Tamaulipas	CC	GAS	Noreste	1	495	2,548	58.8
69	Río Bravo IV (PIE) ^{1/}	Valle Hermoso	Tamaulipas	CC	GAS	Noreste	1	500	3,086	70.5
70	Monterrey III (PIE) ^{1/}	S. N. Garza	Nuevo León	CC	GAS	Noreste	1	449	3,669	93.3
71	Altamira II (PIE) ^{1/}	Altamira	Tamaulipas	CC	GAS	Noreste	1	495	3,322	76.6
72	Altamira III y IV (PIE) ^{1/}	Altamira	Tamaulipas	CC	GAS	Noreste	1	1,036	6,644	73.2
73	Altamira V (PIE) ^{1/}	Altamira	Tamaulipas	CC	GAS	Noreste	1	1,121	2,044	20.8
74	Presidente Juárez	Rosarito	Baja California	TC/CC/TG	COM y GAS	Baja California	11	1,026	3,833	42.6
75	San Carlos (Agustín Olachea A.)	San Carlos	Baja California Sur	CI	COM y DIE	Baja California	3	104	546	59.9
76	Punta Prieta	La Paz	Baja California Sur	TC	COM	Baja California	3	113	571	57.9
77	Mexicali (PIE) ^{1/}	Mexicali	Baja California	CC	GAS	Baja California	1	489	2,545	59.4
78	Cerro Prieto	Mexicali	Baja California	GEO		Baja California	13	720	4,843	76.8
79	Baja California Sur I	La Paz	Baja California Sur	CI	COM y DIE	Baja California	1	43	225	59.8
80	Tres Virgenes	Comondú	Baja California Sur	GEO		Aislados	2	10	25	28.4
81	Lerma (Campeche)	Campeche	Campeche	TC	COM	Peninsular	4	150	526	40.0
82	Valladolid (Felipe Carrillo Puerto)	Valladolid	Yucatán	TC/CC	COM y GAS	Peninsular	5	295	1,316	50.9
83	Valladolid III (PIE) ^{1/}	Valladolid	Yucatán	CC	GAS	Peninsular	1	525	1,869	40.6
84	Campeche (PIE) ^{1/}	Palizada	Campeche	CC	GAS	Peninsular	1	252	1,861	84.2
85	Nachi-Cocom	Mérida	Yucatán	TC/TG	COM y DIE	Peninsular	3	79	233	33.6
86	Mérida II	Mérida	Yucatán	TC	COM y GAS	Peninsular	2	168	909	61.7
87	Mérida III (PIE) ^{1/}	Mérida	Yucatán	GAS		Peninsular	1	484	3,092	72.9
88-195	Otras ^{6/}						284	2,028	2,436	13.7
Total							603	48,769	225,079	52.7

Fuente: Programa de Obras e Inversión del Sector Eléctrico POISE 2008

1/Productor independiente de energía

2/ Fuente: SENER

3/ En 108 centrales generadoras

4/ HID: Hidroeléctrica, TC: Termoeléctrica convencional, CC: Ciclo combinado, TG: Turbogás,

CAR: Carboeléctrica, NUC, Nucleoeléctrica, GEO: Geotermoeléctrica, CI, Combustión interna

5/ COM: Combustóleo, GAS: Gas, K: Carbón, UO₂: Oxido de Uranio, DIE: Diesel

6/ Calculado con la capacidad media anual equivalente

2.1.3. Algunas características importantes de cada tipo de central

2.1.3.1. Centrales Hidroeléctricas

El mayor desarrollo hidroeléctrico del país se encuentra en la cuenca del río Grijalva, con 4,800 MW. Esta conformado por las centrales Angostura, Chicoasén, Malpaso y Peñitas. Representa el 45.4% de la capacidad hidroeléctrica total en operación a diciembre de 2006. Otro importante desarrollo se localiza al occidente del país en la cuenca del río Balsas con 1,880 MW. Está constituido por Caracol, Infiernillo y La Villita. Conforman el 17.8% de la capacidad hidroeléctrica total. En la cuenca del río Santiago en Nayarit se encuentra Aguamilpa Solidaridad, con 960 MW, que representan el 9.1% de la capacidad hidroeléctrica total. El Cajón entró en operación durante el primer trimestre de 2007. [17]

En el noroeste se encuentra Huites con dos unidades de 211 MW cada una, Zimapán en el centro del país también con dos unidades de 146 MW; esto representa el 6.8% de la capacidad hidroeléctrica total. [17]

Por último, el 20.9% restante se encuentra distribuido entre las cuencas de los ríos Papaloapan, Santiago, Yaqui, El Fuerte, Culiacán y Sinaloa. [17]

2.1.3.2. Centrales a base de hidrocarburos

2.1.3.2.1. Hidrocarburos

- Combustóleo, utilizado en unidades generadoras de carga base.
- Gas natural, su uso se a incrementado debido a restricciones ecológicas en los ciclos combinados.
- Diesel, utilizado en horas de demanda máxima.

Con el fin de aumentar la capacidad y la eficiencia del parque generador, en 2004 entró en operación la primera repotenciación de unidades termoeléctricas convencionales para formar ciclos combinados, en 2005 se puso en operación por primera vez la conversión de centrales turbogás a ciclos combinados y en 2006 entró en operación comercial la central Chihuahua a la que se le integró una nueva unidad formando un ciclo combinado. Ver tabla 2.1.3.2.1. [17]

Tabla 2.1.3.2.1 Últimas mejoras al parque de generación

2004	Valle de México , unidad 4 (TC) de 300 MW	Se acoplaron nuevas unidades 5,6 y 7 de 83.1 MW cada una
2005	Hermosillo, unidad 1 (TG) de 131.9 MW	Se añadió una nueva, unidad 2 (TV) de 93.2 MW
2006	El Encino, unidad 4 (TG) de 130.8 MW	Se hizo una conversión, integrando la unidad 5 (TV) de 65.3 MW

Fuente: Programa de Obras e Inversión del Sector Eléctrico POISE 2008

2.1.3.3. Centrales carboeléctricas

La tabla 2.1.3.3.1 muestra ejemplos de centrales carboeléctricas indicando su capacidad y el tipo de combustible que utilizan. [17]

Tabla 2.1.3.3.1 Uso de combustibles en algunas Carboeléctricas

Central	Capacidad MW	Tipo de combustible
Carbón II	1400	Nacional e importado
Río escondido	1200	Solo nacional
Petacalco	2100	Carbón y/o combustóleo

2.1.3.4. Centrales geotermoelectricas

La central Cerro Prieto cuenta con 720 MW y representa el 75 % de la capacidad geotermoelectrica en operación, el 25 % restante se encuentra distribuido entre los Azufres, (194.5 MW), los Humeros (35 MW) y Tres Virgenes (10 MW). [17]

2.1.3.5. Central nucleoelectrica

Laguna Verde consta de dos unidades de 682.4 MW cada una. Tiene el costo variable de operación más bajo de todas las termoelectricas en el SEN¹¹ al operar con un factor de planta del 90.9 % representó un 4.8% de la energía total producida en 2006. [17]

2.1.3.6. Centrales eoloelectricas

En Oaxaca se ubica La Venta con 1.57 MW y en Baja California Sur esta Guerrero Negro con 0.60 MW. [17]

2.1.3.7. Productores Independientes de Energía

Al 31 de diciembre de 2006 los PIE¹², los cuales tienen un permiso para generar energía eléctrica destinada exclusivamente para la venta única a CFE¹³, cuentan con centrales de ciclo combinado que operan con gas natural. La capacidad total equivale a 33.3% del total a base de hidrocarburos (31,176 MW), y a 21.3% respecto a la capacidad para servicio público (48,769 MW). [17]

Tabla 2.1.3.7.1 Características Generales de los productores independientes de Energía

Central	FEO	Unidades	Composición	Capacidad neta MW
1. Mérida III	Jun - 2000	3	2 TG y 1 TV	484.4
2. Hermosillo	Oct - 2001	2	1 TG y 1 TV	250.0
3. Saltillo	Nov - 2001	2	1 TG y 1 TV	247.5
4. Tuxpan II	Dic - 2001	3	2 TG y 1 TV	495.0
5. Río Bravo II	Ene - 2002	3	2 TG y 1 TV	495.0
6. Bajío (El Sauz)	Mar - 2002	4	3 TG y 1 TV	560.0
7. Monterrey III	Mar - 2002	2	1 TG y 1 TV	449.0
8. Altamira II	May - 2002	3	2 TG y 1 TV	495.0
9. Tuxpan III y IV	May - 2003	6	4 TG y 2 TV	983.0
10. Campeche	May - 2003	2	1 TG y 1 TV	252.4
11. Mexicali	Jul - 2003	4	3 TG y 1 TV	489.0
12. Chihuahua III	Sep - 2003	3	2 TG y 1 TV	259.0
13. Naco Nogales	Oct - 2003	2	1 TG y 1 TV	258.0

¹¹ Sistema Eléctrico Nacional

¹² Productores Independientes de Energía

¹³ Comisión Federal de Electricidad

14. Altamira III y IV	Dic – 2003	6	4 TG y 2 TV	1,036.0
15. Río Bravo III	Abr – 2004	3	2 TG y 1 TV	495.0
16. La Laguna II	Mar - 2005	2	1 TG y 1 TV	498.0
17. Río Bravo IV	Abr – 2006	3	2 TG y 1 TV	500.0
18. Valladolid III	Jun – 2006	3	2 TG y 1 TV	525.0
19. Tuxpan V	Sep – 2006	3	2 TG y 1 TV	495.0
20. Altamira V	Oct - 2006	6	4 TG y 2 TV	1,121.0
Total		10,386.9		

Fuente: Programa de Obras e Inversión del Sector Eléctrico POISE 2008

2.1.4. Autoabastecimiento y cogeneración

En seguida se presenta la tabla 2.1.4.1 con la evolución de la capacidad de proyectos de autoabastecimiento y cogeneración, de 1999 a 2006.

Tabla 2.1.4.1 Capacidad en proyectos de autoabastecimiento y cogeneración 1/ (MW)

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Proyectos existentes (Sin PEMEX)	1,263	1,390	1,462	1,396	1,436	1,283	1,938	1,992
PEMEX	1,727	2,075	2,060	2,095	2,271	2,406	2,088	2,514
Arancia	29	29	29	29	29	29	29	29
ENERTEK	120	120	120	120	120	120	120	120
PEGI	177	177	177	177	177	0	0	0
MICASE		11	11	11	22	11	11	11
Energía y Agua Pura de Cozumel			32	32	32	32	32	32
Iberdrola Energía de Monterrey				285	619	619	619	619
Energía Azteca VIII				56	131	131	131	131
Tractebel (Enron)					284	284	284	284
Bioenergía de Nuevo León					7	7	7	7
Termoeléctrica del Golfo						250	250	250
Termoeléctrica Peñoles						260	260	260
Impulsora Mexicana de Energía						24	24	24
AGROGEN						10	10	10
Hidroelectricidad del Pacífico						8	8	8
Proveedora de Electricidad de Occidente							19	19
Italaise							4	4
Total	3,316	3,802	3,891	4,201	5,118	5,475	5,835	6,315

Fuente: Programa de Obras e Inversión del Sector Eléctrico POISE 2008

1/ Considera autoabastecimiento local y remoto, usos propios y excedentes

2.1.5. Autoabastecimiento remoto

La tabla 2.1.5.1 muestra la evolución de la capacidad para atender cargas remotas autoabastecidas de 1999 a 2006.

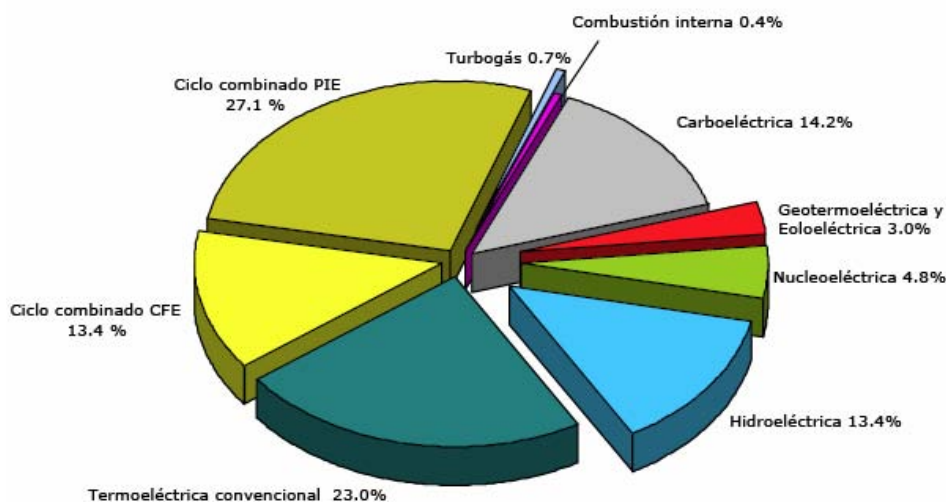
Tabla 2.1.5.1 Autoabastecimiento remoto (MW)

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Arancia	9	9	9	9	9	9	9	9
ENERTEK	67	67	67	87	79	72	75	75
PEGI	40	40	40	47	0	0	0	0
MICASE		4	4	4	4	5	7	7
Iberdrola Energía de Monterrey				277	474	450	439	527
Energía Azteca VIII				52	15	21	15	20
Tractebel (Enron)					270	255	208	229
Bioenergía de Nuevo León					7	3	5	7
PEMEX					222	79	132	158
Energía y Agua Pura de Cozumel					12	12	11	12
Termoeléctrica del Golfo						166	230	230
Termoeléctrica Peñoles						198	230	230
Impulsora Mexicana de Energía						8	12	10
AGROGEN						2	6	6
Hidroelectricidad del Pacífico						8	8	9
Proveedora de Electricidad de Occidente							13	18
Italaise							1	1
Total	116	128	122	476	1,092	1,288	1,401	1,548

Fuente: Programa de Obras e Inversión del Sector Eléctrico POISE 2008

2.1.6. Generación bruta en 2006

La gráfica 2.1.6.1 muestra la distribución de energía por tipo de tecnología.



Gráfica 2.1.6.1 Energía producida en 2006: 225,079 GWh Servicio público 1/

Fuente: Programa de Obras e Inversión del Sector Eléctrico POISE 2008

1/ No incluye excedentes de autoabastecimiento y cogeneración

Los combustibles de mayor uso son gas natural, combustóleo, diesel y carbón; la planta nuclear tiene una participación significativa en la generación considerando que únicamente nuestro país cuenta con dos reactores.

2.1.7. Planeación a largo plazo 2007

Es necesario que transcurran aproximadamente de cuatro a seis años entre el análisis de la oferta para construir una nueva central y su entrada en operación, es por esto que el tomar decisiones sobre nuevos proyectos para poder expandir el SEN¹⁴ se tiene que hacer con anticipación. Dichas decisiones tienen repercusión económica a largo plazo, ya que la vida útil de los proyectos es de 30 años o más. La CFE¹⁵ se encarga de realizar un análisis para identificar y evaluar proyectos y tecnologías factibles para incorporarse al programa de expansión. Los datos obtenidos sirven para conformar un documento llamado Costos y Parámetros de Referencia (COPAR) para diversas tecnologías de Generación y Transmisión. [18]

Siempre se busca minimizar los costos actualizados de inversión, operación y energía no suministrada en el horizonte de estudio, elaborando así un plan óptimo basado en el estudio técnico-económico de diversas alternativas para la planificación del sistema eléctrico. Los análisis son para mediano y largo plazo basándose en la demanda, precios de combustibles costos y eficiencias tecnológicas para la generación de energía eléctrica. [18]

Este tipo de estudios se ve afectado por los planes nacionales de desarrollo, pues considera con anticipación el curso de la actividad económica y el crecimiento de la población. [18]

En el desarrollo del plan de expansión existe una gran cantidad de elementos y variables a considerar. En el largo plazo hay un alto grado de incertidumbre por que hay que considerar:

- La evolución de la demanda de energía eléctrica.
- La disponibilidad y precios de combustibles.
- Los avances tecnológicos en la generación y transmisión de energía eléctrica.
- Los costos de inversión de proyectos.

También es afectada por otros aspectos tales como las salidas forzadas de los equipos de generación y transmisión o fallas en sus componentes principales y/o condiciones hidrológicas adversas (años tipo seco), entre otros.

2.1.8. Etapas del estudio de la expansión del sistema eléctrico

Este tipo de estudio tiene tres objetivos: [19]

- A largo plazo, definir lineamientos para la evolución del sistema bajo diferentes escenarios económicos, demográficos, tecnológicos, ambientales y de la política energética.
- En el mediano plazo, estructurar un programa de obras de generación y transmisión congruente con las conclusiones del análisis de largo plazo.

¹⁴ Sistema Eléctrico Nacional

¹⁵ Comisión Federal de Electricidad

- Para el corto plazo, tomar decisiones a fin de poner en práctica el programa anterior, así como adaptarlo a las condiciones que prevalecen en el momento.

La tabla 2.1.8.1 muestra las etapas de planificación del sistema eléctrico: [19]

Tabla 2.1.8.1 Etapas de planificación del sistema eléctrico

Periodo de estudio	Sistema de generación	Redes eléctricas		
		Nacional	Regional	Distribución
Largo plazo de N+10 a N+30	Lineamientos para la estructura del sistema de generación	Lineamientos para localización de centrales y transmisión en bloque		
Mediano plazo de N+4 a N+10	Programa de requerimientos de capacidad(PCR)	Programa de obras de transmisión	Programa de subestaciones y líneas	
Corto plazo de N+1 a N+4	Ajuste de decisiones	Modificaciones de detalle a las redes	Modificaciones de detalle de redes	Programa de obras de distribución

Fuente: Programa de Obras e Inversión del Sector Eléctrico POISE 2007

Nota: N es al año en curso.

El ciclo de planificación del sistema eléctrico es anual, y se desarrolla de la siguiente manera: [19]

1. Estimación del crecimiento anual del mercado eléctrico (en función del consumo y la demanda de energía).
2. Expansión del sistema de generación.
3. Estudios de expansión de redes de transmisión y subtransmisión.
4. Programa de obras de inversión.

2.1.9. Proceso de planificación

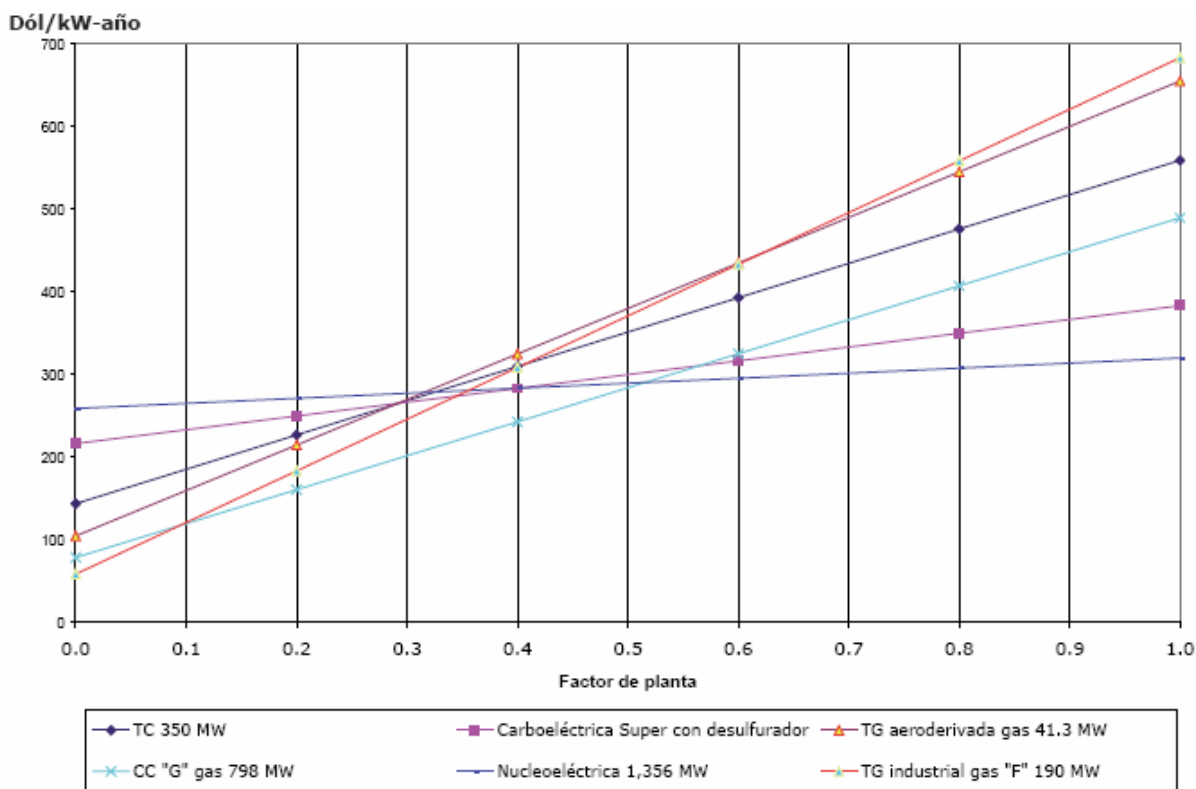
2.1.9.1. Etapas en los estudios de expansión del sistema de generación

- Primera etapa: Con base en la evaluación y factibilidad de proyectos y tecnologías se actualiza el catalogo de proyectos candidatos. [20]
- Segunda etapa: Partiendo del análisis de diversos escenarios energéticos a largo plazo se determina la mezcla óptima de tecnologías de generación. Se elabora una primera aproximación denominada "libre" pues no hay restricción en cuanto al número de plantas por tecnología, no se considera la disponibilidad de combustible, infraestructura de recepción y transporte de los mismos y sitios de ubicación de las centrales. Se determina un horizonte de 10 años. [20]
- Tercera etapa: En base en la regionalización del sistema eléctrico nacional, considerando los costos de inversión y operación en cada región y las interconexiones necesarias se define la localización de las plantas. [20]

Es necesaria la incorporación de nuevos proyectos de autoabastecimiento y cogeneración en el SEN¹⁶ por parte de los PI¹⁷ ya que se requiere incrementar la reserva y adaptar la red eléctrica para proporcionar los servicios de transmisión y respaldo necesarios. [20]

2.1.9.2. Proyectos termoeléctricos

Con el fin de crear una lista de proyectos de este tipo se utiliza lo que se conoce como curvas de selección de tecnologías de generación (screening curves). Esto permite comparar de forma gráfica costos totales anualizados de generación por cada una de las tecnologías consideradas en el COPAR¹⁸. El costo anual se obtiene con la tasa de descuento vigente, definida por la SHCP¹⁹, incluye los costos de operación y mantenimiento en función del factor de planta, como se muestra en la gráfica 2.1.9.2.1.: [20]



Gráfica 2.1.9.2.1 Curvas de selección de tecnologías (dólares 2006)

Fuente: Programa de Obras e Inversión del Sector Eléctrico POISE 2007

2.1.9.3. Posibilidad de diversificar las fuentes de generación

Debido a que en los últimos 40 años la principal fuente de generación en México ha sido a base de hidrocarburos y esto se ha visto afectado por la disminución de los mismos, CFE²⁰ considera necesario incorporar además de las centrales de ciclo combinado, carboeléctricas, hidroeléctricas,

¹⁶ Sistema Eléctrico Nacional

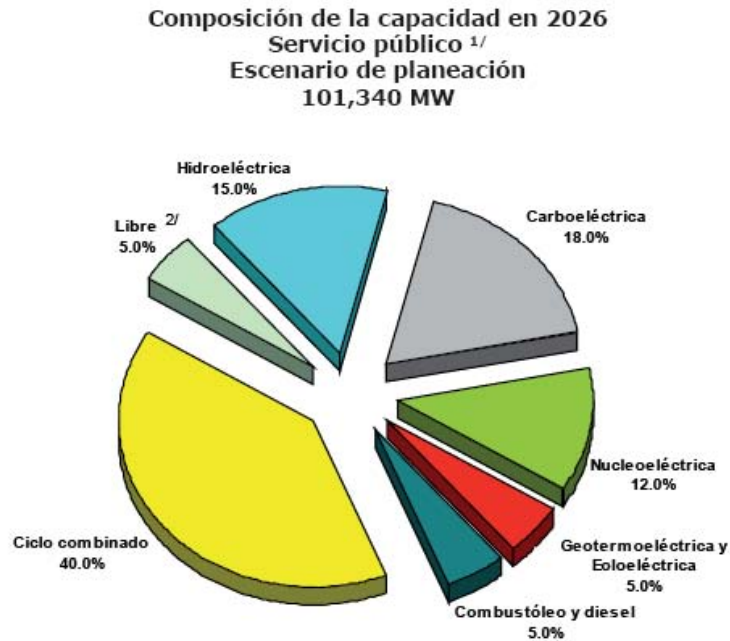
¹⁷ Productores Independientes de Energía

¹⁸ Costo de Operaciones

¹⁹ Secretaría de Hacienda y Crédito Público

²⁰ Comisión Federal del Electricidad

geotermoeléctricas, eoloeléctricas y nucleoeeléctricas. Con base en lo anterior CFE elaboró un escenario de planeación considerando ciertos lineamientos de política energética con metas de diversificación. En la gráfica 2.1.9.3.1 se muestra la composición de la capacidad instalada en el año 2026 para dicho escenario. [20]



1/ Considerando lineamientos de política energética con metas de 12% para centrales nucleares, 18% para carboeléctricas, 15% para grandes centrales hidroeléctricas y 5% para fuentes renovables

2/ La tecnología de estos proyectos se definirá posteriormente. Algunas opciones posibles son: ciclo combinado (utilizando gas natural, gas natural licuado, residuos de vacío, etc.), carboeléctrica, nucleoeeléctrica o importación de energía

Gráfica 2.1.9.3.1 Composición de la capacidad en 2026 para un escenario diversificado

Fuente: Programa de Obras e Inversión del Sector Eléctrico POISE 2007

3. Metodología y datos utilizados por el programa WASP IV

3.1. Primeras consideraciones.

Para la planeación de la expansión del sistema eléctrico se decidió utilizar el programa WASP IV²¹, el cual es utilizado por la CFE²² para la planeación a largo plazo.

El modelo WASP IV constituye una herramienta de planeación uninodal que considera aspectos técnicos, económicos y ambientales de las tecnologías de generación disponibles. El programa WASP fue suministrado por el Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA o IAEA por sus siglas en inglés) en 1984.

En particular, este modelo permite diseñar planes de expansión de un sistema de generación eléctrica tomando en cuenta la disponibilidad de combustibles y las restricciones ambientales. Su objetivo es encontrar planes de expansión económicamente óptimos, de un sistema de generación en el cual existen restricciones específicas. Para eso, estima de manera probabilística los costos de producción, los de energía no servida y la disponibilidad del sistema y utiliza una técnica de programación lineal para encontrar el despacho óptimo que cumple con las restricciones y las limitaciones de emisiones, así como para determinar la generación eléctrica de las plantas; y usa un método de programación dinámica para optimizar los costos de los planes de expansión candidatos.

Sus principales características se presentan en la tabla 3.1.1.

Tabla 3.1.1. Principales características del modelo WASP-IV

Principales características del modelo WASP-IV	
Periodo máximo de planeación	de 30 años
Número máximo de periodos por año	12
Número máximo de curvas de duración de carga	360
Número máximo de tipos de combustibles	12 (10 para las plantas térmicas y 2 grupos hidroeléctricos)
Número máximo de plantas térmicas	88 (87 si se considera una planta de bombeo-almacenamiento)
Número máximo de plantas candidatas	14 12 térmicas (11 si se considera un proyecto de bombeo-almacenamiento) y 2 grupos de plantas hidroeléctricas, cada uno compuesto de hasta 30 proyectos, llamados HIDA e HIDB
Número máximo de contaminantes	de 2
Número máximo de grupos de limitaciones	5
Número máximo de condiciones hidrológicas	de 5
Número máximo de configuraciones	de 5000 a lo largo del estudio (500 por año)

²¹ Wien Automatic System Planning Package - Versión IV

²² Comisión Federal de Electricidad

3.2. Metodología de WASP.

Con el fin de encontrar el plan óptimo para la expansión de la capacidad eléctrica en el periodo estudiado, el modelo WASP-IV evalúa cada secuencia de adición de unidades al sistema a través de una función de costo, llamada también *función objetivo*. Ésta se compone de los costos de inversión de capital (I); el valor de rescate de los costos de inversión (S); los costos de combustibles (F); los costos de almacenamiento de combustible (L); los costos de operación y mantenimiento (sin considerar los costos de combustibles) (M); los costos de energía no servida (O); y se calcula como sigue:

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

Donde B_j = función objetivo correspondiente al plan de expansión j

t = año considerado (1, 2, ..., T)

T = periodo total de estudio

La barra encima de los símbolos significa que los valores se descuentan con respecto a un año de referencia usando una tasa específica i .

Una vez calculada la función objetivo de todas las expansiones posibles encontradas, el modelo determina el plan de expansión óptimo, es decir el que minimiza la función objetivo (B).

Este análisis implica el conocimiento de las alternativas o plantas candidatas que pueden ser utilizadas en la expansión del sistema de generación, al inicio de cada año. Es decir, para cada año del estudio, se debe de determinar el vector $[K_t]$ que representa las unidades de generación que operan en el año t para un plan de expansión dado. Para cada año, el vector $[K_t]$ debe satisfacer la relación siguiente:

$$[K_t] = [K_{t-1}] + [A_t] - [R_t] + [U_t]$$

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 adición de unidades candidatas en el año t ($[U_t] \geq [0]$).

Por lo tanto, para cada año, $[A_t]$ y $[R_t]$ son conocidos y $[U_t]$ es la variable a determinar.

Optimizar la expansión consiste entonces en encontrar los valores del vector $[U_t]$ a lo largo del estudio de planeación que satisfacen las restricciones de la probabilidad de pérdida de carga, (LOLP, Loss of Load Probability), energía no servida (ENS), periodo crítico, márgenes de reserva, túnel y de las diversas limitaciones que se definieron por el planeador.

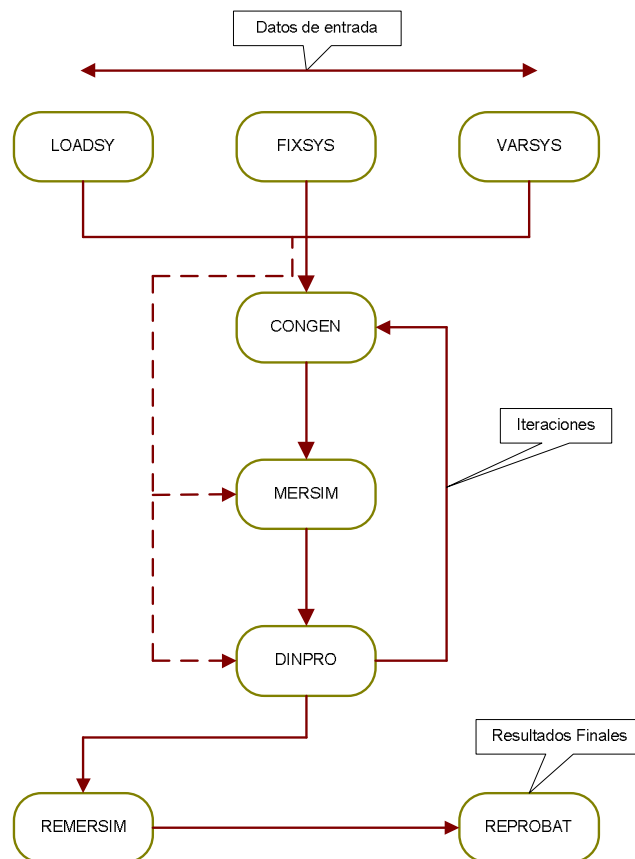
Así, el plan de expansión que minimiza la función objetivo es el plan óptimo.

3.3. Módulos de WASP-IV.

El modelo WASP-IV se compone de siete módulos; dicha descripción fue tomada del manual de WASP-IV:

- LOADSY (Load System).
- FIXSYS (Fixed System).
- VARSYS (Variable System).
- CONGEN (Configuration Generator).
- MERSIM (Merge and Simulate).
- DYNPRO (Dynamic Programming Optimization).
- REPROBAT (Report Writer of DECPAC in a Batched Environment).

Los cuales se presentan en el esquema 3.3.1. los tres primeros (LOADSYS, FIXSYS y VARSYS) pueden ser ejecutados de manera independiente y contienen gran parte de la información necesaria para determinar la expansión del sistema. Los módulos CONGEN, MERSIM y DYNPRO deben ser ejecutados en el orden señalado, después de los tres módulos presentados anteriormente. Permiten simular la expansión del sistema y optimizarla después de varias iteraciones. Una vez encontrada la expansión óptima, MERSIM funciona en modo REMERSIM y vuelve a realizar los mismos cálculos pero de manera más detallada y únicamente para el plan óptimo. Finalmente, el módulo REPROBAT produce un resumen de toda la información usada y de los resultados de las corridas.



Esquema 3.3.1. Principales módulos del programa WASP-IV²³

²³ Todos los esquemas de esta tesis son de elaboración propia utilizando las fuentes de información descritas en los textos.

A continuación se presenta, para cada módulo, un resumen de los principales datos de entrada que necesita, de los cálculos que efectúa y de los resultados que entrega.

3.3.1. Módulo LOADSY.

Para cada año del estudio de planeación, el módulo LOADSY describe las características de carga y la evolución de la demanda en electricidad del sistema.

Como datos de entrada se necesitan definir:

- El número de periodos por año,
- El número de coeficientes de Fourier necesarios para aproximar la curva de duración de carga (conviene usar 50 coeficientes de Fourier para representarla),
- Las cargas pico anuales y las fracciones de carga pico de cada periodo con respecto a la carga máxima del año correspondiente,
- La forma de la curva de duración de carga, descrita por puntos (X_i, Y_i) (X =fracción de tiempo y Y =fracción de carga) o mediante los coeficientes (a_i) de un polinomio de quinto grado como se presenta a continuación:
$$Y = a_0 + a_1*X + a_2*X^2 + a_3*X^3 + a_4*X^4 + a_5*X^5$$
 con $a_0=1$.

Para facilitar el cálculo del LOLP²⁴ y de la energía producida por cada planta, conviene convertir la curva de duración de carga en una curva invertida y normalizada.

A partir de esta información, LOADSY calcula, para cada periodo de cada año, el coeficiente constante y los cosenos de las series de Fourier que mejor aproximan las curvas invertidas y normalizadas de duración de carga, así como las energías pico y los factores de carga anuales de cada periodo. Las energías pico y los factores de carga son calculados para cada una de las representaciones de la curva de carga (por punto o polinomio de quinto grado y por serie de Fourier).

3.3.2. Módulo FIXSYS.

El módulo FIXSYS describe las plantas del sistema de generación existente y las comprometidas para cada año del estudio. Por lo tanto, describe las condiciones iniciales del sistema eléctrico.

Como datos de entrada se necesitan definir:

- El número de periodos e hidrocondiciones por año,
- Los tipos de planta definida en el sistema,
- El número de plantas térmicas usadas,
- Las probabilidades hidrológicas usadas,
- Algunos datos económicos y técnicos de las plantas térmicas existentes y comprometidas (entre otros, número de unidades, capacidad, régimen térmico, costo de combustibles),
- Las características por periodo e hidrocondición de las plantas hidroeléctricas, como los cambios de condiciones hidroeléctricas a lo largo del estudio,
- El programa de adiciones y retiros de unidades y

²⁴ Probabilidad de Périda de Carga.

- Las repotenciaciones, remodelaciones y modernizaciones de las unidades existentes.

A partir de estos datos, FIXSYS calcula el orden económico de carga de las plantas térmicas basado en los costos de producción a plena carga. Luego, evalúa el modo de operación y las capacidades base y pico de cada proyecto hidroeléctrico compuesto, combinando las características de los proyectos individuales del grupo A y del B (es decir de los dos grupos de plantas hidroeléctricas que considera el modelo WASP-IV. Finalmente, combina el catálogo de plantas térmicas existentes con el programa de adiciones y retiros.

3.3.3. Módulo VARSYS.

Todas las unidades consideradas para expandir el sistema de generación se describen en el modelo VARSYS, aún cuando existen en el sistema de generación y fueron descritas en el modulo FIXSYS.

El módulo VARSYS presenta entonces un catálogo de plantas candidatas que pueden ser térmicas (hasta 12), hidroeléctricas (repartidas en dos grupos llamados HIDA e HIDB) y de bombeo-almacenamiento (uno máximo).

Se necesitan como datos de entrada:

- El número de periodos e hidrocondiciones por año,
- Las probabilidades hidrológicas usadas,
- El número de plantas térmicas candidatas,
- Algunos datos económicos y técnicos de las plantas térmicas candidatas (entre otros, número de unidades, capacidad, régimen térmico, costo de combustibles) y
- Las características por periodo e hidrocondición de las plantas hidroeléctricas candidatas.

A partir de estos datos calcula el orden económico de carga de las plantas térmicas basado en los costos de producción a plena carga. Luego, evalúa el modo de operación y las capacidades base y pico de cada proyecto hidroeléctrico compuesto, combinando las características de los proyectos individuales del grupo A y del B; se divide en dos grupo debido al grado de prioridad pues las plantas hidroeléctricas tipo A son las primeras que se consideran para cubrir la curva de demanda y después se consideran las de tipo B, esto se debe a las condiciones en los limites que tienen para el almacenamiento de agua.

3.3.4. Módulo CONGEN.

Este módulo genera todas las configuraciones permitidas para la expansión del sistema eléctrico que respeten las restricciones impuestas para cada año del estudio. Su principal objetivo es generar un número limitado de configuraciones que serán analizadas por los programas de simulación y optimización. Se puede reducir este número limitando el número anual de unidades de cada planta candidata susceptible de entrar al sistema, los márgenes de reserva y la confiabilidad del sistema (a través de la LOLP²⁵).

²⁵ Probabilidad de Périda de Carga

Para eso, CONGEN usa información que proviene de los módulos anteriores: entre otros, la evolución de la carga a lo largo del estudio y las características de las plantas existentes, comprometidas y candidatas.

Además, se necesitan como datos de entrada:

- El número máximo de unidades de cada tipo de planta que pueden entrar anualmente al sistema,
- El rango permitido de margen de reserva, y
- El valor máximo admitido de LOLP.

Usando toda esta información, CONGEN determina para cada año las combinaciones posibles de las plantas candidatas, calcula la capacidad asociada incluyendo la capacidad del sistema existente y verifica que la configuración obtenida cumple con las restricciones y puede ocurrir a partir de las configuraciones que fueron aceptadas en los años anteriores.

3.3.5. Módulo MERSIM.

El módulo MERSIM permite calcular el costo de operación, la confiabilidad y la energía no servida asociados a cada configuración generada por CONGEN.

Para eso, compila los datos obtenidos de los módulos anteriores para usarlos en la simulación probabilística y, así, simula la operación del sistema para cada configuración aceptada por CONGEN. Estas simulaciones se realizan para cada periodo e hidrocondición tomando en cuenta las salidas forzadas de las unidades térmicas (se considera que las plantas hidroeléctricas están disponibles todo el tiempo) y las características de los proyectos hidroeléctricos según las condiciones hidrológicas definidas. También se consideran los requerimientos de mantenimiento de las unidades y, para eso, se elabora un programa de mantenimiento basado en la carga del sistema y las características de las plantas. Los primeros resultados de la simulación son los costos anuales de operación, la LOLP y la energía no servida para cada hidrocondición y configuración.

Toda esa información será necesaria para la comparación económica de los planes de expansión efectuada por DYNPRO.

La ejecución de este programa requiere de mucha información. Parte proviene de los módulos anteriores, entre otros:

- Las configuraciones anuales generadas por CONGEN,
- Las características de carga anual y
- Las características de las plantas del sistema existente y de las candidatas.

También se necesitan como datos de entrada:

- Información sobre el orden de carga de las plantas,
- El número de coeficientes de Fourier para aproximar la curva de duración de carga y

- Las limitaciones impuestas por el planeador (por ejemplo, cantidad máxima de combustible que se puede usar).

Una vez que se han corrido los tres módulos CONGEN-MERSIM-DYNPRO y se ha encontrado una expansión que todavía no es la óptima, se pueden hacer las iteraciones necesarias para encontrarla. Una vez que se ha encontrado, MERSIM funciona en modo REMERSIM y vuelve a simular la operación para el plan óptimo pero de manera más detallada.

3.3.6. Módulo DYNPRO.

El objetivo del módulo DYNPRO es encontrar el mejor plan de expansión, es decir, el plan de menor costo de generación que respeta las restricciones de confiabilidad, reserva y adiciones programadas. En el costo de generación se consideran el costo de inversión (costos de construcción incluyendo los intereses durante la construcción y el costo de almacenamiento de combustible) de las plantas adicionales corregido por su valor de rescate al horizonte, el costo de operación (costos de combustibles y operación y mantenimiento) y el costo de la energía no servida por el sistema. Los costos de operación provienen de MERSIM, mientras los demás costos son calculados por DYNPRO tomando en cuenta la escalación de los precios. Se considera que los costos de capital ocurren al principio del año y los de operación a la mitad del año.

DYNPRO usa datos provenientes de los módulos anteriores, entre otros:

- Las características de las plantas candidatas,
- Las configuraciones anuales definidas por CONGEN,
- Los costos de operación del sistema,
- La LOLP y
- La energía no servida para cada hidrocondición y configuración.

También se necesitan como datos de entrada:

- El año de referencia para expresar los costos en valor presente y escalarlos,
- La tasa de descuento aplicable,
- Las fracciones de escalación de los precios de combustibles,
- Los costos de inversión de las plantas candidatas,
- La vida económica de las plantas candidatas y
- Las restricciones adicionales para mejorar la confiabilidad.

A partir de todos estos datos, DYNPRO:

- Calcula los costos de inversión y de energía no servida asociados a cada configuración;
- Realiza los cálculos de escalación y descuento de costos con respecto a un año de referencia usando una tasa de descuento específica; y
- Calcula la función objetivo para cada año, sumando todos los costos anteriormente calculados, la cual representa el costo total de la expansión para una configuración dada.

Mientras calcula el valor de la función objetivo para cierta configuración, el modulo DYNPRO busca también el camino sub-óptimo para llegar a esta configuración a partir de una combinación diferente de unidades en los años anteriores. Como resultado del análisis produce un reporte completo que indica al planeador cómo optimizar la expansión.

3.3.7. Módulo REPROBAT.

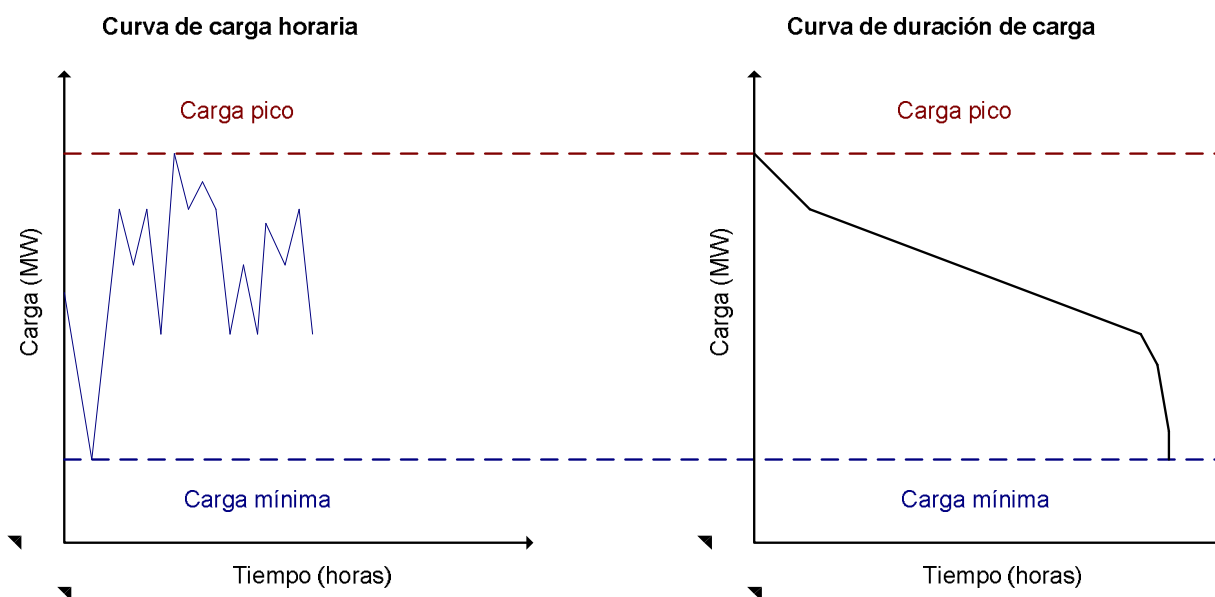
El principal objetivo del módulo REPROBAT es producir un reporte completo de toda la información técnica y económica usada en el programa, así como de los resultados obtenidos para la expansión del sistema eléctrico. También establece un programa de inversión para la construcción de las nuevas plantas.

4. Principales cálculos y algoritmos clave

4.1. Representación de la carga del sistema

La carga de un sistema de generación varía a cada momento del día, de la semana, del mes y del año. Para modelar con el programa WASP la naturaleza cambiante de la carga de un sistema de un periodo a otro, se considera la demanda pico prevista para cada periodo así como su curva de duración de carga.

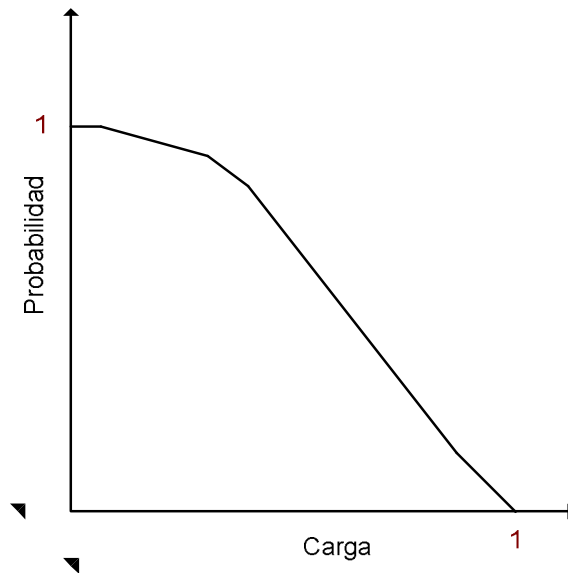
Generalmente, para cada mes del año, se tiene una curva de carga horaria cronológica. Tales curvas son muy útiles para determinar el programa de mantenimiento y la producción de energía de las unidades del sistema. Para estudios de planeación a largo plazo, conviene transformar esta curva en una curva de duración de carga. De manera similar a la curva de carga horaria, el área debajo de la curva de duración de carga mide los requerimientos totales de energía, aunque la secuencia cronológica de carga se perdió. En este caso, la abscisa representa el número de horas durante las cuales la carga del sistema es igual o rebasa la potencia asociada a las ordenadas. Se puede también normalizar la curva de duración de carga en tiempo y carga y, por conveniencia para calcular el LOLP²⁶ y la ENS²⁷, se acostumbra invertir la curva de duración de carga normalizada, la cual se puede entonces aproximar por una serie de Fourier. La gráfica 4.1.1 presenta las etapas de transformación de la curva de carga horaria en la curva de duración de carga normalizada e invertida.



²⁶ Probabilidad de Périda de Carga

²⁷ Energía No Servida

Curva de duración de carga normalizada e invertida



Gráfica 4.1.1 Transformación de la curva de carga horaria en la curva de duración de carga normalizada e invertida

Como se ha dicho anteriormente, en el modelo WASP-IV, la curva de duración de carga normalizada e invertida se puede representar por puntos o por un polinomio de quinto grado. En realidad, conviene representarla directamente por un polinomio de quinto grado, ya que la rutina integrada en el modelo WASP para calcular los coeficientes de dicho polinomio a partir de los puntos de la curva de duración de carga no da resultados muy precisos.

Por consiguiente, en las simulaciones que serán descritas a continuación, se usó el programa POLIN²⁸ para determinar la ecuación del polinomio de quinto grado que mejor aproxima la curva de duración de carga normalizada e invertida de cada periodo.

4.2. Evaluación del LOLP y de la ENS

En el modelo WASP, la seguridad y confiabilidad del sistema para una configuración de expansión dada son representadas por dos parámetros: la LOLP²⁹ y la cantidad de ENS³⁰.

La LOLP puede ser definido como el porcentaje de tiempo (con respecto a un año en este caso) durante el cual la carga del sistema rebasa su capacidad de generación.

La ENS es la cantidad de energía requerida que no puede ser generada por el sistema.

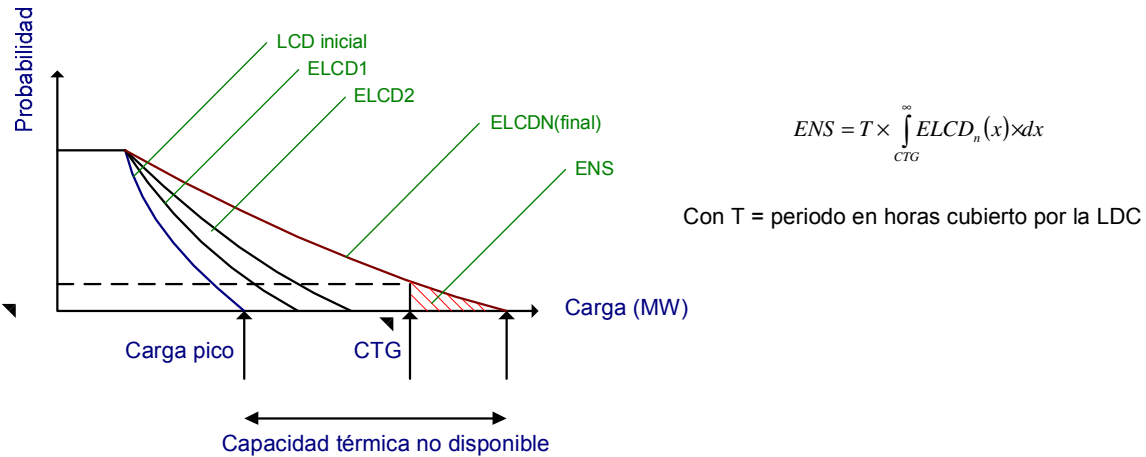
Para evaluar el LOLP y la ENS asociados a cierta configuración de expansión, se necesita evaluar la capacidad total existente del sistema y construir las curvas de duración de carga equivalentes (ELDC) a

²⁸ Guziel K., 1985, "A Discussion of CALLOAD, POLIN, DURAT and SNYDER - Program for Load Duration Curve Studies", Argonne National Laboratory, Argonne, Illinois.

²⁹ Probabilidad de Périda de Carga

³⁰ Energía No Servida

partir de la curva de duración de carga inicial. Dicho de otra manera, se necesita calcular los efectos de las salidas forzadas de cada una de las unidades térmicas sobre la curva de duración de carga inicial (LDC) y establecer la curva de duración de carga equivalente final por convolución de la curva de duración de carga inicial y de las salidas forzadas de las unidades. Entonces, como se presenta en el esquema 4.2.1., si CTG es la capacidad total de generación del sistema, el LOLP y la ENS pueden ser calculados, respectivamente, midiendo la ordenada correspondiente a la carga CTG de la curva de duración de carga equivalente final e integrando el área debajo de esta curva para una carga mayor a CTG.



Esquema 4.2.1. Evaluación del LOLP y la energía no servida

4.3. Modo de funcionamiento de las plantas hidroeléctricas

Para incorporar la tecnología hidroeléctrica a la estrategia de expansión, se necesita amplia información acerca de los proyectos hidroeléctricos candidatos y/o existentes, especialmente el tamaño de la cuenca, la cantidad de agua disponible y la naturaleza estocástica de las lluvias de la región.

En particular, el modelo WASP-IV pide como datos de entrada la capacidad de almacenamiento de energía de la cuenca y, para cada periodo y condición hidrológica, la energía evaluada, la generación mínima y la capacidad disponible. Para obtener estos datos y realizar las simulaciones que se presentarán a continuación, se recurrió al programa VALORAGUA³¹ diseñado por *Electricidad de Portugal* (EDP) y se usó la información obtenida para incorporarla a las bases de datos del WASP-IV.

El programa VALORAGUA permite, en efecto, determinar la estrategia óptima de operación cuando se toman en cuenta la demanda, las características de las unidades, la naturaleza estocástica de las lluvias, las restricciones de operación del sistema y las salidas forzadas de las unidades.

En particular, el análisis detallado de VALORAGUA para las plantas hidroeléctricas permite determinar las características operacionales de éstas en función de la naturaleza dinámica de las reservas hidroeléctricas; es decir permite determinar si conviene más usar el agua en cuanto llega, lo que se

³¹ IAEA, 1984, "Expansion Planning for Electrical Generating Systems - A Guidebook", Technical Report Series No.241, Vienna, 614 pages.

traduce en una economía de combustible inmediata, o almacenar el agua para usarla cuando los beneficios son mayores.

Una vez que se dispone de la información necesaria, el modelo WASP-IV puede analizar la viabilidad de cada uno de los proyectos hidroeléctricos y buscar su modo de operación óptimo con respecto a las hidrocondiciones y las características del lugar, es decir puede escoger entre:

- Generación continua o de paso (run-of-the-river): generación continua a lo largo del día.
- Generación regulada diaria: la planta genera al máximo de su capacidad cierta cantidad de horas durante el periodo pico y a capacidad menor durante el resto del día, para que el agua vuelva a acumularse en la cuenca antes de ser usada durante el periodo pico. No genera durante el fin de semana.
- Generación regulada semanal: la planta no genera durante el fin de semana ni durante las horas de carga mínima. Genera exclusivamente un cierto número de horas diarias durante el periodo pico.
- Generación regulada estacional: la generación en este caso depende mucho del sistema, de la planta y de la cuenca.
- La energía del agua es igual o mayor que la capacidad de la planta: la planta genera en base.
- Los requerimientos mínimos de energía de la planta son iguales o mayores que la energía del agua: la planta genera en base con el paso de toda el agua disponible.
- La planta opera en periodo pico más de cinco días a la semana.

Si una planta hidroeléctrica entra al sistema, su capacidad de generación según el periodo del año y la condición hidrológica se suma a aquellas de las plantas del sistema existente. De esta manera, el programa no considera de manera independiente la capacidad de generación de cada planta hidroeléctrica, sino la capacidad total de las plantas existentes según el periodo del año.

Por otro lado, el programa encuentra el mejor momento para la entrada de dichas plantas, sin embargo no puede reordenar los proyectos candidatos para escoger el más atractivo. Por lo tanto, los proyectos hidroeléctricos más atractivos deben ser los primeros en las listas del grupo A y del grupo B.

5. Descripción de los datos ingresados al programa WASP-IV.

5.1. Requerimientos para conformar el WASP

Una vez realizado el análisis del manual así como la familiarización con el ambiente gráfico de WASP IV se llevó a cabo la búsqueda de los datos requeridos para conformar la base de datos.

Existen dos documentos muy importantes con los que se tuvo que trabajar para efectuar la recopilación de datos; estos son el Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2006 (POISE 2006, 2007, y 2008)³² y el documento Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico (Generación) 2006 (COPAR 2006)³³, ambos proporcionados por CFE.

5.2. COPAR 2006

Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico Generación 2006.

La elaboración de COPAR de Generación se realiza anualmente con base en un análisis de los resultados de costos y características técnicas, hasta el año en cuestión, basado principalmente en:

- Compras de equipo por parte de CFE.
- Contratos de precio alzado otorgados por CFE para la construcción de centrales generadoras.
- Información especializada sobre estudios realizados en el extranjero para nuevas tecnologías.
- Información especializada de fabricantes de equipos.
- Escenarios económicos y de precios de los combustibles.

En la presente edición, se incorporan costos y parámetros de unidades termoeléctricas de presión supercrítica a base de carbón, y de motores de combustión interna de cuatro tiempos. El estudio fue realizado en la Gerencia de Evaluación y Programación de Inversiones con información proveniente de diversas áreas de las Subdirecciones de Construcción y de Generación, así como de la propia Subdirección de Programación.

5.3. POISE 2008

Este documento describe la evolución del mercado eléctrico y la expansión de la capacidad de generación y transmisión para atender la demanda de electricidad en el período 2008-2017. Asimismo, en él se detallan las inversiones necesarias en nuevas centrales generadoras, redes de transmisión y

³² CFE. Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico (26.a edición) México (2006).

³³ CFE. *Inversiones Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico Generación* (26.a edición) México (2006)

distribución de energía eléctrica, así como para el mantenimiento de la infraestructura, a fin de brindar un servicio público, de electricidad, seguro y eficiente.

En los anexos se detalla la política de generación hidroeléctrica y las estrategias para mejorar la competitividad del parque de generación existente, así como descripciones e información técnica y económica sobre nuevas tecnologías de generación, como alternativas para lograr una mayor diversificación en el uso de energéticos.

Este documento se ha elaborado en conformidad con lo dispuesto en el artículo 36-Bis de la ley del Servicio Público de Energía Eléctrica en el artículo 66 de su reglamento.

5.4. Cálculo de costos

El cálculo de costo de varios componentes de la expresión (función objetivo) es hecho en WASP con ciertos modelos que dan cuenta a:

- Características del pronóstico de la carga.
- Características de plantas térmicas y nucleares.
- Características de plantas hidroeléctricas.
- La naturaleza estocástica de hidrología (condiciones hidrológicas).
- Costo de la energía no servida.

La carga es modelada por la carga pico y la demanda de energía por cada período (hasta 12) durante todos los años (hasta 30), y su correspondiente curva de duración de carga invertida. El último representa la probabilidad que la carga igualará o excederá un valor tomado al azar en el período (por conveniencia computacional, las curvas invertidas de la duración de la carga son desarrolladas en Serie de Fourier por el programa).

Los modelos para plantas térmicas y nucleares son descritos, cada uno de ellos, por:

- Las capacidades máximas y mínimas.
- La tasa de mínima capacidad de calor y el incremento de calor entre la capacidad mínima y máxima.
- Los requisitos de mantenimiento (planificación de salidas).
- La probabilidad de mantenimiento deficiente (tasa de salida forzada).
- Las tasas de emisión y uso específico de energía.
- El costo de inversión de capital (por candidatos de expansión).
- El costo variable de combustible.
- El costo de inventario de combustible (para candidatos de expansión).
- El componente fijo y componente variable de (no-combustible) operando y costos de mantenimiento.
- La vida útil de la planta (para candidatos de expansión).

Los modelos para proyectos hidroeléctricos son para agua que corre (ríos), pico diario alcanzando y pico semanal alcanzando al máximo y almacenamiento estacional que regula el ciclo. Ellos son definidos identificando para cada proyecto:

- Las capacidades mínimas y máximas.
- La capacidad de los depósitos de almacenaje de energía de reserva.
- Energía disponible por período.
- El costo del capital de inversión (para proyectos considerados como candidatos de expansión).
- Los costos fijos de operación y mantenimiento (O & M).
- La vida útil de la planta (para proyectos considerados como candidatos de expansión).

5.5. Índice Stirling o Índice Shannon-Weiner

Para poder hacer un mejor análisis en cuanto a la diversidad de cada caso de estudio se escogió hacer uso del índice Stirling el cual se calcula utilizando:

$$I_{S-W} = \sum_{i=1}^N -p_i \times \ln(p_i) \quad \text{siendo} \quad p_i = \frac{P_i}{P_{total}}$$

Donde p_i es la proporción de la capacidad instalada de las tecnologías usando el combustible de tipo i ; P_i es la capacidad instalada de las tecnologías usando el combustible de tipo i y P_{total} es la capacidad total instalada en el sistema.

Dado que el índice cuantifica varios conceptos (variedad, balance y disparidad)³⁴, es difícil explicar la implicación precisa de un resultado. En la figura 5.5.1 se muestra la evolución del índice en función del número de combustibles que participan de manera significativa y equitativamente en la generación.

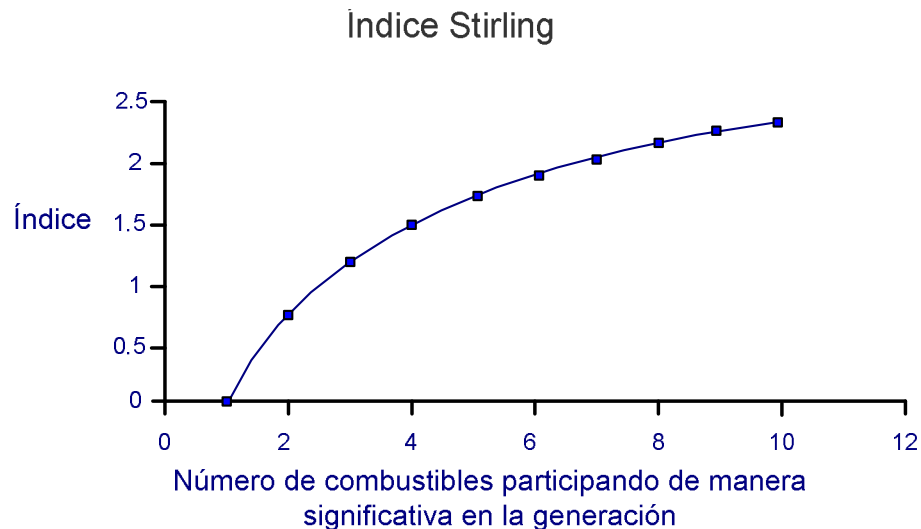


Figura 5.5.1 Evolución del índice Stirling en función del número de combustibles que participan de manera significativa en la generación.

Un sistema que genera esencialmente a base de:

³⁴ Grubb M. and Co., 2005, "Diversity and Security in UK Electricity Generation: The Influence of Low-Carbon Objectives", Q40, Q42, Department of Applied Economics, University of Cambridge, Cambridge Working Papers in Economics.

- Un combustible implica diversidad de 0
- Dos combustibles implica diversidad de 0.6931
- Tres combustibles implica diversidad de 1.0985
- Cuatro combustibles implica diversidad de 1.3862
- Cinco combustibles implica diversidad de 1.6094
- Diez combustibles implica diversidad de 2.3025

Un sistema con una diversidad menor que 1 es muy concentrado y depende únicamente de un combustible. Un sistema tal es obviamente muy dependiente y vulnerable a cualquier limitación en el suministro de sus energéticos. Al contrario, un sistema con una diversidad mayor que 2 usa varios tipos de combustibles sin que uno sea predominante y puede ser considerado como plan de bajo riesgo, aún cuando el suministro de uno de los combustibles sea comprometido.³⁵

³⁵ Toupiol S., Martín del Campo C., Ortega R. Análisis de Decisión en la Planificación de la Expansión del Sistema Eléctrico Mexicano. Memorias CIC Cancún 2007. México: Departamento de Sistemas Energéticos, Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México.

6. Construcción de la base de datos para WASP IV

A continuación se describe cómo fue construida la base de datos actualizada y específica para modelar las expansiones del SIN para el periodo de estudio considerado. Todas las imágenes que se presentan corresponden a extractos de pantallas del ambiente gráfico del software WASP-IV y de los reportes generados a partir de las ejecuciones de los diferentes módulos con los datos actualizados. Las tablas de cálculos son memorias de cálculo de elaboración propia.

6.1. Common Case Data

Para iniciar se registran los datos que son comunes en todos los casos que conforman un estudio. Estos datos no cambian durante el estudio y son:

- Primer año del estudio.
- Último año del estudio.
- Número de períodos por cada año.
- Número de hidrocondiciones.
- Probabilidad de hidrocondiciones.

Se consideró un período de 20 años para realizar el estudio de expansión del sistema eléctrico nacional, que abarca del 2005 al 2025, pero en WASP se requiere que sea del 2005 al 2027 es decir un período de 22 años, debido a la naturaleza estocástica del programa, es decir aleatoria en cuanto al tiempo, requiere de valores que expresen la condición de frontera.

Cada año se dividió en 12 periodos, uno por cada mes, de enero a diciembre. Las condiciones hidrológicas que se consideraron son 3 y sus probabilidades de ocurrencia son como se muestra en la tabla 6.1.1.:

Tabla 6.1.1 Condiciones hidrológicas

Número	Hidrocondición	Porcentaje	Probabilidad
1	Seca	19.06%	0.1906
2	Media	58.67%	0.5867
3	Húmeda	22.27%	0.2227
		100.00%	1

Fuente: Documento proporcionado por CFE mediante el IFAI

Las condiciones hidrológicas se refieren a los aspectos naturales que existen en ciertas regiones y de eso depende de la cantidad de agua pluvial que existe o cae en cada zona. El valor de las condiciones hidrológicas fue proporcionado por CFE. En la figura 6.1.1 se muestra la imagen del ambiente gráfico que maneja WASP-IV, en este caso observamos los requerimientos para conformar el *Common Case Data*.

Common Case Data

First Year of the Study

Last Year of the Study
(Max. number of years, including first and last years, is 30)

Number of Periods in each Year
(Max. number of periods is 12)

Number of Hydro Conditions
(Max. number of hydro conditions is 5)

Probabilities of Hydro Conditions

(Sum of probabilities must be 1.0)

Figura 6.1.1 Common Case Date
Fuente: Ambiente gráfico de WASP IV

6.2. LOADSY

Descripción de la Carga del Sistema: procesa la información describiendo las cargas pico por período y las curvas de duración de carga para el sistema de generación sobre el período de estudio.

Es requerida la siguiente información:

- Número de coeficientes de Fourier; 50.
- Número de periodos por año; 12.
- Coeficientes de la carga pico; se obtuvieron del documento proporcionado por CFE para los años 2005,2007, 2012, 2016, 2019 y 2022.
- Carga pico anual; en este caso para 22 años se obtuvo con la información encontrada en el documento POISE 2007-2016 del cuadro 6.2.1. que contiene la Demanda Máxima Bruta del SIN¹ desde el año 2001 hasta el año 2016. Para obtener los valores de los años consecutivos a partir del año 2016 se utilizó extrapolación lineal.

La tabla 6.2.1 muestra los datos requeridos para conformar la curva de duración de carga.

¹ Sistema Interconectado Nacional

Tabla 6.2.1 Demanda máxima bruta del SIN.

Datos encontrados en POISE 2007-2016.		Datos utilizados para obtener la extrapolación lineal.		Datos calculados		Datos utilizados en WASP	
años	MW	años	MW	años	MW	años	MW
2001	27571	2012	43696	2017	55101.7	2005	31268
2002	28187	2013	45872	2018	57393.8	2006	32423
2003	29408	2014	48218	2019	59685.9	2007	34088
2004	29301	2015	50497	2020	61978	2008	35639
2005	31268	2016	52844	2021	64270.1	2009	37383
2006	32423			2022	66562.2	2010	39549
2007	34088			2023	68854.3	2011	41541
2008	35639			2024	71146.4	2012	43696
2009	37383			2025	73438.5	2013	45872
2010	39549			2026	73438.5	2014	48218
2011	41541			2027	73438.5	2015	50497
2012	43696					2016	52844
2013	45872					2017	55102
2014	48218					2018	57394
2015	50497					2019	59686
2016	52844					2020	61978
						2021	64270
						2022	66562
						2023	68854
						2024	71146
						2025	73439
						2026	73439
						2027	73439

Mediante la aplicación de Regresión Lineal se obtuvo la siguiente ecuación, donde χ es el año de estudio y y es la carga pico anual:

$$y = m\chi + b$$

$$m = 2292.10$$

$$b = -4568064.00$$

$$y = 2292.10\chi - 4568064.00$$

Para obtener la ecuación anterior se consideraron los últimos 5 registros encontrados en el documento POISE 2007-2016 “segunda columna de la tabla 6.2.1.

Con la ecuación anterior se calcularon los picos de potencia de los años 2017 al 2027, mostrados en “la tercera columna” y por último “la cuarta columna” muestra los datos vertidos en WASP, dejando los últimos tres años con el mismo valor, (recomendación hecha en el manual de WASP).

En la figura 6.2.1 se presenta parte del ambiente gráfico que maneja WASP-IV en este caso se aprecian los requerimientos para conformar *LOASDSY INPUT*.

LOADSY INPUT

Number of Fourier Coefficients (Maximum = 100, Recommended = 50)

Output Option
 Normal Extended

Period Peak Load Ratios
 Year:

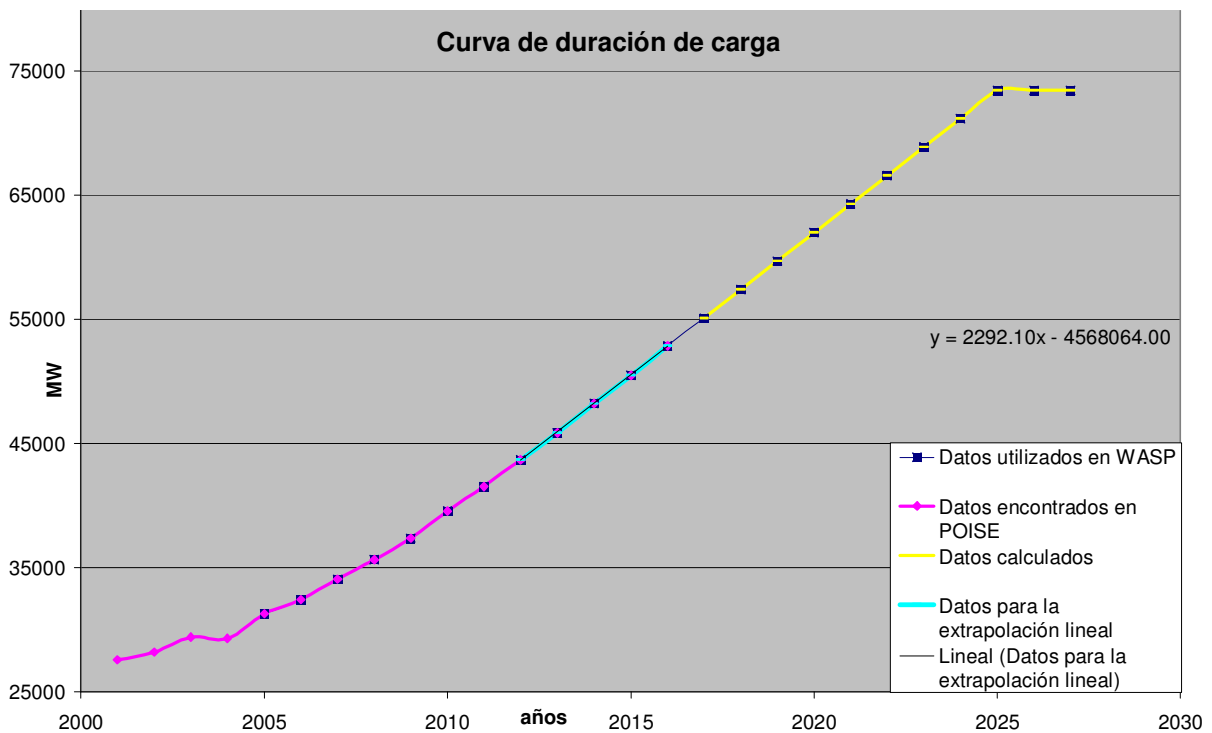
Period	Peak Load Ratio
1	0.9256
2	0.9364
3	0.9644
4	0.9578

Load Duration Curve Data
 Year:

Year	Peak Load (MW)
2015	50497.
2016	52844.
2017	55102.
2018	57394.
2019	59686.
2020	61978.
2021	64270.
2022	66562.
2023	68854.
2024	71146.
2025	73439.
2026	73439.
2027	73439.

Figura 6.2.1 LOADSY INPUT
 Fuente: Ambiente gráfico de WASP IV

De los valores anteriores podemos obtener la curva de carga mostrada en la figura 6.2.2.



Gráfica 6.2.2 Curva de duración de carga

Así se completan los años requeridos para el estudio. Hasta este momento los datos utilizados no interactúan con cuestiones económicas, la función de este módulo es la de proporcionar la demanda esperada de energía eléctrica por año.

Una vez conformado este módulo con las especificaciones antes mencionadas, se ejecuta, presionando la opción Execute LOADSY en el ambiente gráfico. Ver figura 6.2.2.

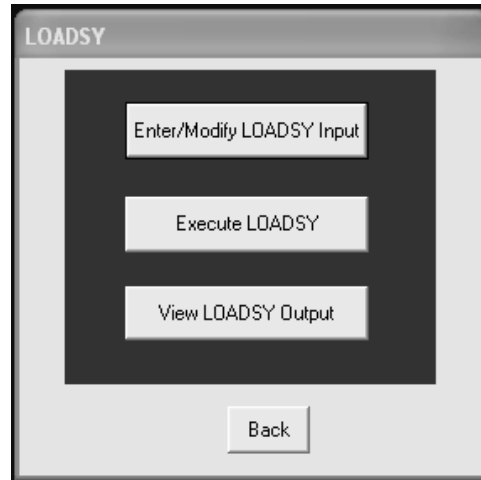


Figura 6.2.2 LOADSY

Fuente: Ambiente gráfico de WASP IV

Después con la opción View LOADSY Output se pueden observar los resultados que se muestran en la figura 6.2.3.

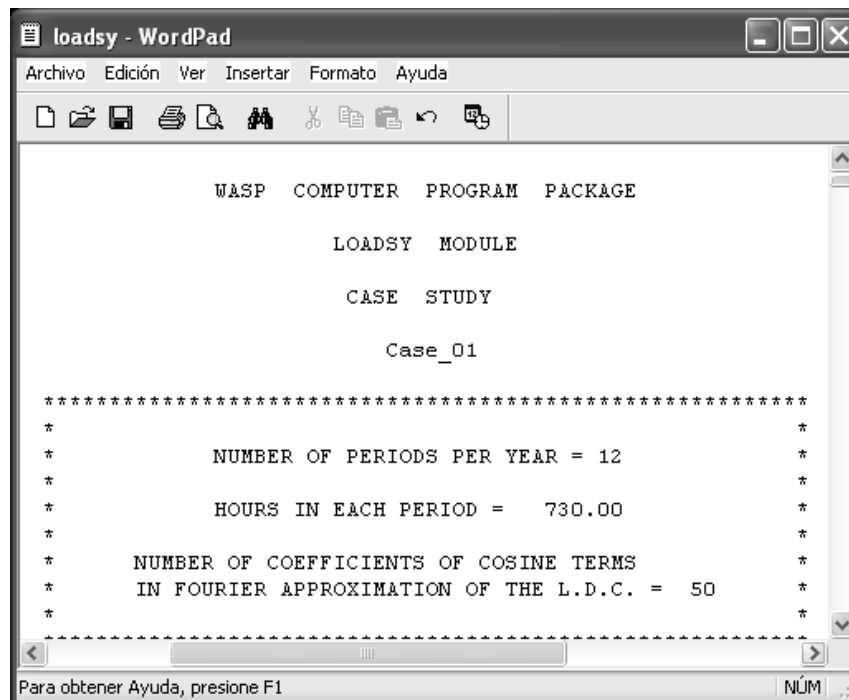


Figura 6.2.3 LOADSY OUTPUT

Fuente: WASP IV

Primero se presenta el título del estudio, después el número de periodos por año, a continuación las horas por cada período, y también el número de coeficientes coseno de Fourier.

En otra sección para cada año se muestra la carga pico por año, además de los periodos de la carga como fracción de la carga pico anual, junto con la carga pico en MW, la carga mínima en MW, la demanda de energía en GWh y el factor de carga en %.

Como ejemplo tenemos el año 2008, se muestra únicamente los periodos nones en la figura 6.2.4.

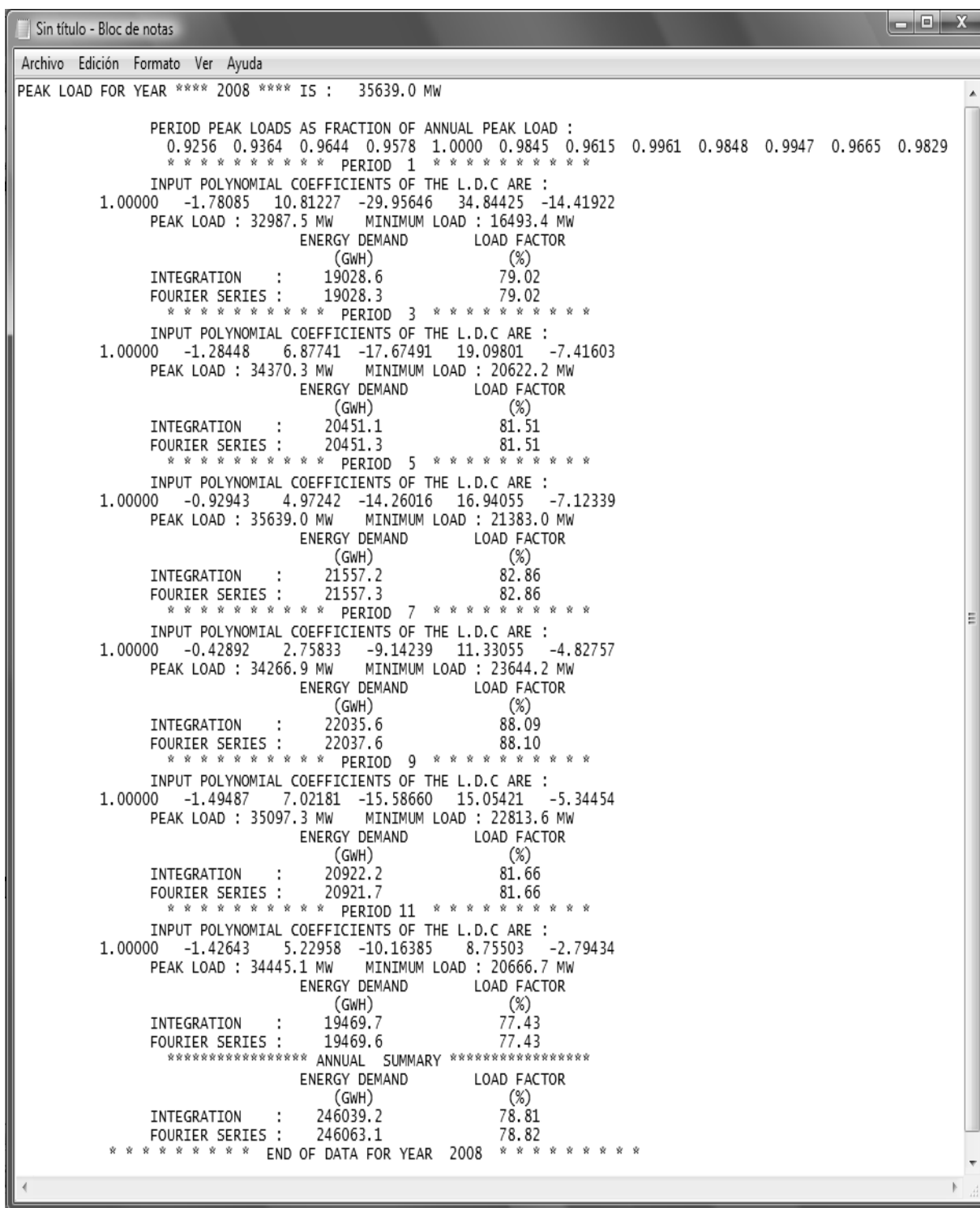


Figura 6.2.4 Periodos nones

Fuente: WASP IV

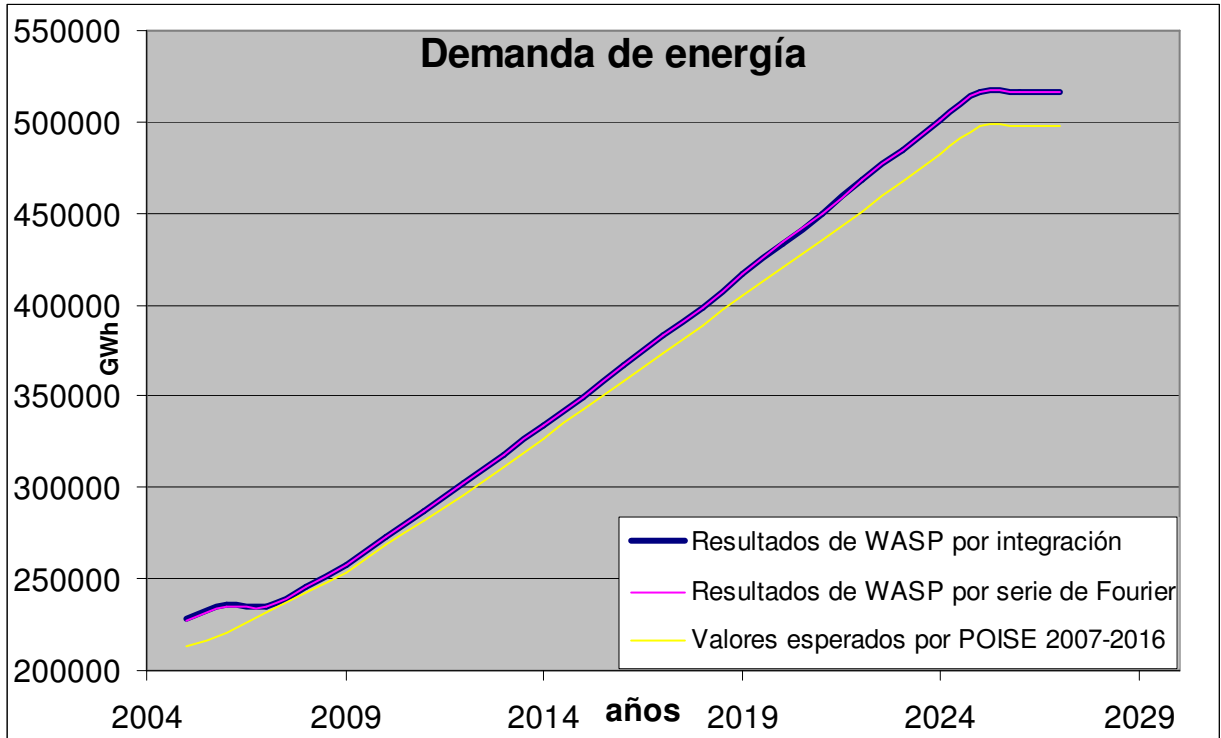
Los resultados proporcionados por WASP a la salida de este módulo aparecen en la tabla 6.2.2., junto con los obtenidos con ayuda del documento POISE el cuadro 1.8 que contiene el Consumo bruto del SIN desde el año 2001 hasta el año 2016, luego para obtener los valores de los años consecutivos a partir del año 2016 se utilizó extrapolación lineal, obteniendo el registro ubicado en la última columna:

Tabla 6.2.2. Demanda de energía calculada por WASP y Consumo bruto del SIN.

Demanda de energía calculada por WASP y Consumo bruto del SIN					
años	Por integración		Por serie de Fourier		Datos de POISE y calculados
	GWh	Factor de carga %	GWh	Factor de carga %	GWh
2005	227892.5	83.2	226950.5	83.86	212921
2006	236310.5	83.2	235333.8	82.86	220674
2007	235331.7	78.81	235354.5	78.82	231713
2008	246039.2	78.81	246063.1	78.82	242138
2009	258079.2	78.81	258104.2	78.82	253690
2010	273032.5	78.81	273059	78.82	268329
2011	286784.6	78.81	286812.4	78.82	281836
2012	302621.8	79.06	302649	79.07	296288
2013	317692	79.06	317720.5	79.07	310906
2014	333939.5	79.06	333969.4	79.07	326790
2015	349723	79.06	349754.3	79.07	342292
2016	366989.4	79.28	367018.6	79.28	358273
2017	382670.7	79.28	382701.1	79.28	373517
2018	398588.1	79.28	398619.8	79.28	389052
2019	417447.1	79.84	417461.2	79.84	404588
2020	433477.5	79.84	433492.2	79.84	420123
2021	449507.9	79.84	449523	79.84	435659
2022	468325.2	80.32	468287	80.31	451195
2023	484451.5	80.32	484412.1	80.31	466730
2024	500577.9	80.32	500537.1	80.31	482266
2025	516711.3	80.32	516669.1	80.31	497801
2026	516711.3	80.32	516669.1	80.31	513337
2027	516711.3	80.32	516669.1	80.31	528873

Fuente: Módulo LOADSY y POISE 2007-2016

Así podemos ver en la gráfica 6.2.3 el comportamiento de la demanda bruta esperada por el documento POISE 2007-2016 y la calculada por el programa WASP.



Gráfica 6.2.3 Demanda de energía

Podemos observar que son muy parecidas las tres curvas lo que nos lleva a pensar que el programa WASP junto con los datos vertidos en él, para efecto de la demanda de energía que se espera para los próximos 20 años, ofrece resultados acordes con los previstos por el documento POISE 2007-2016. Probablemente esto se debe a que los datos de las cargas pico mensuales como fracción de la carga pico anual no son exactamente las que utilizaron en POISE. Pero se cubre más energía en la simulación que en la prospectiva obtenida del POISE y esa es una buena característica para el plan de expansión que estamos estudiando.

El factor de carga del sistema es alto para los dos primeros años (83%) pero en 2007 baja a 78% y va aumentando hasta un valor de 80% al final del periodo de estudio. Estos valores están dentro de los valores encontrados en el POISE.

6.3. FIXSYS

Descripción Fija del Sistema: procesa información que describe el sistema existente de generación y cualquier adición o retiro predeterminado, así como información en cualquier limitación impuesta por el usuario en emisiones ambientales, disponibilidad de combustible o generación eléctrica para algunas plantas.

A partir de este módulo los parámetros económicos considerados son muy importantes pues con base en ellos se realiza la selección de unidades de generación futuras. Por lo tanto es necesario recalcar que:

1. Este análisis fue desarrollado en precios constantes en dólares de EUA (Estados Unidos de América) del 2006.
2. La tasa de descuento anual utilizada para la obtención de todos los tipos de costos es del 12%.
3. El costo de la energía no servida es 1.5 US\$/kWh.
4. Se consideró el escenario medio de escalación de precios de los combustibles del COPAR de Generación.

Para encontrar la solución óptima se asume que la LOLP es de 3 días por año (0.8219%) y los márgenes de reserva máxima y mínima se establecieron en 30% y 10 % respectivamente.

En este módulo (para las plantas térmicas) refiriéndonos a los combustibles es necesario asignar un número, un nombre código y una breve descripción, la tabla 6.3.1. lo muestra:

Tabla 6.3.1. Tipo de combustibles.

Tipo	Nombre código	Descripción
0	NUCL	Nuclear
1	COMB	Combustóleo y Diesel
2	CARB	Carbón
3	GEOE	Geotérmicas y Eólicas
4	GDCC	Gas Natural

Se consideraron 5 combustibles, cabe señalar que el número 3 GEOE se asignó de esta forma debido a cuestiones requeridas por el programa, pues tiene que catalogar de alguna manera las características de las plantas geotérmicas y eólicas.

6.3.1. Plantas con tecnología Termoeléctrica

Para fines de mayor comprensión en la tabla 6.3.1.1 se muestran los datos requeridos en el ambiente gráfico que utiliza WASP, para una planta nuclear BWR:

Tabla 6.3.1.1 Valores solicitados por FIXSIS para una planta nuclear BWR.

Requerimientos	Datos
Nombre código.	N682
Número de unidades por tipo de planta instalada al inicio del estudio.	2
Nivel mínimo de operación por unidad en (MW).	393
Capacidad de generación máxima por unidad en (MW).	655
Número combustible.	0
Tasa de calor a nivel mínimo de operación en (kcal/kWh).	2748
Incremento promedio de la tasa de calor entre los niveles mínimos y máximos de operación en (kcal/kwh)	2748
Porcentaje de reserva rodante por unidad.	10
Tasa de salida forzada por unidad en %.	12.2
Número de días por año, de mantenimiento programado por unidad.	35
Tamaño de la clase del mantenimiento en MW.	700
Costo doméstico del combustible en (c/10 ⁶ kcal).	0
Costo del combustible extranjero en (c/10 ⁶ kcal).	248
Costo doméstico fijo de operación y mantenimiento en (\$/kW-mes) por unidad.	4.112
Costo doméstico variable de operación y mantenimiento en (\$/MWh) por unidad.	0.35

Fuente: Documento de CFE a través del IFAI

WASP nos da la posibilidad de hacer cuantificaciones referidas a emisiones de contaminantes, como se muestra en la tabla 6.3.1.2.

Tabla 6.3.1.2 Emisiones contaminantes FIXSIS para una planta nuclear BWR.

Requerimientos	Datos
Poder calorífico del combustible utilizado por cada planta, medido del calor equivalente a 1 kg del combustible utilizado en (kcal/kg).	0
Porcentaje de emisiones contaminantes de SO ²	0
Porcentaje de emisiones contaminantes de NO _x	0

Fuente: Documento de CFE a través del IFAI

Debido a la falta de disponibilidad de información en lo relacionado a los contaminantes no se pudo ahondar más en este punto por el momento.

6.3.2. Plantas con tecnología Hidroeléctrica

A continuación se muestran los datos requeridos en el ambiente gráfico que utiliza WASP, para una planta Hidroeléctrica, en este caso la de Chicoazen. Ver tabla 6.3.2.1.

Tabla 6.3.2.1 Valores solicitados por FIXSIS para una planta Hidroeléctrica.

Requerimientos		Datos	
		A	
Tipo		B	
Nombre código.		CHIC	
Descripción del tipo de planta.		Hydro grupo A	
		Hydro grupo B	
Costo de operación y mantenimiento en \$/KW-mes		A :0.6637	
		B: 0.6637	
Año de operación		2005	
Capacidad instalada MW		2388	
Capacidad generada GWh		808	
Período	Flujo de energía GWh	Generación mínima GWh	Capacidad Promedio MW
1	124	20	1252
2	191	18	1424
3	91	19	1433
4	81	15	1427
5	144	23	1322
6	348	51	1660
7	470	56	1729
8	581	64	2128
9	887	72	2244
10	837	222	2278
11	269	44	2068
12	160	27	1518
Hidrocondición		1	

Fuente: Documento de CFE a través del IFAI

Es importante señalar que WASP cuenta con la opción de incluir plantas hidroeléctricas de bombeo, las cuales tienen la capacidad de autoabastecerse con agua almacenada por ellas mismas. México en la actualidad no cuenta con este tipo de tecnología, es por ello que no se incluyen en este estudio.

Los retiros y adiciones, se establecieron conforme al programa de adiciones y retiros de unidades generadoras del POISE 2005 - 2014.

Este módulo fue construido con ayuda de la información proporcionada por la CFE a través del IFAI por la solicitud 1816400062107, con fecha de respuesta el día 4 de junio de 2007.

Los resultados obtenidos una vez ejecutado se muestran en la figura 6.3.2.1, esta parte se refiere a las primeras consideraciones.

```

*****
*          THERMAL PLANTS          *
*  TYPE  NAME  DESCRIPTION          *
*  *  *  *  *  *  *  *  *  *  *  *  *
*  0  NUCL  NUCLEAR                  *
*  1  COMB  COMBUSTOLEO Y DIESEL     *
*  2  CARB  CARBON                   *
*  3  GEOE  GEOTERMS. Y EOLICAS     *
*  4  GDCC  GAS NATURAL              *
*  *  *  *  *  *  *  *  *  *  *  *
*****
*          HYDROELECTRIC PLANTS     *
*  TYPE  NAME  DESCRIPTION          *
*  *  *  *  *  *  *  *  *  *  *  *
*  A  HIDA  HIDRO GRUPO A           *
*  B  HIDB  HIDRO GRUPO B           *
*  *  *  *  *  *  *  *  *  *  *  *
*  IDENTIFICATION OF HYDROPLANT CASES:
*  KEY  DESCRIPTION                  *
*  1  RUN OF RIVER-RESERVOIR EMPTY IN LESS THAN 2 HRS
*  2  DAILY REGULATING RESERVOIR
*  3  WEEKLY REGULATING RESERVOIR
*  4  SEASONAL REGULATING RESERVOIR
*  5  INFLOW ENERGY EXCEEDS PLANT GENER. CAPABILITY
*  6  MINIMUM REQUIRED ENERGY EXCEEDS INFLOW ENERGY
*  7  PLANT OPERATES IN PEAK MORE THAN 5 DAYS/WEEK
*****
*          PUMPED STORAGE PLANTS    *
*  TYPE  NAME  DESCRIPTION          *
*  *  *  *  *  *  *  *  *  *  *  *
*  PUMP  COMPOSITE P-S PLANT
*  *  *  *  *  *  *  *  *  *  *  *
*  FOR SIMULATION OF SYSTEM GENERATION ONLY:
*  *  *  *  *  *  *  *  *  *  *  *
*  - SYSTEM WITHOUT PUMPED STORAGE PLANTS
*    TWO HYDRO TYPES A, B
*  *  *  *  *  *  *  *  *  *  *  *
*  - SYSTEM WITH PUMPED STORAGE PLANTS
*    HYDR COMPOSITE A+B PLANT
*    PUMP COMPOSITE P-S PLANT
*  *  *  *  *  *  *  *  *  *  *  *
*****

```

Figura 6.3.2.1 FIXSYS OUTPUT

Fuente: WASP IV

Para el grupo de plantas con tecnología termoeléctrica en el año 2008 en la figura 6.3.2.2. se muestran todas las características por planta:

fixsys - WordPad

Archivo Edición Ver Insertar Formato Ayuda

FIXED SYSTEM OF YEAR 2008 (YEAR NUMBER 4 OF THE STUDY)

12 PERIODS

3 HYDRO CONDITIONS

SEQ. NO.	NO. OF NAME SETS	MIN. LOAD MW	CAP-CITY MW	HEAT RATE		FUEL COSTS		S P	FRCD RATE %	DAYS	MAIN	O&M (\$/KWH)	O&M (\$/MWH)	FLD HEAT RT KCAL/KWH	UNIT GENERATION COSTS (\$/MWH)						
				BASE LOAD KCAL/KWH	AVGE INCR KWH	MILLION DMSTC	DMSTC FORGN								BASE DOM	BASE FRGN	FLD TOT				
3	V350	10	83.	330.	2486.	2486.	0.0	1566.0	1	10	7.8	27	300.	1.79	0.76	2486.	0.8	38.9	0.8	38.9	39.7
4	V300	10	71.	283.	2577.	2577.	0.0	1566.0	1	10	14.7	42	300.	1.79	2.04	2577.	2.0	40.4	2.0	40.4	42.4
5	V250	3	59.	236.	2846.	2846.	0.0	1566.0	1	10	25.7	39	300.	1.79	1.59	2846.	1.6	44.6	1.6	44.6	46.2
6	V158	14	37.	148.	2704.	2704.	0.0	1566.0	1	10	5.1	36	160.	2.62	1.64	2704.	1.6	42.3	1.6	42.3	44.0
7	V150	7	35.	141.	2709.	2709.	0.0	1566.0	1	10	7.1	38	160.	2.62	1.46	2709.	1.5	42.4	1.5	42.4	43.9
8	V082	3	19.	77.	3156.	3156.	0.0	1566.0	1	10	6.6	35	80.	3.64	2.10	3156.	2.1	49.4	2.1	49.4	51.5
9	V075	0	18.	70.	3305.	3305.	0.0	1566.0	1	10	10.9	32	80.	3.64	3.52	3305.	3.5	51.8	3.5	51.8	55.3
10	V036	4	8.	33.	3621.	3621.	0.0	1566.0	1	10	8.6	28	40.	5.17	1.75	3621.	1.8	56.7	1.8	56.7	58.5
11	C350	4	81.	324.	2519.	2519.	0.0	906.0	2	10	14.8	31	300.	2.82	1.39	2519.	1.4	22.8	1.4	22.8	24.2
12	C300	4	70.	278.	2751.	2751.	0.0	906.0	2	10	6.1	21	300.	2.82	0.15	2751.	0.2	24.9	0.2	24.9	25.1
13	D350	6	81.	324.	2545.	2545.	0.0	1104.0	2	10	13.1	28	300.	2.89	0.06	2545.	0.1	28.1	0.1	28.1	28.2
14	G050	1	1.	47.	7421.	7421.	0.0	167.0	3	10	38.6	17	40.	3.83	0.16	7421.	0.2	12.4	0.2	12.4	12.6
15	G020	9	1.	19.	8517.	8517.	0.0	167.0	3	10	9.4	13	40.	3.83	0.05	8517.	0.0	14.2	0.0	14.2	14.3
16	CC23	5	101.	225.	1879.	1879.	0.0	2548.0	4	10	21.8	14	200.	2.30	0.27	1879.	0.3	47.9	0.3	47.9	48.1
17	CC22	9	94.	209.	2213.	2213.	0.0	2548.0	4	10	14.7	25	200.	2.30	0.44	2213.	0.4	56.4	0.4	56.4	56.8
18	CC19	2	84.	187.	2449.	2449.	0.0	2548.0	4	10	14.5	47	200.	2.30	1.25	2449.	1.2	62.4	1.2	62.4	63.6
19	CC17	4	76.	169.	1837.	1837.	0.0	2548.0	4	10	1.5	31	200.	2.30	0.12	1837.	0.1	46.8	0.1	46.8	46.9
20	CC50	22	221.	491.	1781.	1781.	0.0	2548.0	4	10	2.8	28	500.	1.73	0.27	1781.	0.3	45.4	0.3	45.4	45.6
21	CC24	10	106.	235.	1734.	1734.	0.0	2548.0	4	10	2.8	28	200.	2.30	0.27	1734.	0.3	44.2	0.3	44.2	44.5
22	T116	4	58.	115.	2788.	2788.	0.0	2548.0	4	10	7.7	18	160.	0.56	0.35	2788.	0.4	71.0	0.4	71.0	71.4
23	TG43	6	4.	43.	3557.	3557.	0.0	3169.0	4	0	54.9	23	40.	1.88	0.22	3557.	0.2	112.7	0.2	112.7	112.9
24	TG30	14	3.	30.	4258.	4258.	0.0	3169.0	4	0	25.6	22	40.	1.88	0.31	4258.	0.3	134.9	0.3	134.9	135.2
25	TG14	23	1.	14.	4772.	4772.	0.0	3169.0	4	0	15.1	18	40.	1.88	0.35	4772.	0.3	151.2	0.3	151.2	151.6
26	N682	2	393.	655.	2748.	2748.	0.0	248.0	0	10	12.2	35	700.	4.11	0.35	2748.	0.3	6.8	0.3	6.8	7.2
27	E085	1	49.	49.	0.	0.	0.0	0.0	3	0	16.0	18	100.	0.00	0.00	0.	0.0	0.0	0.0	0.0	
28	A515	1	231.	513.	1781.	1781.	0.0	0.0	4	10	2.8	28	500.	0.00	0.00	1781.	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
29	A250	4	112.	248.	1734.	1734.	0.0	0.0	4	10	2.8	28	200.	0.00	0.00	1734.	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
30	M300	2	71.	283.	2515.	2515.	0.0	2106.0	1	10	14.7	42	300.	1.79	2.04	2515.	2.0	53.0	2.0	53.0	55.0
31	M250	3	59.	236.	2629.	2629.	0.0	2273.0	1	10	25.7	39	300.	1.79	1.59	2629.	1.6	59.8	1.6	59.8	61.4
32	M158	2	37.	148.	2539.	2539.	0.0	2106.0	1	10	5.1	36	160.	2.62	1.64	2539.	1.6	53.5	1.6	53.5	55.1
33	G158	2	37.	148.	2581.	2581.	0.0	2548.0	4	10	5.1	36	160.	2.62	1.64	2581.	1.6	65.8	1.6	65.8	67.4
34	H150	2	35.	141.	2580.	2580.	0.0	2352.0	1	10	7.1	38	160.	2.62	1.46	2580.	1.5	60.7	1.5	60.7	62.1
35	G150	2	35.	141.	2533.	2533.	0.0	2548.0	4	10	7.1	38	160.	2.62	1.46	2533.	1.5	64.5	1.5	64.5	66.0
36	G082	2	19.	77.	2834.	2834.	0.0	2548.0	4	10	6.6	35	80.	3.64	2.10	2834.	2.1	72.2	2.1	72.2	74.3
37	M036	2	8.	33.	3456.	3456.	0.0	2008.0	1	10	8.6	28	40.	5.17	1.75	3456.	1.8	69.4	1.8	69.4	71.1
38	G036	2	8.	33.	3037.	3037.	0.0	2548.0	4	10	8.6	28	40.	5.17	1.75	3037.	1.8	77.4	1.8	77.4	79.1
39	TGGD	9	8.	31.	2919.	2919.	0.0	2548.0	4	0	6.8	18	40.	0.92	0.13	2919.	0.1	74.4	0.1	74.4	74.5

Para obtener Ayuda, presione F1

Figura 6.3.2.2. FIXSYS output termoeléctricas

Fuente: WASP IV

De estos resultados es importante señalar que WASP proporciona la Potencia eléctrica en MW producida con cada combustible, así como también el Orden Económico de Carga, el cual se presenta en orden ascendente considerando todos los costos de generación para cada unidad a carga plena.

fixsys - WordPad

Archivo Edición Ver Insertar Formato Ayuda

THERMAL CAPACITY SUMMARY: FUEL DESCRIPTION MW

FUEL TYPE	DESCRIPTION	MW
0	NUCLEAR	1310.
1	COMBUSTOLEO Y DIESEL	12178.
2	CARBON	4352.
3	GEOTERMS. Y EOLICAS	267.
4	GAS NATURAL	21250.
5	NOT APPLICABLE	0.
6	NOT APPLICABLE	0.
7	NOT APPLICABLE	0.
8	NOT APPLICABLE	0.
9	NOT APPLICABLE	0.
TOTAL		39357.

ECONOMIC LOADING ORDER DEFINED IN ASCENDING ORDER OF TOTAL FULL LOAD UNIT GENERATION COSTS

27	28	29	26	40	14	15	11	12	13	3	4	7	6	21	20	5	19	16	8	30	32	9	17	10	31	34	18
37	22	36	39	38	23	24	25																				

Para obtener Ayuda, presione F1

Figura 6.3.2.3 FIXSYS output orden económico

Fuente: WASP IV

Los valores de la tabla 6.2.2.3 nos sirven, para conocer el orden económico de las plantas a plena carga, es decir WASP considera que la producción de energía eléctrica con la planta número 27 tiene un costo menor con respecto de la número 28 y 29 y así sucesivamente. Para la parte de plantas con tecnología hidroeléctrica en el año 2008 en la figura 6.3.2.4 se muestran todas las características por planta:

```

23 PROJECTS COMPOSED IN HYDRO TYPE *** HIDA ***          INSTALLED CAP.: 7943. MW
*****
HYDROCONDITION 1 *   HYDROCONDITION 2 *   HYDROCONDITION 3 *
BASE PEAK P-ENG AVAIL   BASE PEAK P-ENG AVAIL   BASE PEAK P-ENG AVAIL
MW   MW   GWH   MW           MW   MW   GWH   MW           MW   MW   GWH   MW

786. 3142. 380. 3928. 1097. 3955. 589. 5052. 1445. 3009. 372. 4454.
594. 3736. 334. 4330. 1032. 3825. 406. 4857. 856. 3618. 334. 4474.
604. 2683. 185. 3288. 851. 2645. 298. 3496. 776. 2574. 218. 3350.
551. 2794. 180. 3345. 744. 3086. 301. 3830. 664. 3608. 249. 4272.
602. 3437. 446. 4039. 751. 3500. 530. 4251. 747. 3582. 613. 4329.
799. 4903. 819. 5702. 1088. 4807. 932. 5895. 2407. 3653. 1059. 6060.
1348. 3670. 1018. 5018. 1545. 3658. 1113. 5203. 2950. 2933. 1152. 5883.
1583. 4442. 1050. 6025. 1940. 4208. 1173. 6148. 3807. 3009. 1326. 6816.
1795. 4344. 1075. 6139. 1941. 4237. 1130. 6178. 2205. 3529. 529. 5734.
1600. 4153. 972. 5753. 2133. 3921. 1267. 6054. 3996. 2821. 1358. 6817.
1649. 4457. 980. 6106. 3086. 3465. 918. 6551. 4257. 3029. 1499. 7286.
1001. 3593. 559. 4594. 1495. 3427. 790. 4922. 2350. 3811. 1224. 6161.
25 PROJECTS COMPOSED IN HYDRO TYPE *** HIDB ***          INSTALLED CAP.: 2534. MW
*****
HYDROCONDITION 1 *   HYDROCONDITION 2 *   HYDROCONDITION 3 *
BASE PEAK P-ENG AVAIL   BASE PEAK P-ENG AVAIL   BASE PEAK P-ENG AVAIL
MW   MW   GWH   MW           MW   MW   GWH   MW           MW   MW   GWH   MW

496. 973. 96. 1469. 491. 1080. 148. 1571. 322. 758. 51. 1080.
402. 1147. 123. 1549. 571. 1124. 140. 1695. 330. 964. 117. 1294.
329. 488. 62. 817. 370. 673. 78. 1043. 222. 485. 46. 707.
288. 607. 51. 895. 316. 653. 61. 969. 246. 646. 45. 892.
350. 1288. 104. 1638. 411. 1206. 152. 1617. 559. 1071. 67. 1630.
346. 1395. 135. 1741. 407. 1235. 124. 1642. 429. 1364. 207. 1793.
391. 1013. 270. 1404. 490. 926. 265. 1416. 675. 857. 357. 1532.
442. 1351. 262. 1793. 597. 1172. 297. 1769. 816. 871. 254. 1687.
390. 1494. 346. 1884. 442. 1389. 238. 1831. 349. 316. 33. 665.
362. 1120. 256. 1482. 483. 1025. 227. 1508. 712. 1135. 308. 1847.
317. 700. 85. 1017. 523. 821. 125. 1344. 827. 674. 117. 1501.
295. 1077. 96. 1372. 565. 946. 129. 1511. 893. 776. 55. 1669.
* * * * * END OF DATA FOR YEAR 2025 * * * * *

```

Figura 6.3.2.4 FIXSYS output hidroeléctricas
Fuente: WASP IV

En la figura 6.3.2.4 parte se muestran las características de carga base (MW), carga pico (MW), energía generada (GWh) y disponibilidad total en MW para cada una de las tres hidrocondiciones, para los grupos HIDA y HIDB.

6.4. VARSYS

Descripción del Sistema Variable: procesa información que describe plantas generadoras que deberán ser consideradas como candidatas para expandir el sistema de generación.

Para éste módulo se considero calcular los datos requerido para las siguientes plantas:

1. Unidades de ciclo combinado de 802, 583 y 291 MW.
2. Unidades de turbogás de 267, 85 y 43.4 MW.
3. Central dual de 700 MW a base de carbón con desulfurador integrado.

4. Central geotermoeléctrica tipo Cerro Prieto de 26.95 MW.

6.4.1. Central nuclear de 1356 MW (ABWR).

Prácticamente en este módulo los datos requeridos son los mismos que en el módulo anterior, únicamente que en este caso se calcularon con ayuda del documento COPAR de generación 2006, en seguida se pueden observar los cálculos realizados para una planta nuclear ABWR de 1356 MW, los cuales son similares en las demás plantas candidatas. Ver tabla 6.4.1.

Tabla 6.4.1 Valores solicitados por VARSYS para una planta Nuclear ABWR

Nombre código.	NUC135
<i>Se determina buscando una manera sencilla de abreviar el nombre de la planta y que sea fácil su identificación.</i>	
Nivel mínimo de operación por unidad en (MW).	1085
<i>Se determina con base a la relación de unidades con niveles de carga mínima en la que se muestra una lista de las unidades instaladas en las centrales, donde se expresa su capacidad mínima. Para las plantas nucleares, su nivel mínimo de operación es muy cercano a su capacidad máxima de generación.</i>	
Capacidad de generación máxima por unidad en (MW).	1300
<p><i>Esta información proviene del COPAR de generación 2006 del cuadro 4.4 Eficiencia de conversión.</i></p> $\text{Capacidad.de.generación.máxima} = \left[\frac{(\text{PotenciaBruta})(\text{Eficiencia.neta})}{(\text{Eficiencia.bruta})} \right]$ $\text{Capacidad.de.generación.máxima} = \left[\frac{(1356[\text{MW}])(33.12[\%])}{(34.54[\%])} \right]$ $\text{Capacidad.de.generación.máxima} = 1300[\text{MW}]$ <p><i>Corresponde a la capacidad cuando se ha restado la potencia para usos propios.</i></p>	
Número combustible.	0
<i>Este número va de acuerdo con los parámetros establecidos para los combustibles en el módulo FIXSYS en donde el # 0 corresponde al combustible NUCLEAR.</i>	
Tasa de calor a nivel mínimo de operación en (kcal/kWh).	2597
<p><i>Esta información proviene del COPAR de generación 2006, del cuadro 4.2 Equivalencias entre unidades caloríficas y del cuadro 4.4 Eficiencia de conversión.</i></p> <p><i>Tasa de calor a nivel mínimo de operación en $\left[\frac{\text{kcal}}{\text{kWh}} \right]$: TC</i></p> <p><i>Régimen térmico en $\left[\frac{\text{MJ}}{\text{MWh}} \right]$: RT</i></p>	

<p>Factor de conversión dado por $1[MJ] \rightarrow 0.2389[kcal]$: FC $TC = (RT)(FC)$ $TC = 2596.843$ $TC = 2597$</p>	
Incremento promedio de la tasa de calor entre los niveles mínimos y máximos de operación en (kcal/kwh).	2597
Se decidió dejar el mismo valor pues en un estudio anterior se hizo esta consideración.	
Porcentaje de reserva rodante por unidad.	10
Se decidió dejar un valor igual al establecido para la planta nuclear en el módulo de FIXSYS.	
Tasa de salida forzada por unidad en %.	8.2
Esta información proviene de la estadística de salidas por falla.	
Número de días por año, de mantenimiento programado por unidad.	30
Este valor se obtuvo del COPAR de generación 2006 del cuadro 4.12 Características del combustible nuclear de la carga inicial y la recarga para el ciclo de equilibrio del reactor ABWR.	
Tamaño de la clase del mantenimiento en MW.	1000
Se utilizó el valor de 1000 MW pero se propone utilizar mejor un valor de 1300 MW porque cuando se hace la recarga la unidad no se encuentra disponible.	
Costo doméstico del combustible en (c/10 ⁶ kcal).	0
El costo doméstico es cero y todo se considera en dólares.	
Costo del combustible extranjero en (c/10 ⁶ kcal).	248
<p>Esta información proviene del COPAR de generación 2006 del cuadro 4.2 Equivalencias entre unidades caloríficas, del cuadro 4.4 Eficiencia de conversión y del cuadro 4.13 Costo de generación por concepto de combustible.</p> <p>Costo de combustible extranjero en $\left[\frac{c.dollar}{10^6 kcal} \right]$: CCE Costo de combustible importado en $\left[\frac{dollar}{MWh} \right]$: CCI Factor de conversión 0 dado por $1[MJ] \rightarrow 0.2389[kcal]$: $FC0$ Factor de conversión 1 dado por $100[c.dollar] \rightarrow 1[dollar]$: $FC1$ Régimen térmico en $\left[\frac{MJ}{MWh} \right]$: RT</p>	

<p>Tipo de cambio en $\left[\frac{\text{pesos}}{\text{dollar}} \right]$: 11.40</p> $CCE = \left(\frac{(CCI)(FC0)(FC1)}{(RT)(11.40)} \right)$ $CCE = 247.97$	
Costo doméstico de operación y mantenimiento fijo en (\$/kW-mes) por unidad.	4.23
<p>Esta información proviene del COPAR de generación 2006 del cuadro 4.2 Equivalencias entre unidades caloríficas y del cuadro A.4 Costos de operación y mantenimiento.</p> <p>Costo doméstico fijo de operación y mantenimiento en $\left[\frac{\text{dollar}}{\text{kW} - \text{mes}} \right]$: <i>CDFO & M</i></p> <p>Costo fijo de operación y mantenimiento en $\left[\frac{\text{dollar}}{\text{MW} - \text{año}} \right]$: <i>CFO & M</i></p> <p>Factor de conversión 2 dado por $1[\text{MW}] \rightarrow 1000[\text{kW}]$: <i>FC2</i></p> <p>Factor de conversión 3 dado por $1\text{año} \rightarrow 12\text{meses}$: <i>FC3</i></p> $CDFO \& M = \left(\frac{(CFO \& M)}{(FC2)(FC3)} \right)$ $CDFO \& M = 4.23$	
Costo doméstico de operación y mantenimiento variable en (\$/MWh) por unidad.	0.35
<p>Esta información es directa y proviene del COPAR de generación 2006 del cuadro A.4 Costos de operación y mantenimiento.</p>	
Poder calorífico del combustible utilizado por cada planta, medido del calor equivalente a 1 kg del combustible utilizado en (kcal/kg).	959804640
<p>Esta información proviene del COPAR de generación 2006 del cuadro 4.5 Características de los precios de los combustibles.</p> <p>Poder calorífico en $\left[\frac{\text{kcal}}{\text{kg}} \right]$: <i>PC</i></p> <p>Poder calorífico en $\left[\frac{\text{MJ}}{\text{g}} \right]$: <i>PCI</i></p> <p>Factor de conversión 4 dado por $1000000[\text{J}] \rightarrow 1[\text{MJ}]$: <i>FC4</i></p> <p>Factor de conversión 5 dado por $1000[\text{g}] \rightarrow 1[\text{kg}]$: <i>FC5</i></p> <p>Factor de conversión 6 dado por $2,389 \times 10^{-4}[\text{kcal}] \rightarrow 1[\text{J}]$: <i>FC6</i></p> $PC = (PCI)(FC4)(FC5)(FC6)$ $PC = 959804640$	

Al ejecutar este módulo obtenemos la siguiente información mostrada en la figura 6.4.1.:

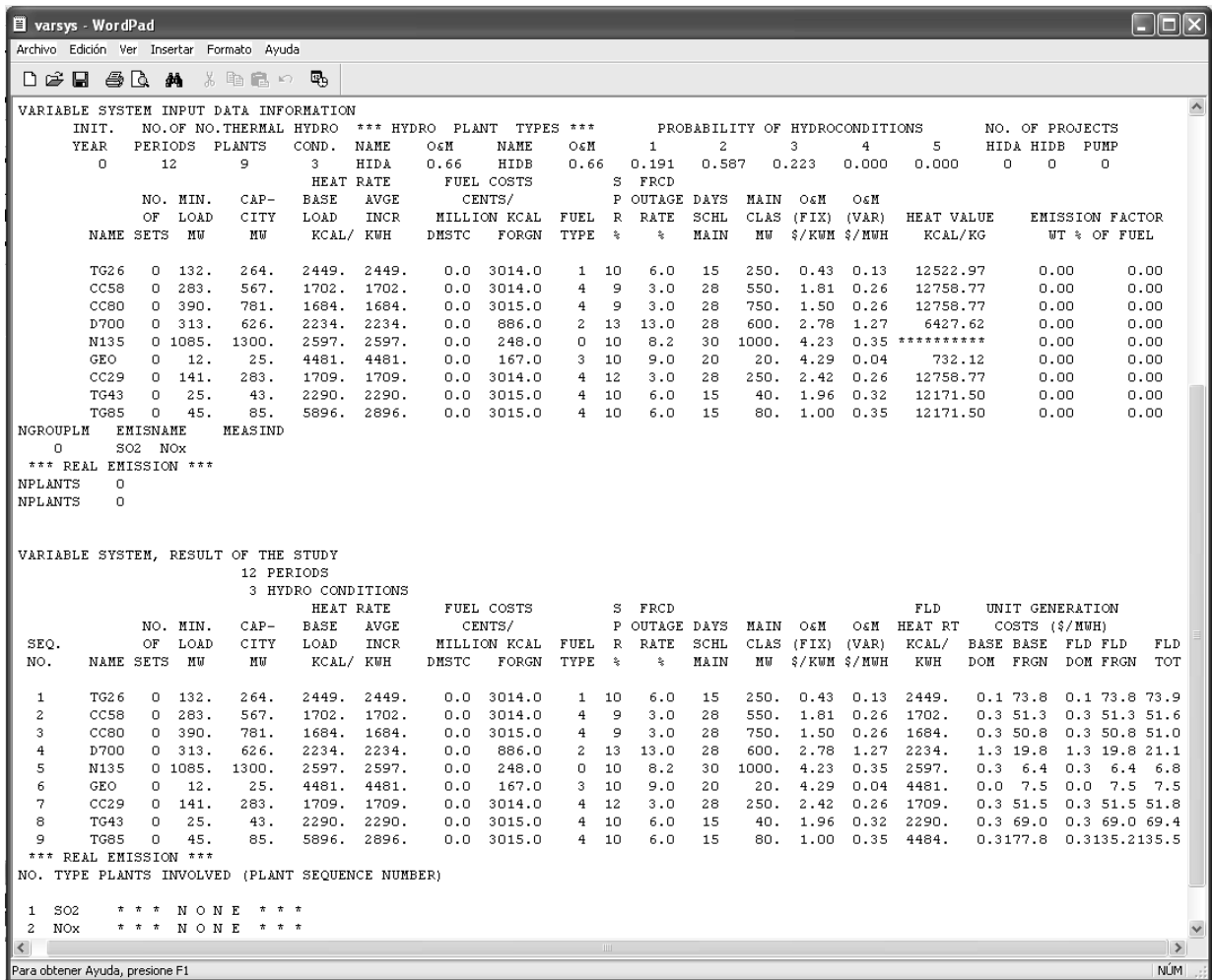


Figura 6.4.1 VARSYS

Fuente: WASP IV

En la figura 6.4.1 aparece la información de entrada para un sistema variable, que son los datos que se introdujeron en el programa y los resultados de dicho estudio donde se indican los costos de generación por unidad en \$/MWh, con base en estos costos, el programa propone el orden económico de carga de las plantas propuestas como candidatas.

La figura 6.4.2 muestra el orden económico de carga de menor a mayor

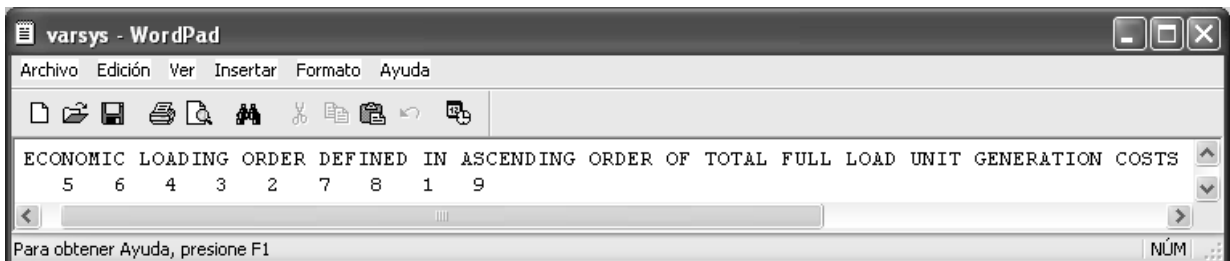


Figura 6.4.2 VARSYS

Fuente: WASP IV

Podemos observar que la planta nuclear ocupa el primer lugar, en segundo lugar aparece la planta geotérmica, en tercer lugar se encuentra la planta dual. En último lugar aparece la planta de turbogás que tiene un costo de combustible muy elevado y no genera tanta energía eléctrica.

Al principio de este estudio se incluyó una planta de vapor convencional, porque el documento POISE 2007-2016 hace referencia a ella como su planta estándar, pero aparecía en noveno lugar del orden económico, lo cual refleja que a pesar de que genera una cantidad de energía considerable, su tecnología no es eficiente y sus costos de generación son muy elevados. Al final se decidió retirarla de las candidatas pues no se iba a considerar en el módulo de CONGEN, ya que la planta de tipo V350 es muy costosa y de tecnología obsoleta.

Quedó pendiente para un estudio posterior considerar en este módulo a las plantas de tipo hidroeléctrico.

6.5. CONGEN

Generación de la configuración; calcula todas las combinaciones posibles año con año, de las plantas candidatas para adicionarse en la expansión que satisfacen ciertas limitaciones de entrada y que en combinación con el sistema fijo puede satisfacer las cargas.

CONGEN también calcula el orden de la carga económica básica de la lista combinada de FIXSYS y las plantas de VARSYS.

En este módulo se desarrollan las posibles combinaciones de la entrada de las plantas propuestas como candidatas en el módulo VARSYS, tiene la opción de imprimir a la salida los reportes hechos por los módulos FIXSYS y VARSYS. Requiere establecer:

1. Qué tipo de hidrocondición se va a considerar: Se escogió la hidrocondición número 2, intermedia.
2. Los márgenes de reserva mínimo y máximo: Se establecieron 10 y 30 respectivamente.
3. Establecer el mínimo número de unidades candidatas que van a entrar por año.

Tiene varias características, y éstas son:

Aparece el número código de cada planta candidata propuesta en VARSYS, inmediatamente debajo de éstas están unas casillas dónde se pone el número de plantas de cada tipo que se piensa considerar, luego el año, después aparecen otras casillas en donde se puede o no abrir un túnel de probabilidad, el túnel es la opción de abrir una o más plantas además de las ya especificadas. Por ejemplo se decide abrir 2 plantas nucleares para el año 2012, con un túnel de valor igual a 1, esto quiere decir que se pueden considerar 2 o 3 plantas, cuando el túnel vale 2 se consideran 2, 3 y 4 plantas, si el túnel vale cero, se restringe ese año únicamente a 2 plantas. Esto se efectúa año por año, en nuestro estudio se decidió empezar en el año 2012 ya que para los años anteriores el plan quedó asentado en el módulo de FIXSYS con los retiro y adiciones de plantas establecido por CFE.

Figura 6.5.1 CONGEN

Fuente: Ambiente gráfico de WASP IV

Esta parte del estudio es muy laboriosa ya que una vez que se especifica un plan de acuerdo con el orden económico de carga y las restricciones convenidas por el operador, se ejecuta el módulo y éste presenta en el reporte de salida una relación, en donde aparece, si el programa recomienda, el aumento o la disminución de plantas según convenga, aquí lo que se busca es que la *función objetivo* tenga el menor valor posible al final del estudio.

Para poder plantear las combinaciones se recomienda que el número de nuevas plantas deba ser mayor o igual al número previo establecido en el año anterior, la suma de los números dados para las candidatas y su túnel debe ser mayor o igual a la suma de los valores dados para un año anterior.

Al momento de correr este módulo pueden aparecer errores, si aparece “NO STATE DEFINED” significa que la capacidad total para el año en cuestión no está dentro del rango determinado de capacidad requerida por los márgenes de reserva, también puede significar que se excedió en el número de configuraciones hechas en ese año, pues las capacidades del programa son 500 por año y 5000 para una corrida completa.

Cuando se ejecuta sin ningún error, se pasa al siguiente módulo MERSIM y, ya con los requerimientos establecidos, que más adelante se explicarán, se ejecuta también. Después se va al módulo de DYMPRO y se hace lo mismo, a la salida de este último módulo se puede observar si se requieren cambios en las combinaciones propuestas, entonces se regresa a CONGEN y se repite el ciclo “CONGEN-MERSIM-DYMPRO” hasta eliminar los signos que son los que nos indican si hace falta sumar o restar unidades.

A la salida de este módulo se presenta una lista de las plantas candidatas propuestas en VARSYS y enseguida dos términos:

- ECON. L. O. = Orden económico de carga definido en orden ascendente del total de los costos de generación por unidad a plena carga.
- FLD total = Total de los costos de generación por unidad a plena carga.


```

congen - WordPad
Archivo Edición Ver Insertar Formato Ayuda
*****
* LIST OF VAR. EXPAN. CANDIDATES *
*****
* THERMAL PLANTS *
* SEQU. NUMBER NAME *
* 1 TG26 *
* 2 CC58 *
* 3 CC80 *
* 4 D700 *
* 5 N135 *
* 6 GEO *
* 7 CC29 *
* 8 TG43 *
* 9 TG85 *
*****

ECON. L.O. = ECONOMIC LOADING ORDER DEFINED IN ASCENDING ORDER OF TOTAL FULL LOAD UNIT GENERATION COSTS
TOTAL FLD = TOTAL FULL LOAD UNIT GENERATION COSTS
FIXED SYSTEM :
*****
ECON. L.O. 27 28 29 26 40 14 15 11 12 13 3 4 7 6 21
20 5 19 16 8 30 32 9 17 10 31 34 18 35 33
37 22 36 39 38 23 24 25
TOTAL FLD 0.00 0.00 0.00 7.17 7.17 12.55 14.27 24.22 25.08 28.16 39.69 42.39 43.88 43.99 44.45
45.65 46.16 46.93 48.14 51.52 55.00 55.11 55.28 56.83 58.46 61.35 62.14 63.65 66.00 67.41
71.15 71.39 74.31 74.51 79.14 112.94 135.24 151.57
VARIABLE SYSTEM :
*****
ECON. L.O. 45 46 44 43 42 47 48 41 49
TOTAL FLD 6.79 7.52 21.06 51.03 51.56 51.77 69.36 73.94 135.55
COMBINED SYSTEM :
*****
ECON. L.O. 27 28 29 45 26 40 46 14 15 44 11 12 13 3 4
7 6 21 20 5 19 16 43 8 42 47 30 32 9 17
10 31 34 18 35 33 48 37 22 41 36 39 38 23 24
49 25
TOTAL FLD 0.00 0.00 0.00 6.79 7.17 7.17 7.52 12.55 14.27 21.06 24.22 25.08 28.16 39.69 42.39
43.88 43.99 44.45 45.65 46.16 46.93 48.14 51.03 51.52 51.56 51.77 55.00 55.11 55.28 56.83
58.46 61.35 62.14 63.65 66.00 67.41 69.36 71.15 71.39 73.94 74.31 74.51 79.14 112.94 135.24
135.55 151.57

```

Figura 6.5.2 CONGEN output
Fuente: WASP VI

En la figura 6.5.2 se muestran tres posibles opciones una para el sistema fijo, que incluye a todas las plantas establecidas en el módulo de FIXSYS, otra para el sistema variable, que incluye a todas las plantas propuestas en el módulo de VARSYS y un tercer caso para un sistema mixto en donde incluye las plantas de ambos módulos FIXSYS y VARSYS.

Para el año 2025 que es el último considerado para este estudio se obtienen los siguientes resultados mostrados en la figura 6.5.3.

```

congen - WordPad
Archivo Edición Ver Insertar Formato Ayuda
CONDICIONES GOVERNING ALTERNATIVE GENERATION * * * * * YEAR 2025 * * * * *
MINIMUM REQUIRED OF EACH ALTERNATIVE      5  7 14 21 13 42 15  5  5
MAXIMUM ADDITIONAL EACH ALTERNATIVE      0  0  0  0  0  0  0  0  0
RESERVE RANGE PERMITTED IN CRITICAL PERIOD (%)  10.00 30.00
CALCULATION OF CRITICAL PERIOD IS BASED ON HYDRO CONDITION 2
TOTAL CAPAC.                                PERIOD
PER  IN FIXSYS  --- THERMAL  HYDRO 1  HYDRO 2  --- PEAK LOAD
1    41487.2    34864.2  5052.0  1571.0  67975.1
2    41416.2    34864.2  4857.0  1695.0  68768.3
3    39403.0    34864.2  3495.8  1043.0  70824.6
4    39663.2    34864.2  3830.0  969.0   70339.9
5    40732.2    34864.2  4251.0  1617.0  73439.0
6    42401.2    34864.2  5895.0  1642.0  72300.7
7    41483.2    34864.2  5203.0  1416.0  70611.6
8    42781.2    34864.2  6148.0  1769.0  73152.6
9    42873.2    34864.2  6178.0  1831.0  72322.7
10   42426.2    34864.2  6054.0  1508.0  73049.8
11   42759.2    34864.2  6551.0  1344.0  70978.8
12   41297.4    34864.2  4922.2  1511.0  72183.2
CRITICAL PERIOD IS 5
CAPACITY RANGE IN CRITICAL PERIOD IS 80782.9 95470.7
COMMITTED CAPACITY SPECIFIED IN CRIT PERIOD 92936.2
MINIMUM NUMBER OF FOURIER COEFF. CORRESPONDING TO MAXIMUM RESERVE MARGIN IN CRIT PER IS 2

STATE IC  CAP  ACCEPTED CONFIGURATION
21  1  92936.  5  7 14 21 13 42 15  5  5
CONFIGURATIONS THIS YEAR 1
CONFIGURATIONS THROUGH THIS YEAR 21
* * * * * END OF YEAR 2025 * * * * *

```

Figura 6.5.3 CONGEN output año 2025

Fuente: WASP IV

El período crítico (en este caso es 5 correspondiente a mayo), enseguida están las capacidades máxima y mínima aceptadas, basadas en los márgenes de reserva especificados 10 y 30, después la capacidad total para una configuración mínima, luego sigue el número mínimo de coeficientes de Fourier requeridos para el cálculo exacto de LOLP para el máximo margen de capacidad de reserva; este valor nos indica qué tan lejos está el máximo margen de capacidad del límite válido en la aproximación de Fourier de la curva invertida de duración de carga, este límite es igual a la carga pico más 2 veces la carga mínima.

Después STATE indica el número de configuraciones a través de la corrida, IC el número de años, CAP la capacidad en el período crítico, después la configuración aceptada que es el número de plantas propuestas hasta ese año.

6.6. MERSIM

Une y Simula: considera todas las configuraciones presentadas por CONGEN y utiliza simulación probabilística de la operación del sistema, para calcular los costos de producción asociados y la energía no servida para cada configuración. En el proceso, cualquier limitación impuesta para algunos grupos de plantas y sus emisiones ambientales, la disponibilidad del combustible o la generación de electricidad, también son tomadas en cuenta. El despacho de plantas se determina por la disponibilidad de dicha planta, requerimientos de mantenimiento, los requisitos de reserva rodante y todas las limitaciones del grupo se satisfacen con el costo mínimo. El módulo utiliza todas las configuraciones previamente simuladas. MERSIM se puede utilizar también para simular la operación del sistema para la mejor solución proporcionada por la corrida de DYNPRO y este modo de operación es llamado

REMERSIM. En este modo de operación se detallan los resultados de la simulación que se almacenan también en un archivo que se puede utilizar para la representación gráfica de los mismos.

Para la aplicación de este módulo se estableció 30 como número de coeficientes de Fourier, una solución viable, un registro intermedio de salida, un orden de carga económico básico, el cálculo del orden de carga unidad por unidad, la reserva rodante para las plantas hidrológicas en los grupos HIDA y HIDB en 10 unidades; este módulo permite ver la información de salida de FIXSYS y VARSYS. Ver figura 6.6.1.

Figura 6.6.1 MERSIM input
Fuente: Ambiente gráfico de WASP IV

La opción de SPNVAL se refiere al orden de carga de las plantas:

- Si, SPNVAL menor que 0, el orden de carga es dado como dato de entrada.
- Si, 0 es menor o igual que SPNVAL y éste a su vez es menor o igual que 0.5, el orden económico de carga es calculado por MERSIM reordenado en base económica, de tal manera que se cumplan los requisitos dados para la reserva rodante de la siguiente manera:

$$SPNRES = SPNVAL + PAC + PEAKF + PKMW$$

Donde:

SPNRES es la reserva rodante.

SPNVAL son las instrucciones para el cálculo del orden de carga.

PAC es la mayor capacidad de unidad por bloque.

PEAKF es un multiplicador de PKMW.

PKMW es el periodo de la carga pico.

- Si $SPNVAL > 0.5$ es igual que en el caso anterior pero:

$$SPNRES = SPNVAL \text{ (valor constante).}$$

La opción PEAKF es un multiplicador del periodo de carga pico (PKMW) para el cálculo de la reserva rodante requerida. Se deja en blanco para los casos (a) y (c).

Los valores antes mencionados se consideraron de esta manera por recomendación de CFE.

Este módulo ofrece tres opciones como salida de resultados. Ver figura 6.6.2.

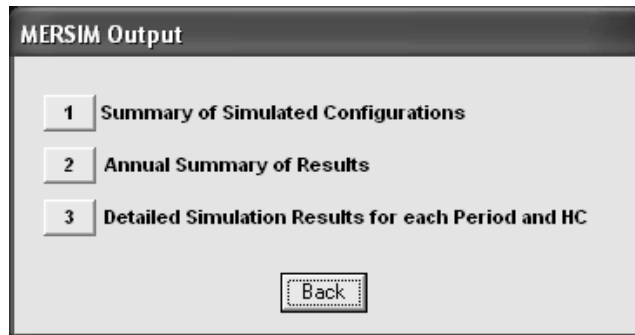


Figura 6.6.2 MERSIM output
Fuente: Ambiente gráfico de WASP IV

1. Resumen de las configuraciones simuladas.
2. Resumen anual de los resultados.
3. Los resultados detallados de la simulación para cada período e hidrocondición.

La primera opción (MERSIM2.REP) reporta las configuraciones simuladas de la última corrida para cada año, incluye el número de configuraciones (STATE), el costo total de operación (COST K\$), el promedio anual esperado de la probabilidad de pérdida de carga, LOLP (Lost of Load Probability) en % y en días por año (LOLP % - DAYS/YEAR), la energía no servida (ENS GWH) para cada hidrocondición, el tipo y número de unidades instaladas (WITH MAINT) por el módulo CONGEN. Si aparece un (-1) quiere decir que se ha completado el reporte exitosamente para dicho año y si aparece otro (-1) al final del reporte indica la terminación exitosa de la ejecución de MERSIM.

La figura 6.6.3 indica los resultados obtenidos para el año 2008:

STATE	COST K\$	LOLP %	DAYS/YEAR	2008	CONFIGURATIONS
4	9199869.	0.0069	0.025 <-	WITH MAINT	0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0
				ENS GWH ->	2.0 1.9 2.8
					-1

Figura 6.6.3 MERSIM output
Fuente: WASP IV

La segunda opción (MERSIM3.REP) enlista por cada tipo de combustible las plantas instaladas, mostrando su capacidad y costos de operación, primero para las plantas con tecnología termoeléctrica y

después para las hidroeléctricas, incluye la energía no servida en (GWh), y la probabilidad de pérdida de carga en (%) por cada hidrocondición, junto con el valor anual esperado de LOLP (ponderado con las probabilidades de hidrocondición). También presenta una segunda lista que señala la energía generada en GWh por hidrocondición y por año para cada unidad instalada, con la combinación de los módulos FIXSYS y VARSYS. Ver figura 6.6.4.

YEAR 2008
SUMMARY OF RESULTS FOR CONFIGURATION SIMULATED 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0

***** EXPECTED GENERATION COSTS (K\$) *****

	CAPACITY (MW)	TOTAL COSTS	O&M COSTS	***** FUEL COSTS *****	DOMESTIC	FOREIGN
THERMAL PLANTS						
TYPE 0	1310.0	129815.4	67824.3	61991.1	0.0	61991.1
TYPE 1	12178.0	3200486.8	407939.4	2792547.2	0.0	2792547.2
TYPE 2	4352.0	963030.6	163131.1	799899.5	0.0	799899.5
TYPE 3	267.2	31719.7	10120.6	21599.1	0.0	21599.1
TYPE 4	21250.0	4791373.5	483627.0	4307746.5	0.0	4307746.5
TYPE 5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
TYPE 6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
TYPE 7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
TYPE 8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
TYPE 9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
TOTAL THERMAL	39357.2	9116426.0	1132642.5	7983783.5	0.0	7983783.5
HYDRO PLANTS						
TYPE HIDA	7943.0		63261.2			
TYPE HIDE	2534.0		20181.8			
TOTAL HYDRO	10477.0		83443.0			
TOTAL SYSTEM	49834.2	9199869.0	1216085.4	7983783.5	0.0	7983783.5

	1	2	3
HYDROCONDITION PROBABILITY (%)	19.1	58.7	22.3
UNSERVED ENERGY (GWH)	2.0	1.9	2.8
LOSS-OF-LOAD PROBABILITY (%)	0.0075	0.0074	0.0052
EXPECTED LOLP (WEIGHED) (%)	0.0069		

Figura 6.6.4 MERSIM output

Fuente: WASP IV

Cabe señalar que esta opción no aparece disponible hasta que se ejecuta el módulo de REMERSIM que posteriormente se analizará.

La tercera opción MERSIM1 REP únicamente sirve para identificar la ejecución.

Cuando se escoge un registro máximo de salida se crea un archivo de aproximadamente 30 Mb en tipo txt lo cual es demasiado para fines de manejo de datos. En este archivo se presenta un informe detallado de los 12 periodos para cada una de las tres hidrocondiciones para cada año, mostrando el mantenimiento anual para cada una de las plantas termoeléctricas descritas en los módulos FIXSYS y VARSYS, también un resumen operacional de las plantas hidroeléctricas y termoeléctricas, y otro resumen de la producción de energía por tipo de combustible y generación hidroeléctrica.

6.7. REMERSIM

Resimulación de la solución óptima, una vez que se han corrido los tres módulos CONGEN-MERSIM-DYNPRO y se ha encontrado una expansión que todavía no es la óptima, se pueden hacer las iteraciones necesarias para encontrarla. Una vez que se ha encontrado, MERSIM funciona en modo REMERSIM y vuelve a simular la operación para el plan óptimo pero de manera más detallada.

Los datos para la ejecución de este módulo son los mismos que utiliza el módulo MERSIM para el plan de expansión variable, con excepción del grupo de limitaciones. Este grupo de limitaciones son el consumo de combustible doméstico y foráneo por unidad en (ton/GWh) para las plantas térmicas establecidas en los módulos de FIXSYS y VARSYS, después se tiene que especificar la existencia de dicho combustible doméstico y foráneo por unidad, ambos valores en toneladas.

Este módulo permite hacer una simulación del estudio con detalle mínimo, intermedio o máximo en el análisis desarrollado; se escogió la opción intermedia. Como se muestra en la figura 6.7.1.

	Fuel Consumption (Ton/GWh)		Fuel Stocks (Tons)	
	DOMESTIC	FOREIGN	DOMESTIC	FOREIGN
V350				
V300				
V250				
V158				
V150				

Figura 6.7.1 REMERSIM input

Fuente: WASP IV

Para el estudio realizado no se hizo uso de esta herramienta al 100% ya que se decidió no aplicar ningún tipo de restricción al sistema enfocada a la disponibilidad y consumo de combustible, pero es algo que en proyectos futuros puede servir para conocer el comportamiento del sistema influenciado por la escasez prevista de algún tipo de combustible.

Las opciones que ofrece a la salida prácticamente son las mismas que MERSIM proporciona, con la diferencia que REMERSIM genera un archivo llamado SIMGRAPH.BIN con el cual se pueden construir gráficas para la presentación de resultados. Este archivo proviene de la salida número 4: que corresponde a Resultados de las limitaciones para cada grupo. Ver figura 6.7.2.

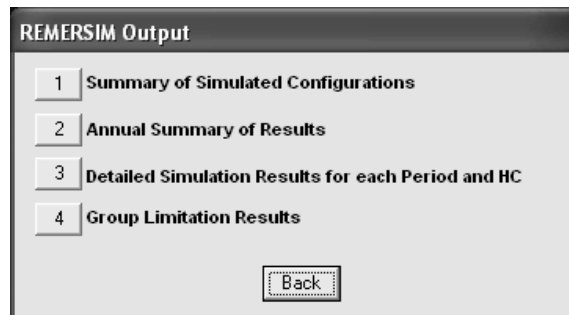


Figura 6.7.2 REMERSIM input
Fuente: Ambiente gráfico de WASP IV

Así el usuario puede analizar cuidadosamente los resultados y determinar errores obvios en los mismos, en particular los referidos al factor de capacidad de planta, al número de unidades en cada planta y la cantidad de energía no servida.

6.8. DYNPRO

Programa de Optimización Dinámica: determina el plan óptimo de la expansión, es decir, el plan de menor costo de generación que respeta las restricciones de confiabilidad, reserva y adiciones programadas.

En el costo de generación se consideran el costo de inversión (costos de construcción incluyendo los intereses durante la construcción y el costo de almacenamiento de combustible) de las plantas adicionales corregido por su valor de rescate al horizonte, el costo de operación (costos de combustibles y operación y mantenimiento) y el costo de la energía no servida por el sistema. Los costos de operación provienen de MERSIM, mientras los demás costos son calculados por DYNPRO tomando en cuenta la escalación de los precios.

Se considera que los costos de capital ocurren al principio del año y los de operación a la mitad del año.

En este módulo se necesita definir:

- El año de referencia para el cálculo de costos descontados: 2005
- Año base para escalar el cálculo de costos: 2005
- Número de años a ser considerados para la comparación económica: 23
- Tasa de descuento para costos domésticos (% / año): 12
- Tasa de descuento para costos foráneos (% / año): 12

Con la opción de hacer cambios en estos parámetros para los años futuros durante todo el estudio. Ver figura 6.8.1.

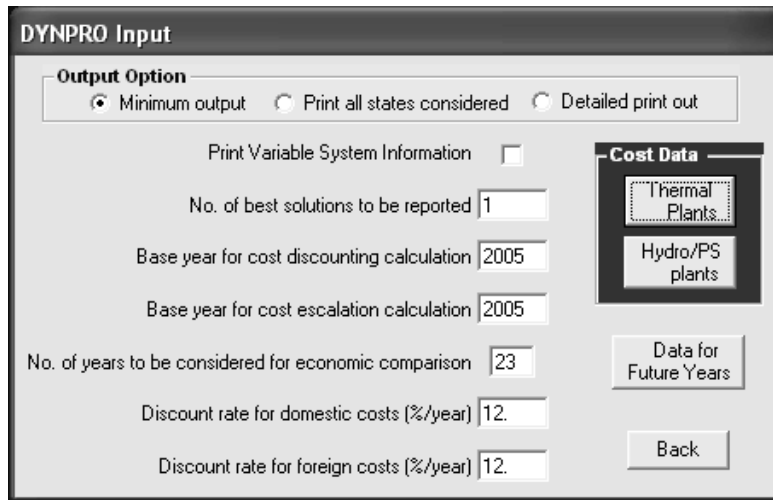


Figura 6.8.1 DYNPRO input
Fuente: Ambiente gráfico de WASP IV

Los datos vertidos en esta parte también fueron proporcionados por CFE.

En cuanto a costos se refiere, DYNPRO se enfoca en las plantas proporcionadas en VARSYS en este caso sólo con tecnología termoeléctrica. Como ejemplo está la planta nucleoelectrica propuesta, los datos calculados se muestran de la tabla 6.8.1.

Tabla 6.8.1. Valores solicitados por DYNPRO para una planta Nuclear ABWR

Costo de capital depreciable en (\$/kW)	Domestico	Foráneo
	1605.17	0
<i>Esta información proviene del COPAR de generación 2006 del cuadro A.3 Costo unitario de inversión.</i>		
Costo de capital no-depreciable en (\$/kW)	Domestico	Foráneo
	0	0
<i>Se toman estos valores pues reconsidera que no existe el capital no depreciable, es decir todo el capital se deprecia.</i>		
Intereses durante la construcción incluidos en el costo de capital (%)	30.55	
<i>Esta información proviene el COPAR de generación 2006 del cuadro A.3 Costo unitario de inversión.</i>		
<i>Intereses durante la construcción incluidos en el costo capital en %: ICICC</i>		
<i>Actualización al inicio de operación en $\left[\frac{dol}{kW} \right]$: AIO</i>		
<i>Directo más indirecto en $\left[\frac{dol}{kW} \right]$: DI</i>		

$$ICICC = \left[\frac{\left(\frac{AIO}{DI} \right) - 1}{100} \right]$$

$$ICICC = \left[\frac{\left(\frac{2095.65}{1605.17} \right) - 1}{100} \right]$$

$$ICICC = 30.5562651$$

Vida útil de la planta en años

40

Esta información proviene del COPAR de generación 2006 del cuadro 3.3 Parámetros básicos del costo de generación.

Tiempo de construcción en años

5

Esta información proviene del COPAR de generación 2006 del cuadro 3.2 Programa de inversión. La información se proporciona en meses; 60 para este caso, lo que nos lleva a la cantidad de 5 años.

Quedando como se muestra en la figura 6.8.2.

Figura 6.8.2. DYNPRO input
Fuente: Ambiente gráfico de WASP IV

A la salida de este módulo se presenta una lista de todos los años del estudio, con el número y tipo de plantas que entran para cubrir la demanda de energía, los datos más importantes que revela son dos, el porcentaje de LOLP y el valor de la función objetivo. Ver figura 6.8.3

YEAR	CONCST	SALVAL	OPCOST	ENSCST	TOTAL	OBJ.FUN. (CUMM.)	LOLP %	TG26	CC80	CC58	D700	N135 GEO	CC29	TG43	TG85
2027	51517	45805	1230661	2459	1238832	118533496	0.007	6	8	16	21	13	42	15	6
2026	53624	42375	1392791	2792	1406832	117294664	0.008	5	8	15	21	13	42	15	5
2025	74604	52358	1557357	2741	1582344	115887832	0.010	5	7	14	21	13	42	15	5
2024	198459	123910	1654404	3624	1732576	114305488	0.007	5	7	14	21	13	42	13	5
2023	316187	175548	1791054	3572	1935264	112572912	0.006	5	6	13	18	13	35	13	4
2022	453327	221946	1948824	3851	2184056	110637648	0.006	4	6	12	15	13	19	12	4
2021	397517	172301	2100780	260	2326256	108453592	0.003	4	5	11	14	12	19	10	4
2020	568653	217962	2291577	92	2642360	106127336	0.002	3	5	10	13	11	19	10	3
2019	594229	201164	2489957	90	2883112	103484976	0.002	3	4	9	12	10	19	8	3
2018	689990	206008	2673148	661	3157792	100601864	0.002	3	4	7	11	9	19	7	3
2017	728107	191399	2902879	637	3440224	97444072	0.002	2	3	6	10	8	19	6	2
2016	3199373	739082	3126689	691	5587672	94003848	0.002	2	2	5	10	7	19	4	2
2015	316563	64119	3959373	4584	4216400	88416176	0.178	2	2	4	10	0	19	4	2
2014	338674	60001	4155702	2241	4436616	84199776	0.009	1	2	3	10	0	19	3	1
2013	176250	28477	4336696	1443	4485912	79763160	0.007	1	1	2	10	0	19	2	1
2012	869581	116722	4602728	1470	5357056	75277248	0.003	1	1	2	9	0	15	2	1
2011	1562849	187683	4763951	1832	6140948	69920192	0.006	0	0	0	9	0	15	0	0
2010	0	1	5507072	8265	5515336	63779244	0.114	0	0	0	0	0	0	0	0
2009	0	0	5861233	2307	5863540	58263908	0.007	0	0	0	0	0	0	0	0
2008	0	-1	6187547	2151	6189700	52400368	0.007	0	0	0	0	0	0	0	0
2007	0	1	6522365	2456	6524820	46210668	0.005	0	0	0	0	0	0	0	0
2006	0	1	7166167	12028698	19194864	39685848	4.279	0	0	0	0	0	0	0	0
2005	0	0	7629633	12861350	20490984	20490984	4.281	0	0	0	0	0	0	0	0

Figura 6.8.3. DYNPRO output
Fuente: Ambiente gráfico de WASP IV

El porcentaje de LOLP nos indica el porcentaje de probabilidad de pérdida de carga con la combinación de plantas propuestas para la expansión. El valor de la función objetivo sirve para encontrar el costo de la producción de energía a lo largo de todo el estudio.

La tabla 6.8.2 muestra los resultados obtenidos:

Tabla 6.8.2. Costo de la energía generada.

Período en años	Función objetivo KUS\$	Energía generada GWh	Costo de la energía generada US\$/MWh
2005	20490984	221501.57	92.5094301
2005-2006	39685848	451714.12	87.8561157
2005-2007	46210668	687041.84	67.2603404
2005-2008	52400368	933078.04	56.1586124
2005-2009	58263908	1191152.48	48.9138956
2005-2010	63779244	1464173.86	43.5598843
2005-2011	69920192	1750957.66	39.932543
2005-2012	75277248	2053582.53	36.6565487
2005-2013	79763160	2371277.49	33.6372105
2005-2014	84199776	2705509.79	31.1215935
2005-2015	88416176	3055222.1	28.9393612
2005-2016	94003848	3422216.35	27.468704
2005-2017	97444072	3804893.52	25.6101968
2005-2018	100601864	4203490.83	23.9329329
2005-2019	103484976	4620951.19	22.3947347
2005-2020	106127336	5054443.41	20.9968393
2005-2021	108453592	5503968.02	19.7046189
2005-2022	110637648	5972290.6	18.5251615
2005-2023	112572912	6456741.4	17.434942
2005-2024	114305488	6957320.92	16.4295264
2005-2025	115887832	7474032.54	15.5053957

Para el final del estudio el costo de la generación de energía con el plan de expansión desarrollado con ayuda de WASP tiene un valor de 15.5 US\$/MWh.

6.9. REPROBAT

Escribe un informe que resume la suma o los resultados parciales para el plan óptimo o cercano al óptimo de la expansión del sistema de generación y para horarios fijos de expansión.

7. Casos de estudio

En esta tesis se realizaron dos estudios de expansión del sistema de generación eléctrica, en ambos los datos de entrada que se utilizaron son los mismos y las consideraciones hechas también, la única diferencia son las restricciones aplicadas al momento de ejecutar el módulo de CONGEN.

Para el primer caso llamado Estudio 1 “Caso Acotado” lo que se buscó fue:

Iniciar la adición de plantas en el año 2012; debido a que, hasta este año, el sistema de generación actual (fijo) ya estableció la entrada de nuevas plantas, instalando una planta geotérmica GEO y una dual D700 por año, una planta de ciclo combinado CC80 y CC29 también por año y para la CC58 una cada dos años, las plantas turbogás TG26, TG43 y TG85 entran una cada 3 años. Para la planta nuclear NUC135, se consideró la entrada de una cada dos años a partir del 2016; es hasta éste año pues la planeación y construcción de este tipo de plantas es de 8 años: 3 de planeación y 5 de construcción. Esto fue lo que se buscó pero al final el programa nos recomendó hacer otro tipo de combinación.

Todo esto se determinó con base a:

- Los resultados ofrecidos a la salida del módulo VARSYS, es decir tomando en cuenta el orden económico de carga.
- Buscar diversidad en cuanto al uso de combustibles y tecnologías.

En el segundo caso llamado Estudio 2 “Caso Libre” se trató de:

Poner el menor número de restricciones al programa, en cuanto a la cantidad y tipo de planta que entra por año, esto es, dejar que el programa busque su solución óptima. Las únicas restricciones que se siguieron aplicando fueron el comienzo de adiciones en el año 2012 y la entrada de la planta nuclear a partir del año 2016.

Se consideraron dos casos de estudio para poder observar el funcionamiento del programa cuando la base de datos es la misma pero las adiciones son de manera distinta. De manera que se pueda diferenciar porqué un sistema es mejor que otro o si se llega a resultados similares. Con base en lo anterior se obtuvieron los siguientes resultados.

7.1. Estudio 1 “Caso Acotado”

Al terminar el proceso de optimización, los resultados ofrecidos por el módulo DINPRO considera la entrada de plantas según se muestra en la tabla 7.1.1.

Tabla 7.1.1 Adición de plantas. Estudio 1.

Año	Función Objetivo Acumulada	LOLP %	TG26	CC58	CC80	D700	N135	GEO	CC29	TG43	TG85
2005	20490984	4.281	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2006	39685848	4.279	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2007	46210668	0.005	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2008	52400368	0.007	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2009	58263908	0.007	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	63779244	0.114	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	69920192	0.006	0	0	0	9	0	15	0	0	0
2012	75277248	0.003	1	1	2	9	0	15	2	1	1
2013	79763160	0.007	1	1	2	10	0	19	2	1	1
2014	84199776	0.009	1	2	3	10	0	19	3	1	1
2015	88416176	0.178	2	2	4	10	0	19	4	2	2
2016	94003848	0.002	2	2	5	10	7	19	4	2	2
2017	97444072	0.002	2	3	6	10	8	19	6	2	2
2018	100601864	0.002	3	4	7	11	9	19	7	3	3
2019	103484976	0.002	3	4	9	12	10	19	8	3	3
2020	106127336	0.002	3	5	10	13	11	19	10	3	3
2021	108453592	0.003	4	5	11	14	12	19	10	4	4
2022	110637648	0.006	4	6	12	15	13	19	12	4	4
2023	112572912	0.006	5	6	13	18	13	35	13	4	4
2024	114305488	0.007	5	7	14	21	13	42	13	5	5
2025	115887832	0.01	5	7	15	21	13	42	15	5	5

Cabe señalar que las adiciones comienzan en el año 2011 y no en el año 2012 como se había propuesto, ya que el programa al momento de realizar su ejecución mostró en este año una LOLP¹ de 1.438% lo cual es demasiado; es por ello que se hizo esta modificación en el transcurso del estudio. Los años 2005 y 2006 ya fueron superados y por lo tanto no conviene intervenir en ellos a pesar de su alto índice de LOLP.

Con base en estos resultados y los obtenidos del módulo MERSIM se tiene el costo de la energía generada. La tabla 7.1.2. muestra los resultados obtenidos:

Tabla 7.1.2 Costo de la energía generada. Estudio 1.

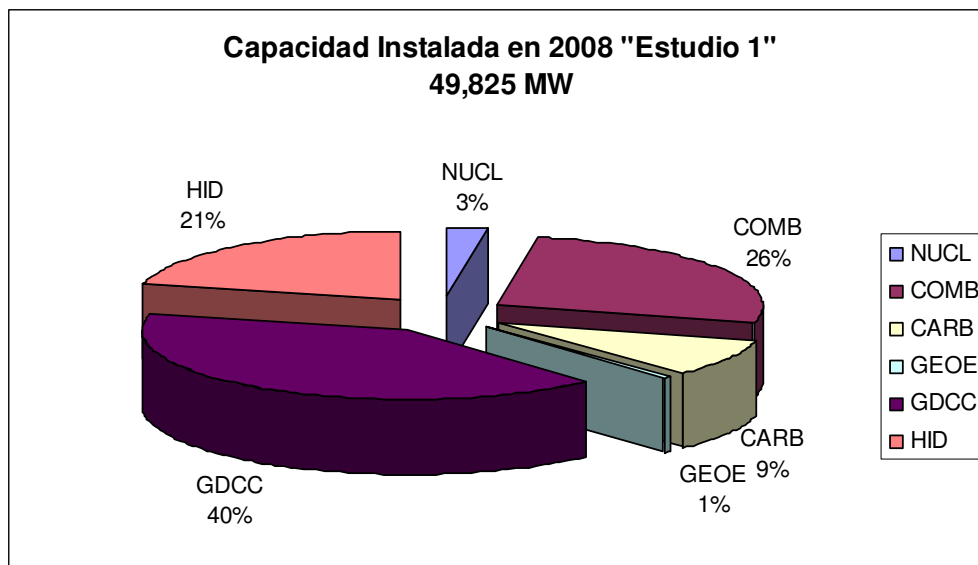
Año	Función objetivo KUS\$	Energía generada GWh	Costo de la energía generada US\$/MWh
2025	115887832	7474032.54	15.51

Para el final del estudio el costo de la generación de energía, con este sistema propuesto en WASP, tiene un valor de 15.51 US\$ por cada MWh de energía generada.

¹ Probabilidad de pérdida de carga

Ahora con base en la ejecución del módulo MERSIM de su segunda opción de salida se pueden graficar varios resultados.

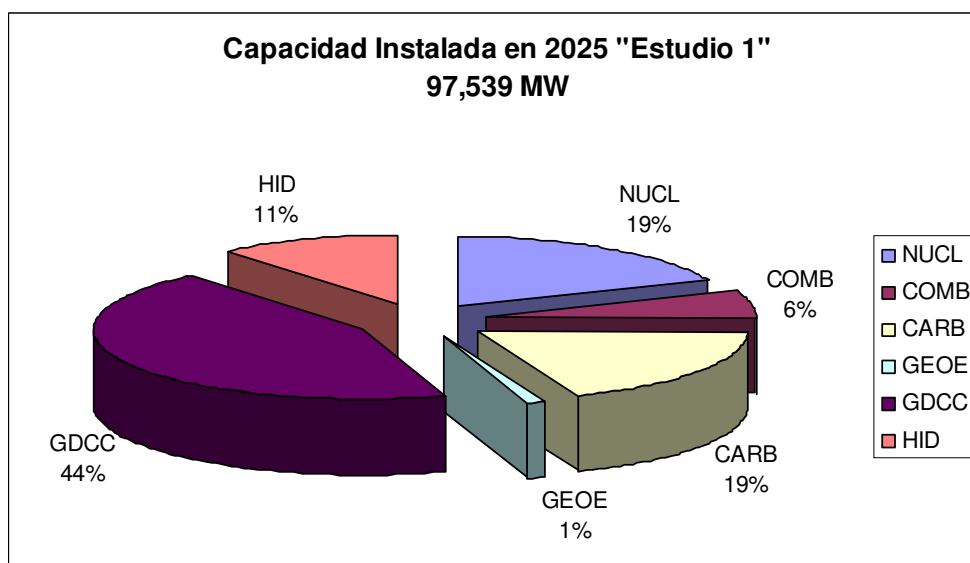
La capacidad instalada en el año 2008 se muestra en la gráfica 7.1.1.:



Gráfica 7.1.1 Capacidad Instalada en 2008

HID A-B: Hidroeléctricas, GDCC: Gas Natural; GEOE: Geotérmicas y Eólicas; CARB: Carbón; COMB: Combustóleo y Diesel; NUCL: Nuclear

La capacidad instalada en 2025 es la que se muestra en la gráfica 7.1.2.:



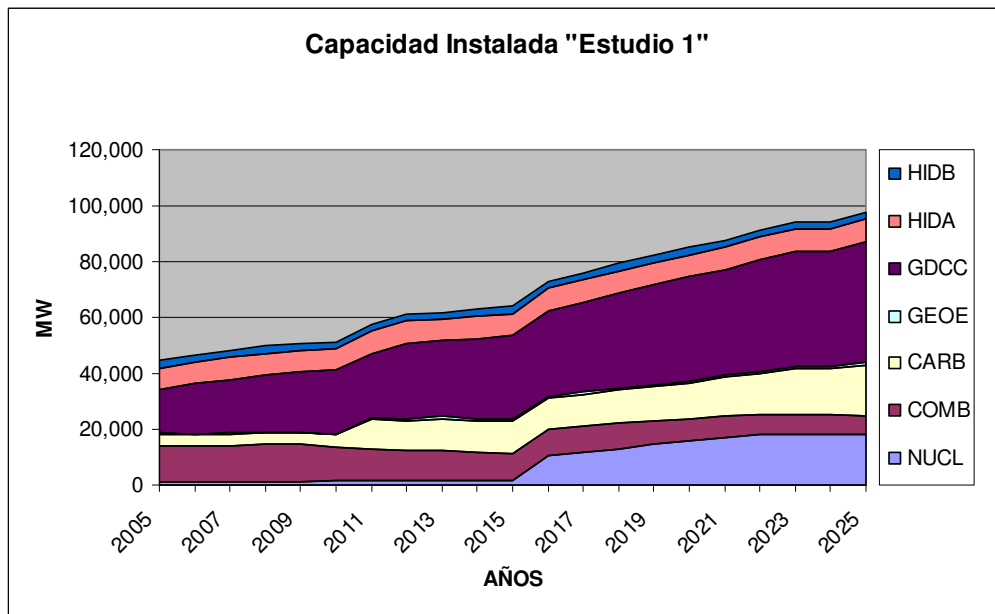
Gráfica 7.1.2 Capacidad Instalada en 2025

HID A-B: Hidroeléctricas, GDCC: Gas Natural; GEOE: Geotérmicas y Eólicas; CARB: Carbón; COMB: Combustóleo y Diesel; NUCL: Nuclear

Se observa que, en este caso hay un incremento importante en el uso de combustibles nuclear y carbón y disminución del combustóleo y diesel, la producción por medio de energía hidroeléctrica también disminuye a lo largo del estudio; considerando que la capacidad instalada se duplica para el último año, es decir este incremento se da en tan sólo 14 años, pues es en el 2011 cuando se da la entrada de

nuevas plantas al sistema y es por eso que a pesar de aumentar considerablemente el número de plantas tipo geotermoeléctrico no se ve reflejado este aumento, además de que su capacidad es muy pequeña. El uso de gas natural no aumenta, prácticamente permanece estable, lo cual no es recomendable debido a la alta demanda de este combustible en la actualidad y que se espera que siga en aumento en el futuro.

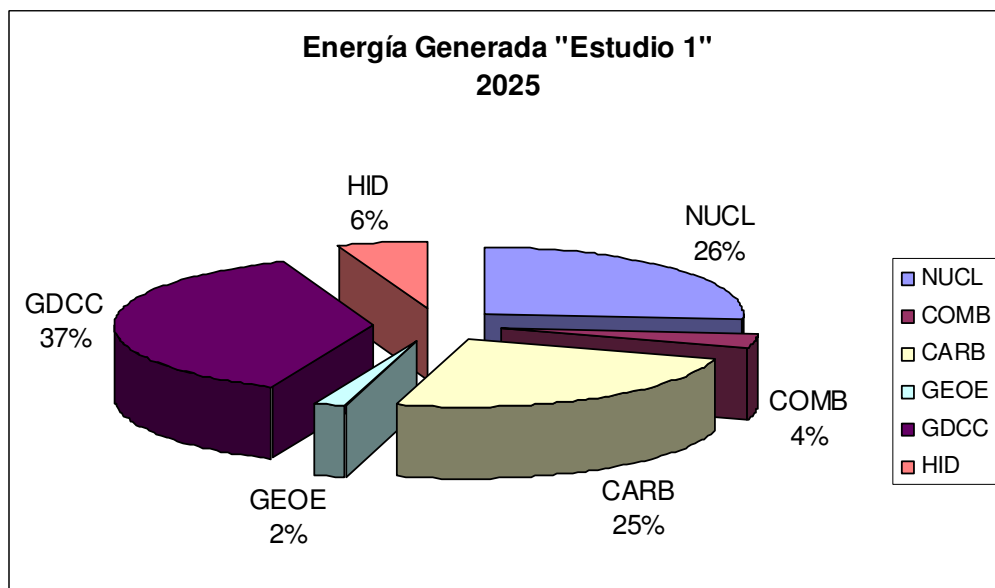
En la gráfica 7.1.3 se muestra la evolución de la adición de potencia a lo largo del estudio:



Gráfica 7.1.3 Capacidad Instalada

HID A-B: Hidroeléctricas, GDCC: Gas Natural; GEOE: Geotérmicas y Eólicas; CARB: Carbón; COMB: Combustóleo y Diesel; NUCL: Nuclear.

La composición de la energía generada en el 2025 se muestra en la gráfica 7.1.4.:

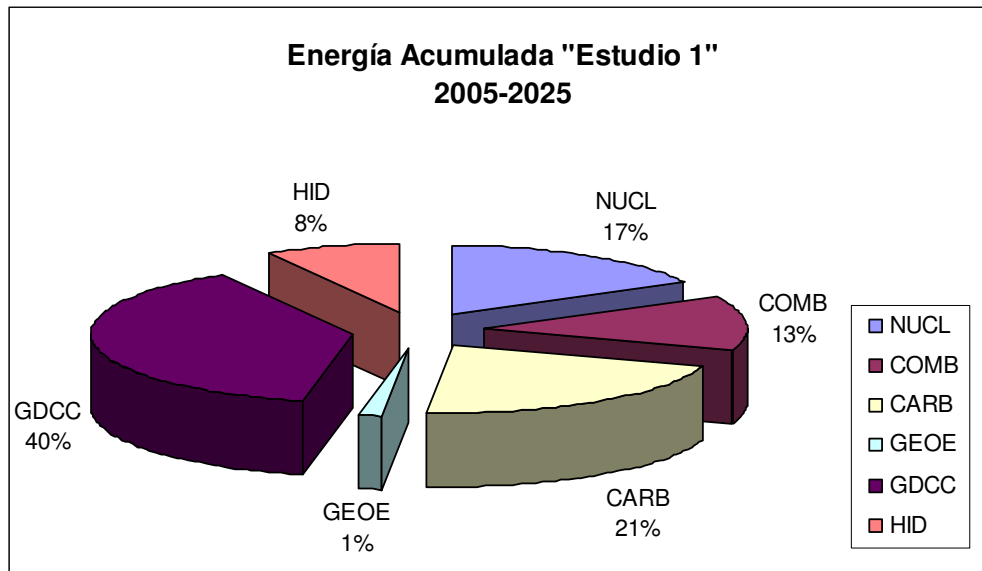


Gráfica 7.1.4 Energía Generada en 2025

HID A-B: Hidroeléctricas, GDCC: Gas Natural; GEOE: Geotérmicas y Eólicas; CARB: Carbón; COMB: Combustóleo y Diesel; NUCL: Nuclear.

En el último año de estudio la mayor parte de la producción de energía es realizada principalmente por tres combustibles, el gas natural, el nuclear y el carbón; lo cual es medianamente bueno considerando que es redituable el uso de energía nuclear, pero el uso de gas natural no, pues es muy costoso y escaso, tampoco el uso de carbón es recomendado pues México no cuenta con yacimientos importantes de este tipo, tendría que importarlo. Este comentario puede cambiar de sentido si se ratificara la existencia de reservas de carbón nacional. Quedaría solamente el inconveniente ambiental, ya que el carbón es mucho menos limpio que el gas natural.

La energía acumulada generada durante el periodo 2005-2025 fue de 7,474,032.54 MWh y la composición de esta generación se muestra en la gráfica 7.1.5.:

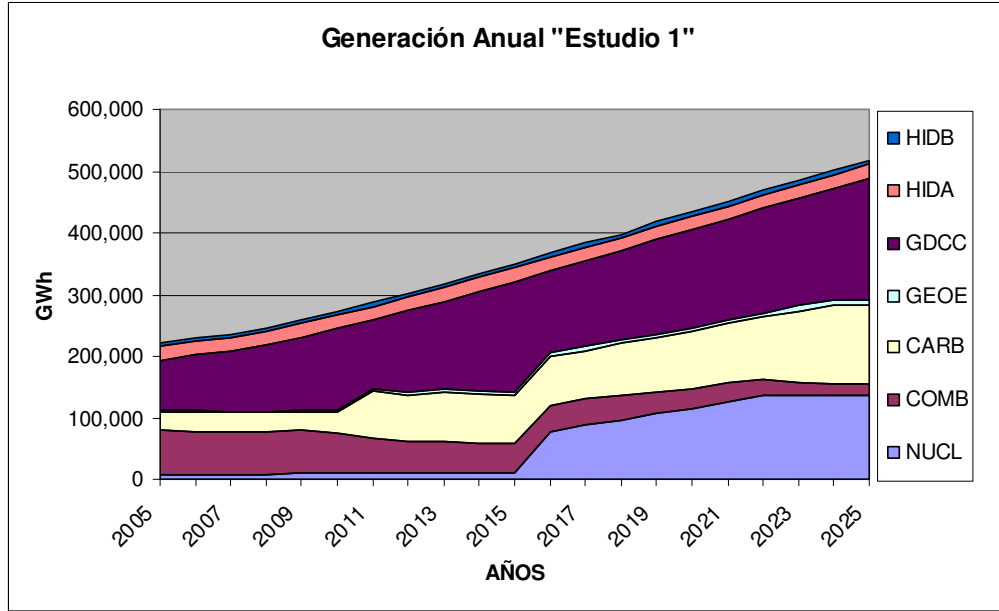


Gráfica 7.1.5 Energía acumulada de 2005 a 2025

HID A-B: Hidroeléctricas, GDCC: Gas Natural; GEOE: Geotérmicas y Eólicas; CARB: Carbón; COMB: Combustóleo y Diesel; NUCL: Nuclear.

Esta gráfica indica que a lo largo del estudio la mayor parte de la energía generada corrió a cargo de las plantas que utilizan gas natural.

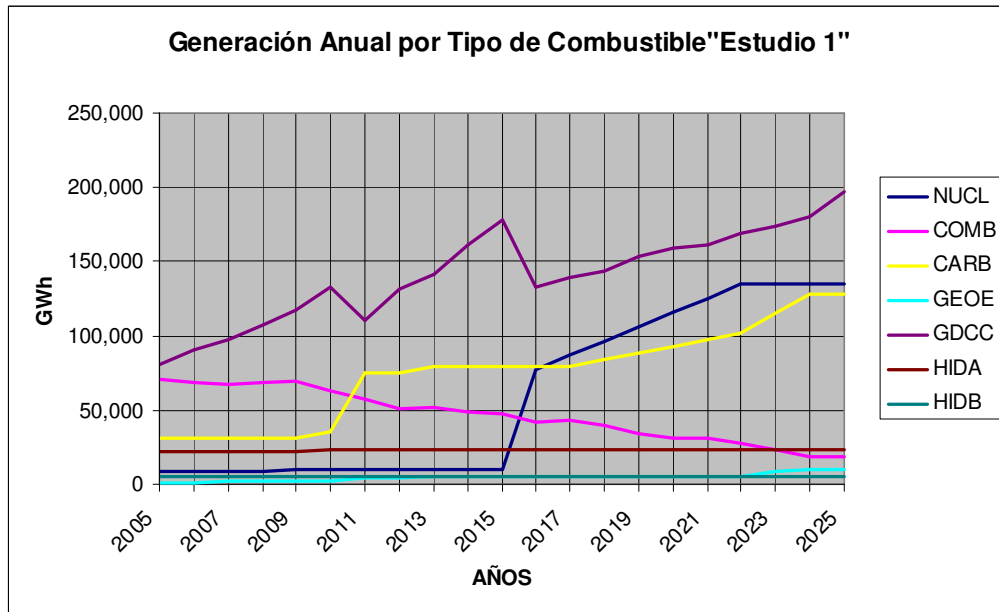
La generación anual se muestra en la gráfica 7.1.6.:



Gráfica 7.1.6 Generación anual

HID A-B: Hidroeléctricas, GDCC: Gas Natural; GEOE: Geotérmicas y Eólicas; CARB: Carbón; COMB: Combustóleo y Diesel; NUCL: Nuclear.

La generación anual vista en forma independiente por tipo de combustible se muestra en la gráfica 7.1.7.:

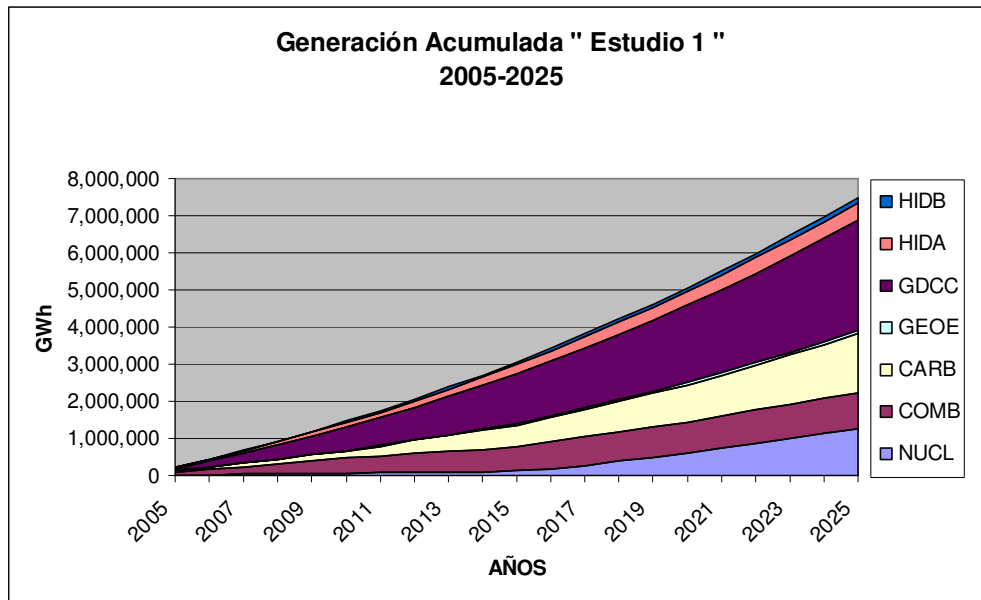


Gráfica 7.1.7 Generación Anual por Tipo de Combustible

HID A-B: Hidroeléctricas, GDCC: Gas Natural; GEOE: Geotérmicas y Eólicas; CARB: Carbón; COMB: Combustóleo y Diesel; NUCL: Nuclear.

En esta gráfica puede observarse como al momento de entrada de un combustible otros disminuyen su uso, como es el caso en la entrada de; primero carbón (amarillo) y luego nuclear (azul), en ambos casos el combustible que se ve más afectado en cuanto a su uso es el gas natural (violeta) y en seguida le sigue el combustóleo y diesel (rosa).

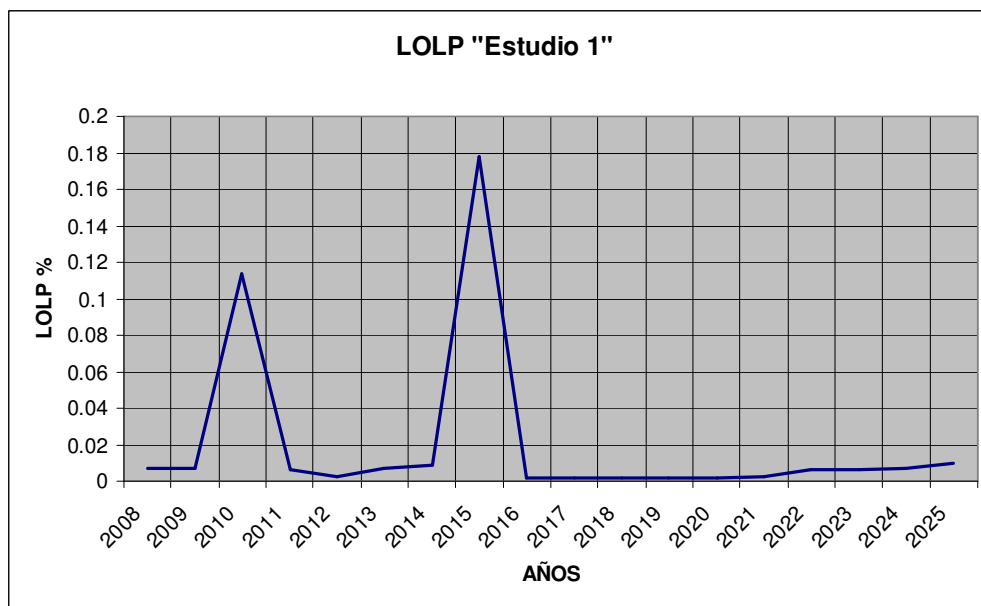
La energía acumulada se muestra en la gráfica 7.1.8.:



Gráfica 7.1.8 Generación acumulada

HID A-B: Hidroeléctricas, GDCC: Gas Natural; GEOE: Geotérmicas y Eólicas; CARB: Carbón; COMB: Combustóleo y Diesel; NUCL: Nuclear.

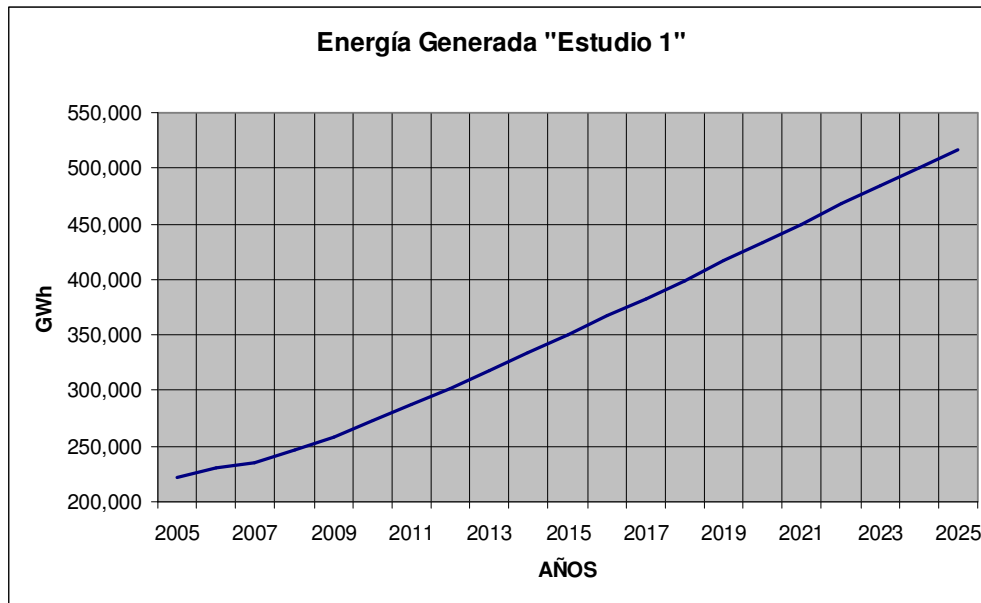
El comportamiento de la energía no servida se muestra en la gráfica 7.1.9.



Gráfica 7.1.9 LOLP

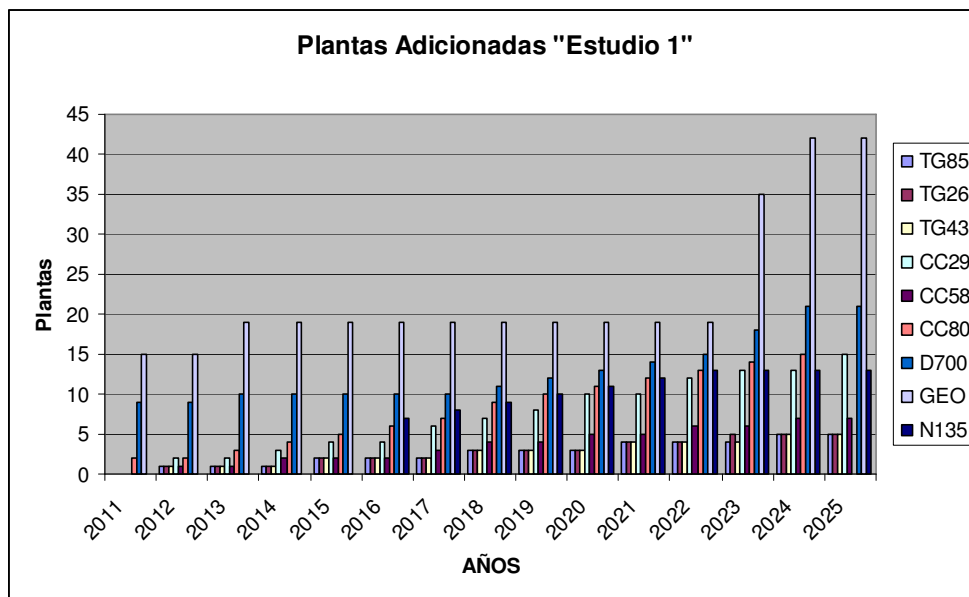
Se consideró a partir del año 2008 para poder apreciar mejor los años 2011 y 2016 por que son los años previos al incremento considerable de capacidad instalada. Y es que para los años 2005 y 2006 son tan grandes las LOLP que se salen de la escala y es que dichos años ya se superaron. A pesar de la aparición de estos picos el valor de la LOLP más grande no es de importancia pues la escala utilizada llega a 0.2%, cuando lo permitido es de 0.82% es decir tres días por año, esto habla de un buen sistema en cuanto a la probabilidad de pérdida de carga.

La energía generada durante todo el estudio se muestra en la gráfica 7.1.10:



Gráfica 7.1.10 Energía Generada

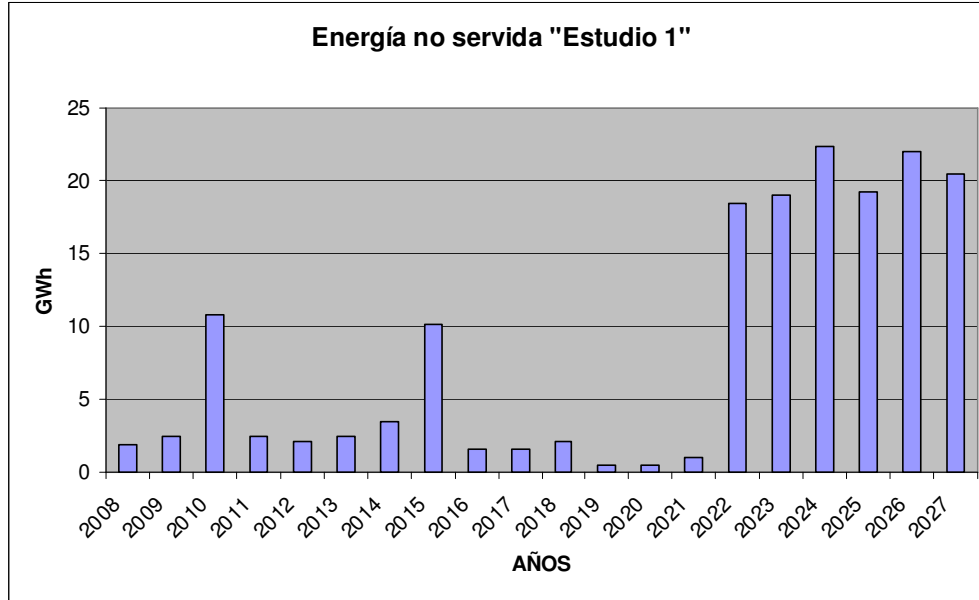
Se puede observar el número de plantas adicionadas en la tabla 7.1.11.:



Gráfica 7.1.11. Plantas Adicionadas

HID A-B: Hidroeléctricas, GDCC: Gas Natural; GEOE: Geotérmicas y Eólicas; CARB: Carbón; COMB: Combustóleo y Diesel; NUCL: Nuclear.

En esta gráfica se observar de mejor manera como es el uso de combustibles, con lo que para este estudio, se cubre el punto de buscar diversidad en su uso. La engría no servida en GWh se observa en la gráfica 7.1.12.:



Gráfica 7.1.12. Energía no servida

7.2. Estudio 2 “Caso libre”

Al terminar el proceso de optimización, los resultados ofrecidos por el módulo DINPRO considera la entrada de plantas sin restricción según se muestra en la tabla 7.2.1.

Tabla 7.2.1. Adición de plantas. Estudio 2.

Año	Función Objetivo Acumulada	LOLP %	TG26	CC58	CC80	D700	N135	GEO	CC29	TG43	TG85
2005	20490984	4.281	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2006	39685848	4.279	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2007	42610668	0.005	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2008	52400368	0.007	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2009	58263908	0.007	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	63779244	0.114	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	70259400	0.004	0	0	0	9	0	38	0	0	0
2012	75060384	0.003	0	0	0	13	0	38	0	0	0
2013	79740480	0.005	0	0	0	16	0	68	0	0	0
2014	83769992	0.006	0	0	0	20	0	68	0	0	0
2015	87296696	0.104	0	0	0	20	0	68	0	0	0
2016	92190680	0.005	0	0	0	20	6	68	0	0	0
2017	95561920	0.003	0	0	0	20	9	68	0	0	0
2018	98492320	0.003	0	0	0	20	12	68	0	0	0
2019	101062128	0.003	0	0	0	20	15	68	0	0	0
2020	103290264	0.003	0	0	0	20	18	68	0	0	0
2021	105067496	0.004	0	0	0	22	19	75	0	0	0
2022	106635832	0.011	0	0	0	24	20	83	0	0	0
2023	108072024	0.01	0	0	0	28	21	83	0	0	0
2024	109363944	0.014	0	0	0	28	23	83	0	0	0
2025	110472928	0.036	0	0	0	28	24	83	0	0	0

Al igual que en el “Estudio 1” las adiciones comienzan el año 2011 y no en el año 2012 por la misma razón.

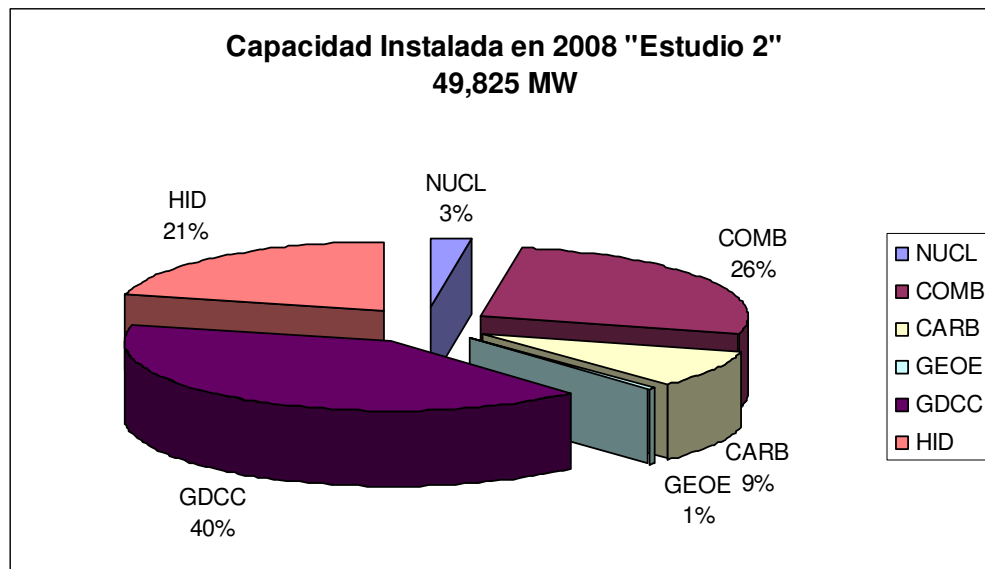
Con base en estos resultados y los obtenidos del módulo MERSIM se obtiene el costo de la energía generada. La tabla 6.2.2.muestra los resultados obtenidos:

Tabla 7.2.2. Costo de la energía generada. Estudio 2.

Año	Función objetivo KUS\$	Energía generada GWh	Costo de la energía generada US\$/MWh
2025	110472928	7429884.01	14.87

Para el final del estudio el costo de la generación de energía, con este sistema propuesto en WASP, tiene un valor de 14.87US\$ por cada MWh de energía generada.

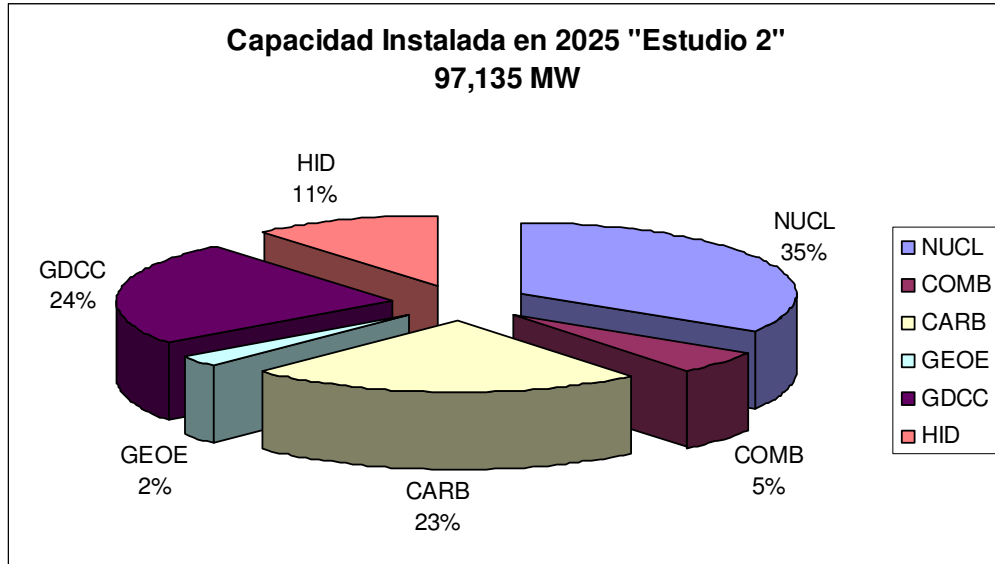
Los resultados ofrecidos por el módulo MERSIM en su segunda opción de salida se pueden apreciar en las siguientes gráficas. La capacidad instalada en el año 2008 se muestra en la gráfica 7.2.1.



Gráfica 7.2.1 Capacidad Instalada en 2008

HID A-B: Hidroeléctricas, GDCC: Gas Natural; GEOE: Geotérmicas y Eólicas; CARB: Carbón; COMB: Combustóleo y Diesel; NUCL: Nuclear

La capacidad instalada en 2025 se muestra en la gráfica 7.2.2.:

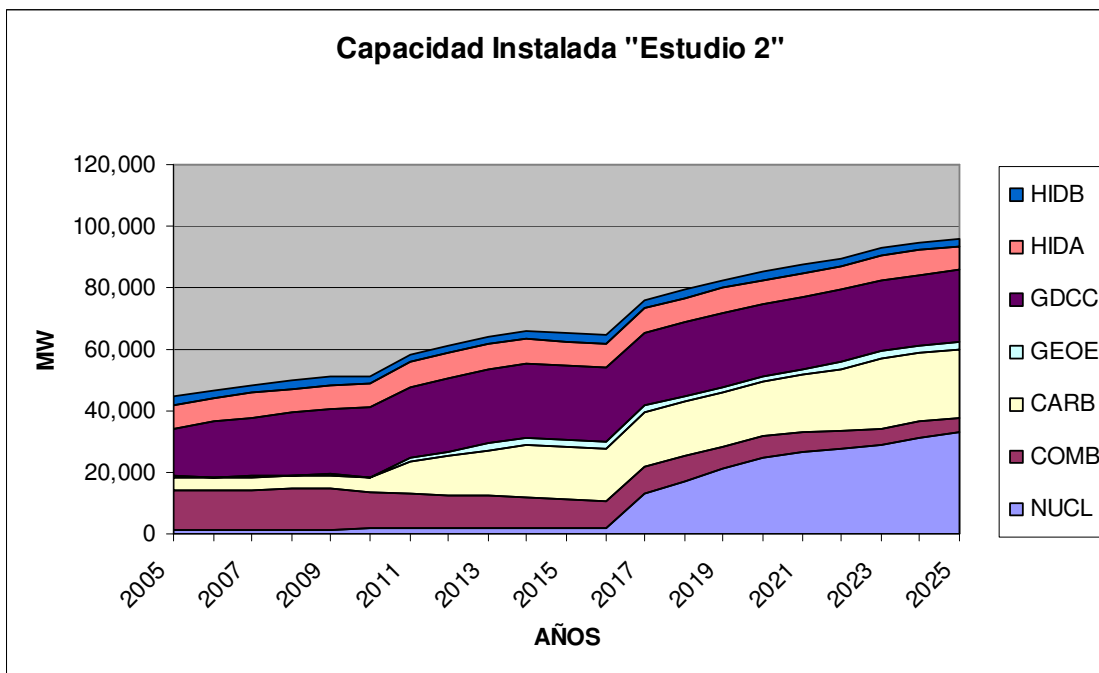


Gráfica 7.2.2 Capacidad Instalada en 2025

HID A-B: Hidroeléctricas, GDCC: Gas Natural; GEOE: Geotérmicas y Eólicas; CARB: Carbón; COMB: Combustóleo y Diesel; NUCL: Nuclear

En este estudio las gráficas muestran que la capacidad instalada al final del estudio sólo aumenta en las plantas geotérmicas, nucleares y carboeléctricas, esto es bueno por que disminuye el uso de gas natural considerablemente aunque por otro lado el uso de carbón aumenta lo cual no es recomendable. La energía nuclear representa el 35% y esto en la realidad no es posible debido a condiciones políticas y cuestiones de aceptación social, lo recomendable es hacer otro estudio buscando que este porcentaje sea menor, pero para efectos académicos es un buen estudio.

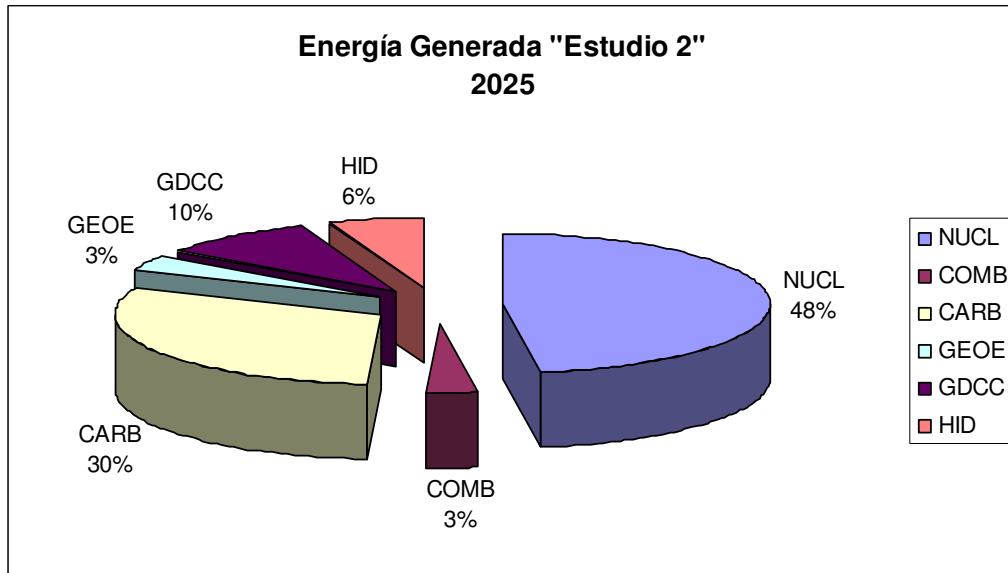
En la gráfica 7.2.3 se muestra la evolución de la adición de potencia del sistema a lo largo del estudio.



Gráfica 7.2.3 Capacidad Instalada

HID A-B: Hidroeléctricas, GDCC: Gas Natural; GEOE: Geotérmicas y Eólicas; CARB: Carbón; COMB: Combustóleo y Diesel; NUCL: Nuclear.

La composición de la energía generada durante el 2025 se muestra en la gráfica 7.2.4.

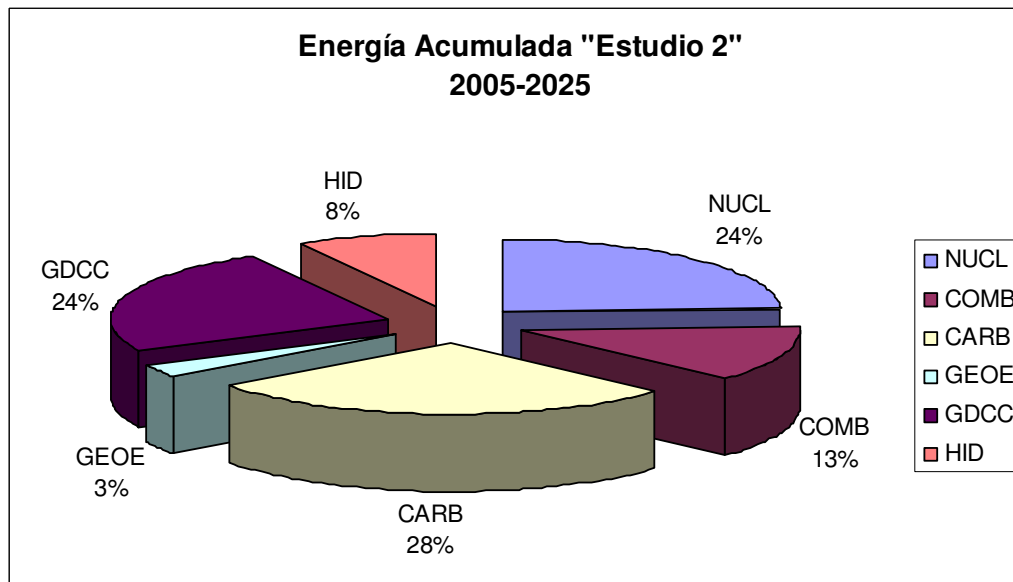


Gráfica 7.2.4 Energía Generada en 2025

HID A-B: Hidroeléctricas, GDCC: Gas Natural; GEOE: Geotérmicas y Eólicas; CARB: Carbón; COMB: Combustóleo y Diesel; NUCL: Nuclear.

Este estudio refleja un uso importante de combustibles como el nuclear, el carbón y en mucho menor grado el geotérmico que aumenta de 1% a 3% lo cual es demasiado considerando la poca capacidad de generación que tiene, esto es debido a que el programa sólo permitió la entrada de las tecnologías que utilizan estos combustibles.

La energía acumulada desde el año 2005 hasta el año 2025 fue de 7,429,884.01 MWh y su composición se muestra en la grafica 7.2.5.:

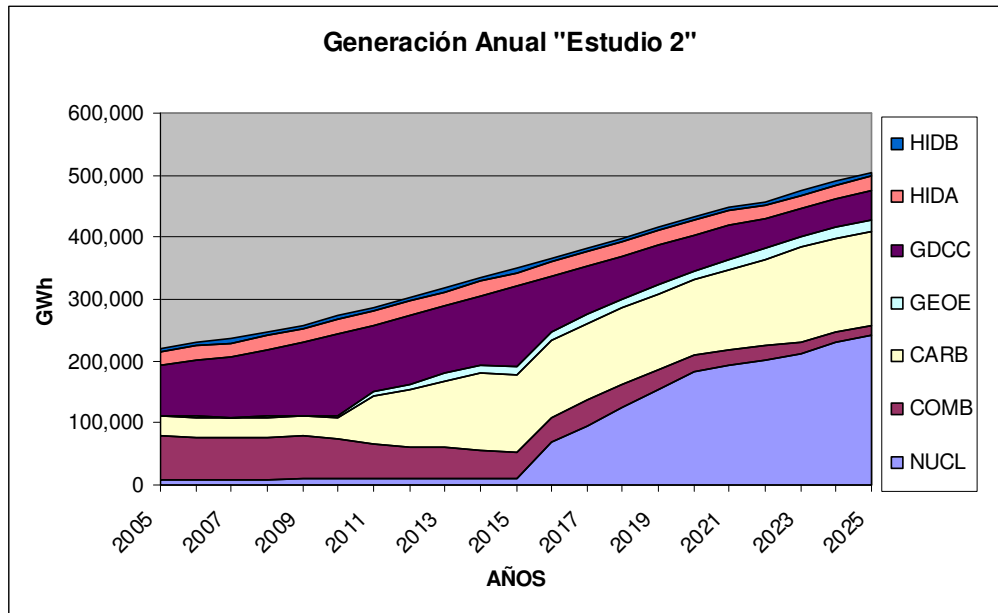


Gráfica 7.2.5 Energía Acumulada de 2005 a 2025

HID A-B: Hidroeléctricas, GDCC: Gas Natural; GEOE: Geotérmicas y Eólicas; CARB: Carbón; COMB: Combustóleo y Diesel; NUCL: Nuclear.

A lo largo de este estudio se puede apreciar un uso de combustibles mejor distribuido en comparación al estudio anterior, en el cual el 44% de la energía acumulada se había realizado mediante el uso de gas natural. Esto puede reflejarse en la diversidad en cuanto al uso de combustibles.

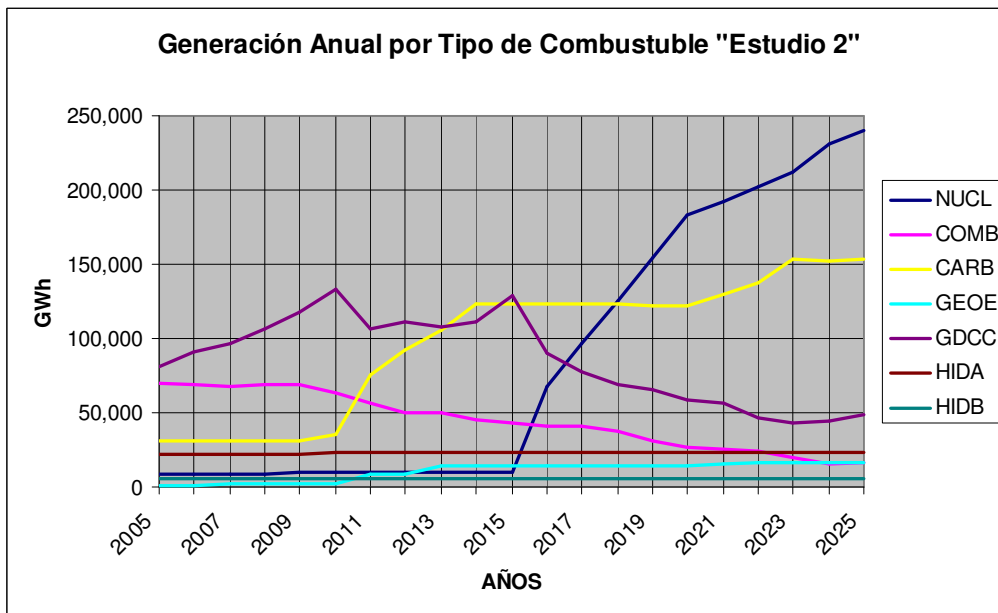
La generación anual se muestra en la gráfica 7.2.6.:



Gráfica 7.2.6 Generación anual

HID A-B: Hidroeléctricas, GDCC: Gas Natural; GEOE: Geotérmicas y Eólicas; CARB: Carbón; COMB: Combustóleo y Diesel; NUCL: Nuclear.

La generación anual vista en forma independiente por tipo de combustibles se muestra en la gráfica 7.2.7.:

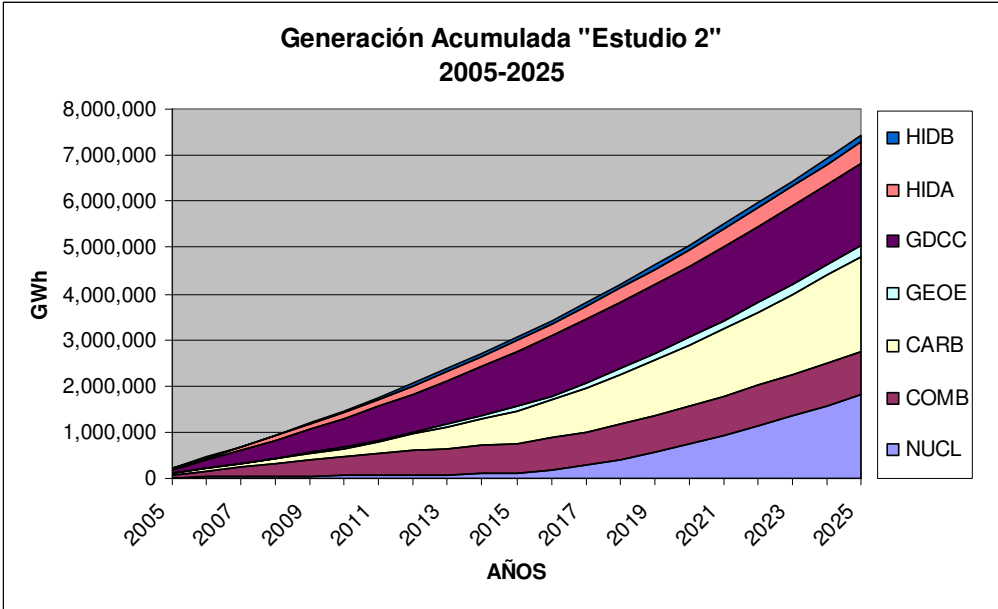


Gráfica 7.2.7 Generación Anual Independiente

HID A-B: Hidroeléctricas, GDCC: Gas Natural; GEOE: Geotérmicas y Eólicas; CARB: Carbón; COMB: Combustóleo y Diesel; NUCL: Nuclear.

En este caso la tecnología que utiliza gas natural se ve aun más disminuida que en el estudio anterior, y por lo consiguiente se da el aumento considerable del uso de combustible nuclear y carbón. Debido al modo en que se adicionaron nuevas plantas.

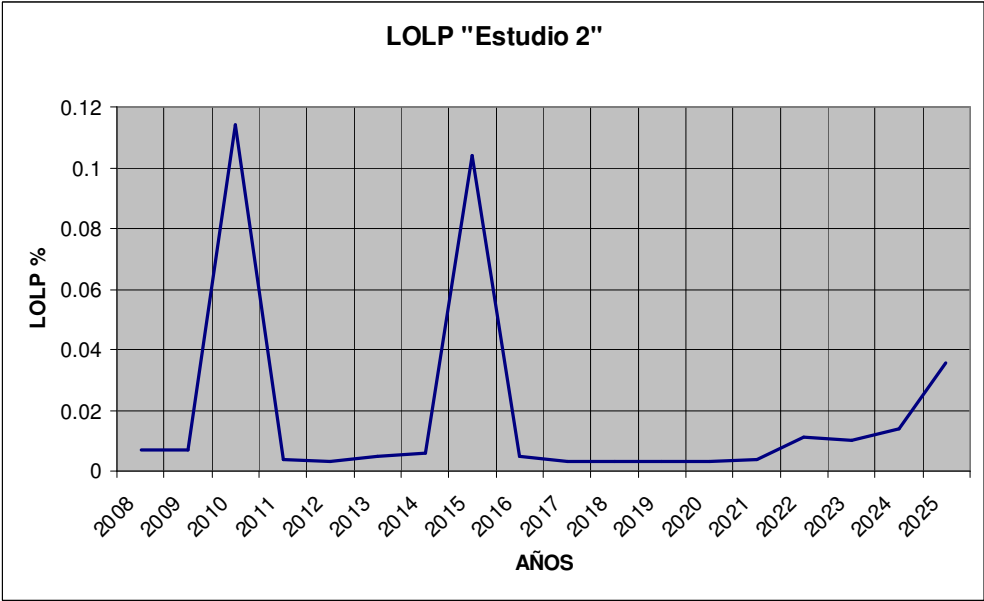
La energía acumulada se muestra en al gráfica 7.2.8.



Gráfica 7.2.8 Generación Acumulada

HID A-B: Hidroeléctricas, GDCC: Gas Natural; GEOE: Geotérmicas y Eólicas; CARB: Carbón; COMB: Combustóleo y Diesel; NUCL: Nuclear.

El comportamiento de la LOLP se muestra en la gráfica 7.2.9.:

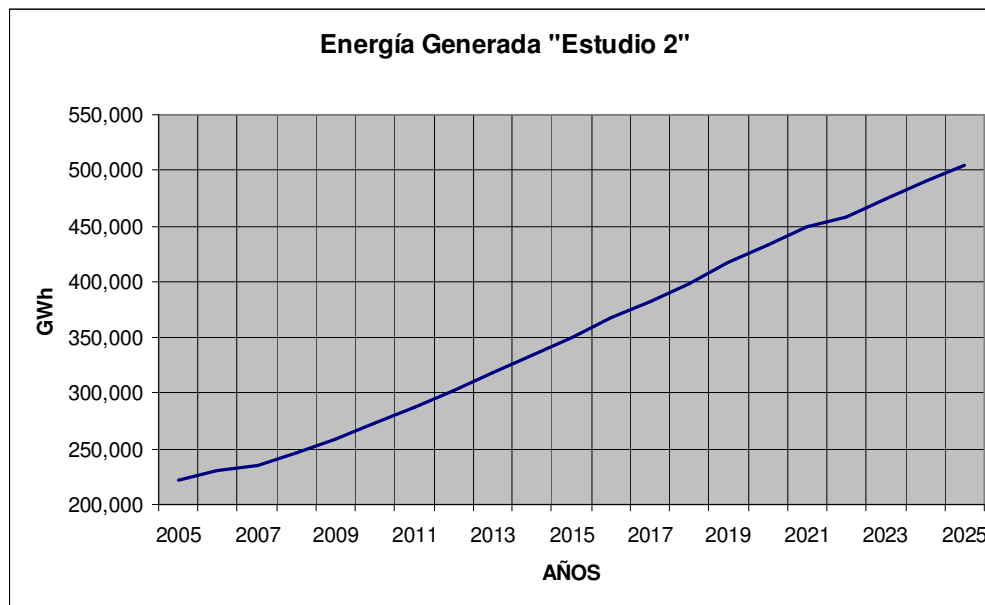


Gráfica 7.2.9 LOLP

Para elaborar esta gráfica se hicieron las mismas consideraciones que en el estudio anterior y los resultados ofrecidos fueron muy similares en cuanto al año de aparición de picos, pero en una escala

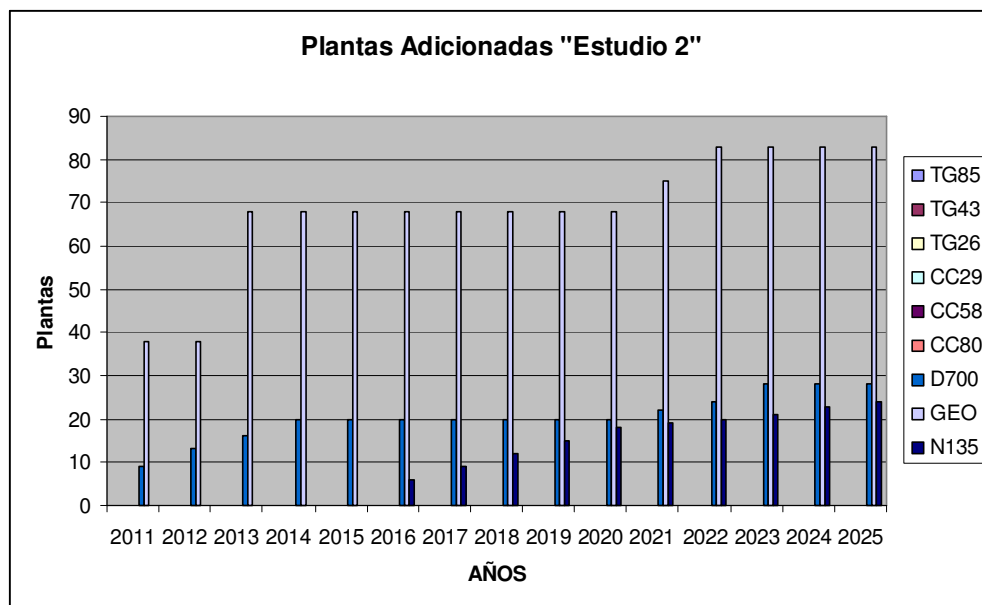
menor pues esta llega a 0.12%, esto indica una mejoría en cuanto a la disminución de la probabilidad de pérdida de carga.

La energía generada durante todo el estudio se muestra en la gráfica 7.2.10.:



Gráfica 7.2.10 Energía Generada

Se puede observar el número de plantas adicionadas durante el estudio en la tabla 7.2.11.:

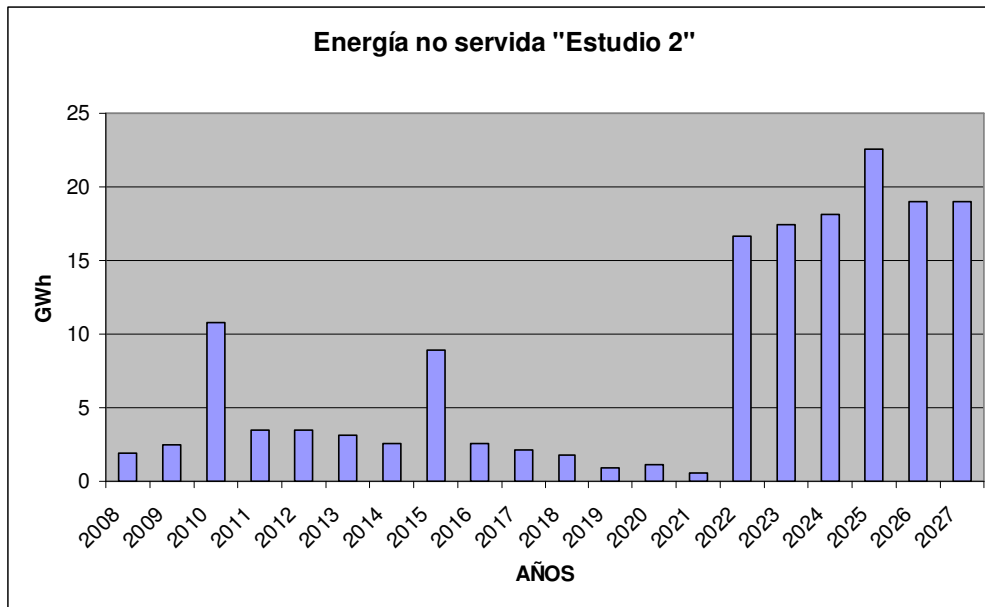


Gráfica 7.2.11 Plantas Adicionadas

HID A-B: Hidroeléctricas, GDCC: Gas Natural; GEOE: Geotérmicas y Eólicas; CARB: Carbón; COMB: Combustóleo y Diesel; NUCL: Nuclear.

En esta gráfica al igual que en la del estudio anterior se observa cómo fue la distribución de la adición de nuevas plantas, predominando el número de las geotérmicas y la capacidad instalada de generación de las nucleares.

La energía no servida en GWh se observa en la gráfica 7.2.12.:



Gráfica 7.2.12 Energía no servida

La energía no servida está relacionada con la LOLP es por ello que también se inicia a partir del año 2008.

8. Análisis de resultados

8.1. Función objetivo

La función objetivo es uno de los puntos más importantes en la obtención de resultados que brinda el programa WASP al final del estudio; pues mediante ella se puede obtener el costo de generación para cada uno de los años que dura el estudio.

La tabla 8.1.1 muestra la comparación de los resultados obtenidos en los dos casos de estudio desarrollados en esta tesis, para el año 2005:

Tabla 8.1.1 Comparación del costo de la energía generada

Estudio	Año	Función objetivo KUS\$	Energía generada GWh (2005-2025)	Costo de la energía generada US\$/MWh
Acotado (1)	2025	115887832	7474032.54	15.5054
Libre (2)	2025	110472928	7429884.01	14.8687

Es de esperarse que el costo de generación más elevado sea el que ofrece el estudio acotado, ya que en él se incluyen, de manera forzada, las plantas con tecnología más costosa, como es el caso de las plantas tipo turbogás pues éstas tienen una capacidad de generación muy pequeña en comparación con la planta tipo nuclear, además que el combustible que utilizan es muy caro.

8.2. Índice Stirling

Este índice refleja la diversidad en la generación acumulada por tipo de combustible que ofrece cierto sistema, para los estudios realizados en esta tesis se calculó a partir de distribución de los diferentes combustibles en la generación acumulada.

Tabla 8.2.1 Comparación del índice Stirling referido a la generación acumulada.

Estudio	Índice Stirling
Acotado (1)	1.5320
Libre (2)	1.6154

Esto indica que el sistema 1 acotado tiene menor diversidad respecto al sistema 2 libre, a pesar de que el sistema 1 acotado está forzado para que entren todas las plantas establecidas en el módulo variable, lo que nos llevaría a suponer que por lo mismo el uso de combustibles sería más diverso, pero no es así. Esto se debe a que en el estudio 2 libre el uso de gas natural se ve reducido drásticamente por la entrada considerable únicamente de plantas de tres tipos de tecnología; geotérmica, dual y nuclear lo que fuerza a la utilización de combustibles como el carbón, el combustóleo, el diesel y el nuclear. Y en el estudio 1 acotado inclusive entran plantas que utilizan gas natural con lo cual su uso no disminuye, al contrario aumenta reduciendo el uso de los demás combustibles y perdiendo diversidad de uso de combustibles.

9. Conclusiones

En la búsqueda de un programa de instalación de plantas de generación, como un plan óptimo de expansión eléctrica, utilizando el modelo computacional WASP IV, resultó en la formulación de una gran base de datos, así como la ejecución de dicho programa para posibles estudios de expansión y el análisis de los resultados obtenidos de dichos estudios, esto se requiere para que un país haga los ajustes necesarios para poder cubrir de manera adecuada la demanda de energía cada año y es aún más importante para anticiparse a posibles cambios en precios de combustible, políticas ambientales, demandas de energía, etc.

La metodología utilizada en cuanto a la investigación y obtención de datos parecería un tanto técnica, pero están involucrados aspectos de análisis económico en cuanto al uso de combustibles y tecnologías, todo esto orientado a las circunstancias actuales por las que está atravesando el país, pues se consideraron documentos oficiales como son los proporcionados por CFE y SENER. Además, se hace el análisis de resultados ofrecido por WASP IV para dos casos de estudio que se realizaron.

La curva de demanda calculada para el análisis en este estudio brinda un escenario cercano a la realidad, esto se justifica considerando que los datos utilizados para su formulación son reales y es mediante una extrapolación lineal que se obtienen los resultados para los años faltantes. Es posible hacer cambios en esta curva de demanda, lo cual es muy útil, pues se pueden generar estudios que muestren los posibles escenarios de expansión para las diferentes curvas y así poder observar cómo es el comportamiento de la optimización ya sea para una curva de demanda más inclinada o con menos pendiente; lo que nos lleva a tener una mayor visión de cómo afectan estos cambios al sistema cuando ocurren en la realidad y con ello es posible desarrollar planes cubriendo estos cambios en la demanda.

Se consideró la implementación de un paquete de tecnologías candidatas balanceado, esto es considerar tecnologías de generación de bajo, mediano y alto costo de operación, sin perder de vista el mercado de combustibles, la metodología de este análisis se basó principalmente en dos aspectos, la capacidad de generación por tipo de tecnología y los costos que implican la construcción, operación y mantenimiento de dichas plantas.

Respecto a las implicaciones de los escenarios de expansión que se desarrollaron, sobre el mercado de combustibles, se encontró que la capacidad de generación aumentó casi de una manera constante y que el aumento o disminución del uso de algún combustible fue balanceado por otro, que al momento de estos cambios, tuviera menores índices en sus costos, de tal manera que la curva de demanda no se vio afectada y siempre se mantuvo dentro de los márgenes establecidos en el programa. En todos los casos de estudio que se realizaron incluso en los reportados en esta tesis, el programa WASP IV con la base de datos que proviene de los documentos de CFE y SENER, considera siempre a las plantas de tipo nuclear, dual y geotérmica, en este orden, como favoritas para la adición, esto hace que este tipo de tecnologías sean muy atractivas para su construcción en la práctica; en un caso contrario las plantas termoeléctricas convencionales y turbogás no consideraron como favoritas por el programa, las plantas de ciclo combinado permanecieron en un lugar intermedio. Esta es otra de las capacidades positivas que ofrece el programa ya que nos sirve para encontrar qué tecnología de generación, con base en el mercado de combustibles, es la más recomendable económicamente hablando o bien cuál es la que tiene costos más elevados y no conviene construir, así como cuáles permanecen en un rango intermedio.

Con base en lo anterior se propone que debe haber un cambio en cuanto al uso de tecnologías de generación, pues dependemos totalmente de los combustibles fósiles y es necesario que se de un mayor uso de la energía nuclear pues es una de las formas para generar energía eléctrica a gran escala y bajo costo, al principio es una fuerte inversión pero a la larga todo queda retribuido. También es necesario un mayor uso de las tecnologías renovables como son la geotérmica y la eólica; tal ves estas sólo proporcionan una cantidad significativa de electricidad pero se pueden construir grandes parques eólicos y tratar de explotar al máximo los yacimientos geotérmicos y no dejar todo en manos de los combustibles fósiles; además que el mismo programa da su fallo a favor de estas tecnologías, económicamente hablando.

El programa WASP IV es en una herramienta para el estudio de los sistemas de generación eléctrica a largo plazo para hacer predicciones gruesas de las adiciones de las diferentes tecnologías que pueden ser consideradas en la expansión para tener el mínimo costo de generación eléctrica considerando todo el SIN como si fuera un solo nodo. Sin embargo, es primordial conocer a fondo las capacidades y limitaciones que brinda este tipo de programa para así poder encontrar el conjunto de soluciones óptimo, necesario para la expansión de un determinado sistema eléctrico de generación. Es por ello que la formulación de la base de datos que requiere este programa tiene gran importancia y ésta es la razón por la cual se decidió construir dicha base de datos. Desafortunadamente no es definitiva, año con año, o más frecuentemente, cambian lo parámetros que la rigen, pero a pesar de esto es de mucha utilidad, pues los próximos estudios de planeación se pueden basar en ella para crear y mejorar nuevos proyectos de expansión de sistemas de generación.

Cabe señalar que en el proceso de elaboración de esta tesis, se desarrollaron varios estudios de expansión del sistema eléctrico nacional, pero sólo se reportaron los dos últimos, ya que a medida que se iba avanzando se hicieron cambios en varios aspectos, desde la construcción de la curva de demanda , hasta el cambio de plantas candidatas, así como también la manera de distribuir la entrada de dichas plantas en el módulo de CONGEN; se escogieron estas dos ultimas porque fueron la culminación de varios intentos por generar un mejor estudio. Además, se pensó tendrían grandes diferencias en cuanto al valor de la función objetivo, debido a la construcción del modulo CONGEN, que es lo que los diferencia; pero al final, no fue demasiada la diferencia, convirtiendo a ambos en posibles soluciones para la optimización de la expansión del sistema de generación, ya que para ambos resultó que la probabilidad de pérdida de carga es considerablemente pequeña y los costos de la energía generada cada GWh son similares y no muy elevados. Todo esto sin contemplar los aspectos políticos ni sociales que intervienen en la elaboración de los planes de expansión del sistema de generación de energía que rigen a los países. Con lo anterior podemos observar que el programa WASP IV siempre busca la mejor solución en cuanto a costos y cumplimiento de la demanda de energía sea cual sea la manera de imponer plantas candidatas.

Un aspecto importante en el cual no se tuvo la oportunidad de trabajar a fondo fue el relacionado con la emisión de partículas contaminantes y este tema queda abierto para otro estudio. La construcción de plantas de tipo hidroeléctrico es un proceso muy elaborado que para efectos reales no simplemente se puede incluir en la base de datos variable; pero para fines didácticos en cuanto al programa y aspectos de la respuesta del sistema de generación a la curva de demanda sería de mucha utilidad y esto también queda abierto para un nuevo estudio, debido a la falta de información. Esto puede considerarse como uno de los aspectos ajenos negativos del programa, pues es una cantidad considerable la información que se necesita.

Con el trabajo realizado es posible saber que WASP IV brinda una gran cantidad de resultados que pueden servir, no únicamente para saber qué tipo de tecnologías se deben usar en cierto sistema eléctrico de potencia para mejorar su eficiencia y respuesta a la demanda de energía, sino que también nos deja ver cuál es el comportamiento del sistema cuando se restringe la entrada de algún tipo de combustible que se refleja en la construcción de plantas con cierto tipo de tecnología. Esto es muy útil ya que se pueden hacer más estudios analizando los posibles escenarios que cubran la demanda de energía y de este modo poder distribuir el uso de combustibles como mejor convenga. Por ejemplo el uso de gas natural y combustibles fósiles puede restringirse y así saber cuánta capacidad debe instalarse con otro tipo de tecnologías, como son la nuclear, la geotérmica, la eólica y la hidrológica. Claro que es imposible prescindir de combustible fósiles, pero se puede construir una visión a futuro de cómo se puede restringir el uso de éstos y dar entrada poco a poco a recursos energéticos más abundantes y que además no tengan altos índices de contaminación, como es el caso de la energía nuclear y las energías renovables.

GLOSARIO Y TERMINOS

Ancho de túnel	Número máximo de unidades candidatas para la expansión del sistema en adición al número mínimo de unidades candidatas para estar en servicio en cierto año.
Autoabastecimiento	Suministro de los requerimientos de energía eléctrica de los miembros de una sociedad de particulares mediante una central generadora propia.
Autoabastecimiento remoto	Suministro de cargas de proyectos de autoabastecimiento localizados en un sitio diferente al de la central generadora, utilizando la red de transmisión del servicio público.
Capacidad	Potencia máxima de una unidad generadora, una central de generación o un dispositivo eléctrico, especificada por el fabricante o por el usuario, dependiendo del estado de los equipos.
Capacidad efectiva	La de una unidad generadora determinada por las condiciones ambientales y el estado físico de las instalaciones. Corresponde a la capacidad de placa corregida por efecto de degradaciones permanentes, debidas al deterioro o desgaste de los equipos que forman parte de la unidad.
Carga	La potencia requerida por dispositivos que consumen electricidad y se miden en unidades de potencia eléctrica.
Carga pico	El mayor valor que alcanza la curva de demanda en un período del año.
Cogeneración	Producción de electricidad conjuntamente con vapor u otro tipo de energía térmica secundaria o ambas.
Costo de construcción	Suma de todos los costos, directos o indirectos, inherentes a la transformación de un diseño o plan en una instalación lista para operación.
Costo nivelado de energía	Se calcula dividiendo el valor presente de los egresos que ocasionan el diseño y la construcción de una central generadora, más los costos de su operación durante su vida útil, entre la energía que aportará la planta en dicho periodo.
Costo variable de operación y mantenimiento	Costos de materias primas y costos del proceso, que varían con el volumen de producción de la central.
Costos de operación y mantenimiento	Costos directos e indirectos de mano de obra, administrativos, refacciones y equipo asociados con la operación y mantenimiento de centrales generadoras. Este concepto no incluye los costos de combustible.
Costos fijos de operación y mantenimiento	Costos independientes de las variaciones de la producción del sistema bajo consideración. Se incluye en ellos: mano de obra, mantenimiento, servicio técnico, laboratorio, impuestos y seguros, reparaciones y administración.
Costos indirectos de construcción	Costos asociados con la construcción pero no directamente relacionados con la fabricación, montaje y edificación de instalaciones. Incluyen los de los servicios de construcción (instalaciones temporales en sitio, herramientas, combustibles, permisos, etc.), administración del proyecto y servicios de ingeniería en oficinas y campo.
Costos variables de operación y mantenimiento	Costos de materias primas y del proceso, que varían con el volumen de producción de la central.
Curva de duración de carga	Gráfica que representa el porcentaje del tiempo durante el cual se registra o excede un determinado nivel de carga.
Demanda máxima	El mayor valor de la demanda integrada que se registra en un período determinado.

Demanda máxima bruta	Potencia que debe ser generada y/o importada para satisfacer los requerimientos de los usuarios, las pérdidas de transmisión y los usos propios de las centrales generadoras.
Energía no servida	Cantidad de energía no entregada por año debido a deficiencias en la capacidad de generación o por escasez en los suministros básicos de energía.
Escalación	Cambio o variación en los precios bases de estimación por el incremento o decremento de los mismos a lo largo del tiempo.
Facto de carga	
Función objetivo	Es la función que se busca optimizar.
Generación bruta	La energía de las unidades o centrales eléctricas medida a la salida de los generadores. Incluye el consumo en los usos propios de la central.
Hora pico	Es el momento en el cual la demanda de energía es máxima.
Horario de Verano	Adelanto de una hora en el horario normal para hacer un mayor uso de la luz solar.
Margen de reserva	Diferencia entre la capacidad efectiva y la demanda máxima coincidente de un sistema eléctrico, expresada como porcentaje de la demanda máxima.
Orden de carga	Es la lista relativa asignada a unidades y bloques de unidades para ser despachadas. La meta de las unidades listadas es proveer un orden de despacho que minimice los costos de generación mientras satisfaga todas las restricciones operantes.
Período crítico	Es el período del año en el cual la diferencia entre la capacidad disponible de generación y el pico de demanda tiene el mínimo valor.
Probabilidad de pérdida de carga	Es la probabilidad de no satisfacer toda la demanda de potencia de electricidad con la generación disponible.
Productor independiente de energía	Titular de un permiso para generar energía eléctrica destinada exclusivamente para su venta a CFE.
Reserva rodante	Disponibilidad inmediata de engría por medio de plantas generadoras de energía preparadas para su uso
Sistema interconectado	Sistemas eléctricos regionales que comparten a través de enlaces sus recursos de capacidad y funcionamiento económico , confiable y eficiente en su conjunto
Tarifas con diferencia horaria.	Es una variación del precio de la energía eléctrica, que depende de la hora en que esta se requiera, entre mas cerca este de las horas pico más elevado será su costo.
Tasa de descuento	Tasa de interés que refleja el valor del dinero en el tiempo y que se utiliza para convertir costos y beneficios que ocurren en tiempos diferentes a valores equivalentes asociados a un tiempo común . Teóricamente refleja el costo de oportunidad del dinero para inversionistas o, en términos más amplios, para un país.
Usos propios en plantas generadoras	Es la capacidad y energía destinada a prestar servicios dentro de la central eléctrica, tales como la excitación de los alternadores, centro de control, banco de baterías, grúas, sistema de lubricación, sistema de válvulas, bombeo de alimentación, alumbrado, etc., incluyendo las pérdidas asociadas a estos servicios.
Valor de rescate	Valor en el mercado de una máquina o facilidad en cualquier momento. Es normalmente un recurso estimado o valor en el mercado al final de su vida estimada.

LISTA DE SIGLAS Y ACRONIMOS

ABWR	Advanced Boiling Water Reactor (Reactor Avanzado de Agua Hirviente)
AP1000	Advanced Pressurized of 1000MW (Reactor de agua presurizada de 1000MW)
BWR	Boiling Water Reactor (Reactor de Agua Hirviente)
CARB	Combustible carbón
CC	Planta de tipo ciclo combinado
CFE	Comisión Federal de Electricidad
COMB	Combustible tipo Combustóleo y diesel
CONGEN	Módulo "Configuration Generator" (Generador de configuraciones) de WASP
COPAR	Costos y parámetros de referencia para la formulación de proyectos de inversión en el sector eléctrico
c/10%kcal	Centavos de dólar por mega kilo calorías
DYNPRO	Módulo "Dynamic Programming Optimization" (Optimización por medio de programación dinámica) de WASP
EDP	Electricidad de Portugal
ENS	Energía no servida
EPR	European Pressurized Water Reactor (Reactor Europeo de Agua Presurizada)
FEO	Fecha de entrada en operación.
FIXSYS	Módulo "Fixed System Description" (Descripción del sistema fijo) de WASP
GDCC	Combustible de gas natural
GE	General Electric
GEOE	Combustible relacionado con las plantas tipo Geotermoeléctrica y Eoleoeléctrica
GWh	Gigawatt-hora
Ha	Hectáreas
HIDA	Hidroeléctrica Tipo A
HIDB	Hidroeléctrica Tipo A
HID	Hidroeléctrica que agrupa los dos tipos A y B
IAEA	International Atomic Energy Agency (Organismo Internacional de Energía Atómica)
IFAI	Instituto Federal de Acceso a la Información
Kcal/kg	Kilocalorías por kilogramo
Kcal/kWh	Kilocalorías por kilowatt-hora
kg	Kilogramo
km	Kilómetro
LOADSY	Módulo "Load System Description" (Descripción del sistema de carga) de WASP.
LOLP	Loss of load probability (Probabilidad de pérdida de carga)
LyFC	Luz y Fuerza del Centro
MERSIM	Módulo "Merge and Simulate" (Combinar y simular) de WASP
MW	Megawatt
MWe	Megawatt eléctrico
NRC	Nuclear Regulatory Comisión (Comisión Reguladora Nuclear de Estados Unidos).
NUCL	Combustible Nuclear
OIEA	Organismo Internacional de Energía Atómica
PEMEX	Petróleos Mexicanos
POISE	Programa de obras e inversiones de sector eléctrico
PWR	Pressurized Water Reactor (Reactor de agua presurizada)
rpm	Revoluciones por minuto
REPROBAT	Módulo "Report Writer of WASP in a Batched Environment" (Reporte escrito) de WASP
SEN	Sistema Eléctrico Nacional.
SENER	Secretaría de Energía
SIN	Sistema Interconectado Nacional
TC	Planta tipo Térmica Convencional
TG	Planta tipo Turbogás
VARSYS	Módulo "Variable System Description" (Descripción del sistema variable) de WASP
\$/kWh	Dólares por kilowatt-hora
\$/kW-mes	Dólares por kilowatt-mes
\$/MW-h	Dólares por megawatt-hora

REFERENCIAS

- [1] *<http://www.cfe.gob.mx/es/LaEmpresa/generacionelectricidad>*
- [2] CFE, 2006, "Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión 2006". p.36-37
- [3] CFE, 2006, "Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión 2006". p.39
- [4] CFE, 2006, "Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión 2006". p.42
- [5] CFE, 2006, "Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión 2006". p.42-43
- [6] CFE, 2006, "Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión 2006". p.44
- [7] *<http://www.cfe.gob.mx/es/LaEmpresa/generacionelectricidad>*
- [8] CFE, 2006, "Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión 2006". p.45
- [9] CFE, 2006, "Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión 2006". p.46
- [10] *<http://www.cfe.gob.mx/es/LaEmpresa/generacionelectricidad>*
- [11] *<http://www.cfe.gob.mx/es/LaEmpresa/generacionelectricidad>*
- [12] *<http://www.cfe.gob.mx/es/LaEmpresa/generacionelectricidad>*
- [13] *<http://www.cfe.gob.mx/es/LaEmpresa/generacionelectricidad>*
- [14] *<http://www.cfe.gob.mx/es/LaEmpresa/generacionelectricidad>*
- [15] CFE 2008, "Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2008-2017 .p.43
- [16] CFE 2008, "Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2008-2017 .p.45
- [17] CFE 2008, "Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2008-2017 .p.48-49
- [18] CFE 2008, "Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2008-2017 .p.57
- [19] CFE 2007, "Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2007-2016".p.153-154
- [20] CFE 2007, "Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2007-2016".p.155-157

BIBLIOGRAFÍA

CFE, 2005, “Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión 2005”.

CFE, 2006, “Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión 2006”.

CFE, 2005, “Escenarios de Precios de Combustibles 2005”.

CFE, 2005, “Mezcla de combustibles a utilizar en las centrales generadoras 2005-2014”.

CFE, 2005, “Programa de Retiros y Adiciones 2005-2014”.

CFE, 2005, “Programa de Requerimientos de Capacidad 2005-2014”.

CFE, 2005, “Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2005-2014”.

CFE 2006, “Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2006-2015”.

CFE 2007, “Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2007-2016”.

CFE 2008, “Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2008-2017”.

CFE, <http://www.cfe.gob.mx/es/LaEmpresa/generacionelectricidad>

Constitución de los Estados Unidos Mexicanos, “Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica”, Publicado en 1975, Última reforma aplicada en 1993, México, 23 pp.

Grubb M. And Co., 2004, “Diversity and Security in UK Electricity Generation: The influence of Low-Carbon Objectives”, Energy Policy, Article Press.

IAEA, 1984, “Expansion Planning for Electrical Generating Systems – A Guidebook”, Technical Report Series No. 241, Vienna, 614 pp.

IAEA, 1998, “Decades Tools – User’s Manual for Version 1.0”, DECADES-02, Vienna, 458 pp.

IAEA, 2000, “Wien Automatic System Planning (WASP) Package – A Computer Code for Power Generating System Expansion Planning – Versión UASP-IV, User’s Manual”, Computer Manual Series No. 8, Austria, 267 pp.

IAEA, 2005, “Comparative Assessment of Energy Options and Strategies in Mexico until 2025”, Final Report of a Coordinated Research Project 2000-2014, 320pp.

SENER, 2004, “Prospectiva del Sector Eléctrico 2005-2014”, México, 142 pp.

SENER, 2007, “Prospectiva del Sector Eléctrico 2007-2016”, México, 320 pp.

SENER, 2006, "*Balance Nacional de Energía 2005*", México, 124 pp.

Toupiol S. "*Análisis de Decisión en la Planeación de la Expansión del Sistema Eléctrico Mexicano*", tesis de maestría, Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México, 2007.