



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Análisis de escenarios de la
participación de la energía nuclear en
el sector eléctrico mexicano
utilizando el programa DECADES**

TESIS

Que para obtener el título de
Ingeniero Eléctrico Electrónico

P R E S E N T A N

Sosa Palacios Edith
Trejo Galicia María Guadalupe

DIRECTOR DE TESIS

Dr. Juan Luis François Lacouture



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2004

Índice

Índice de Figuras	iv
Índice de Tablas	vii
Lista de Acrónimos	viii
Introducción	ix
1. Evolución y situación actual del Sector Eléctrico Nacional	1
1.1 Evolución del suministro de energía eléctrica en México.....	1
1.2 Estructura de generación del Sector Eléctrico Nacional.....	2
1.3 La energía nuclear como opción de generación eléctrica en México.....	8
2. Descripción técnica de las plantas generadoras de México	10
2.1 Generación de energía eléctrica en México.....	10
2.2 Breve descripción del funcionamiento de las plantas generadoras.....	13
2.2.1 Centrales Termoeléctricas	13
2.2.1.1 Descripción del proceso de las centrales termoeléctricas tipo vapor.....	15
2.2.1.2 Centrales termoeléctricas tipo vapor.....	16
2.2.1.3 Geotermoeléctrica.....	16
2.2.1.3.1 Descripción del proceso de las centrales geotérmicas.....	17
2.2.1.4 Descripción del proceso de las centrales turbogas...	18

2.2.1.5 Descripción del proceso de las centrales carboeléctricas.....	19
2.2.1.6 Descripción del proceso de las centrales de ciclo combinado.....	20
2.2.1.7 Descripción del proceso de las centrales de tipo de combustión interna.....	21
2.2.2 Centrales Nucleares.....	22
2.2.3 Centrales Hidroeléctricas.....	24
2.2.4 Eoloeléctrica.....	25
3. Descripción de la Metodología y de los datos utilizados por el programa DECADES.....	27
3.1 Descripción de DECADES.....	27
3.2 Módulo Analítico de DECADES (DECPAC).....	29
3.3 Comparaciones a nivel de planta.....	31
3.3.1 Selección de tipo de comparación a nivel de planta.....	33
3.3.2 Datos comparativos a nivel de planta.....	34
3.3.3 Comparaciones económicas.....	35
4. Simulación de los análisis comparativos a nivel de planta para el Caso 19 (Prueba 1).....	38
4.1 Antecedentes.....	38
4.2 Costo total de generación.....	38
4.3 Costos de inversión.....	39
4.4 Método de valor presente.....	40

4.5 Costo nivelado.....	40
4.5.1 Costo nivelado de energía.....	41
4.6 Costos de los combustibles.....	41
4.6.1 Costo correspondiente a los tipos de combustibles utilizados en el Caso 19 (Prueba1).....	42
4.7 Costos de operación y mantenimiento.....	43
4.8 Análisis de sensibilidad.....	43
4.8.1 Presentación gráfica de análisis de sensibilidad Caso 19 (Prueba 1)	43
5. Simulación de los análisis comparativos a nivel ambiental para el Caso 19 (Prueba1).....	53
5.1 Gases de Efecto Invernadero y cambio climático.....	53
5.2 Presentación gráfica de emisiones a nivel de planta para el Caso 19 (Prueba 1).....	54
5.2.1 Resultados de los GEI asociados a las plantas Caso 19 (Prueba 1).....	56
5.2.2 Resultados de los Gases de Efecto No Invernadero asociados a las plantas Caso 19 (Prueba 1).....	57
5.2.3 Resultados de la emisión de partículas asociadas a las plantas seleccionadas en el Caso 19 (Prueba 1).....	58
5.2.4 Resultados de la emisión de los VOC y NMVOC asociados a las plantas seleccionadas en el Caso 19 (Prueba 1).....	59

5.2.5 Resultados de la acidificación asociada a las plantas seleccionadas en el Caso 19 (Prueba 1).....	60
5.2.6 Resultados de los radionuclidos asociados a las plantas seleccionadas en el Caso 19 (Prueba 1).....	61
6. Conclusiones.....	65
Bibliografía.....	66

Índice de Figuras

Figura 1.1 Evolución del PIB y del consumo nacional de electricidad.....	3
Figura 1.2 Capacidad instalada en MW del Sistema Eléctrico Nacional 1990 – 2000.....	4
Figura 1.3. Principales centrales de generación 1997.....	6
Figura 1.4. Centrales en proceso de construcción o comprometidas.....	7
Figura 2.1. Capacidad efectiva instalada de generación.....	11
Figura 2.2 Generación por fuente y los porcentajes asociados.....	12
Figura 2.3 Procesos de las Centrales Termoeléctricas.....	15
Figura 2.4. Esquema de una central termoeléctrica tipo vapor.....	16
Figura 2.5. Esquema de una central geotérmica.....	17
Figura 2.6. Esquema de una central turbogas.....	18
Figura 2.7 Esquema de una central carboeléctrica.....	19
Figura 2.8. Esquema de una central de Ciclo Combinado.....	20
Figura 2.9. Esquema de una central de tipo combustión interna.....	21
Figura 2.10 Esquema del funcionamiento de la central nucleoelectrica.....	23
Figura 2.11 Esquema de una central hidroeléctrica.....	25
Figura. 2.12. Esquema de una central eólica.....	26
Figura 3.1 Base de Datos y Metodologías para Comparaciones de Diferentes Fuentes de Energía para la Generación de Electricidad (DECADES).....	28
Figura 3.2 Niveles de comparación.....	30
Figura 3.3 Comparaciones a nivel de planta (datos generales).....	31

Figura 3.4 Selección de plantas Caso 19 (Prueba 1)	32
Figura 3.5 Selección de comparación para la Caso 19 (Prueba 1).....	33
Figura 3.6 Categorías de costos de generación de electricidad (planta nuclear)...	35
Figura 4.1 Costos anuales de producción (análisis 1).....	44
Figura 4.2 Costos anuales de producción (análisis 2).....	45
Figura 4.3 Costos anuales de producción (análisis 3).....	46
Figura 4.4 Costos anuales de producción (análisis 4).....	47
Figura 4.5 Costos anuales de producción (análisis 5).....	48
Figura 4.6 Costos anuales de producción (análisis 6).....	49
Figura 4.7 Costos anuales de producción (análisis 7).....	50
Figura 4.8 Costos anuales de producción (análisis 8).....	51
Figura 5.1 Gases de efecto invernadero Caso 19 (Prueba 1).....	56
Figura 5.2 Gases de efecto no invernadero Caso 19 (Prueba 1).....	57
Figura 5.3 Partículas Caso 19 (Prueba 1)	58
Figura 5.4 Emisión de VOC´s asociados a las plantas seleccionadas en el Caso 19 (Prueba 1).....	59
Figura 5.5 Acidificación asociada a las plantas seleccionadas en el Caso 19 (Prueba 1).....	60
Figura 5.6.1 Radionúclidos asociados a las plantas participantes en el Caso 19 (Prueba 1).....	62
Figura 5.6.2 Radionúclidos asociados a las plantas participantes en el Caso 19 (Prueba 1).....	63

Figura 5.6.3 Radionúclidos asociados a las plantas participantes en el Caso 19

(Prueba 1).....64

Índice de Tablas

Tabla 1.1 Capacidad instalada de generación por tipo de planta (MW).....	3
Tabla 1.2 Generación bruta por tipo de planta (MW).....	4
Tabla 2.1 Capacidad instalada y generación de 1995 a diciembre del 2002.....	13
Tabla 2.2 Capacidad efectiva instalada y generación termoeléctrica.....	14
Tabla 3.1 Datos comparativos para el caso 19 (Prueba 1).....	34
Tabla 5.1 Valores numéricos de las emisiones asociadas a las plantas del Caso 19 (Prueba 1).....	55

Lista de Acrónimos

DECADES: Base de Datos y Metodologías para Comparaciones de Diferentes

Fuentes de Energía para la Generación de Electricidad

CFE: Comisión Federal de Electricidad

SENER: Secretaría de Energía

PIB: Producto Interno Bruto

SEN: Sector Eléctrico Nacional

BWR: Reactor de Agua en Ebullición

PWR: Reactor de Agua Presurizada

Introducción

Actualmente la planeación energética exige análisis técnicos, económicos y ambientales de las diferentes opciones de generación eléctrica para poder encontrar la mejor solución de abastecimiento y disponibilidad de energía, ya que es indispensable para el desarrollo de las actividades productivas y asegurar la competitividad de la economía de un país. En consecuencia, el sector eléctrico mexicano es parte fundamental de la estrategia económica de nuestro país y debe cumplir con sus compromisos de generar las mejores condiciones para el crecimiento y mejoramiento de la calidad de vida de todos los mexicanos.

En México el desarrollo industrial está demandando cantidades de energía que aumenta a un ritmo muy acelerado. Los combustibles fósiles no durarán por tiempo indefinido, además de que tiene la gran desventaja de emitir gases contaminantes, por esta razón debe iniciarse un programa para la generación de energía con fuentes alternas. Sin embargo, de acuerdo con los especialistas es poco probable que dentro los próximos años se encuentre una fuente renovable de energía que satisfaga la creciente demanda mundial, por lo que en este trabajo proponemos un estudio basado en generación de energía eléctrica con centrales nucleares.

Existe una gran necesidad de una planeación estratégica que nos capacite para los retos que enfrenta el sector eléctrico. El presente trabajo tiene como propósito fundamental el contribuir a garantizar la viabilidad del sector eléctrico a largo plazo haciendo el mejor uso de los recursos energéticos manteniendo un equilibrio aceptable entre la eficiencia económica, el desarrollo ambiental y el desarrollo tecnológico, de tal manera que satisfaga las necesidades de los mexicanos de hoy y de las generaciones futuras. Utilizando los análisis comparativos a nivel de planta, se buscará comprobar la factibilidad de sustituir progresivamente los combustibles fósiles por fuentes alternas de generación como es la energía nuclear, tratando de dar una solución real al problema de las emisiones de gases contaminantes de efecto invernadero, causantes del cambio climático.

Es importante mencionar que el mayor impacto ambiental de la generación de energía eléctrica se presenta en la calidad de aire y en el cambio climático derivado de la quema de combustibles fósiles. La preocupación de la opinión pública y mundial por el deterioro del medio ambiente ha aumentado dando como resultado la adopción de protocolos establecidos en reuniones internacionales.

Para impulsar un sector eléctrico con un buen desempeño ambiental resulta conveniente, si no que indispensable, que México ratifique su compromiso de aprovechar de una manera sustentable los recursos naturales y contribuir a la preservación del medio ambiente.

Actualmente la energía nuclear en varios países como Francia, Japón, Corea y China entre otros, representa la solución más viable para la generación de electricidad sin la emisión de gases efecto invernadero. En nuestro país se han realizado muy pocos análisis en los cuales se evalúe el potencial de la energía nuclear tomando en cuenta que las centrales nucleares ofrecen propuestas más sólidas teniendo mejoras considerables en aspectos de confiabilidad, seguridad y economía. Sin embargo existe una gran desconfianza ante esta opción por lo que se debe mejorar la percepción del riesgo que el público tiene del uso de la energía nuclear, iniciando una campaña de información hacia la población para crear una especie de cultura nuclear y generar la aceptación de esta tecnología.

Los análisis de expansión del Sector Eléctrico Mexicano se realizan cotidianamente en la Comisión Federal de Electricidad (CFE) con algunos programas, entre ellos DECADES. Sin embargo, hasta donde tenemos información sólo se ha considerado un tipo de reactor como candidato siendo que existen varias opciones que muestran características prometedoras por lo que deben ser consideradas en los análisis. El desarrollo de este trabajo contribuyó a enriquecer la base de datos de DECADES de las centrales nucleares que pueden ser utilizadas como candidatas a considerar en el sistema variable de los estudios de expansión.

A continuación se describirá brevemente el contenido de cada uno de los capítulos que conforman esta tesis.

En el Capítulo 1 se presenta una descripción de la evolución del sector eléctrico mexicano. El propósito de este capítulo es señalar la necesidad de considerar opciones de generación de energía eléctrica que aseguren la sustentabilidad en México. Además se destaca las ventajas de las centrales nucleares como una alternativa de generación de electricidad.

El Capítulo 2 describe a grandes rasgos el funcionamiento y la tecnología actual de las plantas generadoras que componen el sector eléctrico nacional. El objetivo de este capítulo es asentar las bases para poder establecer comparaciones a nivel tecnológico, económico y ambiental entre las plantas seleccionadas para el caso de estudio. En la primera parte del capítulo se muestra un panorama de las diferentes tecnologías de generación de energía eléctrica de las que dispone el país. En la segunda parte se describe y se ilustra gráficamente el funcionamiento de cada una de las plantas generadoras.

En el Capítulo 3 se muestra el funcionamiento del programa DECADES, explicando cada una de las herramientas que contiene. También se señalan algunas de las ventajas de trabajar con DECADES.

Los análisis comparativos a nivel de planta correspondientes al Caso 19 (Prueba 1), se presentan en el Capítulo 4. Se realiza una breve introducción sobre conceptos básicos de la evaluación económica, ya que el objetivo de este

Capítulo es establecer comparaciones del desempeño económico de las plantas seleccionadas para el caso de estudio. Además se presentan análisis de sensibilidad sobre los precios del combustible y la tasa de descuento.

En el Capítulo 5 se muestra un análisis comparativo a nivel ambiental de las plantas propuestas en el Caso 19 (Prueba 1). Se destaca la importancia del cambio climático como factor a considerar en la generación de electricidad. Las gráficas presentadas en este capítulo comprenden los Gases de Efecto Invernadero, Gases de Efecto no Invernadero, partículas, Compuestos Volátiles Orgánicos (VOC), los Compuestos Volátiles Orgánicos diferentes al Metano (NMVOC), acidificación y radionuclidos correspondientes a cada una de las plantas.

Finamente las conclusiones y recomendaciones de trabajos a futuro sobre este trabajo, forman parte del Capítulo 6.

Capítulo 1

Evolución y situación actual del Sector Eléctrico Nacional

El Sector Eléctrico Nacional (SEN) es un área estratégica para el desarrollo y crecimiento de cualquier país, por lo que es necesario el acceso a la energía eléctrica en las mejores condiciones en términos de calidad y precio. De igual manera, un sector eléctrico dinámico y confiable permite reflejar una imagen de desarrollo y progreso en el ámbito internacional.

En este capítulo se presenta una breve descripción de la situación de la generación eléctrica en México en los últimos años. El objetivo de este capítulo es resaltar la importancia de considerar opciones de generación de energía eléctrica que garanticen la sustentabilidad del país. También se pretende enfatizar la factibilidad de las centrales nucleares como una alternativa de generación de electricidad.

1.1 Evolución del suministro de energía eléctrica en México

La capacidad instalada para la generación de electricidad en 1937 (año en que se creó la CFE), era de 457 MW, de los cuales el 77.7% correspondía a plantas hidroeléctricas y el 22.3% a plantas termoeléctricas; la energía eléctrica generada en ese año fue de 2,110 millones de kWh y el consumo de energía eléctrica por habitante de 109 kWh.

Cincuenta años después, en 1987, la capacidad instalada había alcanzado el valor de 23,145 MW, la generación anual era de 96,310 kWh y el consumo por habitante se incrementó a 1,505 kWh. Debido a la creciente demanda de energía eléctrica los sistemas eléctricos antes dispersos, se interconectaron mediante una red de líneas de transmisión de alta tensión que se extendió por el país.

Pueden distinguirse dos épocas en el desarrollo de las instalaciones de generación y transmisión. En la primera, del año 1937 a 1960, CFE participa con dos empresas eléctricas privadas extranjeras que operaban en el país y se dedica principalmente a la construcción y operación de plantas hidroeléctricas y de las líneas de transmisión, vendiendo en bloques la energía eléctrica generada a las empresas privadas que realizaban la distribución y comercialización de esa energía eléctrica, además de la producida en sus propias plantas.

La segunda época se inicia en 1960, año en el que el Gobierno Federal adquirió los bienes de una de las empresas privadas. En ese mismo año el Congreso de la Unión aprobó que le corresponde a la nación: generar, transformar, distribuir y abastecer la energía eléctrica para la prestación de servicio público.

La década de los años sesenta es un periodo en donde el petróleo es abundante y barato a nivel mundial y se caracteriza por la creciente penetración de los hidrocarburos para la generación de energía eléctrica.

Para los años setenta debido a los choques petroleros que se presentaron, decreció el uso de los hidrocarburos para la generación de electricidad. Esta situación provocó buscar nuevas fuentes de energía para generar electricidad que contribuyera a disminuir la dependencia de los hidrocarburos. Finalmente los precios del petróleo se desplomaron a mediados de la década de los ochenta para iniciar después una lenta recuperación.

La crisis económica que se inicia a mediados de 1982, se caracteriza por el problema de la deuda externa. Esto llevó a reducir drásticamente la disponibilidad de recursos financieros para el desarrollo del sector eléctrico durante varios años. En estas condiciones se dio prioridad a soluciones que requirieran un mínimo de inversión y dieran resultados a corto plazo. Se propició la realización de nuevos proyectos de plantas termoeléctricas y también se implantó un programa para rehabilitar las instalaciones existentes.

En la actualidad, como sabemos, el sector eléctrico nacional mexicano basa su generación de energía eléctrica en combustible fósiles, sin considerar la necesidad de diversificar el parque generador, situación que se abordará con mayor detalle en el punto 1.2.

1.2 Estructura de generación del Sector Eléctrico Nacional

La información que se presenta sobre el funcionamiento del SEN procede del Programa Sectorial de Energía 2001-2006 que es publicado por la Secretaría de Energía (SENER), el cual sirvió de base para elaborar el siguiente resumen de la evolución del sector eléctrico de México.

El acceso al servicio público de electricidad ha aumentado considerablemente durante las últimas dos décadas, a tal grado que a fines del año 2000 alcanzó el 94.7 por ciento de la población nacional conectada a la red eléctrica.

En los últimos 10 años, la tasa de crecimiento de la demanda por energía eléctrica en México (5.2 por ciento), ha sido mayor que la tasa de crecimiento del PIB (3.5 por ciento) y se espera que para la próxima década se mantenga esta tendencia ya que el país se encuentra en una etapa de desarrollo económico e industrial que se distingue por un importante crecimiento poblacional.

La siguiente gráfica (Figura1.1) muestra la evolución del Producto Interno Bruto (PIB) y su relación con el consumo de electricidad en México para el periodo 1981 – 2001.

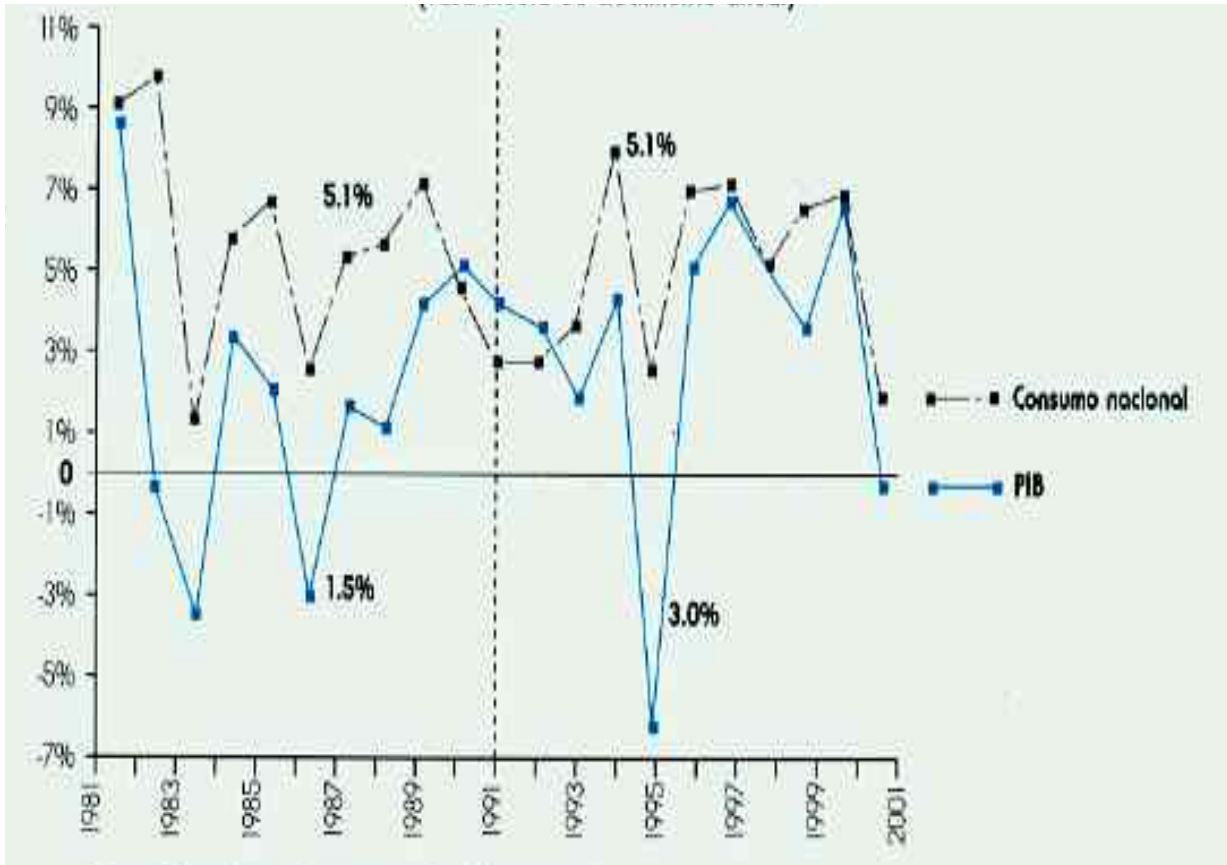


Figura 1.1 Evolución del PIB y del consumo nacional de electricidad

Al cierre de 2000, se contó con 172 plantas de generación en el sistema eléctrico nacional, de las cuales 152 son de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), 19 de Luz y Fuerza del Centro (LFC) y 1 de productor independiente.

En las siguientes tablas se muestra la evolución de la capacidad efectiva de generación, así como la generación bruta de energía eléctrica, por tipo de tecnología, en las empresas paraestatales para el periodo 1995 – 2000.

Tabla 1.1 Capacidad instalada de generación por tipo de planta (MW)

	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Termoeléctrica	19,395	20,102	20,102	20,895	21,327	22,256
Hidroeléctrica	9,329	10,034	10,034	9,700	9,619	9,619
Carboeléctrica	2,250	2,600	2,600	2,600	2,600	2,600
Nucleoeléctrica	1,309	1,309	1,309	1,309	1,368	1,365
Geotérmica	753	744	750	750	750	855
Eoloeléctrica	2	2	2	2	2	2
Total	33,037	34,791	34,815	35,255	35,666	36,697

Tabla 1.2 Generación bruta por tipo de planta (MWh)

	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Termoeléctrica	86,220	89,100	101,454	113,483	114,322	126,863
Hidroeléctrica	27,528	31,442	26,430	24,616	32,714	33,075
Carboeléctrica	14,479	17,735	17,575	17,956	18,251	18,696
Nucleoeléctrica	8,443	7,878	10,456	9,265	10,002	8,221
Geotérmica	5,669	5,729	5,466	5,657	5,623	5,901
Eoloeléctrica	6	5	4	5	6	8
Total	142,344	151,889	161,385	170,982	180,917	192,764

Al finalizar el año 2000, el SEN contaba con 36,697 MW de capacidad instalada de generación, donde la fuente de energía primaria que tiene mayor participación es la de hidrocarburos (60.6 por ciento), seguida de la hidroeléctrica (26.2 por ciento). Esto se puede visualizar en la figura 1.2.

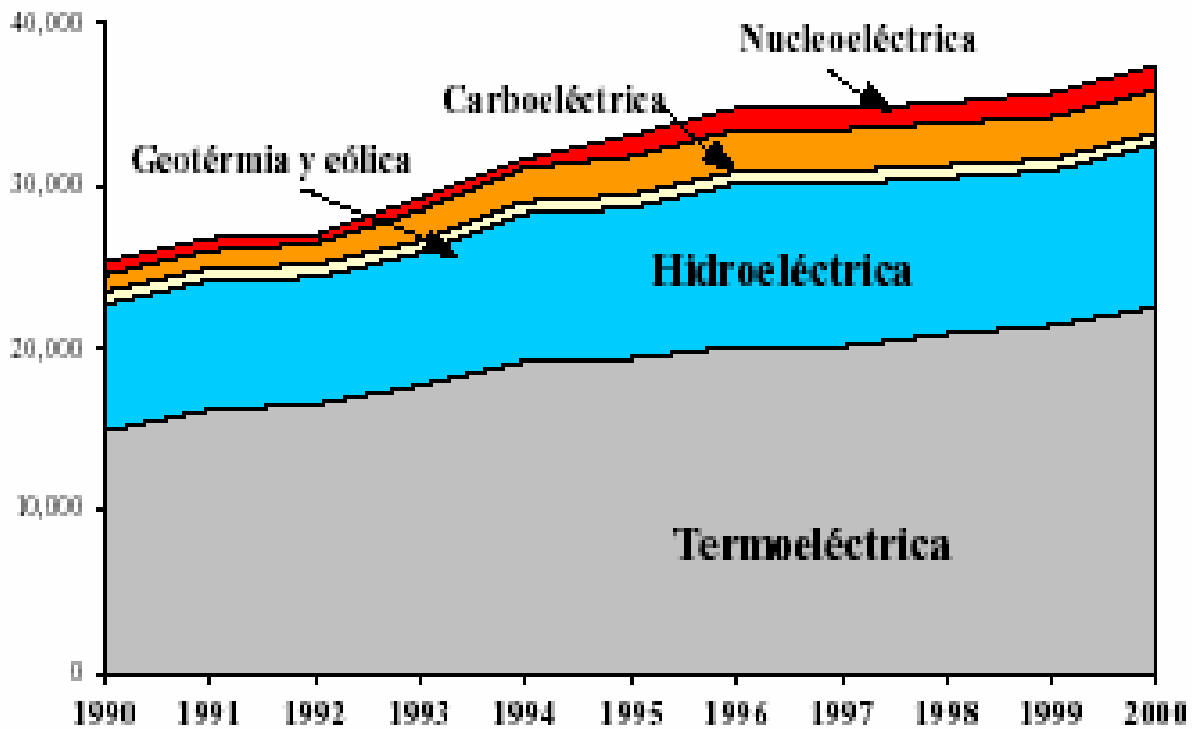


Figura 1.2
Capacidad instalada en MW del Sistema Eléctrico Nacional 1990 - 2000

La estrategia de expansión que se ha venido utilizando está cimentada en la nueva tecnología de ciclo combinado la cual alcanzó una capacidad instalada de 3,362 MW. Por otra parte, la capacidad instalada de las fuentes renovables (hidráulica, eólica y geotermia) aumentó a 1,808 MW en los últimos años. Pese a ello, su participación en el total de la capacidad ha disminuido, ya que en 1991 aportó 32.3% y en el 2001 27.2%.

Durante los últimos 10 años la energía bruta generada creció en promedio anual 5.2%. En este lapso, las centrales de vapor convencionales disminuyeron su participación en la energía producida total, de 57.6% a 46.1%, mientras que la participación de las centrales a base de gas aumentaron en más del doble de 6.2% a 15.6%, por su parte las fuentes renovables disminuyeron su contribución de 26.2 a 17.3%.

De acuerdo a las expectativas de crecimiento de la actividad económica de los últimos años, se prevé que la evolución del consumo crecerá a una tasa promedio para el periodo 2001-2010 cercana al 6.3 por ciento. En consecuencia, el SEN requerirá de 27,357 MW para los próximos diez años, de los cuales 10,854 MW se encuentran en proceso de construcción o comprometidos y 16,503 MW se obtendrán de proyectos de capacidad adicional aún no comprometida. Además se espera la adición de 4,862 MW de proyectos de generación privada, lo que representa una capacidad adicional instalada de generación total de 32,219 MW.

Por otra parte, a pesar de que el sector eléctrico ha cubierto los requerimientos de electricidad, no ha podido explotar su potencial para cubrir la demanda y tener un margen de reserva de operación en condiciones seguras. La electricidad debido a su naturaleza física no se puede almacenar por lo que en todo momento su oferta disponible debe ser igual o mayor que su demanda.

En las siguientes figuras 1.3 y 1.4, se observa una fuerte tendencia a seguir utilizando los hidrocarburos como fuente principal de generación de energía eléctrica, ya que las prospectivas del sector eléctrico más recientes publicadas por la SENER, señalan este hecho.



Figura 1.3. Principales centrales de generación 1997

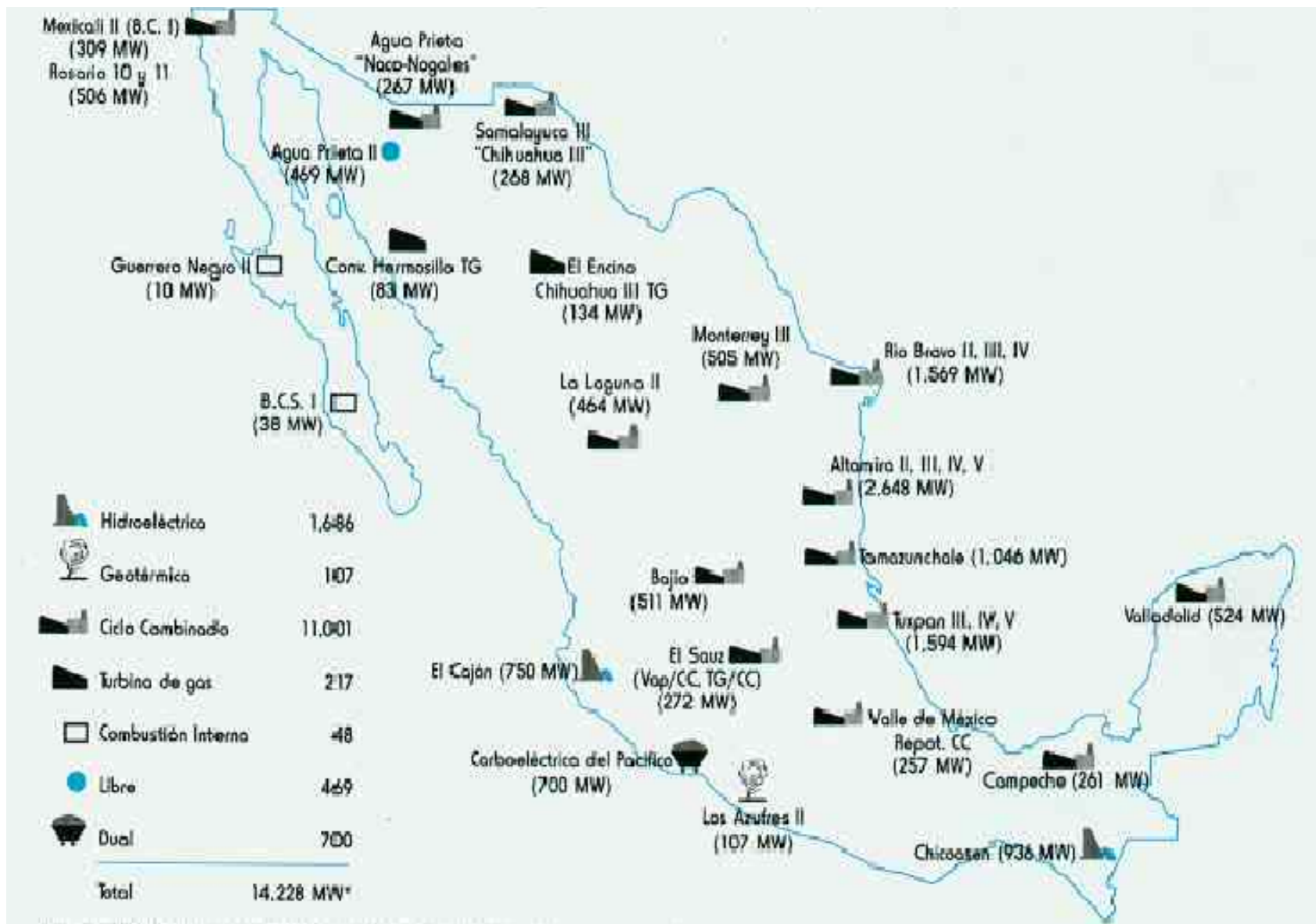


Figura 1.4. Centrales en proceso de construcción o comprometidas

1.3 La energía nuclear como opción de generación eléctrica en México

En concordancia con los puntos anteriores, se puede afirmar que CFE le da preferencia a las plantas termoeléctricas que usan combustóleo o gas natural como combustible, por lo que crece considerablemente el número de proyectos termoeléctricos aumentando el tamaño de las unidades generadoras. Sin embargo, este proceso de crecimiento de la generación termoeléctrica a base de hidrocarburos entra en cuestionamiento debido a la preocupación sobre la declinación de las reservas petroleras mexicanas frente a un consumo creciente de productos petrolíferos.

También es de gran preocupación la elevación de los precios mundiales del petróleo y la variabilidad en el precio del gas ya que restan competitividad a los hidrocarburos para la generación de electricidad. Por lo anterior, CFE debe tomar en cuenta dichos aspectos para garantizar un buen desempeño del sector energético, sin menospreciar la protección del medio ambiente.

Con la diversificación de las fuentes de generación de electricidad, se pretende impulsar el aprovechamiento de las fuentes alternas de generación, lo que permite la mejor utilización de los recursos energéticos disponibles y reduce los efectos directos sobre el ambiente.

Incluir plantas nucleares en la generación eléctrica permitirá diversificar la mezcla de combustibles para no depender tan fuertemente del gas natural. Las centrales nucleoelectricas son una alternativa probada en México, tal como lo demuestran los elevados indicadores de disponibilidad, confiabilidad y seguridad de la Central Laguna Verde. Hasta el 2003 en el mundo se tenían 439 reactores nucleoelectricos con 360,046 MW eléctricos de capacidad instalada. La nucleoelectricidad representa el 16% de la capacidad de generación instalada en todo el mundo. Durante el año 2002 se generaron 2574×10^9 kWh mediante energía nuclear⁽¹⁾. Esto convierte a la nucleoelectricidad en una opción realista, en cuanto a plantas de gran capacidad, para cubrir los requerimientos ambientales que se prevé se volverán más drásticos en el futuro.

En el ámbito mundial, la eficiencia y confiabilidad de las centrales nucleares ha mejorado en los últimos años. La energía nuclear es una opción tecnológica madura de generación eléctrica ampliamente usada en el mundo y se encuentra en pleno desarrollo para seguir mejorando su confiabilidad y continuar orientando su utilización bajo el principio de desarrollo sustentable. La industria de la generación de electricidad ha venido desarrollando la tecnología de los reactores desde hace casi cinco décadas y se está preparando para la próxima generación de reactores nucleares que podrán ser construidos en los próximos cinco a veinticinco años.

Se pueden distinguir entre los reactores avanzados cuatro líneas: reactores de agua ligera, reactores de agua pesada, reactores de alta temperatura enfriados por gas y reactores rápidos.

(1) World Nuclear Association: Energy for Sustainable Development. World Nuclear Reactors 2002 – 2003 and Uranium Requirements, July 2003. <http://www.world-nuclear.org/info/reactors.htm>

Es importante resaltar que la seguridad de los reactores actuales es muy alta. El riesgo de accidentes de los reactores avanzados es de 10 a 100 veces menor que el de los reactores actuales. Este hecho se deriva de que los reactores de la nueva generación incorporan características de seguridad “pasiva” o inherentemente segura, la cual no requiere la intervención de operadores o equipos (no requiere controles activos), para evitar accidentes en el caso de un mal funcionamiento. Las características pasivas recaen en fenómenos físicos como la fuerza de gravedad, la convección natural y la resistencia a altas temperaturas, y no sobre el funcionamiento de componentes mecánicos y eléctricos. Todo esto lleva a que la energía nuclear sea competitiva económicamente en muchos países.

Capítulo 2

Descripción técnica de las plantas generadoras de México

El presente capítulo describe brevemente el funcionamiento y la tecnología actual de las plantas generadoras que conforman el Sector Eléctrico Nacional. El propósito de este capítulo es asentar las bases para poder establecer comparaciones a nivel tecnológico, económico y ambiental entre las plantas seleccionadas para el Caso 19 (Prueba1) que en el Capítulo 3 se describirá.

En la primera sección presentamos un panorama de la participación de las diferentes tecnologías de generación de energía eléctrica con que cuenta el país. En la segunda sección se describe y se ilustra gráficamente el funcionamiento de cada una de las plantas generadoras.

2.1 Generación de energía eléctrica en México

La generación de energía eléctrica en México se realiza por medio de las tecnologías disponibles en la actualidad, centrales hidroeléctricas, termoeléctricas, eólicas y nuclear. Al finalizar el año 2002, el país disponía de una capacidad efectiva instalada para generar energía eléctrica de 40,349.94 megawatts (MW), de los cuales 9,378.82 MW son de hidroeléctricas, 26,161.16 MW corresponden a las termoeléctricas que consumen hidrocarburos; 2,600.00 MW a carboeléctricas; 842.90 MW a geotermoeléctricas; 1,364.88 MW a la nucleoeleétrica y 2.18 MW a la eoleleétrica⁽¹⁾. En la figura 2.1 se ilustran la capacidad efectiva instalada de generación y se presentan los porcentajes asociados al tipo de generación.

(1)

http://www.cfe.gob.mx/www2/queescfe/notaqueescfe.asp?seccion=queescfe&seccion_id=2271&seccion_nombre=Generaci%C3n

Capacidad efectiva instalada de generación

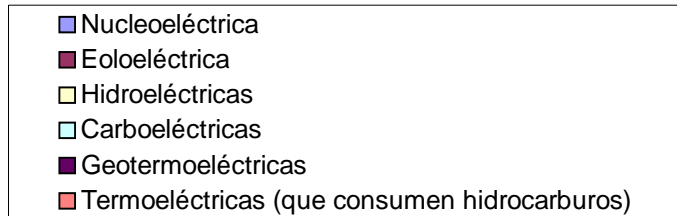
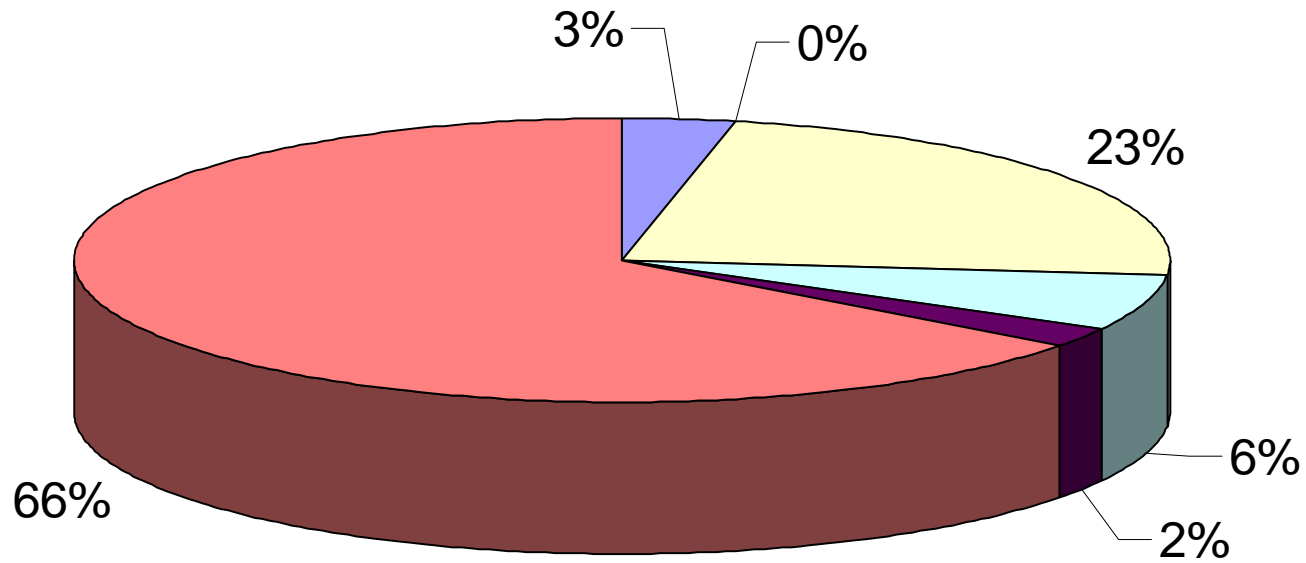


Figura 2.1. Capacidad efectiva instalada de generación

Generación por fuente

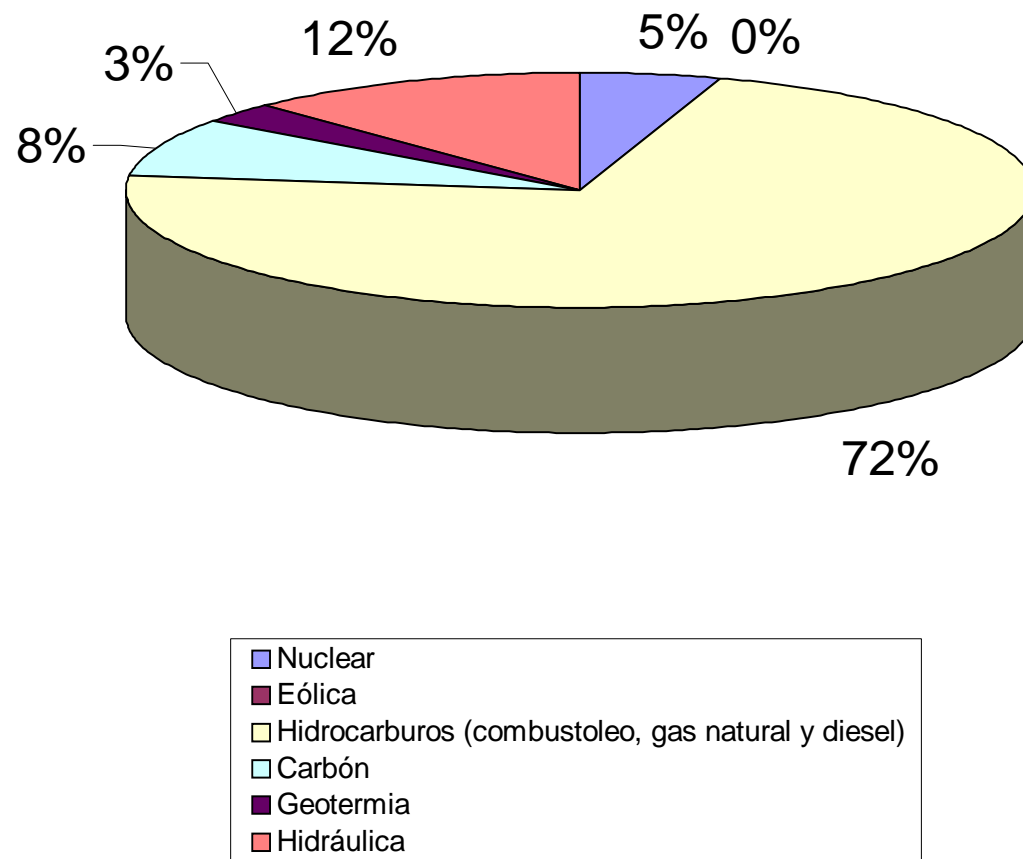


Figura 2.2 Generación por fuente y los porcentajes asociados. ⁽²⁾

⁽²⁾http://www.cfe.gob.mx/www2/queescfe/notaqueescfe.asp?seccion=queescfe&seccion_id=2271&seccion_nombre=Generaci%F3n

A continuación se presentan los datos de capacidad instalada y generación correspondientes del año 1995 a diciembre de 2002.

Tabla 2.1 Capacidad instalada y generación de 1995 a diciembre del 2002
(2)

	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	A diciembre 2002*	A diciembre del 2002**
Capacidad (MW)	32,166	33,920	33,944	34,384	34,839	35,869	37,691	36,855	40,350
Generación (TWh)	140.82	149.97	159.83	168.98	179.07	191.20	194.92	177.05	198.88

* No incluye Productor Externo de Energía

** Incluye 8 Centrales de Productores Externos de Energía con una capacidad total de 3,495.03 MW, las cuales se incluyen en el apartado de Centrales Generadoras.

2.2 Breve descripción del funcionamiento de las plantas generadoras

Los principales tipos de plantas generadoras utilizadas en el sector eléctrico mexicano se describen a continuación.

2.2.1 Centrales termoeléctricas

En el proceso termoeléctrico existe una clasificación de tipos de generación de acuerdo a la tecnología utilizada para hacer girar los generadores eléctricos, denominándoseles como sigue:

- *Vapor.*
Con vapor se produce el movimiento de una turbina acoplada al generador eléctrico.
- *Turbogas*
Con los gases de combustión se produce el movimiento de una turbina acoplada al generador eléctrico.
- *Combustión Interna*
Con un motor de combustión interna se produce el movimiento del generador eléctrico.

Una segunda clasificación corresponde al tipo de centrales que utilizan una combinación de las tecnologías de turbogas y vapor para la generación de energía eléctrica, denominada:

- *Ciclo combinado*

Otra clasificación de las centrales termoeléctricas corresponde al combustible primario para la producción de vapor, según:

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

A finales del año 2002, la capacidad efectiva instalada y la generación de cada una de estos tipos de generación termoeléctrica, es la siguiente:

Tabla 2.2 Capacidad efectiva instalada y generación termoeléctrica ⁽³⁾

Tipo	Capacidad en MW	Generación GWh
Vapor	14,058.50	78,803
Dual	2,100.00	13,879
Carboeléctrica	2,600.00	16,152
Ciclo Combinado *	7,342.95	44,045
Geotermoeléctrica	842.90	5,398
Turbogas	2,515.78	6,013
Combustión interna	143.94	555
Nucleoeléctrica	1,364.88	9,747
Total	30,968.95	174,592

* Incluye productores externos de energía (central ciclos combinados Mérida III, Hermosillo, Saltillo, Tuxpan II, Río Bravo II, Bajío (El Sauz) y Monterrey III y Altamira)

⁽³⁾ <http://www.cfe.gob.mx>

2.2.1.1 Descripción del proceso de las centrales termoeléctricas tipo vapor

Una central termoeléctrica de tipo vapor es una instalación industrial en la que la energía química del combustible se transforma en energía calorífica para producir vapor, éste se conduce a la turbina donde su energía cinética se convierte en energía mecánica, la que se transmite al generador, para producir energía eléctrica. En la figura 2.3 se muestra la secuencia de transformaciones de energía.



Figura 2.3 Procesos de las Centrales Termoeléctricas

2.2.1.2 Centrales termoeléctricas tipo vapor

Estas centrales utilizan el poder calorífico de combustibles derivados del petróleo (combustóleo, diesel y gas natural), para calentar agua y producir vapor con temperaturas del orden de los 520°C y presiones entre 120 y 170 kg/cm², para impulsar las turbinas que giran a 3600 r.p.m, como se muestra en la figura 2.4.

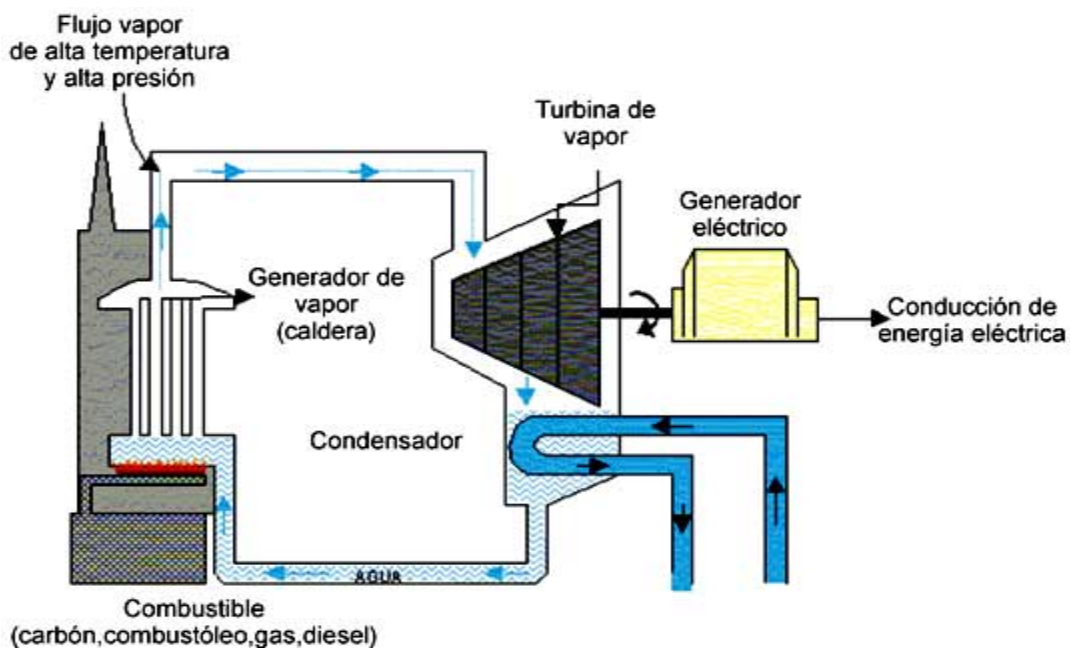


Figura 2.4. Esquema de una central termoeléctrica tipo vapor

2.2.1.3 Geotermoeléctrica

La geotermia aprovecha el calor y el agua que se han concentrado en ciertos sitios del subsuelo conocidos como yacimientos geotérmicos. La energía geotérmica, como su nombre lo indica, es energía calorífica proveniente del núcleo de la tierra, la cual se desplaza hacia arriba en el magma que fluye a través de las fisuras existentes en las rocas sólidas y semisólidas del interior de la tierra, alcanzando niveles cercanos a la superficie, donde existen condiciones geológicas favorables para transferir dicha energía a concentraciones subterráneas de agua.

Este tipo de yacimiento está asociado a fenómenos volcánicos y sísmicos, cuyo origen común son los movimientos profundos que ocurren continuamente entre los límites de las placas litosféricas en las que se divide la porción sólida más externa de la Tierra.

Un yacimiento geotérmico típico se compone de una fuente de calor, un acuífero y la llamada capa sello. La fuente de calor es generalmente una cámara magmática en proceso de enfriamiento. El acuífero es cualquier formación litológica con la porosidad y la permeabilidad suficiente para alojar agua meteórica percolada desde la superficie o desde otros acuíferos someros. La capa sello es otra formación, o parte de ella, con una menor permeabilidad, cuya función es impedir que los fluidos geotérmicos se disipen totalmente en la superficie.

2.2.1.3.1 Descripción del proceso de las centrales geotérmicas

Por medio de pozos específicamente perforados, las aguas subterráneas, que poseen una gran cantidad de energía térmica almacenada, se extraen a la superficie transformándose en vapor que se utiliza para generación de energía eléctrica.

Este tipo de central opera con principios análogos a los de una termoeléctrica tipo vapor, excepto en la producción de vapor, que en este caso se extrae del subsuelo. La mezcla agua-vapor que se obtiene del pozo se envía a un separador; el vapor ya seco se dirige a la turbina donde se transforma la energía cinética en mecánica y ésta, a su vez, se transforma en electricidad en el generador, como se observa en la siguiente figura:

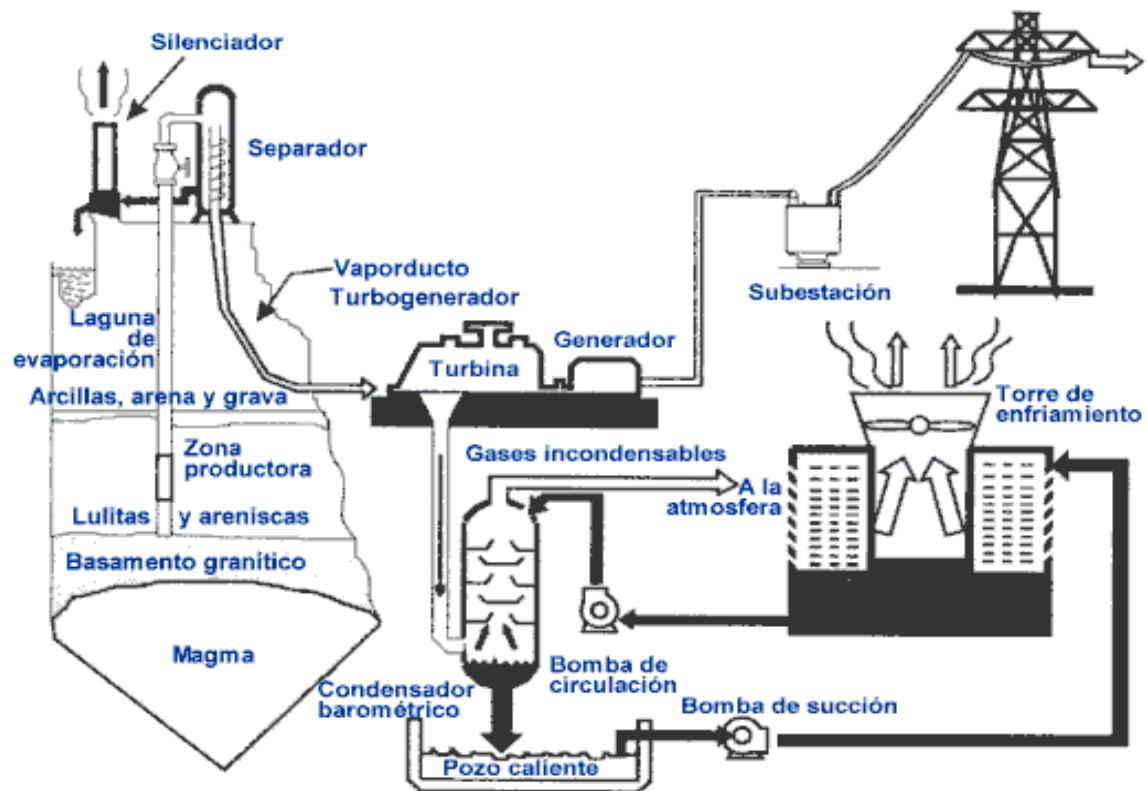


Figura 2.5. Esquema de una central geotérmica

Existen unidades de 5 MW en las que el vapor, una vez que ha trabajado en la turbina, se libera directamente a la atmósfera. En las unidades de 25, 30 y 110 MW el vapor se envía a un sistema de condensación; el agua condensada, junto con la proveniente del separador, se reinyecta al subsuelo o bien se descarga en una laguna de evaporación. La capacidad geotermoeléctrica de México es de 842.90 megawatts (MW), con la cual se generó 2.71% de los 198,876 GWh que se produjeron al 31 de diciembre de 2002.

2.2.1.4 Descripción del proceso de las centrales turbogas

La generación de energía eléctrica en las unidades turbogas se logra aprovechando directamente, en los álabes de la turbina, la energía cinética que resulta de la expansión de aire y gases de combustión, comprimidos. La turbina está acoplada al rotor del generador dando lugar a la producción de energía eléctrica. Los gases de la combustión, después de trabajar en la turbina, se descargan directamente a la atmósfera.

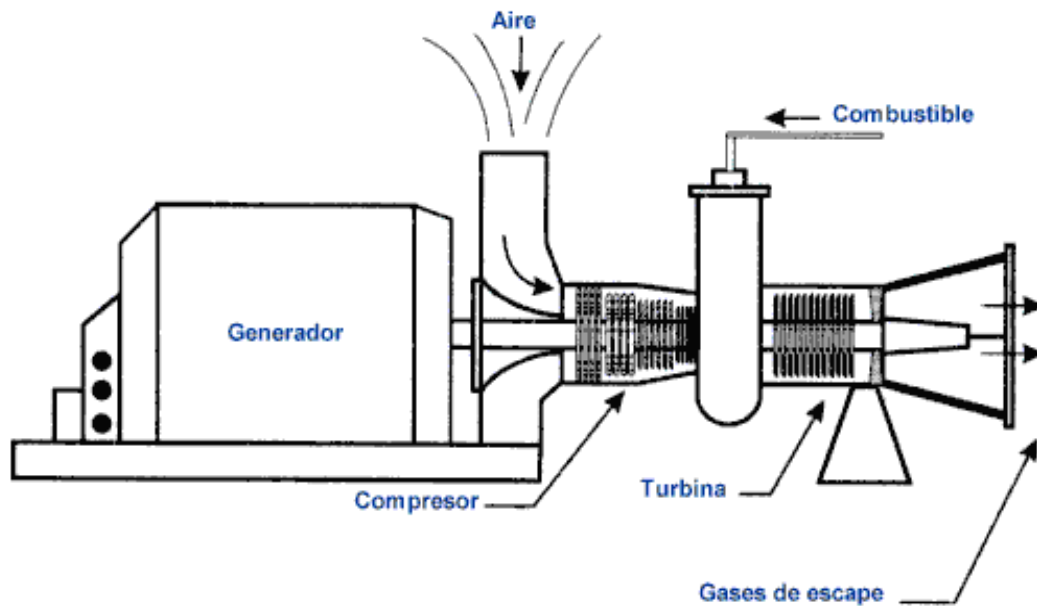


Figura 2.6 Esquema de una central turbogas

Estas unidades emplean como combustible gas natural o diesel. Desde el punto de vista de la operación, el breve tiempo de arranque y la versatilidad para seguir las variaciones de la demanda, hacen a las turbinas de gas ventajosas para satisfacer cargas de horas pico y proporcionar capacidad de respaldo al sistema eléctrico.

2.2.1.5 Descripción del proceso de las centrales carboeléctricas

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 las cenizas de los residuos de la combustión, requieren de varias maniobras y espacios muy grandes para su manejo y confinamiento.

El siguiente esquema ilustra el funcionamiento de una central carboeléctrica.

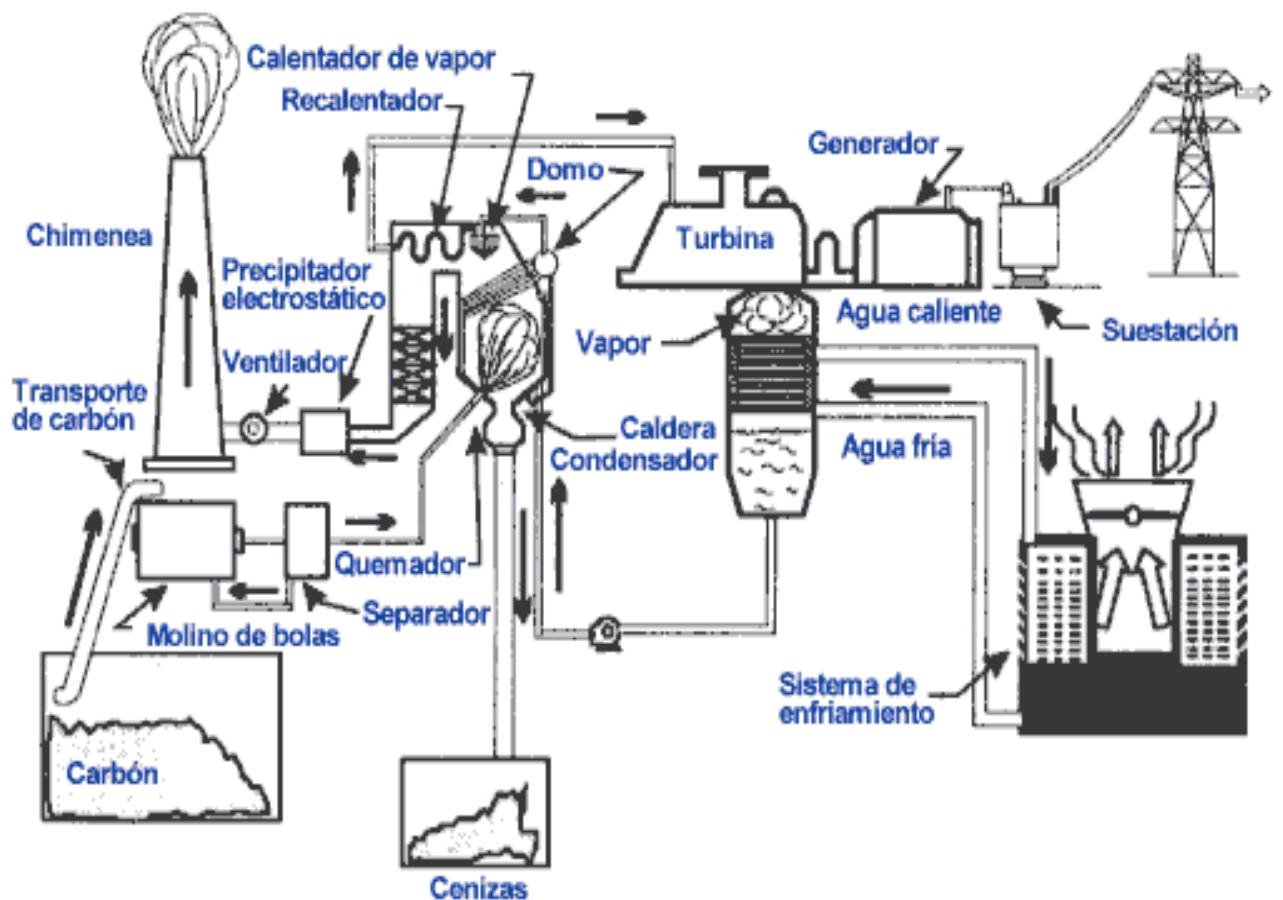


Figura 2.7 Esquema de una central carboeléctrica

2.2.1.6 Descripción del proceso de las centrales de ciclo combinado

Las centrales de ciclo combinado están integradas por dos tipos diferentes de unidades generadoras: turbogas y vapor. Una vez terminado el ciclo de generación de la energía eléctrica en las unidades turbogas, los gases desechados con una alta temperatura, se utilizan para calentar agua llevándola a la fase de vapor, que se aprovecha para generar energía eléctrica adicional. La combinación de estos dos tipos de generación, permiten el máximo aprovechamiento de los combustibles utilizados, dando la mejor eficiencia térmica de todos los tipos de generación termoeléctrica.

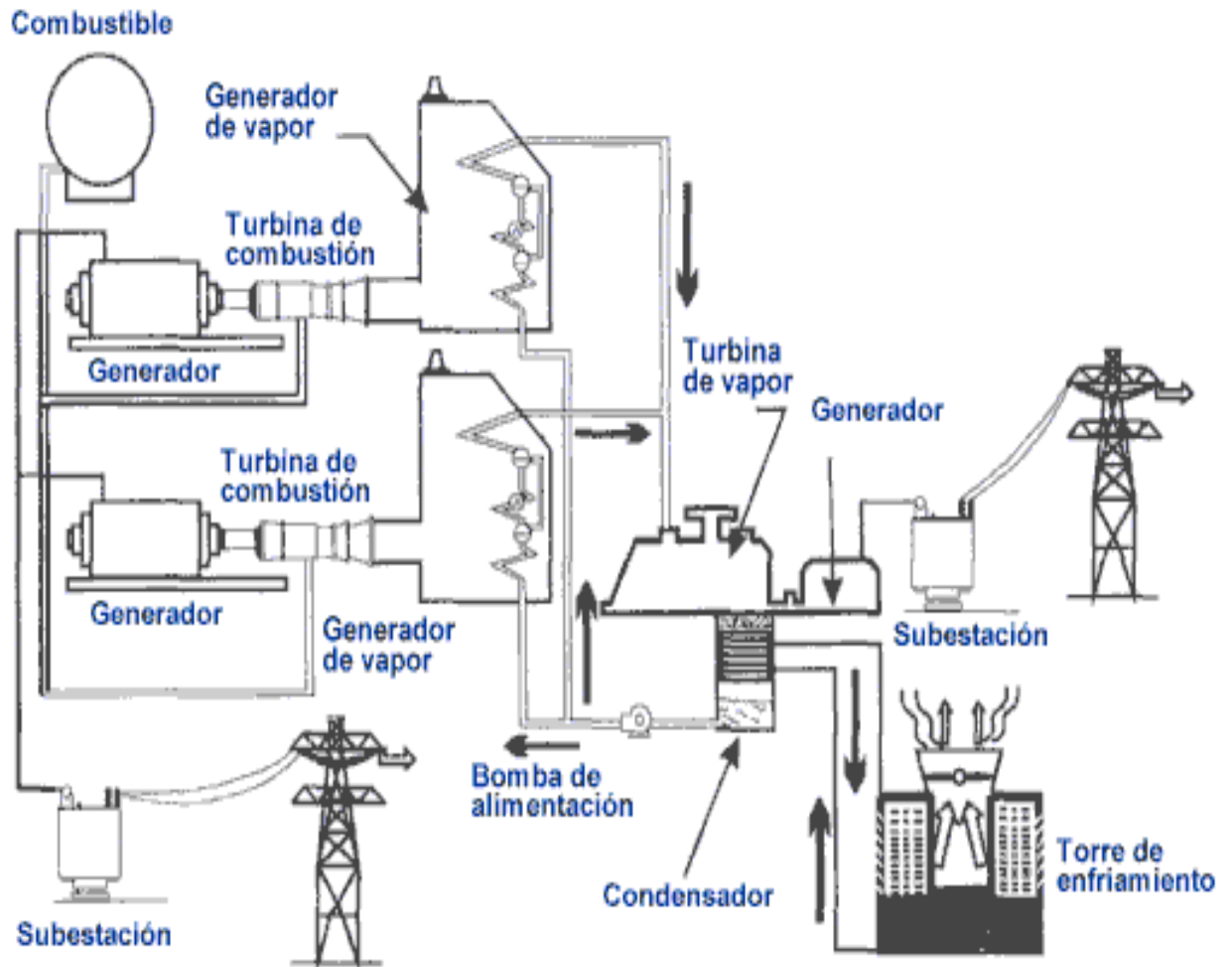


Figura 2.8 Esquema de una central de Ciclo Combinado

El paquete o arreglo general de una planta de ciclo combinado se puede esquematizar de acuerdo con diversas posibilidades. El número de unidades turbogas por unidad de vapor varía desde uno a uno hasta cuatro a uno. En cuanto al criterio de diseño de la fase de vapor existen tres variantes:

- a. sin quemado adicional de combustible.
- b. con quemado adicional de combustible para control de la temperatura.
- c. 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, turbogas, 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.

2.2.1.7 Descripción del proceso de las centrales de tipo de combustión interna

Las centrales de tipo combustión interna cuentan con motores de combustión interna donde se aprovecha la expansión de los gases de combustión para obtener la energía mecánica, que es transformada en energía eléctrica en el generador.

Las centrales de combustión interna utilizan generalmente diesel como combustible.

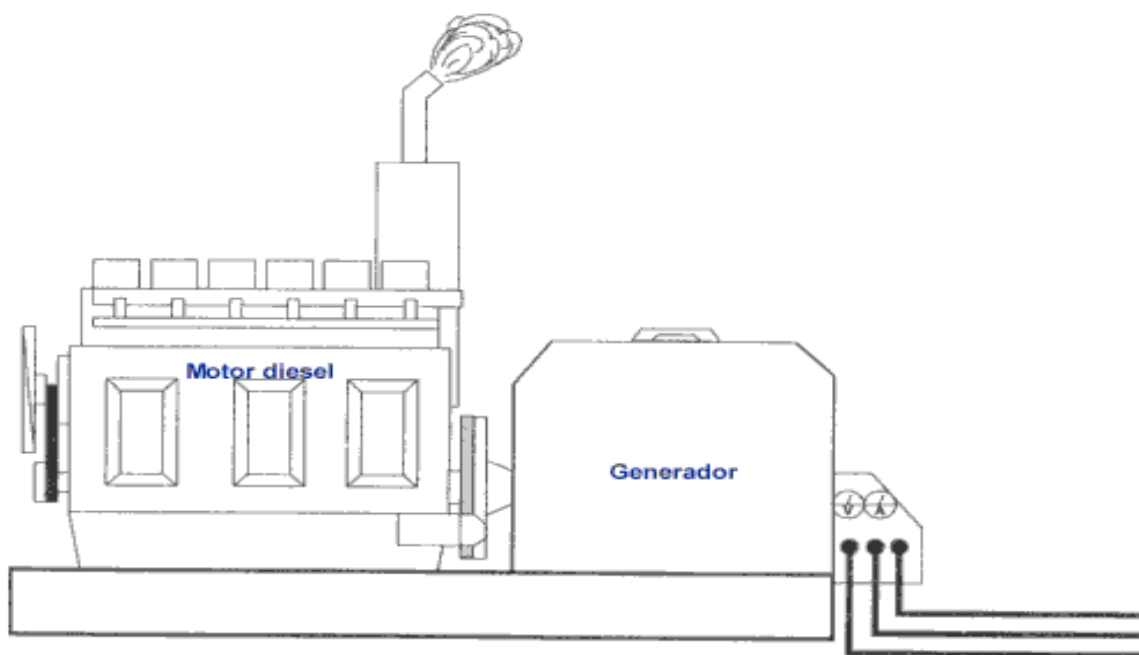


Figura 2.9 Esquema de una central de tipo combustión interna

2.2.2 Centrales Nucleares

Una nucleoelectrica consiste en sistemas que están diseñados para convertir energía nuclear a energía eléctrica. Este proceso de conversión de energía se divide en tres etapas. La primera etapa se presenta en el reactor nuclear e involucra la conversión de la energía liberada por la fisión nuclear a energía térmica. Después de que esta energía térmica es depositada en el combustible nuclear, esta se debe remover y transferir hacia el fluido del trabajo (gas o vapor). En la siguiente etapa de la conversión de energía, el gas calentado o vapor se utiliza como el fluido de trabajo en una turbina para convertir la

energía térmica en energía mecánica. En la última etapa, la energía mecánica se transfiere a un generador eléctrico, convirtiéndose en electricidad. La energía eléctrica producida pasa a la subestación donde se eleva la tensión para disminuir las pérdidas por calentamiento en las líneas de transmisión. Mediante estas líneas de transmisión, la energía se integra al sistema de distribución para llegar finalmente a los usuarios.

El proceso básico de funcionamiento de una central nucleoelectrica es el siguiente:

Una central nuclear es una instalación donde se transforma la energía contenida en los núcleos de los átomos en energía eléctrica utilizable. Su funcionamiento se asemeja a una central termoeléctrica convencional, la diferencia se encuentra en la forma en obtener el calor para la producción de vapor, ya que para una termoeléctrica el calor se obtiene quemando combustibles fósiles, mientras que en una central nuclear el calor se obtiene a partir de la fisión nuclear en el reactor. La reacción de fisión se produce al partir los núcleos atómicos de algún elemento, como el uranio 235 o el plutonio 239, mediante el bombardeo de los mismos con pequeñísimas partículas denominadas neutrones.

La reacción de fisión de cada uno de estos núcleos, produce un desprendimiento de energía calorífica y electromagnética, la formación de dos nuevos núcleos de masa inferior a la del núcleo original, y la separación de dos o tres nuevos neutrones, que se aprovechan para fisiónar a otros núcleos, siendo este proceso una reacción en cadena.

El calor que se obtiene es empleado para calentar agua en enormes vasijas de acero conocidas como reactores, con lo cual se produce vapor que es utilizado para hacer girar una turbina, que consiste en un conjunto de discos provistos de alabes, dicho movimiento será transmitido al generador el cual producirá la electricidad.

En el siguiente esquema, se muestra cómo trabaja una central nuclear.

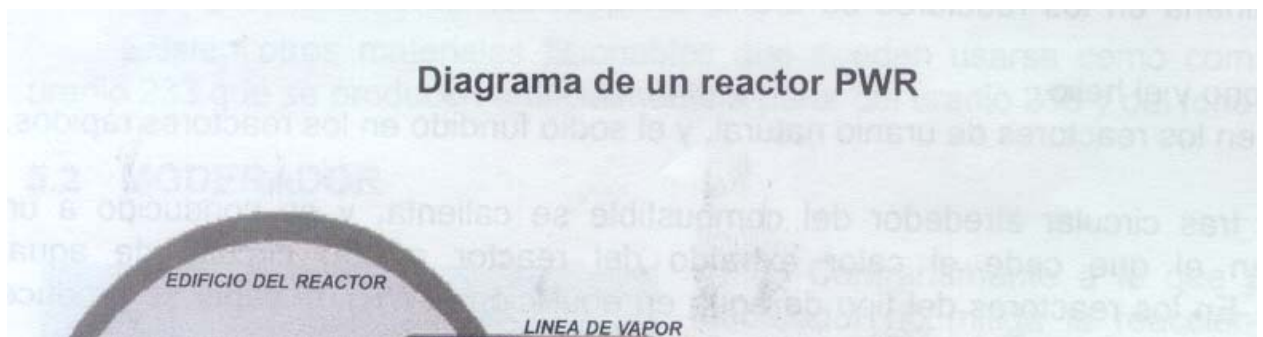


Figura 2.10 Esquema del funcionamiento de la central nucleoelectrica ⁽⁴⁾

En este trabajo se proponen dos tecnologías diferentes de reactores nucleares para las comparaciones a nivel de planta que se mostrarán en los capítulos posteriores. A continuación se describirán brevemente el funcionamiento de dichos reactores.

- **Presurised Water Reactor (PWR)**

Es un reactor de agua presurizada en donde el agua entra a la vasija del reactor a una temperatura de alrededor de 290° C, fluye dentro del núcleo del reactor, sirviendo como moderador y reflector. De la misma manera, asciende a través del mismo saliendo a una temperatura de alrededor de 325 °C, para evitar su ebullición se mantiene al agua a una presión considerablemente alta de 15 MPa.

⁽⁴⁾ <http://www.energianuclear.es.fm/>

El vapor que la turbina requiere es producido en los generadores de vapor, los cuales son intercambiadores de calor con agua presurizada del lado de mayor

temperatura. La superficie exterior de los tubos del generador de vapor están en contacto con el agua proveniente del condensador a baja presión, la transferencia de calor del agua caliente al agua de alimentación la lleva a su punto de ebullición para producir vapor.

Dado que el agua es en esencia incompresible, un pequeño cambio en el volumen del refrigerante puede dar origen a grandes cambios en la presión pudiendo causar efectos indeseables en el sistema, los lazos de refrigerante de un reactor PWR son equipados con un presurizador el cual se encarga de mantener la presión a un nivel constante.

El presurizador es un tanque, el cual contiene vapor y agua en sus secciones superior e inferior respectivamente, con un inyector de presión en la tapa y un calentador eléctrico en el fondo. Suponiendo que la potencia de la turbina disminuye temporalmente existe un incremento en la temperatura promedio del refrigerante en el reactor con un correspondiente aumento en su volumen, la expansión del refrigerante alcanza el nivel del agua en el presurizador, el cual alcanza la presión del vapor y actúan las válvulas de presión de vapor, permitiendo que haya un flujo de agua hacia el refrigerante. Utiliza uranio enriquecido como combustible y agua a presión como moderador y refrigerante.

- **Boiling Water Reactor (BWR)**

Es un reactor que utiliza combustible y agua ordinaria en ebullición como moderador y refrigerante. El agua hierve dentro del núcleo, ya que está en contacto directo con el combustible nuclear a una presión de 7 MPa. El vapor generado va directamente a las turbinas (ciclo directo) y para una misma potencia, el bombeo de la cantidad de agua por unidad de tiempo es menor en los reactores BWR a la utilizada en los reactores PWR (el agua absorbe más calor en forma de calor latente, necesario para llevar el agua a su punto de ebullición). Sin embargo, el agua al pasar a través del núcleo del reactor tiende a ser radiactiva, por lo que las componentes del sistema de suministro de vapor deben estar blindadas.

2.2.3 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 2.11)

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.

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

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

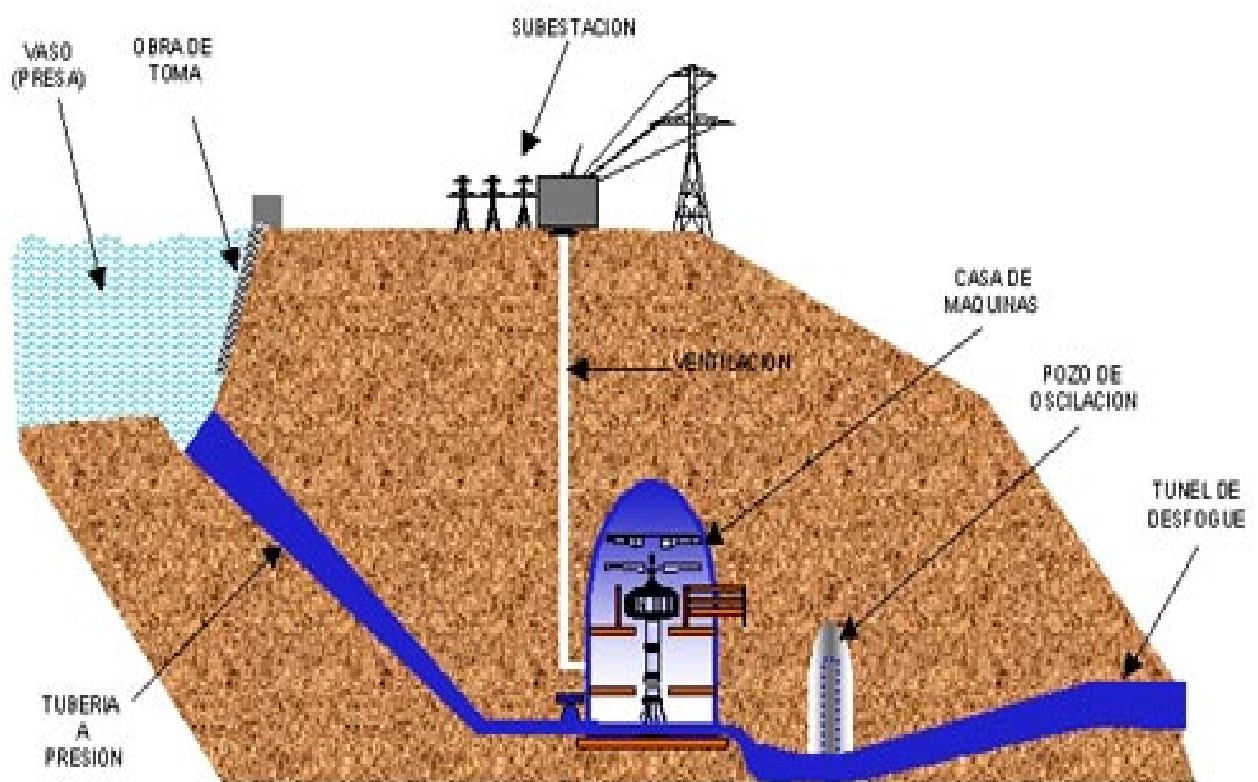


Figura 2.11 Esquema de una central hidroeléctrica

2.2.3 Descripción del proceso de las centrales eólicas

Este tipo de central convierte la energía del viento en energía eléctrica mediante una aeroturbina que hace girar un generador. La energía eólica está basada en aprovechar un flujo dinámico de duración cambiante y con desplazamiento horizontal. La potencia obtenida es proporcional al cubo de la velocidad del viento, lo que muestra la importancia de este factor.

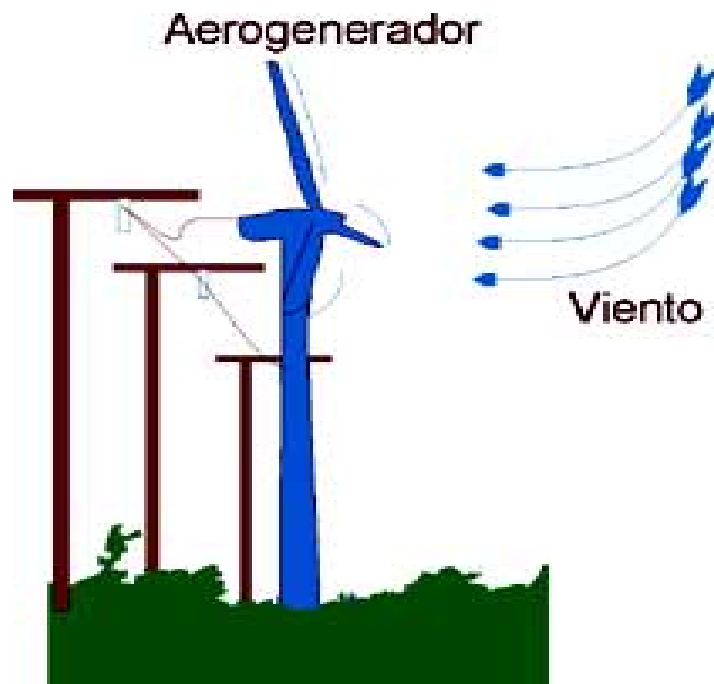


Figura. 2.12. Esquema de una central eólica

Los aerogeneradores aprovechan la velocidad de los vientos comprendidos entre 5 y 20 metros por segundo. Con velocidades inferiores a 5 metros por segundo el aerogenerador no funciona eficientemente y por encima del límite superior debe pararse para evitar daños a los equipos.

Capítulo 3

Descripción de la Metodología y de los datos utilizados por el programa DECADES

Los análisis de expansión del Sector Eléctrico Mexicano se realizan regularmente en la Comisión Federal de Electricidad (CFE) con algunos programas de cómputo, entre ellos DECADES.

En este capítulo hacemos una descripción breve del funcionamiento del programa DECADES, incluyendo cada una de las herramientas que contiene.

3.1 Descripción de DECADES

El proyecto DECADES se estableció a principios de 1993, cuando nueve organizaciones internacionales: European Commission (EC), Economic and Social Commission for Asia and the Pacific (ESCAP), International Atomic Energy Agency (IAEA), International Institute for Applied Systems Analysis (IIASA), International Bank for Reconstruction and Development (IBRD), Nuclear Energy Agency (NEA) Organization of the Petroleum Exporting Countries (OPEC), United Nations Industrial Development Organization (UNIDO) y World Health Organization (WHO), World Meteorological Organization (WMO), United Nations Environment Program (UNEP) unieron sus esfuerzos hacia un objetivo común, el ampliar la capacidad de comparación de diferentes tipos de energía en el proceso de planeación y toma de decisiones para el sector eléctrico. Uno de los mayores logros del proyecto es que se integró un paquete de software para computadora personal (PC) llamado herramientas de DECADES, que fue desarrollado por planeadores y expertos analistas para apoyar la toma de decisiones del sector eléctrico.

Estas herramientas consisten en:

- Grupos de datos técnicos, económicos y ambientales de cadenas de energía que usan combustibles fósiles, energía nuclear y fuentes de energía renovables para la generación de electricidad.
- Un sistema de manejo de datos que proveen un acceso amigable a la base de DECADES.
- Un software analítico diseñado para obtener la información almacenada en la base de datos para el análisis de costos y emisiones ambientales en la planta, para niveles de cadena de energía completa y sistemas eléctricos.
- Una herramienta de toma de decisiones.

Los estudios comparativos de opciones de electricidad, se basan en metodologías que integran aspectos técnicos, económicos, ambientales y sociales, las cuales engloban características de la cadena energética para todas las opciones de generación eléctrica.

A continuación se presenta la carátula de DECADES (ver figura 3.1)

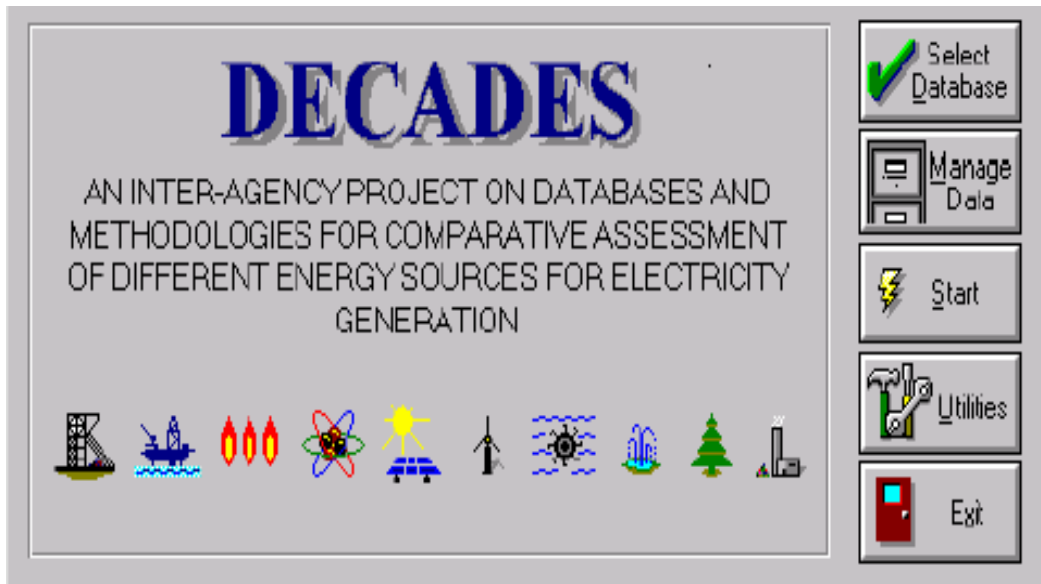


Figura 3.1

Base de Datos y Metodologías para Comparaciones de Diferentes Fuentes de Energía para la Generación de Electricidad (DECADES)

Para la toma de decisiones en el Sector Eléctrico se tienen que tomar en cuenta factores relacionados con la cadena de combustible de la fuente de energía, incluyendo su desempeño técnico, económico y su impacto en la salud y el medio ambiente. Los costos continúan siendo un factor clave y las opciones estratégicas para evaluar las distintas opciones de electricidad deben ser medidas en diferentes formas. Este hecho junto con las necesidades de muchos países para definir programas de desarrollo sustentable de energía ha propiciado un interés creciente en el desarrollo y aplicación de los datos con herramientas y tecnologías para comparar las distintas opciones de generación de electricidad, particularmente desde un punto de vista ambiental y de salud.

Base de Datos de DECADES.

DECADES requiere información para realizar la comparación de distintas fuentes de energía de generación eléctrica. Estos datos están almacenados en distintas bases de datos. Las bases de datos de DECADES incluyen:

Base de datos de inventarios de Tecnología (Technology Inventory Databases)

La base de datos de inventarios de tecnologías contiene datos tecnológicos, económicos y de emisiones de las cadenas de generación eléctrica.

Base de datos de referencia de tecnologías (Reference Technology Database RTDB)

Contiene datos genéricos de los parámetros técnicos, económicos y de emisiones de las cadenas de energía que utilizan combustibles fósiles, energía nuclear y fuentes de energías

renovables para la generación de electricidad. La base RTDB abarca todos los niveles de la cadena desde la extracción del recurso hasta la disposición final de los desechos. Actualmente la base de datos contiene información de cerca de trescientas tecnologías que son caracterizadas de acuerdo a su nivel de madurez. Esta base de datos es actualizada constantemente por la IAEA para reflejar los cambios en las tecnologías relacionadas a la generación de electricidad.

Base de datos de un país específico (Country Specific Databases CSDB)

Son datos almacenados de tecnologías de generación de electricidad específicos de un país o región. La CSDB sigue la estructura y formato de la RTDB, pero están planeadas para ser usadas en estudios de casos regionales o de un país en específico. Cerca de 25 países han desarrollado su base de datos CSDB y en total contiene más de 2500 tecnologías. Existe una CSDB de un país de demostración que es usada como apoyo para crear otros CSDB.

Base de datos específica de vendedores (Vendor Specific Database VSDB)

Su estructura está enfocada a equipo comercial, a instalaciones de proyectos específicos para abastecer electricidad a diferentes sistemas de expansión, incluyendo los costos en salud y características ambientales.

Base de datos toxicológica (Toxicology Database TOXDB)

Almacena datos de relaciones y coeficientes de emisiones tóxicas seleccionadas. Esta información puede ser usada para calcular impactos asociados con las emisiones de diferentes cadenas de generación de electricidad. Las sustancias tóxicas incluidas en esta base de datos son conocidas por sus impactos potenciales en la salud y el ambiente. Los datos provienen de la UNEP y de WHO. ⁽¹⁾

Base de datos de impactos (Impacts Database HEIES)

Contiene información sobre impactos ambientales y de salud asociados con diferentes instalaciones y cadenas energéticas. ⁽¹⁾

Manejador de la base de datos (Database Management System DMS)

Permite transferir los datos numéricos de la base de datos de DECADES a herramientas analíticas y otros modelos externos.

3.2 Módulo Analítico de DECADES (DECPAC)

El objetivo de DECPAC es hacer accesible la información almacenada en la base de datos de DECADES para el análisis y comparación de costos y emisiones ambientales de la planta, en la cadena energética y a niveles del sistema eléctrico. La base de datos de este paquete es manejada por Corel Paradox 8.

⁽¹⁾No implementadas en la versión utilizada en la UNAM

Existen tres niveles de análisis en DECADES (ver figura 3.2):

Análisis a nivel de Planta.

Se estiman diferentes factores de emisiones contaminantes basándose en las características de combustible y el desempeño de la planta. Las características de la planta se ajustan para calcular el costo de capital, el costo de operación fijo y variable, los costos de mantenimiento, la capacidad de la planta, la eficiencia de la planta, el consumo de combustible y la generación de desechos.

Análisis a nivel de Cadena.

Provee datos generales para presentar un panorama amplio entre los aspectos técnicos, económicos y ambientales de las cadenas de energía. Los resultados a nivel de cadena incluyen: flujo de masa de los combustibles y de los desechos, costos de generación de electricidad nivelados y cantidades de emisiones al ambiente tales como contaminantes y emisiones de gases de invernadero, generación de desechos sólidos, desechos al aire, agua y tierra.

Análisis a nivel del Sistema.

Provee a los usuarios un panorama amplio de los planes estratégicos de expansión de generación de electricidad.

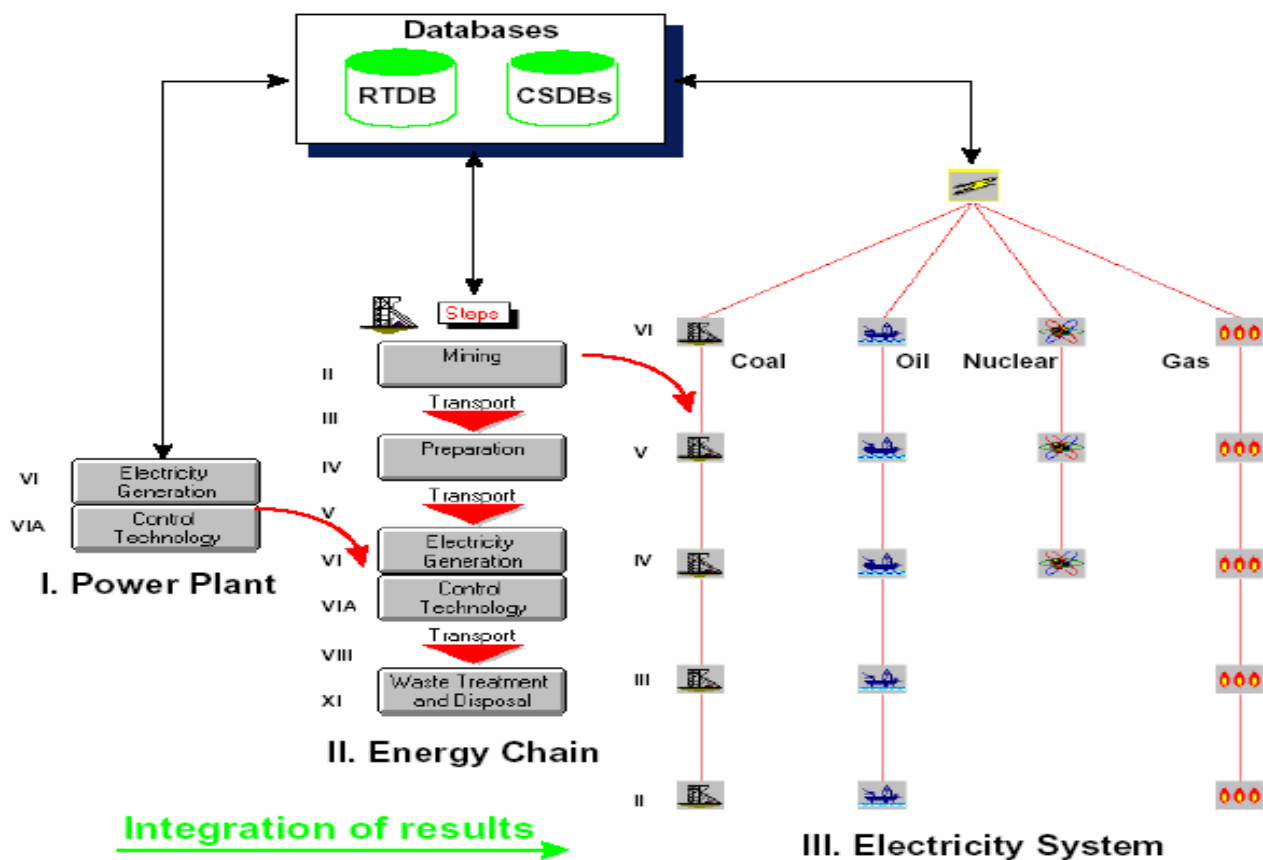


Figura 3.2 Niveles de comparación

3.3 Comparaciones a nivel de planta

El nivel de comparación a nivel de planta ofrece las siguientes posibilidades:

- Estimación de las emisiones contaminantes en el aire generadas por las plantas usando combustibles sólidos, líquidos y gaseosos
- Cálculo de los costos anuales de producción
- Creación de casos de comparación gráfica de los resultados

Cada caso de comparación a nivel de planta tiene su nombre, status y fecha de modificación, como lo muestra la figura 3.3.

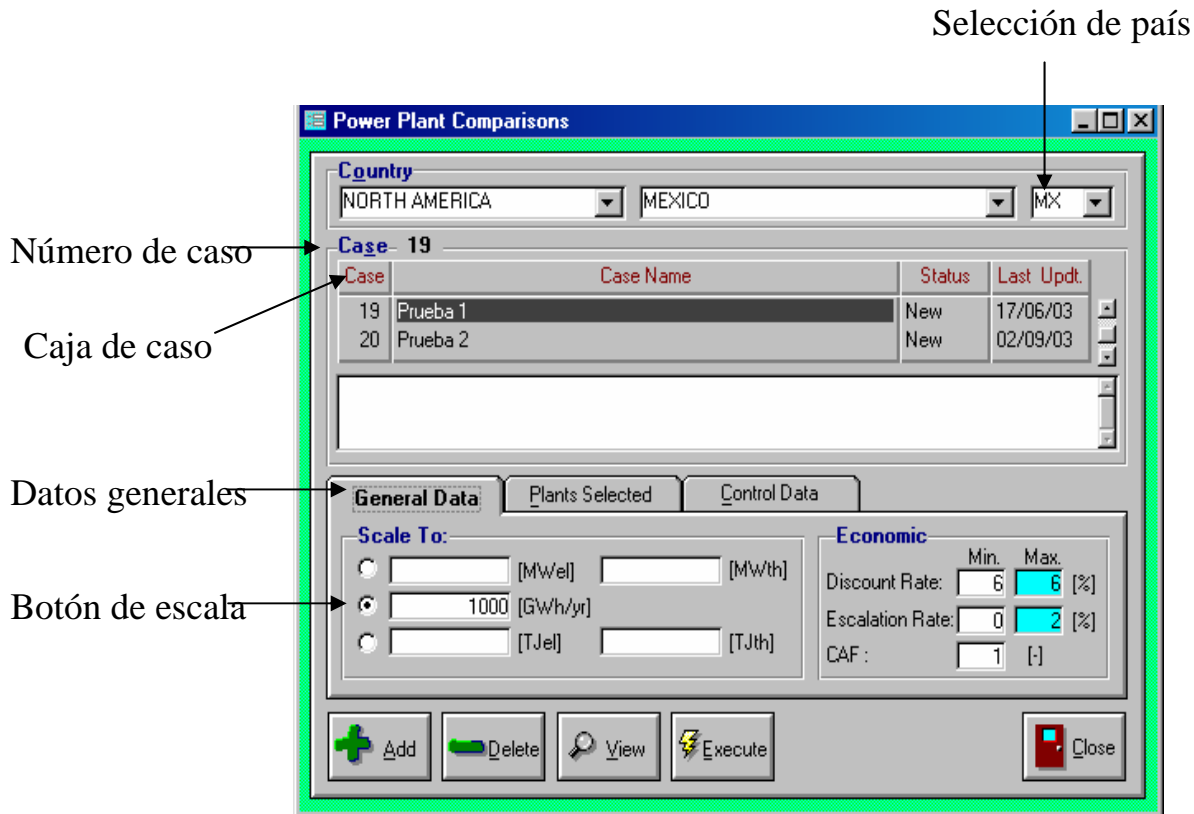


Figura 3.3
Comparaciones a nivel de planta (datos generales)

Los datos específicos para un caso están organizados en 2 carpetas: datos generales y plantas seleccionadas. La carpeta de datos generales incluye la tasa de descuento⁽²⁾ y la tasa de escalación (mínima y máxima)⁽³⁾ usadas en los cálculos económicos. Automáticamente los resultados económicos y ambientales son escalados a la misma cantidad de electricidad generada.

⁽²⁾ Es la tasa que se usa para mover el dinero en el tiempo y efectuar las evaluaciones de ofertas o de proyectos de inversión de capital.

⁽³⁾ Es la tasa que se aplica por contratos a los pagos en la compra de un material o equipo.

Estos factores, junto con el equivalente de horas de operación por año serán usados para calcular las emisiones anuales de contaminantes de la planta. Los costos anuales de producción (APC) son calculados con el número correspondiente de horas de operación (US\$ / kWaño).

La carpeta de plantas seleccionadas despliega el número de plantas que componen cada uno de los casos.

En este trabajo se creó un caso denominado Prueba 1 (ver figura 3.4) que incluye las siguientes plantas candidatas:

- Ciclo Combinado con capacidad de 540 MW (CC54)
- Turbogas con capacidad de 179 MW (T179)
- Nueva Dual con capacidad de 350 MW (ND35)
- Nuclear con reactor BWR con capacidad de 1350 MW (N135) ⁽⁴⁾
- Nuclear con reactor avanzado BWR con capacidad de 1300 MW (B130)
- Nuclear con reactor avanzado PWR con capacidad de 600 MW (AP600US)

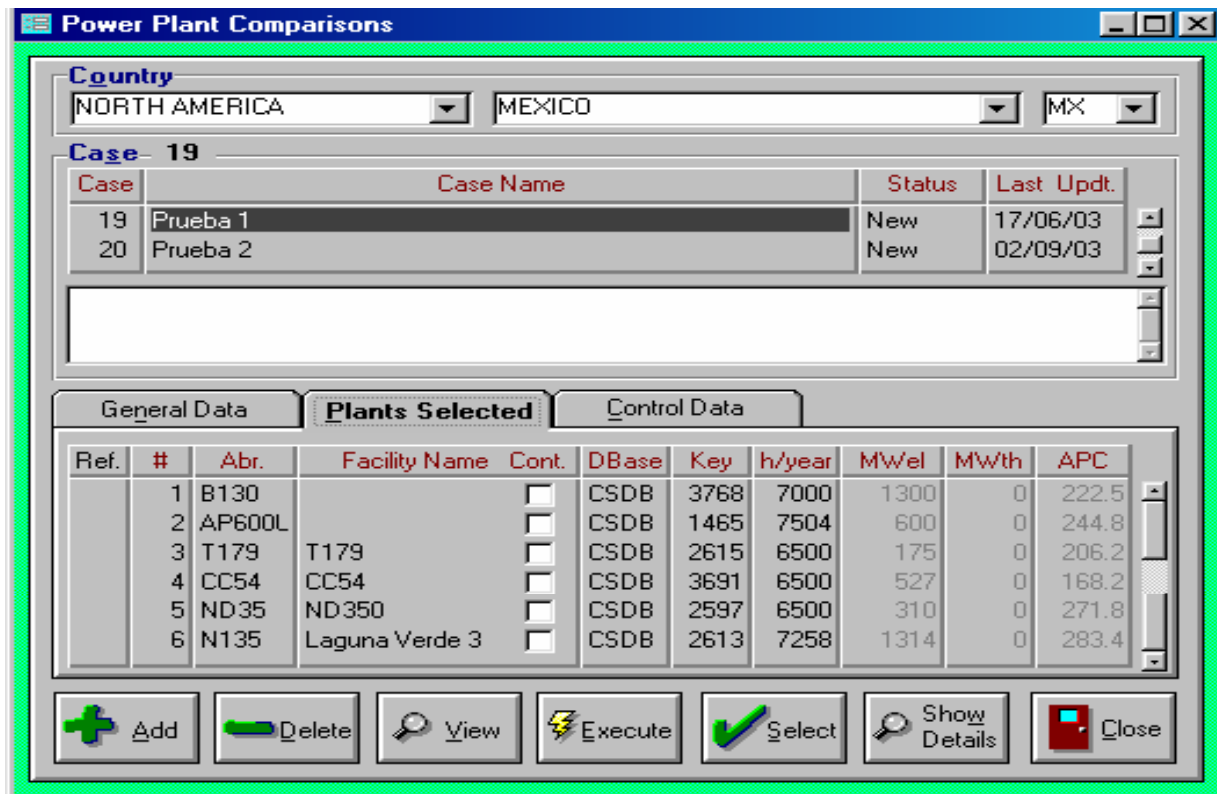


Figura 3.4 Selección de plantas Caso 19 (Prueba 1)

⁽⁴⁾ Datos de Costos y Parámetros de Referencia para la formulación de Proyectos de Inversión en el Sector eléctrico Generación (COPAR) 1998.

En el caso de las plantas nucleares se presentan dos tecnologías diferentes de reactores nucleares para el caso 19 (Prueba1). Estos reactores son diseños avanzados de los BWR y PWR que ya se describieron anteriormente.

3.3.1 Selección de tipo de comparación a nivel de planta

Se pueden distinguir tres grupos de comparaciones:

- Comparaciones económicas. Incluyen los costos anuales de producción y costos nivelados de generación de electricidad.
- Comparaciones ambientales. Contiene las emisiones al aire, desperdicios sólidos y requerimientos de tierra.
- Comparaciones de tecnologías de reducción de emisiones. Estima los costos de control ambiental y de su efectividad.

La figura 3.5 muestra la portada de los tipos de comparaciones a nivel de planta:

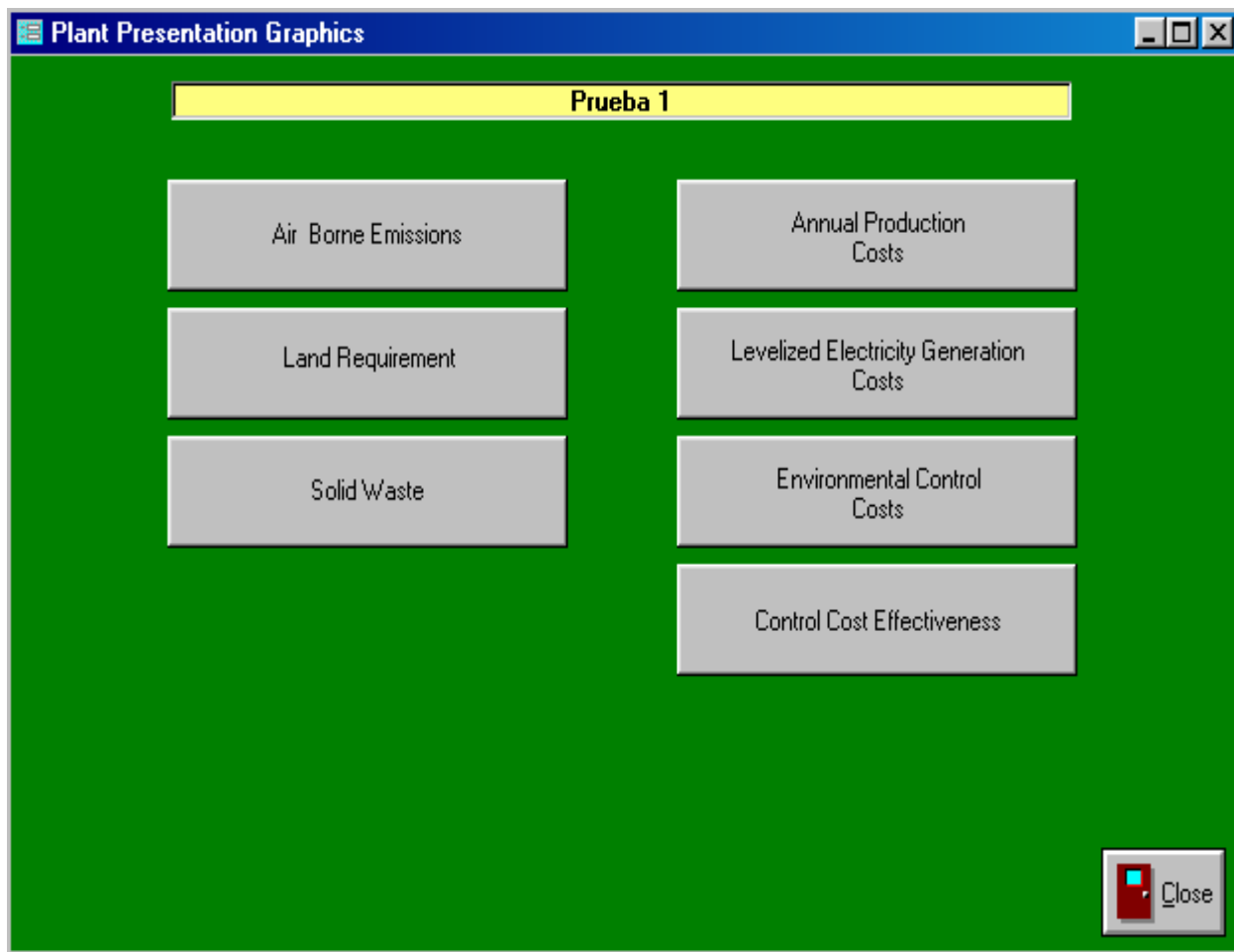


Figura 3.5
Selección de comparación para la prueba 1

3.3.2 Datos comparativos a nivel de planta

Contiene la información referente a las plantas seleccionadas en el caso de comparación. En la siguiente tabla se muestran los datos técnicos, económicos y ambientales del caso 19 (Prueba 1).

Tabla 3.1 Datos comparativos para el caso 19 (Prueba 1)

Plant Comparison		AP600US	B130	CC54	N135	ND35	T179
1. Technical							
Unit Technical Minimum	MW				1051		
Output Capacity (Gross)	MWe		1320				
Output Capacity (Net)	MWe	600	1300	527	1314	310	175
Output Capacity (Min)	MWe	480	1170	264	1051	155	44
Equivalent Full Power	h/yr	7504	7000	6500	7258	6500	6500
Internal Consumption Fraction	%				3.1		
Capacity Factor	-		0.799		0.828		
Forced Outage	%			10	6.6	5.4	6
Maintenance Outage Rate	%	7.6			10.96		
Scheduled Maintenance	days/yr	25		26	40	22	26
Unit Spinning Reserve	%		0	10	10	10	0
First Fuel Inventory	t		110.4		157.57		
Enrichment-Equilibrium	% U235		3.4		4.49		
Burnup	MWd/kg		39		49		
Net Efficiency (LHV)	%		33		34		
Heat Rate - Full Load	kcal/kWh		2361.58		2570.2		
Heat Rate - Average Incr.	kcal/kWh	2570.2	2640.5	1762.8	2570.2	2597.5	2624.4
Heat Rate - Min. Load	kcal/kWh	2769.75	2769.75	1762.8	2570.2	2597.5	2624.4
Plant Technical Lifetime	yr		40		40		30
Manpower Requirements	men/MWe		1.47		1.2		
Excess Air	%					33	
SOx Removal Efficiency	%					90	
Particle Removal Efficiency	%					99.5	
SOx Inherent Control	%					10	
Ash Inherent Control	%					50	
O2 Content in Flue Gas	% vol O2			5		5	5
Cycle Length	mth				18		
2. Economic							
Net Overnight Costs	US\$/kWe	1700	1720	427.44	2485.4	1721.148	346.03
NOC Domestic Fraction	%		25	100	40	100	100
Non-Dep. Domestic Capital Cost	US\$/kW	0	0	0	0	0	0
Non-Dep. Foreign Capital Cost	US\$/kW	0	0	0	0	0	0
Fixed O&M Costs	US\$/kWeyr	65.7	37.45	16.17	37.464	32.064	4.26
Variable O&M Costs	mills/kWhe	0.5	0.26	0.31	1.72	1.39	0.078
Total O&M Costs	mills/kWhe				8.09		
Variation of O&M Costs	-				0.01		
Dismantling Costs	US\$/kWhe				130		
Fuel Costs	mills/kWhe				5.5		
Fuel Costs (Domestic)	c/Gcal	0	0	0	0	0	0
Fuel Costs (Foreign)	c/Gcal	210	210	1112	211	605	1112
Economic Lifetime	yr	30	30	30	40	30	30
Construction Period	yr	4	6	2	8	4	2
Cost Reference Date	yr	1998			1998		
Interest During Constr.	%	7.016931	10.745671	3.43728	41.289524	18.526988	3.43728

3.3.3 Comparaciones económicas

Los principales componentes de los costos de electricidad considerados en la comparación a nivel de planta son:

- Costos de capital o costos de construcción de la planta
- Costos de operación y mantenimiento (O&M)
- Costos de combustible

La siguiente figura muestra el caso de una central nuclear.

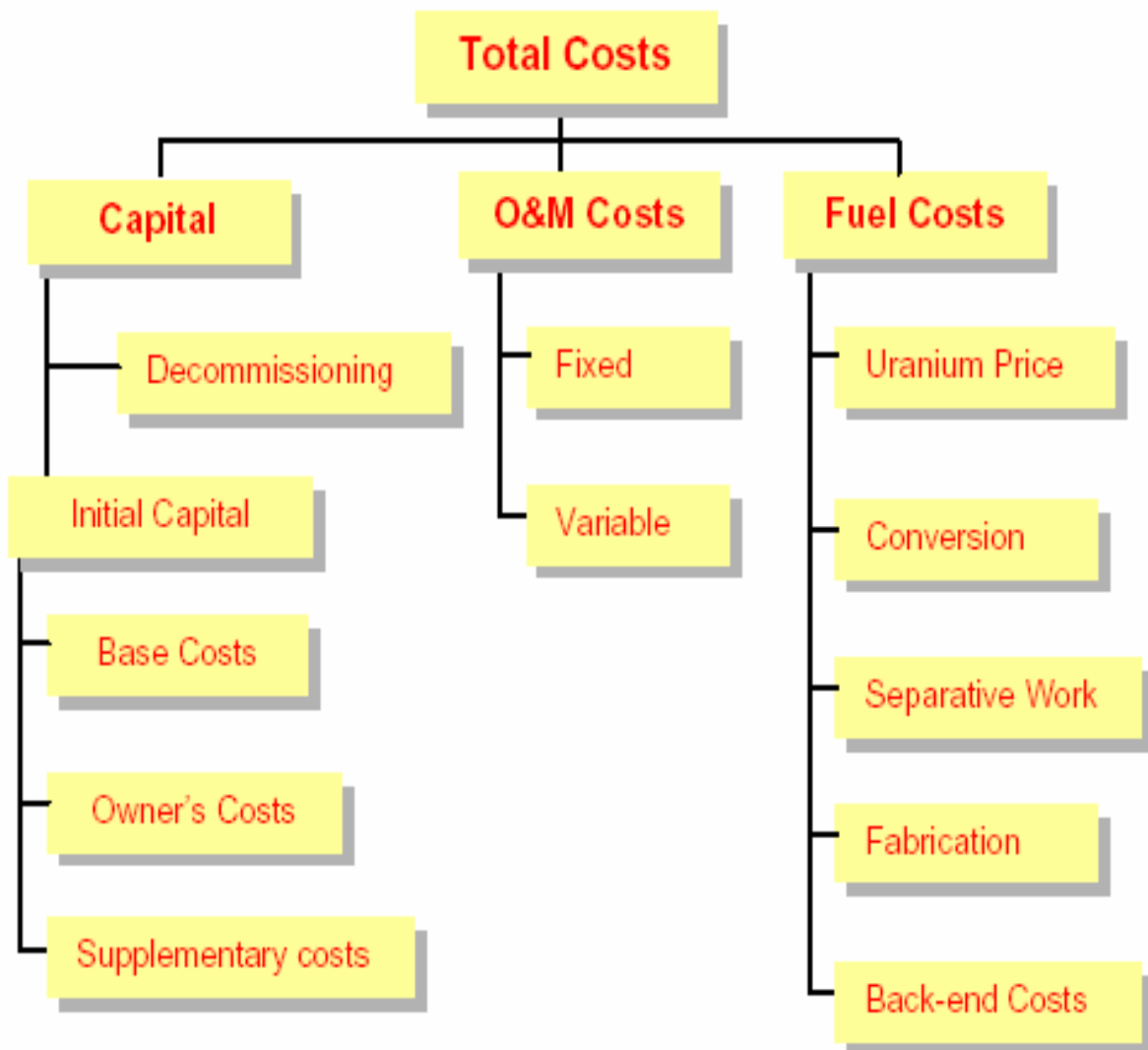


Figura 3.6
Categorías de costos de generación de electricidad (planta nuclear)

Los costos de capital incluyen todos los costos directos e indirectos de construcción y desmantelamiento de la planta. La escalación más allá de la tasa general de inflación no se considera en los cálculos de DECADES. El interés durante construcción es llevado a valor futuro o valor presente según el caso.

Para las plantas nucleares se debe de incluir una cantidad por desmantelamiento en los costos de capital o en los costos de O&M, sin embargo tienen un pequeño efecto en los costos nivelados (1 mill/kWh).

Los costos de O&M incluyen todos los costos laborales, materiales, de almacenamientos y provisiones, reparaciones, mantenimientos, seguros, etc. Estos costos se dividen en dos partes:

La parte fija, que es independiente de la utilización (factor de carga) expresado en US\$/kWe neto por año y una parte que es proporcional a la energía generada, expresada en mills por kWh (US\$/ MWh). Estos costos varían de año en año, principalmente por las variaciones en mantenimiento y reparaciones que en algunos años incluye en el reemplazo o cambio de algunos de los componentes.

En DECADES los cálculos económicos utilizan valores promedio de vida útil.

En los casos de las plantas termoeléctricas el costo del combustible (carbón, petróleo pesado, gas natural, lignito, etc) es:

$$F = (FC * HR) / (CV)$$

Donde:

FC: costo por tonelada o m³ de combustible en la planta.
HR: es la tasa de consumo térmico (MJ/KWh)
CV: valor calorífico (MJ/ton ó MJ/m³)

El cálculo de los costos de combustible nuclear es más complejo que las plantas termoeléctricas convencionales. Los costos de combustible nuclear incluyen numerosos pagos hechos en diferentes puntos en el tiempo antes de que el combustible sea realmente cargado en el reactor y comience la producción de energía, así como otros desembolsos hechos después de que el combustible ha sido descargado del reactor para almacenamiento y disposición final (caso del ciclo abierto) o para reprocesamiento, producción del nuevo combustible con materiales recuperables físis y disposición de desperdicios radiactivos (caso del ciclo cerrado).

Los costos de la carga inicial del combustible pueden estar incluidos en el costo de inversión de capital o en los costos de combustible. Ambos métodos son adecuados ya que consideran que cada costo esté descontado a la fecha de referencia.

El método de costos de producción anuales también se aplica para evaluaciones comparativas rápidas de las plantas, en la cual se utilizan las siguientes relaciones:

$$APC = [r]_i^T \cdot I_c + \frac{i \cdot FIC}{100} + 12 \cdot O \& M_{fijos} + 8.76 \cdot \left[(FC)_f + (O \& M_{variable})_f \right] \cdot \frac{f}{100} [\$/kW - año]$$

donde:

- i: tasa de interés anual (%)
- f: factor de capacidad promedio de la planta (%)
- I_c: costos de inversión (US\$/KWe)
- FIC: costos de inventario de combustible (US\$/KWe)
- T: tiempo de vida económico de la planta (años)
- O&M_{fijos}: costos fijos de operación y mantenimiento (US\$/KW-mensual)
- O&M_{variable}: costos variables de operación y mantenimiento (US\$/MWh)
- FC: costos variable de combustible con f= 100% (US\$/MWh)
- $[r]_i^T$: factor de recuperación de capital anual (tasa de cargo de capital).

Finalmente para los costos nivelados de la vida económica de la planta, el factor de recuperación de capital es calculado de un fondo de depreciación de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$[r]_i^T = \frac{\frac{i}{100}}{1 - \left(1 + \frac{i}{100}\right)^{-T}}$$

Capítulo 4

Análisis comparativos a nivel de planta para el Caso 19 (Prueba 1)

En este capítulo se presentan los análisis comparativos a nivel de planta del Caso 19 (Prueba 1) considerando su desempeño económico. Realizamos una breve introducción sobre conceptos básicos de la evaluación económica de una planta y finalmente hacemos un análisis de sensibilidad de nuestro escenario.

4.1 Antecedentes

Una central de generación de energía eléctrica inicia su vida con el estudio de factibilidad técnica y económica y termina cuando deja de ser conveniente su operación y por tanto es retirada. Durante este periodo son generados gastos e ingresos asociados a las diferentes etapas, las cuales con frecuencia son denominadas: estudios, construcción y operación. Las etapas de estudios y construcción forman la etapa conocida como periodo de construcción. A la duración de la etapa de operación, se le conoce como vida útil o vida económica de la central. Los costos originados durante el periodo de construcción son denominados costos de inversión. Durante la vida económica de la central se tienen costos de producción, los cuales pueden subdividirse en costos de combustibles y de operación y mantenimiento. Una inversión es el gasto en el cual se incurre para la adquisición o instalación de un bien duradero, mientras tanto un costo de operación está asociado con los bienes y servicios consumidos directamente durante el proceso de producción de energía.

4.2 Costo total de generación

El costo total de generación está compuesto por la suma de los costos de inversión, de combustible y de operación y mantenimiento. El costo por combustible es un costo nivelado⁽¹⁾ y depende de las variaciones en el precio del combustible, del precio externo de referencia y de la tasa de descuento⁽²⁾ utilizada. El precio externo de referencia es representativo del valor de los energéticos en algunos mercados internacionales relevantes para el país de estudio. Para el Caso 19 (Prueba 1) se emplearon diferentes tasas de descuento con el fin de realizar un análisis de sensibilidad y observar cómo varía la relación factor de capacidad y costo anual de producción.

⁽¹⁾ Es el costo promedio de la producción de energía a lo largo del tiempo establecido previamente

⁽²⁾ Es la tasa que se usa para mover el dinero en el tiempo y efectuar las evaluaciones de ofertas o de proyectos de inversión de capital.

4.3 Costos de inversión

Se distinguen tres costos unitarios de inversión:

- Costo directo: es la suma, en moneda constante, de las erogaciones correspondientes de una central (no incluye el costo de la subestación eléctrica), dividida entre la capacidad de la misma, lo cual es equivalente a que todos los costos de inversión de la obra fueran erogados instantáneamente (conocido en inglés como *overnight cost*).
- Costo directo más indirecto: es el resultado de añadir al costo directo los costos de ingeniería, administración y control de la obra, incurridos en las oficinas centrales de la compañía generadora.
- Costo actualizado al inicio de la operación: a partir del "costo directo más indirecto" y mediante el uso de una tasa real de descuento anual, se calcula el valor de la inversión actualizada al inicio de la puesta en operación de la central. Esta tasa de descuento incluye el costo de los intereses devengados durante el proceso de construcción, y otros conceptos.

Los costos directos de inversión provienen de varias fuentes, entre éstas las más relevantes son:

- a) Información de costos incurridos en la construcción de centrales ya terminadas.
- b) Presupuestos elaborados para proyectos específicos en proceso de construcción.
- c) Información correspondiente a otros países, con los ajustes pertinentes.
- d) Cotizaciones de fabricantes de los equipos principales
- e) Al tomar en cuenta el valor del dinero en el tiempo, los costos relativos de la inversión pueden variar considerablemente.

En el periodo de construcción se efectúan principalmente gastos por concepto de inversiones, aunque también ocurren gastos de operación. De igual manera en el periodo de operación se llegan a presentar algunos gastos de inversión. No existe una frontera precisa entre la terminación del periodo de construcción y el inicio del periodo de operación de la central. Por ello, para el análisis económico se ha adoptado la práctica de considerar que el inicio del periodo de operación coincide con el término del periodo de construcción. Este momento corresponde a la entrada en servicio de la unidad de la central generadora, esto es, una vez realizadas satisfactoriamente las pruebas de operación y ha concluido el periodo de puesta en servicio.

En realidad se incurre en erogaciones en forma casi continua; sin embargo, para efectos del análisis se puede suponer que éstas se presentan en forma discreta, una vez por año y precisamente al principio del mismo.

4.4 Método de valor presente

El método de valor presente está basado en el principio de que la suma de dinero existente en el futuro se expresa en términos del valor presente, aplicando un factor de descuento

$FVP_d = \frac{1}{(1+i)^j}$, mediante la siguiente ecuación:

$$G = \frac{\sum_{j=1}^n \frac{P_j - C_j}{(1+i)^j}}{\sum_{j=1}^n \frac{E_j}{(1+i)^j}}$$

donde G es el costo de generación unitaria, P_j son los gastos realizados en el j -ésimo año, C_j son los créditos en el j -ésimo año, E_j es la energía generada en el j -ésimo año, t es el número de años desde el primer desembolso relacionado con la planta a la fecha de la primera operación, n es el número de años de vida útil de la planta, i es la tasa nominal de interés.

4.5 Costo nivelado

El costo nivelado es un concepto que sintetiza la información económica disponible acerca de un proyecto. Su valor expresa el costo medio del bien o servicio producido y es particularmente útil para comparar dos o más proyectos que permiten obtener un mismo producto.

En este trabajo se aplica el concepto de costo nivelado del (MWh) Megawatt hora producidos, a la energía generada por cada una de las tecnologías analizadas, con fines comparativos.

El costo de un Megawatt-hora generado está integrado por tres partes: costo de inversión, de combustibles y de operación y mantenimiento. La determinación del costo nivelado del Megawatt-hora por concepto de inversión involucra aspectos técnicos y económicos que definen una tecnología, como son: los costos de inversión, el programa de inversión, el factor de planta medio, la potencia por unidad y total, la vida económica y la tasa de descuento.

El costo nivelado del MWh por concepto de inversión, es definido como el valor que al multiplicarse por el valor presente de la generación de la central, considerando su vida útil, iguala al valor presente de los costos incurridos en la construcción de la central en cuestión.

4.5.1 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 central en dicho periodo.

4.6 Costos de los combustibles

La decisión de construir una central generadora, compromete recursos durante la vida útil de la instalación. Esto significa que para lograr una selección adecuada de proyectos, es necesario considerar el flujo monetario implicado en cada tecnología, desde el inicio de su construcción hasta que es retirada de operación. Durante el periodo de operación, uno de los componentes más importantes del flujo es el costo por concepto de combustible.

El costo de los energéticos a lo largo de un periodo tan grande es variable; esto es debido a diversas causas, entre las que destacan:

- a) Los recursos energéticos son finitos y en la medida que son utilizados, su precio aumenta, aún cuando las demás condiciones permanezcan constantes.
- b) Los energéticos se comercializan en mercados parcialmente competitivos y son a menudo sustituibles. Las reducciones en la demanda del energético desplazado inducen disminuciones en su precio.
- c) Al explotar un recurso de manera racional, primero son extraídas las reservas de costo mínimo y posteriormente las de mayor costo, esto repercute en incrementos del precio en el futuro.
- d) Los avances tecnológicos tienden a disminuir el costo de explotación y procesamiento de los recursos.
- e) Los efectos ambientales tienen cada vez un mayor peso, esto trae consigo una tendencia a la sustitución de combustibles "sucios" por "limpios" y a la instalación de aditamentos para "purificar" las emisiones. En ambos casos son obtenidos aumentos de costos, ya sea de los energéticos o de las instalaciones para su tratamiento.
- f) Existen factores que alteran el comportamiento de los mercados energéticos; así, por ejemplo, un conflicto en el Golfo Pérsico, o un invierno riguroso en los países nórdicos puede, en forma temporal, alterar el precio del petróleo.

Para comparar adecuadamente las tecnologías de generación, deben incluirse las expectativas de evolución de los precios de los combustibles, distinguiendo los cambios estructurales.

El costo del combustible refleja el valor imputado a los recursos energéticos necesarios para obtener, por medio de las diversas tecnologías, un MWh neto generado.

Los costos de los diferentes combustibles están dados en términos de las unidades de volumen o de peso que los caracterizan.

4.6.1 Costo correspondiente a los tipos de combustibles utilizados en el Caso 19 (Prueba1)

Gas

Este combustible es utilizado por la planta de Turbogas con capacidad de 179 MWe (T179) y la planta de Ciclo Combinado con capacidad de 546 MWe (CC54). Para este combustible, el precio de referencia es obtenido a partir del costo promedio para empresas eléctricas de EUA y corresponde al precio CIF (Costo, Seguro y Flete) en la central generadora.

Diesel

La planta de Ciclo Combinado ⁽¹⁾ (CC54) también puede utilizar diesel. El precio del diesel, corresponde al precio de venta promedio para empresas eléctricas en Estados Unidos.

Carbón

El carbón lo utiliza la planta Nueva Dual con capacidad de 350 MWe (ND35). El costo del carbón importado está referenciado al precio promedio que pagan las empresas eléctricas en EUA, para contenidos de azufre de 0.7% y 2% y un costo por manejo de cenizas suponiendo un contenido promedio de ceniza del 10% por tonelada de carbón.

Combustible Nuclear

El precio de referencia del combustible nuclear toma en cuenta el ciclo completo del mismo, es decir, desde la compra del uranio natural hasta el manejo y almacenamiento definitivo de los desechos radioactivos. En este estudio está considerado un reactor del tipo BWR con capacidad de 1,356 MWe (N135), un reactor avanzado tipo PWR con capacidad de 600 MWe y un reactor avanzado tipo BWR con capacidad de 1300 Mwe. Todos utilizan uranio enriquecido como combustible.

¹ Estas unidades emplean como combustible, gas natural o diesel en forma alternativa y en los modelos avanzados también pueden quemar combustóleo o petróleo crudo.

4.7 Costos de operación y mantenimiento

Los costos de operación y mantenimiento incluyen los costos directos e indirectos de mano de obra, administrativos, refacciones y equipo asociados con la operación y mantenimiento de centrales generadoras. En estos costos se distingue un componente fijo y otro variable.

Los costos fijos de operación y mantenimiento son costos independientes de las variaciones de la producción del sistema bajo consideración, se incluyen en tales costos: mano de obra, mantenimiento, servicio técnico, laboratorio, impuestos y seguros, reparaciones y administración. Este concepto no incluye los costos de combustible.

Los costos variables de operación y mantenimiento son los costos de materias primas y costos del proceso, que varían con el volumen de producción de la central.

4.8 Análisis de sensibilidad

El objetivo de este capítulo es estudiar la sensibilidad del costo anual de producción ante variaciones en los parámetros básicos. El análisis realizado en este capítulo supone fijos todos los parámetros, excepto aquel cuyas variaciones son evaluadas. Los parámetros que se variaron fueron la tasa de descuento y el precio del combustible del gas, ya que este último es muy volátil. La tasa de descuento es un indicador que se usa para mover el dinero en el tiempo y efectuar las evaluaciones de ofertas o de proyectos de inversión de capital. El valor de la tasa de descuento está determinado por las condiciones económicas de cada país. En el caso de México, CFE utiliza para las evaluaciones económicas de los proyectos una tasa de descuento del 10%

Para tasas de descuento bajas se favorecen las opciones de costo de capital intensivo, tales como la nuclear. Las tasas de descuento mayores favorecen las opciones con requerimientos bajos de capital y altos costos de combustible, tales como las plantas que utilizan gas.

4.8.1 Presentación gráfica de análisis de sensibilidad Caso 19 (Prueba 1)

A continuación se presentan los resultados gráficos del costo anual de producción contra el factor de capacidad⁽²⁾. Para los análisis se consideró un factor de capacidad del 20% y 80%.

Para el primer análisis (ver figura 4.1) consideramos una tasa de descuento del 10% y un precio del gas de 1112 c/Gcal (centavos de dólar por Gigacaloría), manteniendo fijos los otros parámetros.

⁽²⁾ El factor de capacidad indica la relación de carga promedio en una unidad o sistema para un periodo de tiempo considerado.

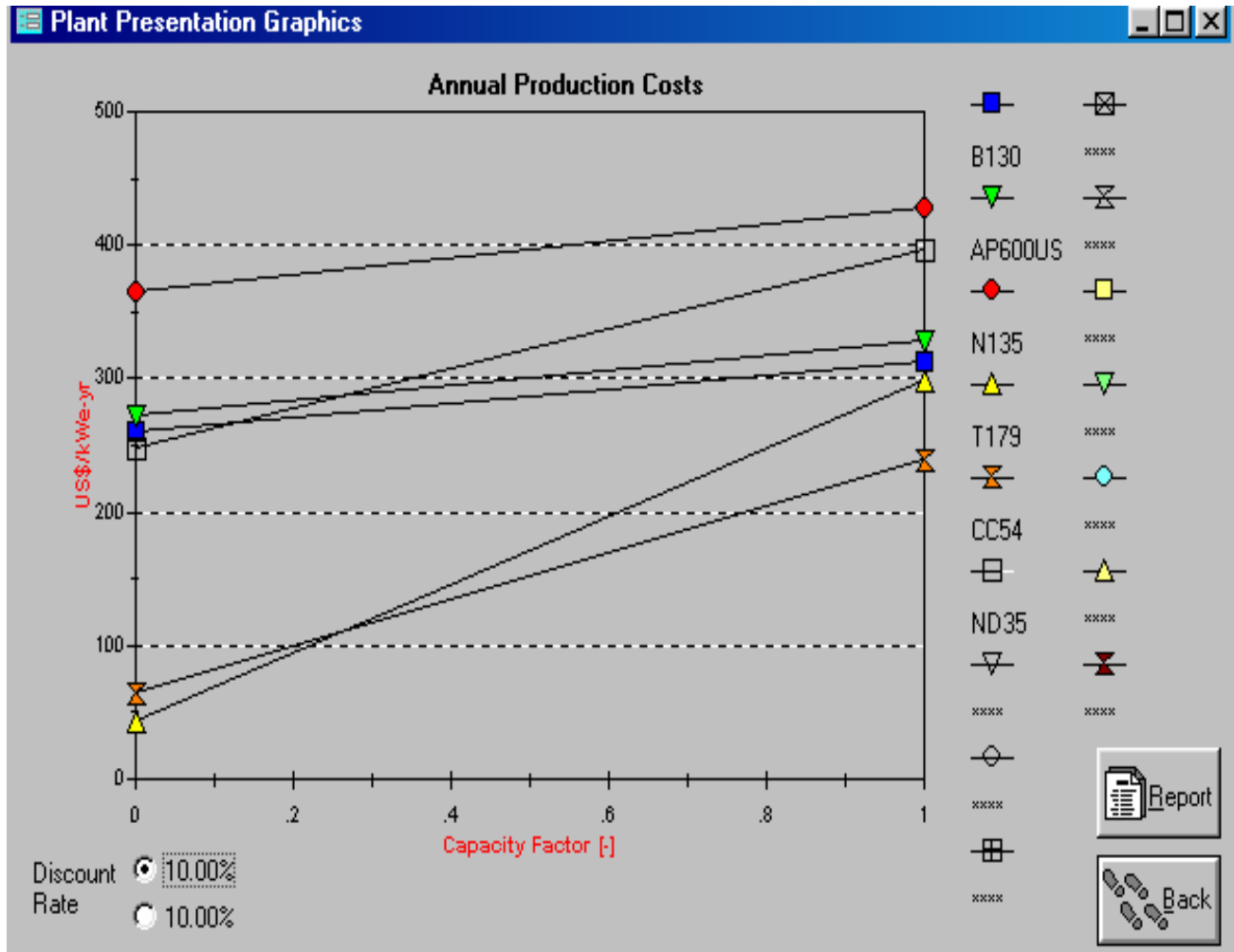


Figura 4.1
Costos anuales de producción (análisis 1)

Se observa que para un factor de capacidad de 20%, la planta generadora que resulta con un costo menor anual de producción es la T179 (Turbogas con capacidad de 179 MW) y la de costo mayor anual de producción es la N135 (Nuclear con reactor BWR con capacidad de 1350 MW). Para un factor de capacidad del 80%, la planta generadora que resulta con un costo menor anual de producción es la CC54 (Ciclo Combinado con capacidad de 540 MW) y la de costo mayor anual de producción es la N135 (Nuclear con reactor BWR con capacidad de 1350 MW).

La figura 4.2 presenta los resultados para una tasa de descuento del 8% y un precio de combustible del gas de 1112 c/Gcal.

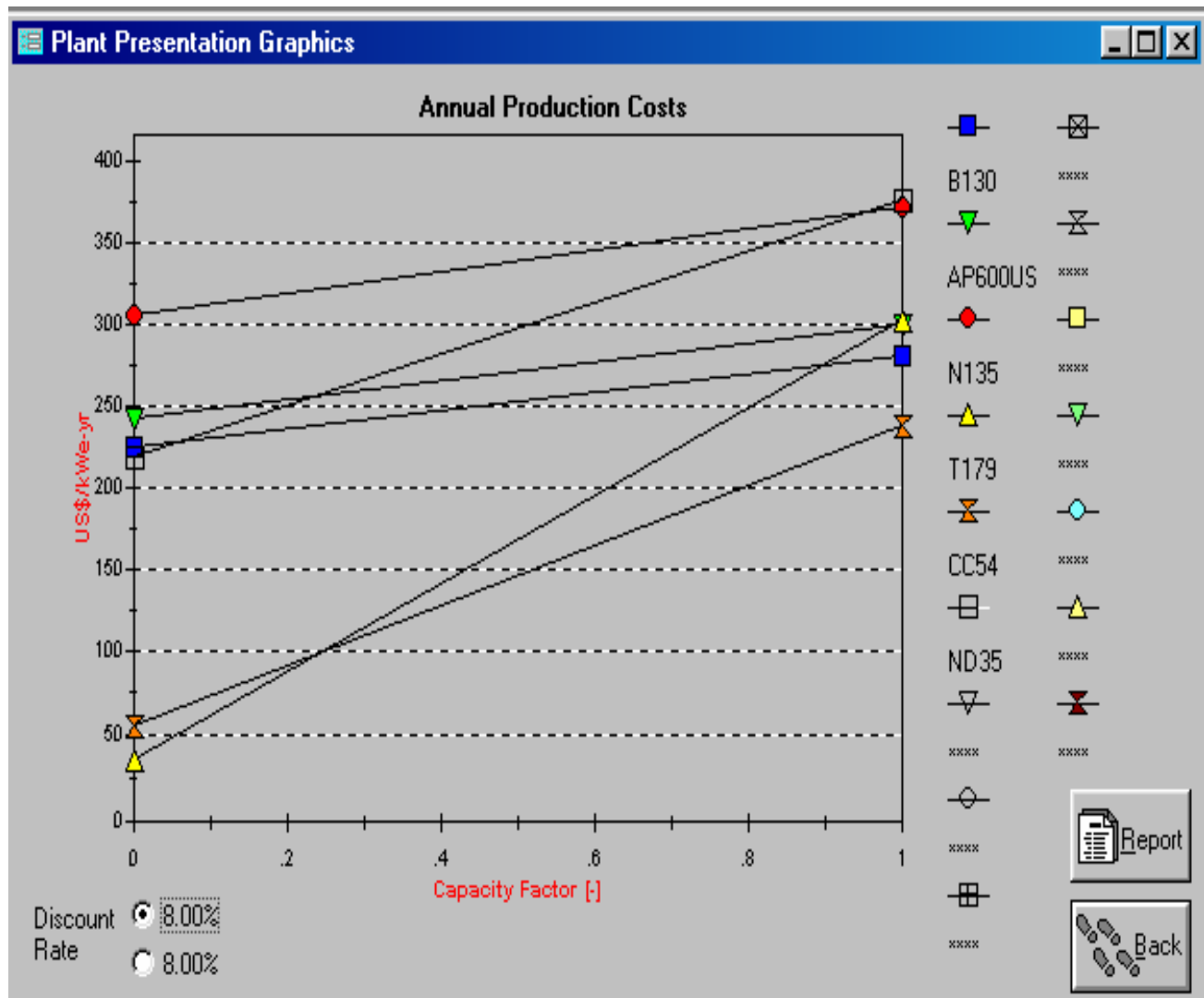


Figura 4.2
Costos anuales de producción (análisis 2)

Observamos que para un factor de capacidad de 20%, la planta generadora que resulta con un costo menor anual de producción es la T179 (Turbogas con capacidad de 179 MW) y la de costo mayor anual de producción es la N135 (Nuclear con reactor BWR con capacidad de 1350 MW). Para un factor de capacidad del 80%, la planta generadora que resulta con un costo menor anual de producción es la CC54 (Ciclo Combinado con capacidad de 540 MW) y la de costo mayor anual de producción es la N135 (Nuclear con reactor BWR con capacidad de 1350 MW). De acuerdo a la gráfica, los costos anuales de producción disminuyeron al reducir la tasa de descuento en dos puntos porcentuales con respecto al primer análisis presentado en la figura 4.1

En la siguiente figura se utilizó una tasa de descuento de 6% y un precio de combustible del gas de 1112 c/Gcal

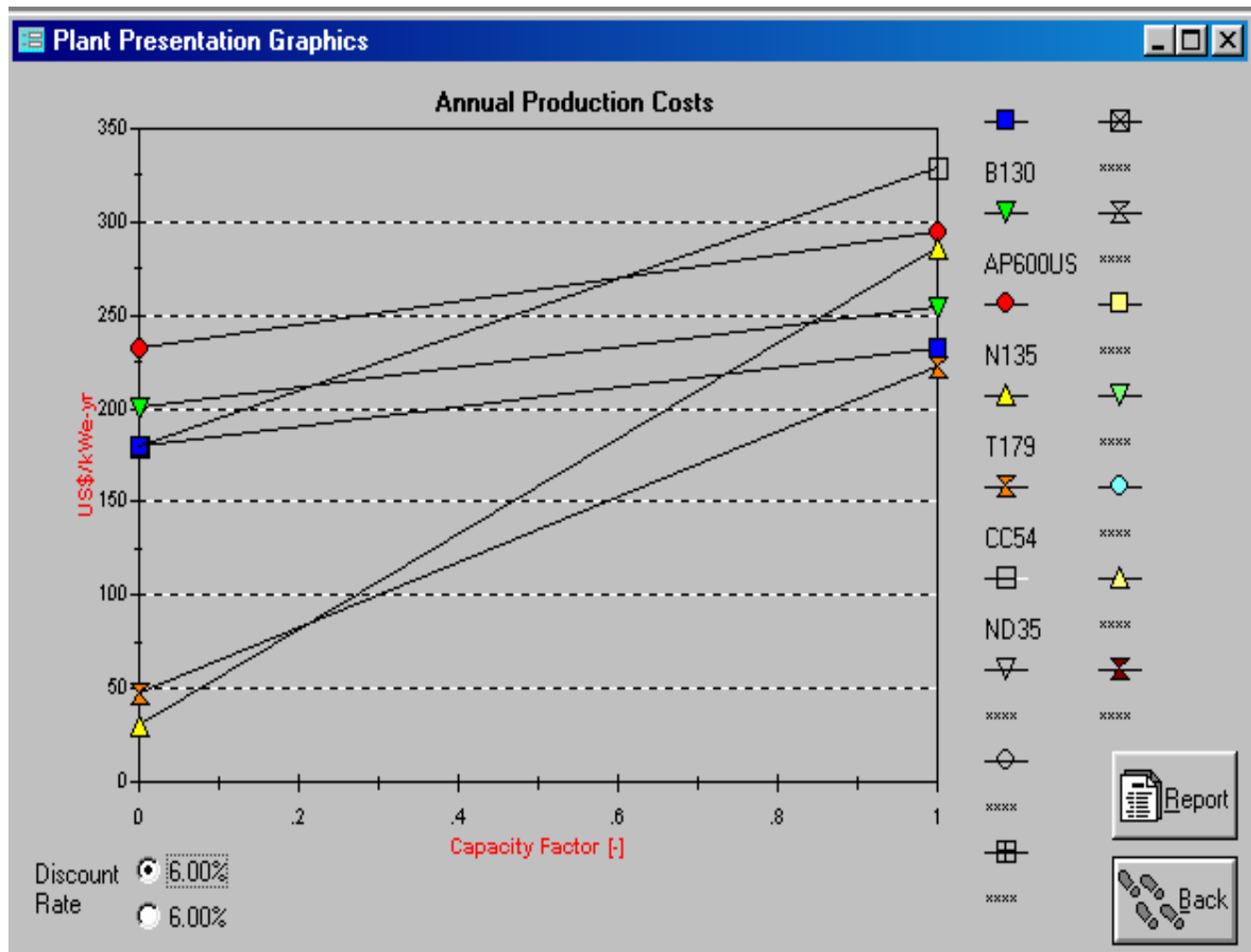


Figura 4.3
Costos anuales de producción (análisis 3)

De la figura 4.3 se puede concluir que para un factor de capacidad de 20%, que tanto la planta T179 (Turbogas con capacidad de 179 MW) como la planta CC54 (Ciclo Combinado con capacidad de 540 MW) resultan ser las que presentan un costo menor anual de producción y la de costo mayor anual de producción es la N135 (Nuclear con reactor BWR con capacidad de 1350 MW). Para un factor de capacidad del 80%, la planta generadora que resulta con un costo menor anual de producción es la CC54 (Ciclo Combinado con capacidad de 540 MW) y la de costo mayor anual de producción es la ND35 (Nueva Dual con capacidad de 350 MW). De acuerdo a la gráfica, los costos anuales de producción decrecieron al disminuir la tasa de descuento en cuatro puntos porcentuales con respecto al primer análisis presentado en la figura 4.1. Se observa también como, para factores de capacidad elevados, el costo anual de producción de la planta CC54 y de la B130 tienden a igualarse.

Para el análisis 4 se tiene una tasa de descuento del 4% y un precio de combustible del gas de 1112 c/Gcal.

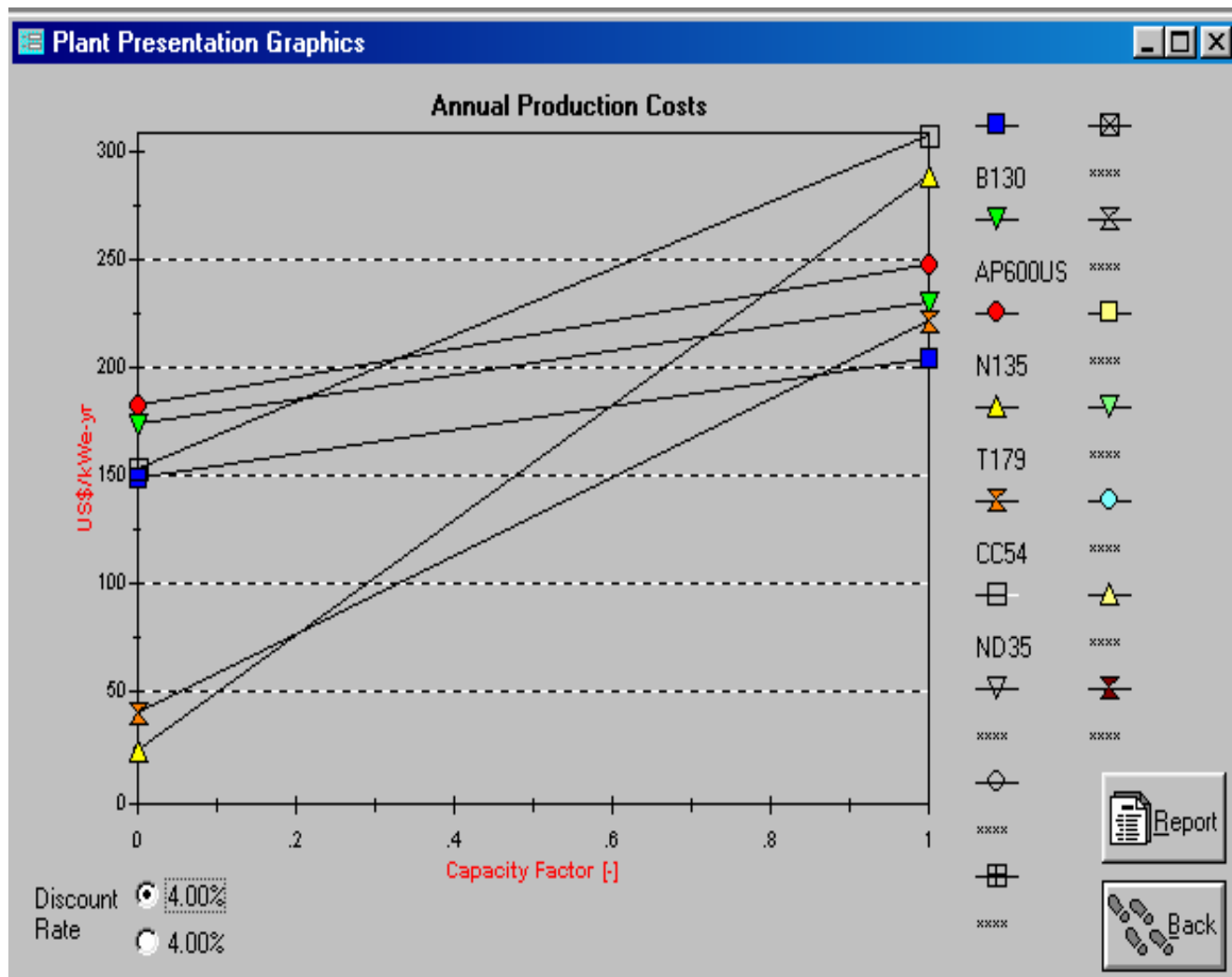


Figura 4.4
Costos anuales de producción (análisis 4)

De la figura 4.4 se puede observar que para un factor de capacidad de 20%, que tanto la planta T179 (Turbogas con capacidad de 179 MW) como la planta CC54 (Ciclo Combinado con capacidad de 540 MW) resultan ser las que presentan un costo menor anual de producción y la de costo mayor anual de producción es la N135 (Nuclear con reactor BWR con capacidad de 1350 MW). Para un factor de capacidad del 80%, la planta generadora que resulta con un costo menor anual de producción es la B130 (Nuclear con reactor BWR con capacidad de 1300 MW) y la de costo mayor anual de producción es la ND35 (Nueva Dual con capacidad de 350 MW). De acuerdo a la gráfica, los costos anuales de producción decrecieron al disminuir la tasa de descuento en seis puntos porcentuales con respecto al primer análisis presentado en la figura 4.1

Para los siguientes análisis de costos anuales de producción consideramos el precio actual del gas correspondiente a 5 dólares / millón de BTU equivalente a 1984.12 c/Gcal que son las unidades que maneja el programa DECADES.

En el siguiente análisis consideramos el precio del gas de 1984.12 c/Gcal con una tasa de descuento de 10%

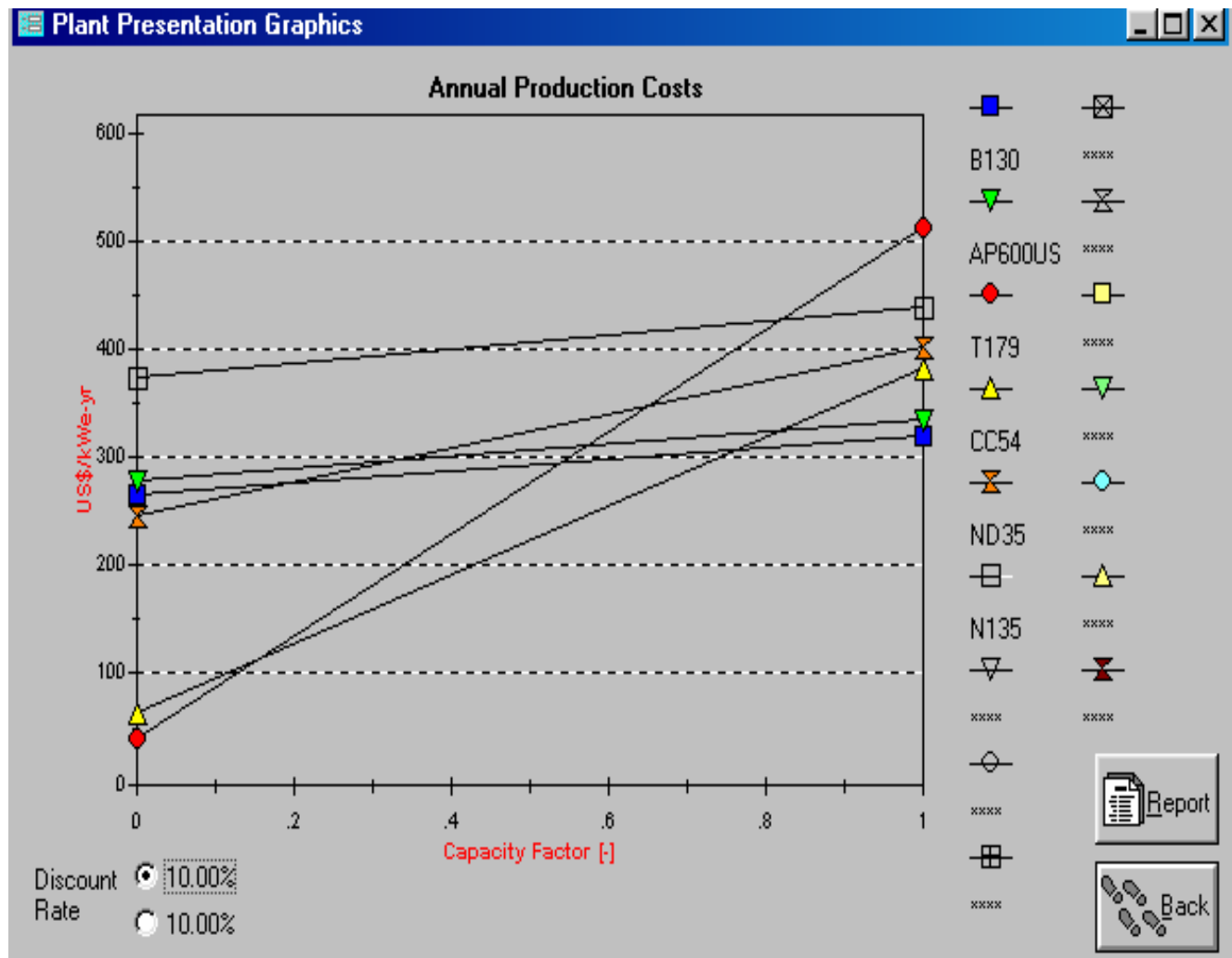


Figura 4.5
Costos anuales de producción (análisis 5)

Se observa que para un factor de capacidad de 20%, las plantas generadoras que resulta con un costo menor anual de producción son la T179 (Turbogas con capacidad de 179 MW) y la CC54 (Ciclo Combinado con capacidad de 540 MW) y la de costo mayor anual de producción resulta ser la N135 (Nuclear con reactor BWR con capacidad de 1350 MW). Para un factor de capacidad del 80%, la planta generadora que resulta con un costo menor anual de producción es la B130 (Nuclear con reactor avanzado BWR con capacidad de 1300 MW) y la de costo mayor anual de producción es la T179.

Para el análisis seis consideramos el mismo precio del gas, 1984.12 c/Gcal pero utilizando una tasa de descuento de 8%

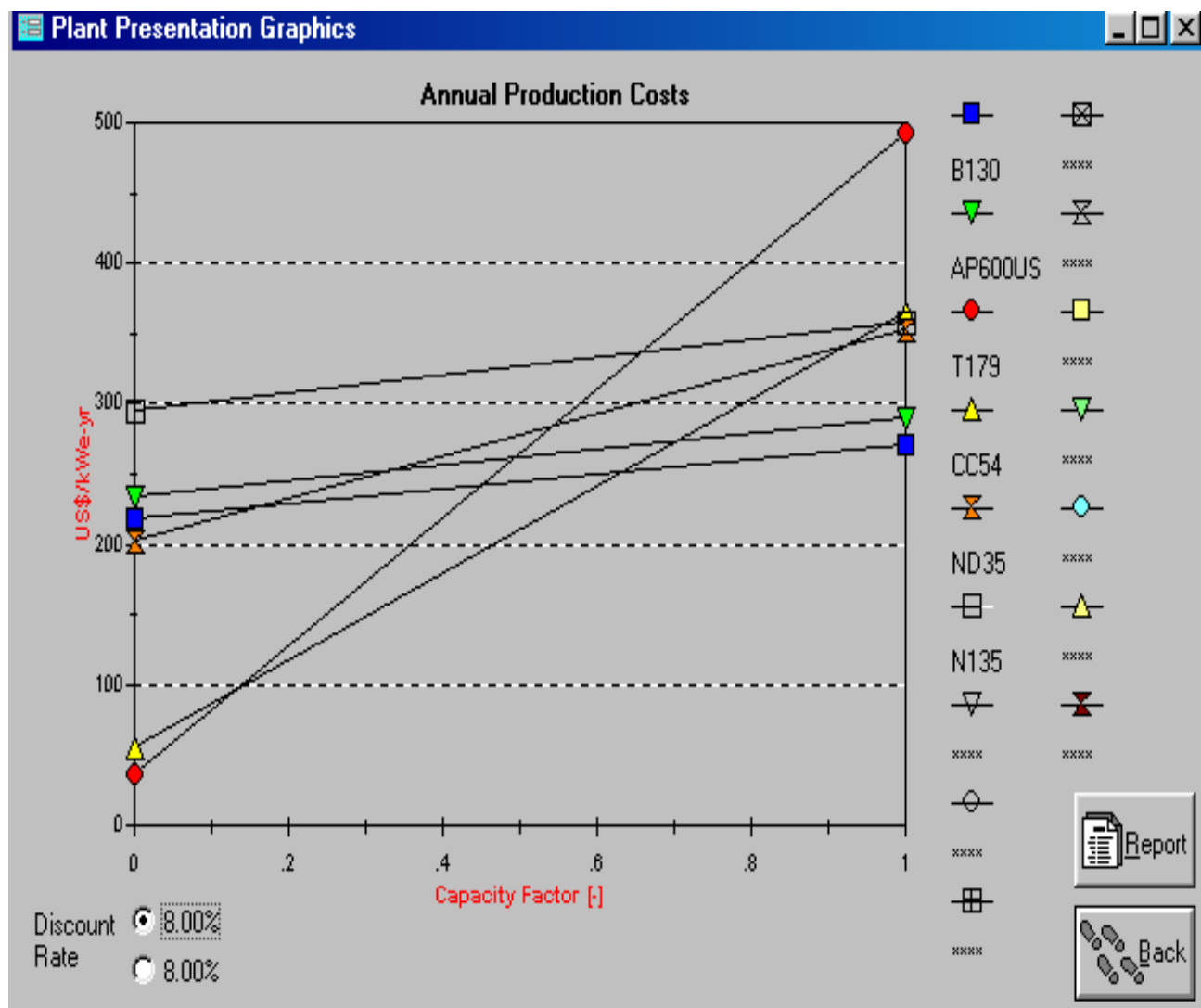


Figura 4.6
Costos anuales de producción (análisis 6)

Observamos que para un factor de capacidad de 20%, las plantas generadoras que resultan con un costo menor anual de producción es la T179 (Turbogas con capacidad de 179 MW) y la CC54 (Ciclo Combinado con capacidad de 540 MW), y la planta de costo mayor anual de producción es la N135 (Nuclear con reactor BWR con capacidad de 1350 MW). Para un factor de capacidad del 80%, la planta generadora que resulta con un costo menor anual de producción es la B130 (Nuclear con reactor avanzado BWR con capacidad de 1300 MW) y la de mayor costo anual de producción es la T179. Se puede observar que a medida que la tasa de descuento disminuye las plantas que utilizan gas como combustible (T179 y CC54) elevan su costo anual de producción al aumentar el factor de capacidad.

En la siguiente figura se presenta el análisis con un precio del gas 1984.12 c/Gcal y una tasa de descuento de 6%.

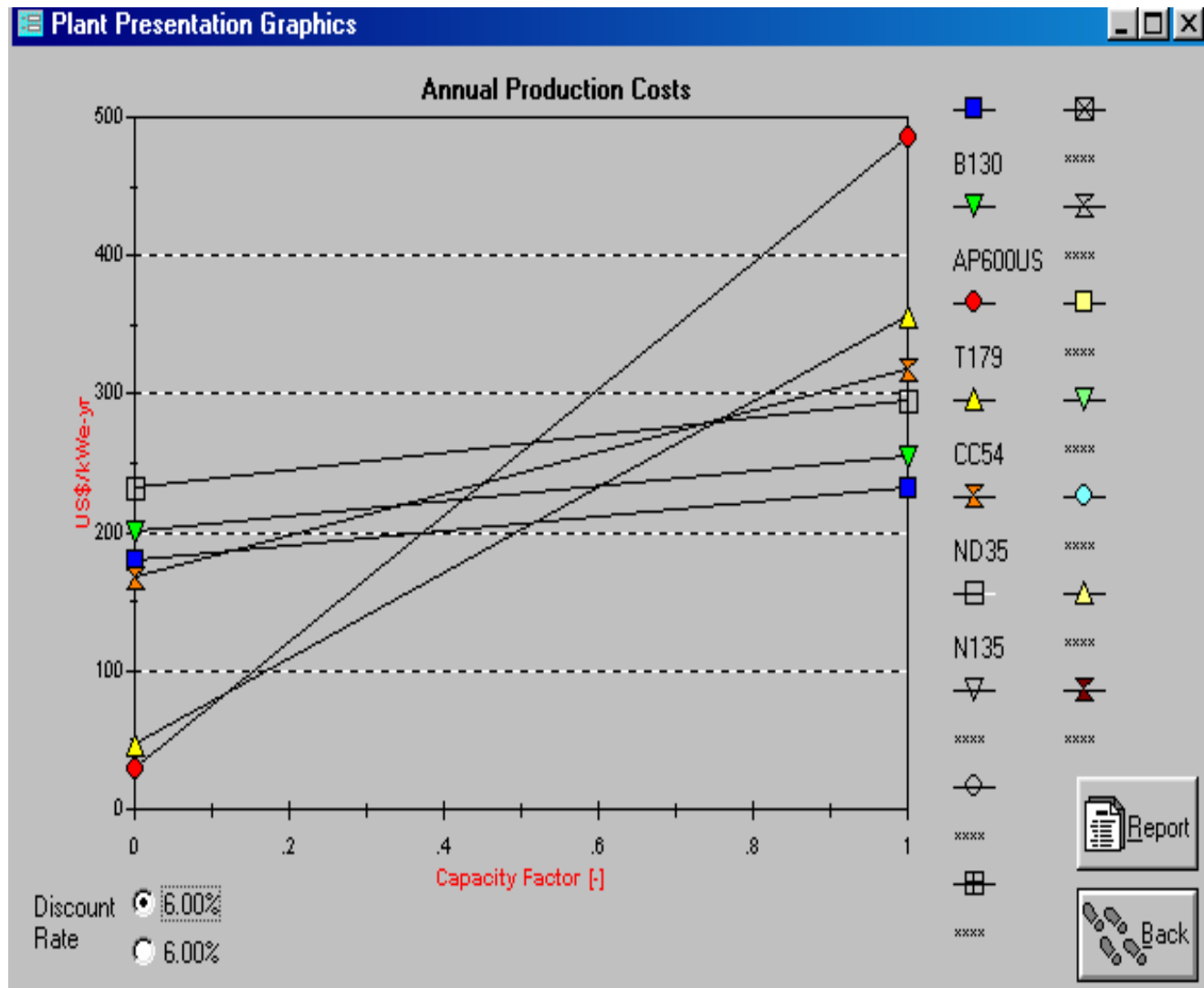


Figura 4.7
Costos anuales de producción (análisis 7)

De la figura 4.7 se puede concluir que para un factor de capacidad de 20%, que tanto la planta T179 (Turbogas con capacidad de 179 MW) como la planta CC54 (Ciclo Combinado con capacidad de 540 MW) resultan ser las que presentan un costo menor anual de producción y la de costo mayor anual de producción es la N135 (Nuclear con reactor BWR con capacidad de 1350 MW). Para un factor de capacidad del 80%, la planta generadora que resulta con un costo menor anual de producción es la B130 (Nuclear con reactor avanzado BWR con capacidad de 1300 MW) y la de costo mayor anual de producción es la T179. De acuerdo a la gráfica, las plantas que reflejan un marcado aumento en los costos de producción anuales al aumentar el factor de capacidad son las plantas T179 y CC54. Se observa también que al disminuir la tasa de descuento las plantas nucleares se ven favorecidas, pues resultan ser a largo plazo más baratas.

Para el siguiente análisis se considero el precio actual del gas 1984.12 c/Gcal y una tasa de descuento de 4%.

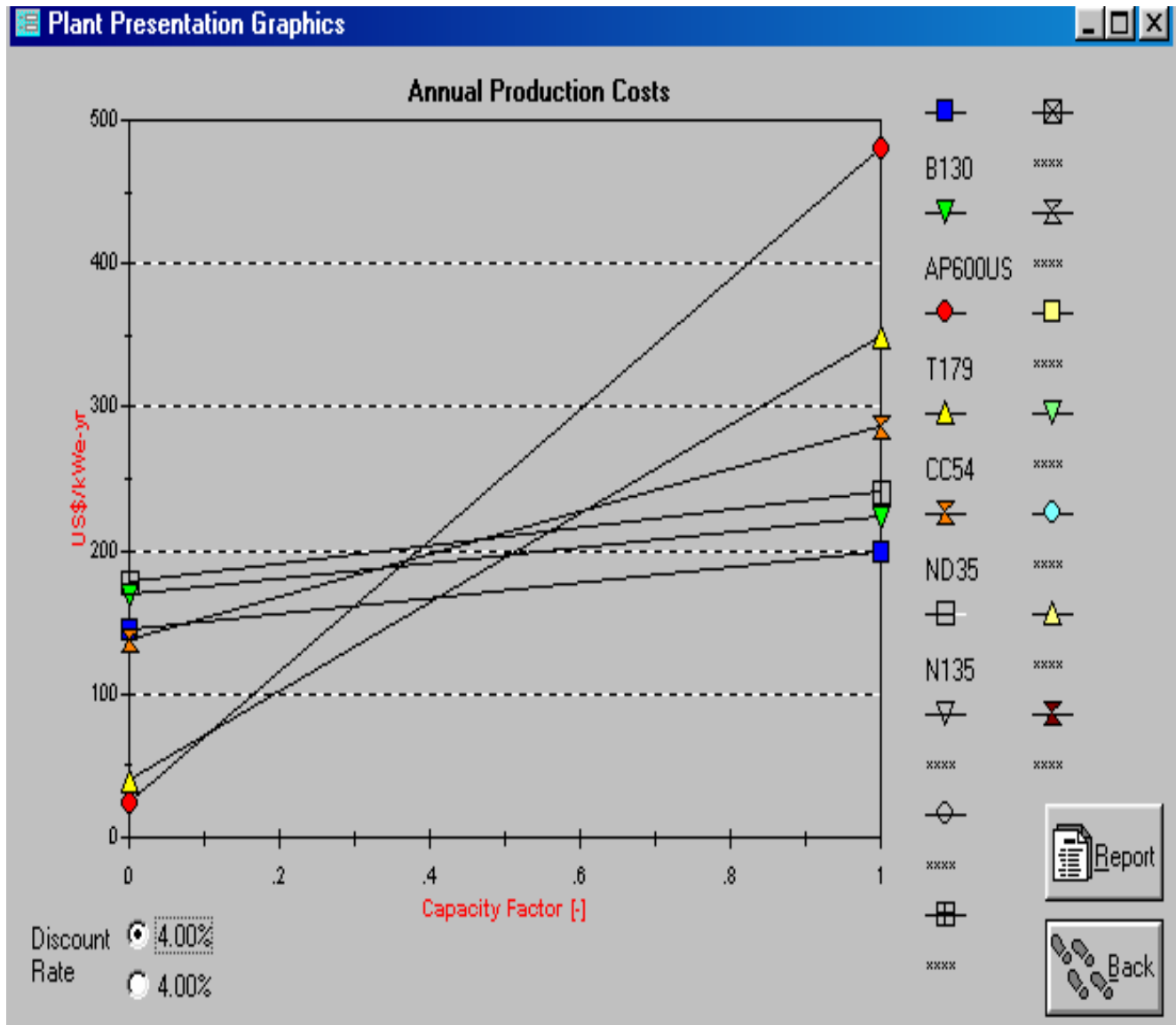


Figura 4.8
Costos anuales de producción (análisis 8)

De la figura 4.8 se puede observar que para un factor de capacidad de 20%, que la planta CC54 (Ciclo Combinado con capacidad de 540 MW) resulta ser la que presenta un costo menor anual de producción y la de mayor costo anual de producción es la N135 (Nuclear con reactor BWR con capacidad de 1350 MW). Para un factor de capacidad del 80%, la planta generadora que resulta con un costo menor anual de producción es la B130 (Nuclear con reactor BWR con capacidad de 1300 MW) y la de costo mayor anual de producción es la T179.

Se puede concluir de los análisis anteriores, que a menor tasa de descuento el desempeño económico de las plantas nucleares es mejor. Actualmente en México bajo la administración del gobierno y de acuerdo a las condiciones actuales de la economía, CFE podría bajar la tasa de descuento a un 6% para realizar las evaluaciones económicas de los proyectos y considerar a las plantas nucleares como buenas opciones de generación.

También se observa que la volatilidad del precio del gas representa una gran desventaja pues hace que los precios anuales de producción aumenten considerablemente a largo plazo, mientras que el combustible nuclear ha mostrado una tendencia a mantenerse constante y no ofrece la incertidumbre que presentan las plantas que utilizan gas como combustible. Además se puede apreciar que las centrales nucleares son más competitivas a factores de capacidad altos.

Capítulo 5

Análisis comparativos a nivel ambiental para el Caso 19 (Prueba1)

En este capítulo se realiza un análisis comparativo a nivel ambiental de las plantas propuestas en el Caso 19 (Prueba 1). Se le presta atención al cambio climático, tema que es considerado como una de las amenazas más serias para la sustentabilidad del medio ambiente mundial, de la salud y bienestar humano y de la economía global.

México requiere afrontar el problema del cambio climático, ya que las consecuencias pueden ser importantes en un país productor de petróleo como el nuestro, que se caracteriza por una irregularidad hídrica, con fuerte tendencia a la sequía y a la desertificación en amplias zonas del territorio.

Las gráficas presentan los Gases de Efecto Invernadero, Gases de Efecto no Invernadero, partículas, Compuestos Volátiles Orgánicos (VOC), los Compuestos Volátiles Orgánicos diferentes al Metano (NMVOC), acidificación (compuestos que producen lluvia ácida) y radionuclidos correspondientes a cada una de las plantas.

5.1 Gases de Efecto Invernadero y cambio climático

La capa más baja de la atmósfera, conocida como troposfera, contiene a los gases que son responsables, en gran parte de la temperatura del planeta y, por lo tanto, de crear condiciones aptas para la vida. Los gases referidos son principalmente el vapor de agua, bióxido de carbono (CO_2), el metano (CH_4), el óxido nitroso (N_2O), y los clorofluorocarburos (CFC's), también conocidos como gases de efecto invernadero (GEI). A excepción de los CFC's, todos estos gases existen de forma natural, representan menos del 1% de la atmósfera y atrapan parte del calor (radiación infrarroja o de onda larga) que emite la superficie de la tierra al absorber energía solar que la calienta. Esta retención es lo que se conoce como "efecto invernadero", un proceso esencial dentro del sistema climático. En ausencia de estos gases la temperatura promedio del planeta sería de -18°C en lugar de 15°C , como ocurre en situación normal.

Debido al aumento en las concentraciones atmosféricas de varios GEI, la temperatura de la Tierra se ha incrementado en aproximadamente medio grado centígrado en los últimos 100 años, y de continuar esta tendencia, podría agravarse el fenómeno del cambio climático global.

5.2 Presentación gráfica de emisiones a nivel de planta para el Caso 19 (Prueba 1)

Las siguientes gráficas obtenidas directamente de DECADES presentan los niveles de emisiones asociados a cada una de las plantas seleccionadas para el Caso 19 (Prueba 1). Se muestran diferentes grupos de emisiones que caracterizan a cada tipo de planta. Los valores numéricos correspondientes a cada planta están referidos a la tabla 5.1. No todos los valores fueron recopilados, sin embargo se trató de abordar los más significativos. Los datos contenidos en la siguiente tabla deberán estar sujetos a revisión para trabajos que se quieran realizar con mayor precisión.

Tabla 5.1

Valores numéricos de las emisiones asociadas a las plantas del Caso 19 (Prueba 1)

	AP600US	B130	CC54	N135	ND35	T179
AIRE						
CO g/kWh			0.124		0.0999	0.5196
CO₂ g/kWh			391.74		747.03	583.29
N₂O g/kWh					0.006	0.014172
NO_x g/kWh			0.4956		288	0.7379
SO_x g/kWh					8.8	
NM VOC g/kWh			0.00451		0.016	
HCl g/kWh					0.2398	
HF g/kWh					0.03	
CH₄ g/kWh			0.000923		0.008	0.11337
Partículas g/kWh					0.1219	
Cr-51 MBq/Gwaño				1.08		
Kr-85m MBq/Gwaño				123000		
Kr-87 MBq/Gwaño				94700		
Kr-88 MBq/Gwaño				105000		
Kr-89 MBq/Gwaño				505000		
Xe-131m MBq/Gwaño				2180000		
Xe-135 MBq/Gwaño	230000000	289000000		303000000		
Xe-135m MBq/Gwaño	100000	1030000		2750000		
Xe-137 MBq/Gwaño	200000	201000		302000		
Xe-138 MBq/Gwaño	523000	634000		759000		
Mn-54 MBq/Gwaño				0.0959		
Co-58 MBq/Gwaño	1000	1600		4240		
Co-60 MBq/Gwaño	2000	2310		4470		
Zn-65 MBq/Gwaño				4.03		
Sr-89 MBq/Gwaño				0.587		
Nb-95 MBq/Gwaño				0.0285		
Sb-125 MBq/Gwaño				0.391		
Cs-134 MBq/Gwaño				0.27		
Cs-137 MBq/Gwaño				6.06		
La-140 MBq/Gwaño				1		
Xe-133 MBq/Gwaño	1030000	1030000		3390000		
I-131 MBq/Gwaño	18900	470		884		
C-14 MBq/Gwaño				591000		
Ar-41 MBq/Gwaño				36000		
VOC TOTAL g/kWh					0.024	0.113374

Continuación Tabla 5.1

	AP600US	B130	CC54	N135	ND35	T179
AGUA						
Co-58 MBq/Gwaño		1600		5320		
Co-60 MBq/Gwaño		2310		27100		
H-3 MBq/Gwaño	3030000	3200000		839000		
Cs-139 MBq/Gwaño	280	440		380		
Cs-137 MBq/Gwaño	2000	6800		2910		

5.2.1 Resultados de los GEI asociados a las plantas Caso 19 (Prueba 1)

La figura 5.1 muestra los niveles de emisiones de CO₂ en g/kWh de las plantas seleccionadas. El nivel más alto de emisiones de CO₂ corresponde a la ND35 (Nueva Dual con capacidad de 350 MW operando con carbón como combustible), seguida de la T179 (Turbogas con capacidad de 179 MW) y en un nivel más bajo la CC54 (Ciclo Combinado con capacidad de 540 MW). Es evidente, que las plantas nucleares no contribuyen a la emisión de CO₂, que es uno de los principales GEI. Los valores referentes a los otros GEI no aparecen en la gráfica debido a la magnitud de la escala.

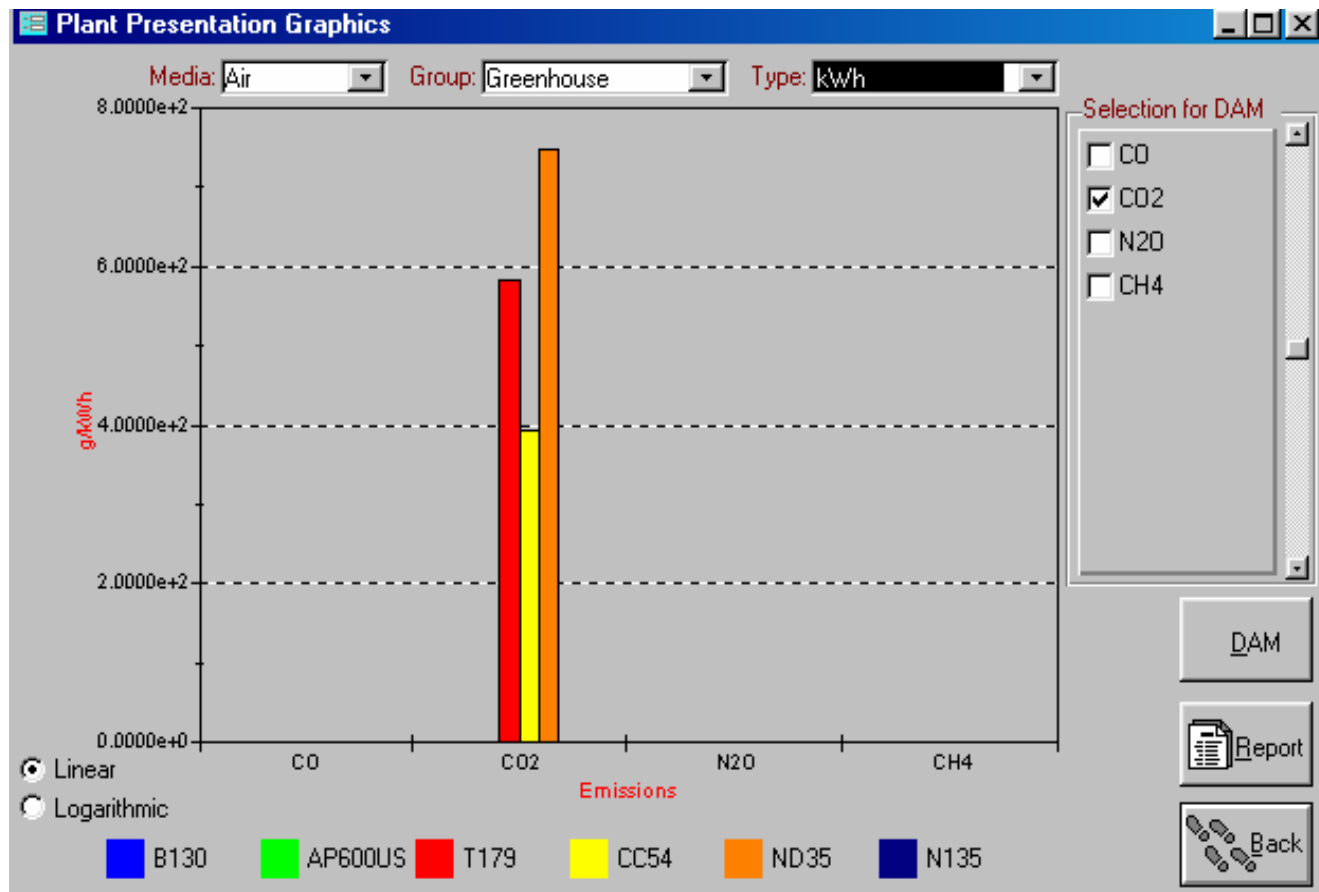


Figura 5.1 Gases de efecto invernadero Caso 19 (Prueba 1)

5.2.2 Resultados de los Gases de Efecto No Invernadero asociados a las plantas Caso 19 (Prueba 1)

La figura 5.2 muestra los niveles de emisiones de (Hidrofluoruros) HF y de (Hidrocloruros) HCl en g/kWh para las plantas seleccionadas. El valor más alto pertenece a la ND35 (Nueva Dual con capacidad de 350 MW).

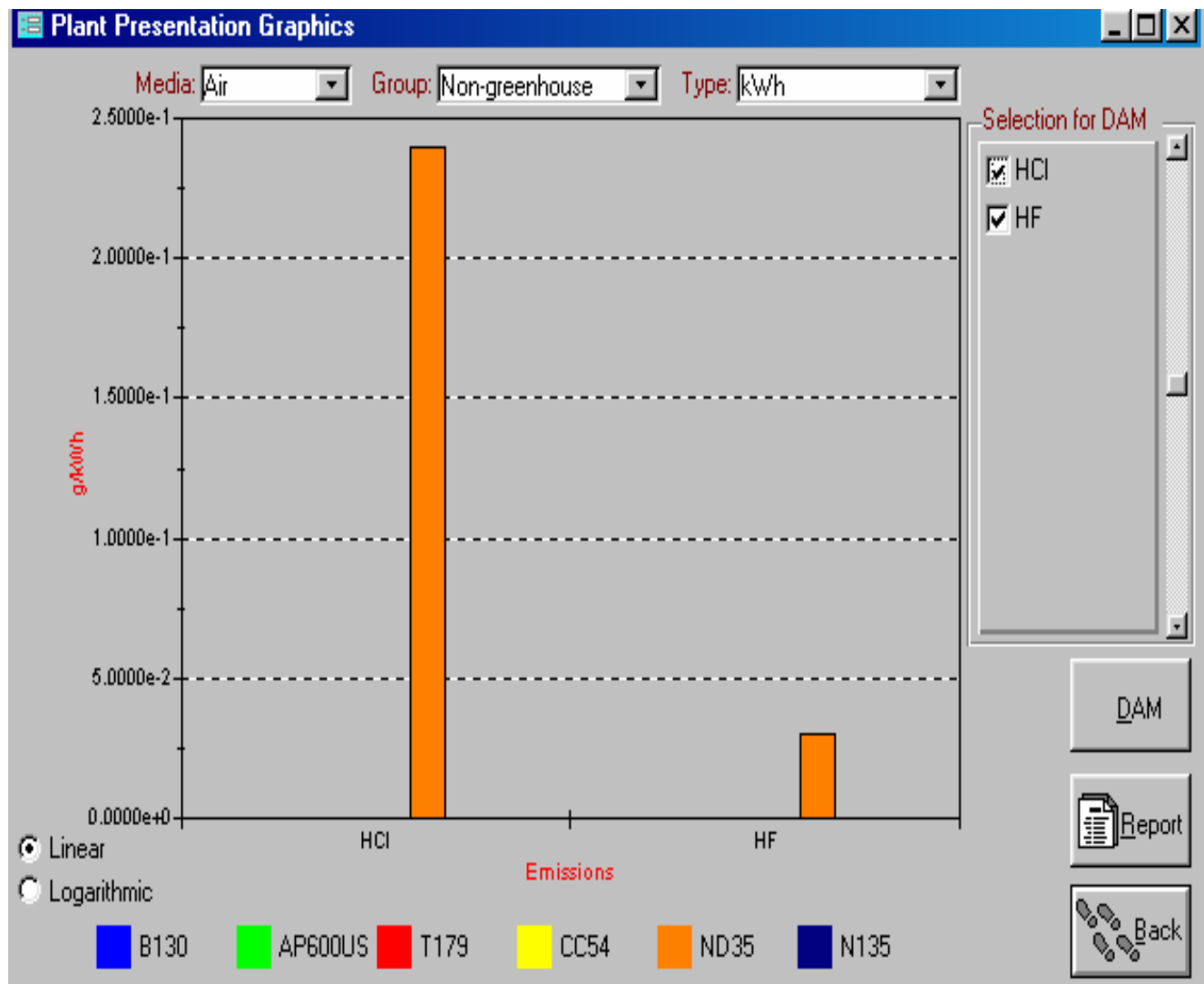


Figura 5.2 Gases de efecto no invernadero Caso 19 (Prueba 1)

5.2.3 Resultados de la emisión de partículas asociadas a las plantas seleccionadas en el Caso 19 (Prueba 1)

Las partículas son un componente natural de la atmósfera e incluyen productos de procedencia variada: condensación de procesos naturales (incendios forestales, volcanes), de reacción de trazas de gases (cloruro de amonio, sales de sulfatos y nitratos) y materiales dispersados desde la superficie de la Tierra (sales de los océanos y polvo mineral de los continentes). A todas ellas hay que sumar las introducidas por el hombre como resultado de combustiones y procesos de incineración.

El material particulado se caracteriza por partículas suspendidas totales, partículas suspendidas menores a diez micras y partículas suspendidas con diámetro menor a 2.5 micras. Entre las diferentes fuentes de emisiones a la atmósfera podemos distinguir dos grandes tipos: las fuentes fijas y las móviles. Entre las fuentes fijas se encuentran las fuentes puntuales que se refieren a las partículas derivadas de la generación de energía eléctrica y de actividades industriales.

Los resultados obtenidos referentes al caso de material particulado causado por la generación de electricidad de las plantas participantes se presentan en la figura 5.3.

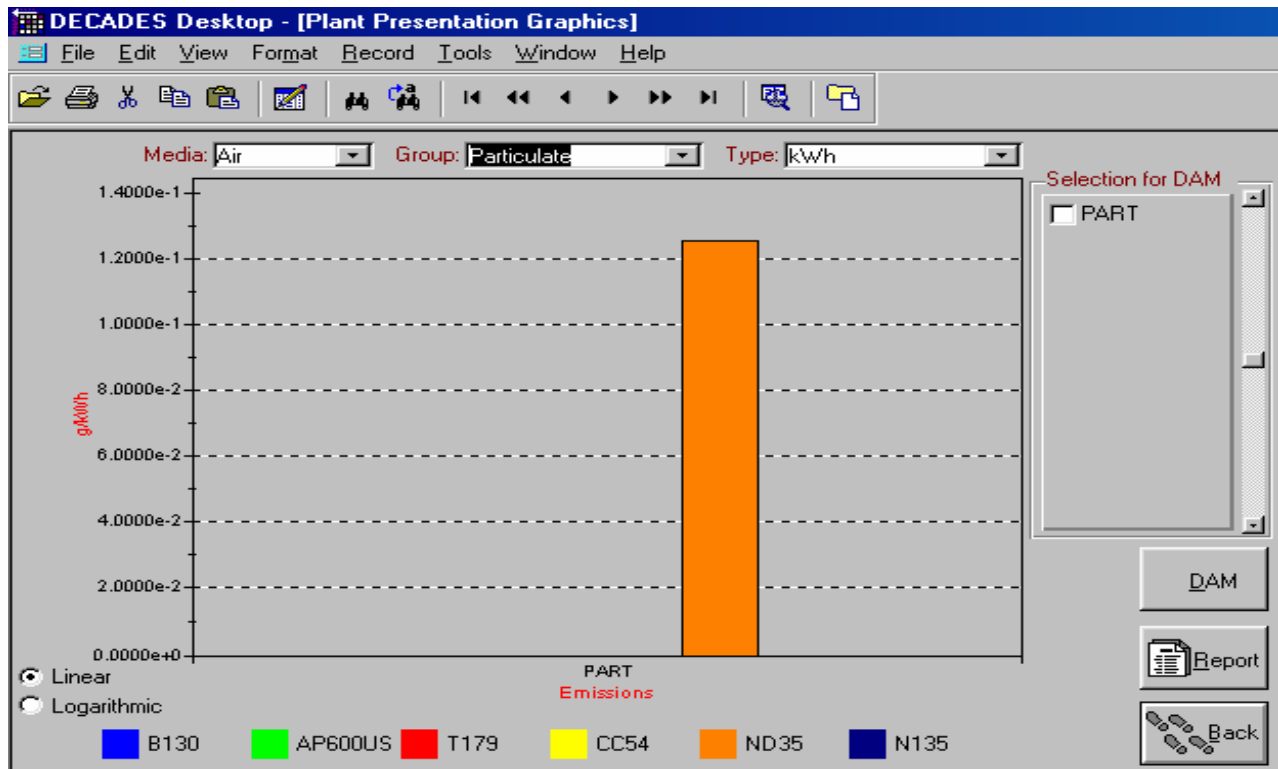


Figura 5.3 Partículas Caso 19 (Prueba 1)

Esta gráfica (Figura 5.3) presenta los niveles de emisiones de partículas asociadas a la generación de energía eléctrica en g/kWh para las plantas seleccionadas. El valor más alto pertenece a la ND35 (Nueva Dual con capacidad de 350 MW).

5.2.4 Resultados de la emisión de los VOC y NMVOC asociados a las plantas seleccionadas en el Caso 19 (Prueba 1)

La mayoría de los compuestos orgánicos volátiles (VOCs) contribuyen a la formación del ozono y algunos de ellos son conocidos agentes cancerígenos, por lo que es importante regular y disminuir sus emisiones a la atmósfera. Los VOCs son considerados contaminantes atmosféricos debido a su toxicidad y a los malos olores que producen. Existen dos VOCs altamente tóxicos, estos son el benceno y butadieno, que resultan ser motivo de preocupación puesto que son sustancias cancerígenas conocidas. Otros VOCs son importantes debido al papel que éstos juegan en la formación fotoquímica de ozono en la atmósfera.

La figura 5.4 muestra las concentraciones en g/kWh de VOC's y NMVOC's emitidas por cada una de las plantas seleccionadas para el Caso 19 (Prueba 1). El nivel más alto de VOC corresponde a la planta T179 (Turbogas con capacidad de 179 MW), seguida de la ND35 (Nueva Dual con capacidad de 350 MW). Para el caso de los NMVOC, el valor más alto pertenece a la ND35 y el siguiente valor más alto corresponde al CC54 (Ciclo Combinado con capacidad de 540 MW).

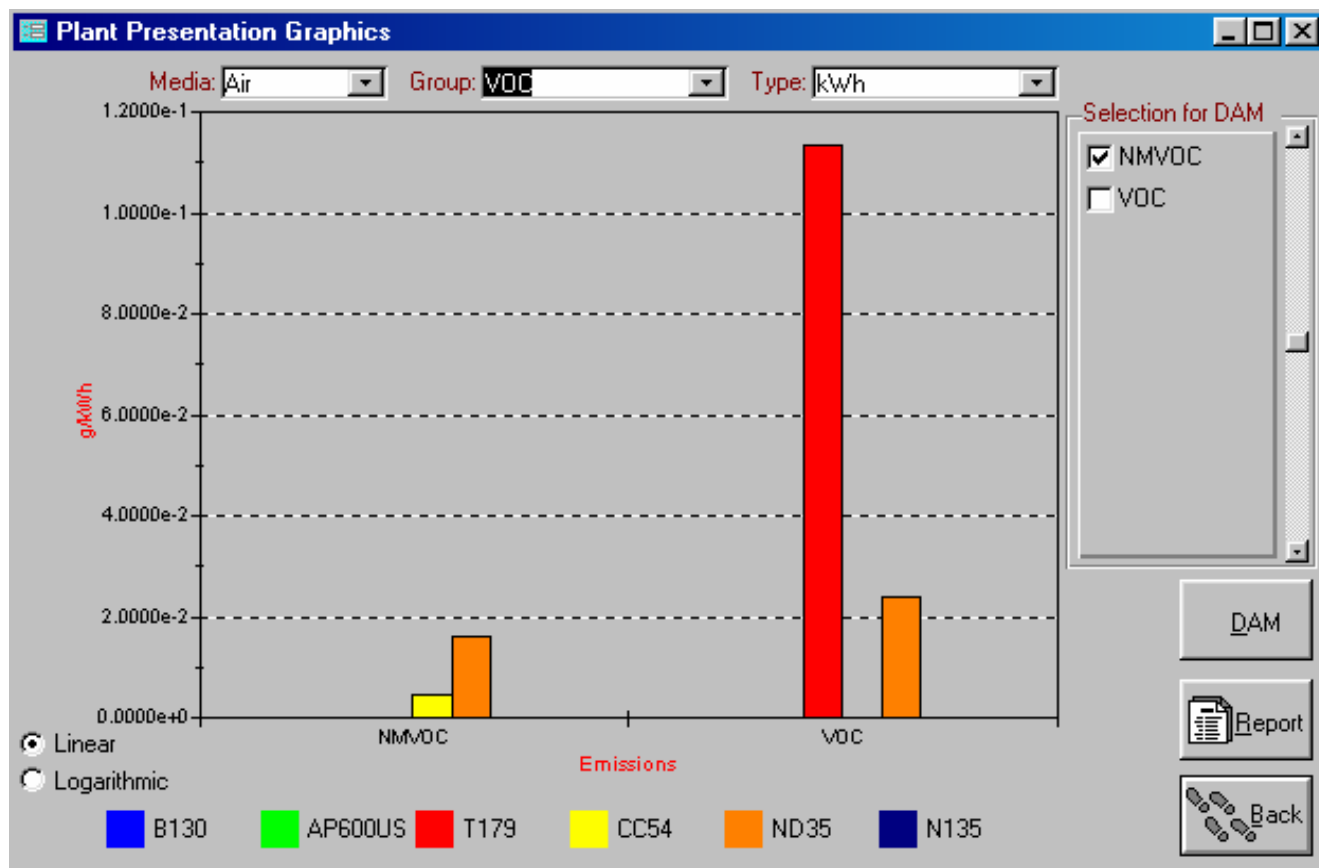


Figura 5.4 Emisión de VOC's asociados a las plantas seleccionadas en el caso 19 (Prueba 1)

5.2.5 Resultados de la acidificación asociada a las plantas seleccionadas en el Caso 19 (Prueba 1)

La acidificación de aguas continentales y/o marinas y de los suelos es un gran problema. Su origen se sitúa en las grandes cantidades de óxidos de nitrógeno y azufre que se emiten a la atmósfera como resultado de la combustión de materias orgánicas para la obtención de energía y la emisión de estos compuestos en otras actividades industriales. En la atmósfera, estos óxidos se hidratan, y dan lugar a una suspensión de partículas de agua ácida en torno a los núcleos de condensación existentes, en lo que se llama el mecanismo de deposición húmeda (lluvia ácida). Una vez en el suelo o las aguas, la deposición ácida provoca la modificación de sus características químicas y la posterior afección a los ecosistemas existentes, ya que se pueden ver afectados procesos químicos fundamentales en algunas de las cadenas del ecosistema, dependiendo de la capacidad del medio para absorber el impacto.

La figura 5.5 muestra que la ND35 (Nueva Dual con capacidad de 350 MW) presenta niveles de NOx altos respecto a las demás plantas.

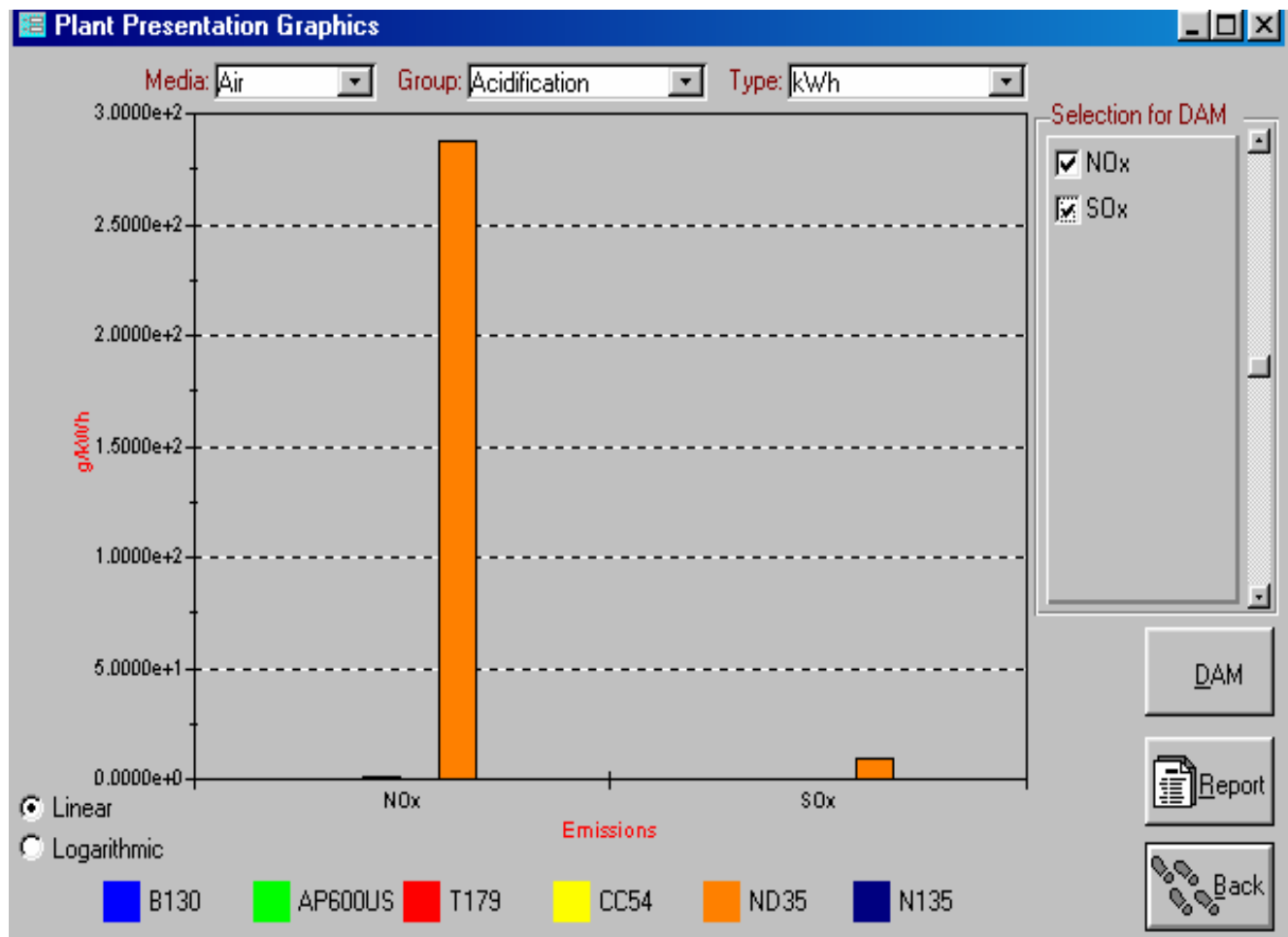


Figura 5.5 Acidificación asociada a las plantas seleccionadas en el caso 19 (Prueba 1)

5.2.6 Resultados de los radionúclidos asociados a las plantas seleccionadas en el Caso 19 (Prueba 1)

Una de las características de las radiaciones es su capacidad de penetrar la materia y de interaccionar con sus átomos y moléculas. En el transcurso de estas interacciones se produce una transferencia de una parte o de toda la energía de la radiación al medio material, que consiste en una ionización, directa o indirecta, del medio. Esta ionización es la causa de los diferentes efectos producidos por las radiaciones y de su impacto ambiental.

Las radiaciones directamente ionizantes están formadas por partículas cargadas que tienen bastante energía cinética para producir múltiples ionizaciones al interaccionar con la materia. Son radiaciones de este tipo la radiación alfa, formada por núcleos de helio-4, y la radiación beta, formada por electrones.

Las radiaciones indirectamente ionizantes están formadas por partículas neutras electrónicamente que pueden producir partículas directamente ionizantes en su interacción con la materia. Los rayos X y los rayos gamma, ambos son radiación electromagnética y son un ejemplo de radiaciones indirectamente ionizantes.

Los materiales o aparatos que emiten o pueden emitir las radiaciones ionizantes se denominan fuentes de radiación. Si una fuente de radiación ha sido originada a causa de alguna actividad humana, se dice que es una fuente de radiación artificial.

Entre las fuentes de radiación naturales, se consideran dos grupos. Por una parte, los radionúclidos primordiales, es decir, los radionúclidos presentes en la corteza terrestre y, por otra parte la radiación cósmica y los radionúclidos cosmogénicos, es decir, los radionúclidos que se originan por la interacción de los rayos cósmicos con los núclidos de la atmósfera. Los radionúclidos primordiales se pueden clasificar en dos grupos: aquellos que son miembros de las cuatro familias o series radioactivas naturales (torio, uranio-radio, actino, neptunio) y los que no forman series radioactivas, el más abundante de los cuales es el potasio-40. Entre los radionúclidos cosmogénicos se destaca el hidrógeno-3 (tritio) y el carbono-14⁽¹⁾.

Las fuentes de radiación artificial son de dos tipos. En primer lugar están las formadas por radionúclidos artificiales, es decir, aquellas que se producen en reacciones nucleares provocadas por el hombre y, en segundo lugar todos aquellos dispositivos construidos artificialmente, que directa o indirectamente, pueden generar radiaciones. En esta segunda categoría se pueden señalar los aparatos de rayos X, los aceleradores de partículas, los reactores nucleares y los explosivos nucleares, entre otros. Además el hombre está expuesto en cierta forma a la utilización de material radiactivo para diagnóstico y/o tratamientos médicos basados en medicina nuclear.

(1) http://omega.ilce.edu.mx:3000/sites/ciencia/volumen2/ciencia3/094/htm/sec_5.htm

Las siguientes figuras 5.6.1, 5.6.2 y 5.6.3 presentan los resultados de los radionúclidos correspondientes a las plantas nucleares.

Para facilitar al lector la comprensión de las gráficas, es necesario recordar las siguientes relaciones de unidades de radiación:

1MBq = 10^6 Bq y 1GW-año es equivalente a 114.155 kWh,

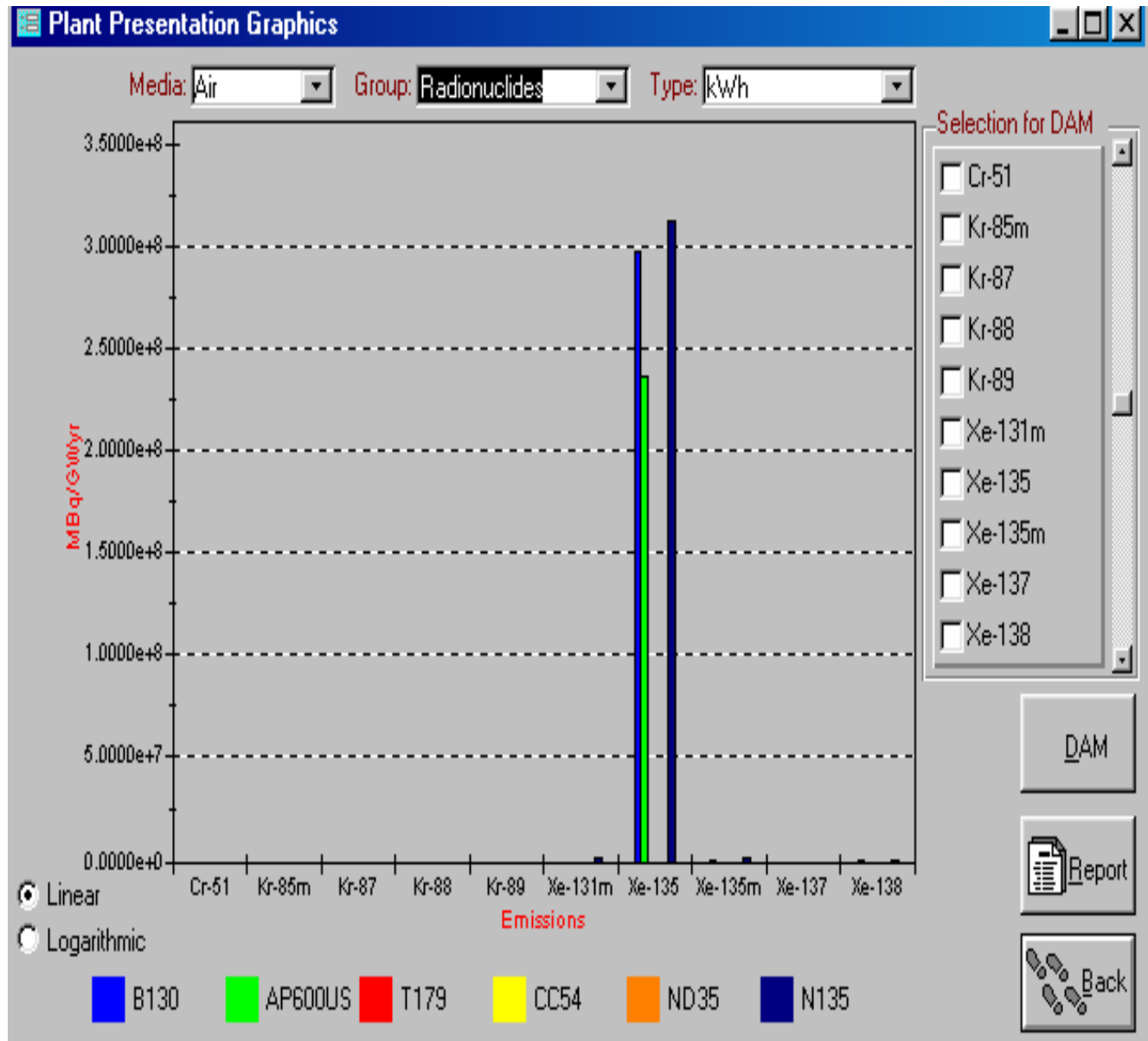


Figura 5.6.1
Radionúclidos asociados a las plantas participantes en el Caso 19 (Prueba 1)

La primera gráfica (figura 5.6.1) muestra que el Xe-135 es uno de los radionúclidos más significativos, donde la N135 presenta una mayor concentración y la que menos contribuye a la formación de este radionúclido es el AP600US.

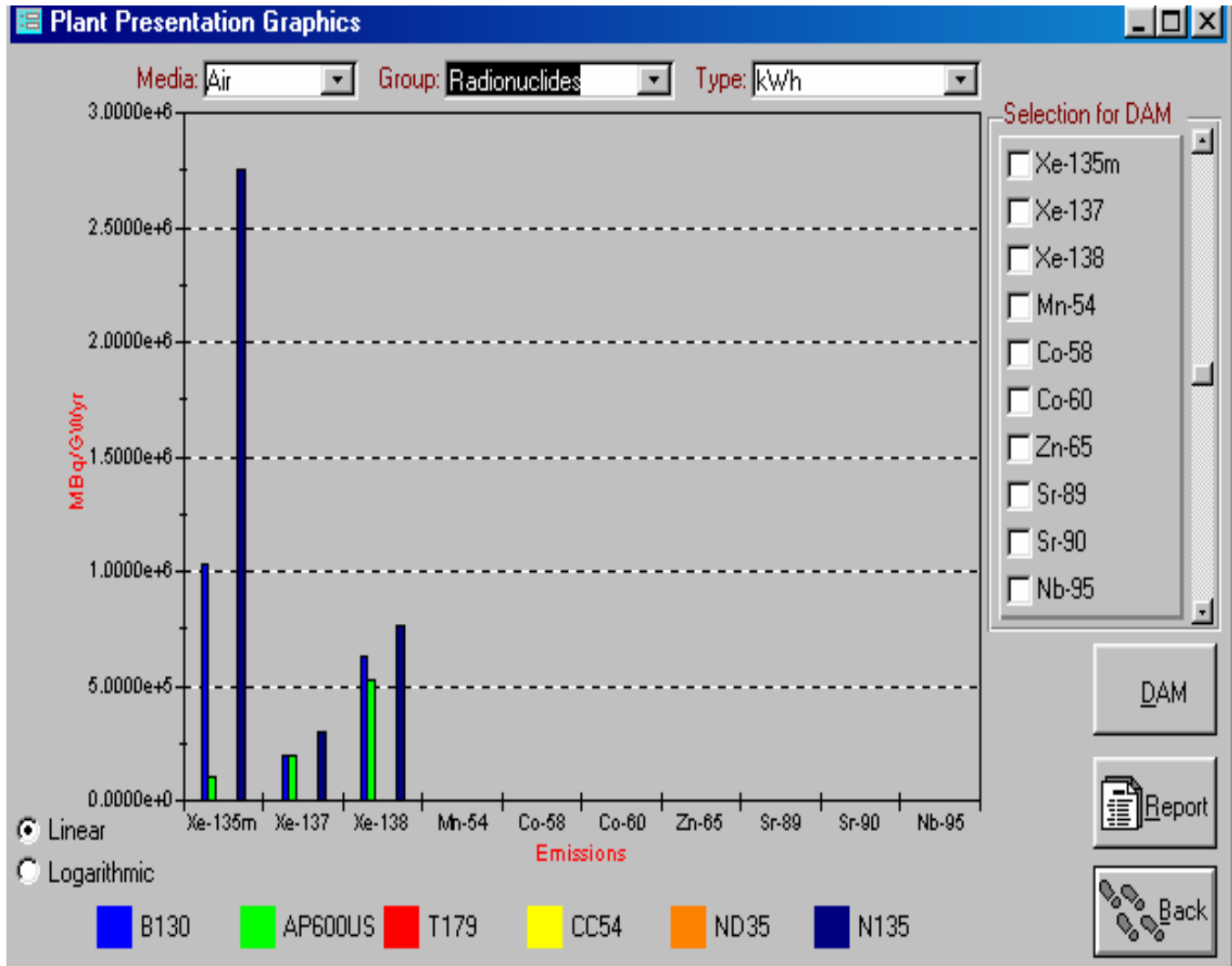


Figura 5.6.2
Radionúclidos asociados a las plantas participantes en el Caso 19 (Prueba 1)

Observamos que la gráfica de la figura 5.6.2 muestra una mayor concentración de Xe-135m para la planta N135 y en contraposición el valor menor corresponde al AP600US. Dentro de esta familia de radionúclidos (Xe-135m, Xe-137 y Xe-138) se puede apreciar que la planta AP600US genera en menor proporción dichos radionúclidos, mientras que la planta N135 contribuye en mayor magnitud.

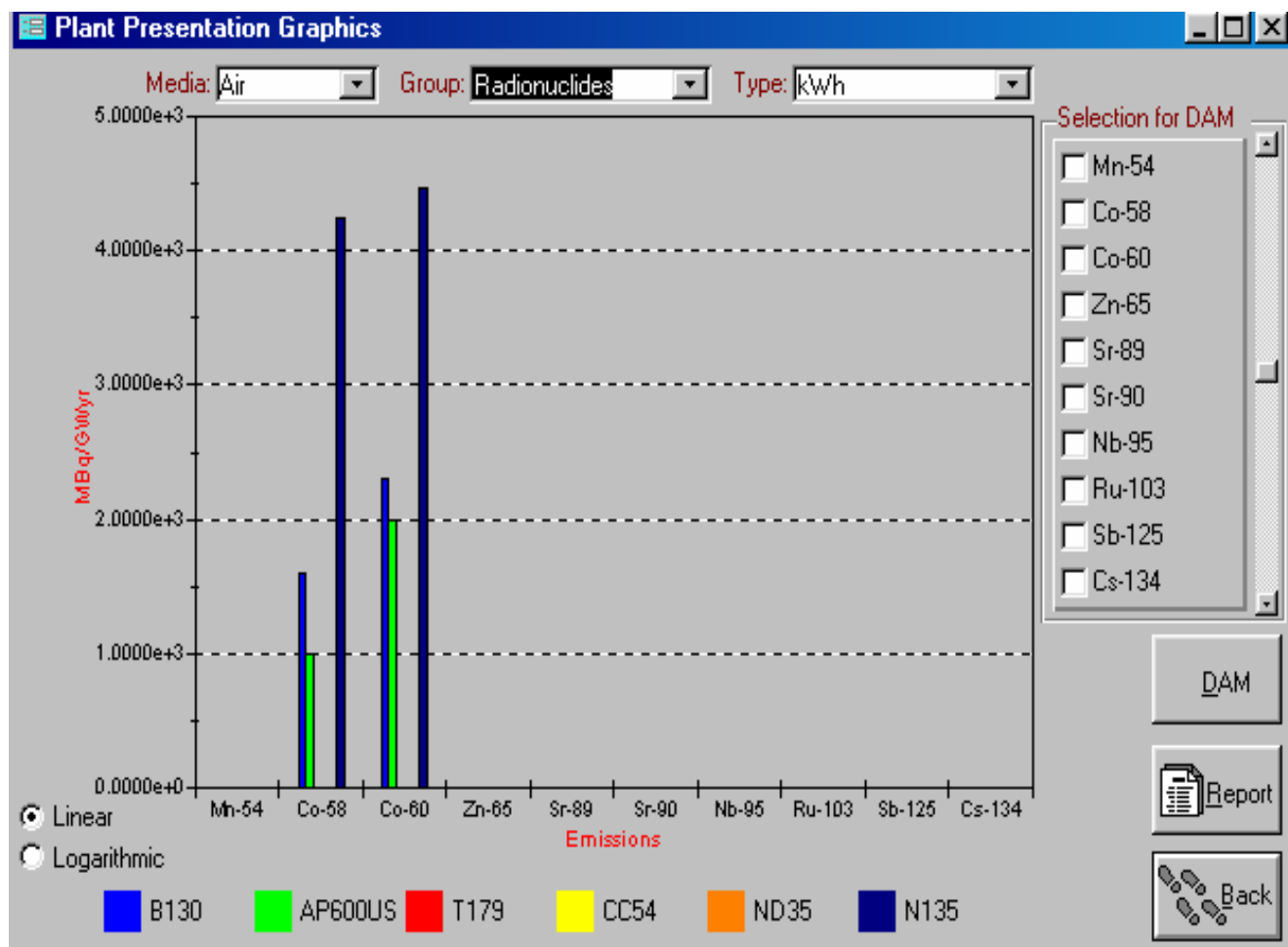


Figura 5.6.3
Radionúclidos asociados a las plantas participantes en el Caso 19 (Prueba 1)

La figura 5.6.3 refleja que la planta N135 emite en mayor proporción los radionúclidos Co-58 y Co-60. También se observa que la planta AP600US sigue presentando una menor participación en la formación de estos radionúclidos, seguida de la B130. Hay que destacar que debido a la escala que maneja el programa DECADES, sólo se aprecian los radionúclidos que tienen un valor significativo para las comparaciones. De las gráficas anteriores se observa que los reactores BWR emiten más radionúclidos al ambiente que los PWR, debido a que se utiliza un ciclo directo de vapor.

Capítulo 6

Conclusiones

El programa DECADES es una herramienta de prospectiva que es utilizada por su flexibilidad para efectuar evaluaciones del sector energético, en su dimensión ambiental y las alternativas tecnológicas disponibles a futuro. Este programa tiene la capacidad de modelar escenarios energéticos, pasando por las etapas de transformación, transporte y distribución.

La realización de este trabajo permitió establecer comparaciones entre distintas centrales de generación eléctrica. Dichas comparaciones son a nivel de planta y comprenden los aspectos económicos y ambientales, además de que se hace mención de los avances en las tecnologías de reactores nucleares.

En la parte económica correspondiente al Caso 19 (Prueba 1) se observa que el desempeño de las plantas nucleares con reactores avanzados es competitivo ante las plantas de generación seleccionadas para este estudio.

Los análisis de sensibilidad muestran una tendencia a disminuir los costos anuales de producción de las nucleoelectricas cuando se emplean tasas de descuento menores a las que utiliza actualmente CFE. También se favoreció el desempeño de las centrales nucleares al tener en cuenta la volatilidad en el precio del gas debido a que produce incertidumbre al elaborar evaluaciones económicas.

Respecto a los análisis realizados en cuestión ambiental, se observa que las plantas que emplean combustibles fósiles contribuyen en mayor proporción a emitir contaminantes a la atmósfera, mientras que las plantas nucleares constituyen una forma limpia y confiable de generación de electricidad, ya que como se mencionado con anterioridad han habido grandes avances en materia de seguridad y tratamiento de desechos radioactivos. Con respecto al caso de estudio se puede concluir que la Nueva Dual (con carbón como combustible) es la que presenta los mayores valores de emisiones, excepto para los VOC, cuyo valor más alto corresponde a la Turbogas y los radionúclidos, característicos de las plantas nucleares.

La planeación energética es uno de los instrumentos que garantizan la sustentabilidad del país, por lo que los estudios realizados con programas similares a DECADES deben ser considerados e incorporados a los programas y proyectos de las instituciones encargadas de dirigir el sector energético.

Recomendaciones y Trabajos a futuro

Se propone realizar comparaciones a nivel de cadena energética y sistema, ya que resultaría interesante observar cada uno de los factores directos e indirectos que afectan el desempeño de las plantas de generación eléctrica. También se sugiere actualizar continuamente la base de datos del programa DECADES y seguir utilizado programas similares a DECADES que permitan realizar análisis comparativos más completos.