



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE
MÉXICO
FACULTAD DE INGENIERÍA**

**Utilización de la Energía Nuclear en la
Generación Eléctrica en México al Año 2030:
Perspectivas e Implicaciones Energéticas y
Medioambientales**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
INGENIERO ELÉCTRICO – ELECTRÓNICO

PRESENTA:

Eduardo Ángel Morales Delgado

DIRECTOR DE TESIS:

Dr. Alberto Elizalde Baltierra



MÉXICO, D.F.

2008



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

Agradecimientos

En primer lugar doy mis más humildes gracias a dios por la familia y las habilidades que me dio, y por haber creado la luz, dando trabajo a los ingenieros eléctricos; sin olvidar al tlacuache que según la mitología mexicana dio el fuego a los hombres y mujeres para que se alumbraran y calentaran en las noches (el Prometeo chilango). El espíritu de ese tlacuache vive en todos los ingenieros para que, como él lo hizo, apliquemos la ciencia y la tecnología en beneficio de la humanidad.

Doy gracias a mis padres Gloria y Eduardo, pues sin su cariño, apoyo y dedicación nunca hubiera llegado a ser quien soy ahora. En este momento en que finalmente soy capaz de valerme por mí mismo de manera responsable, he llegado a comprender las razones de sus regaños.

Doy gracias a mi amadísimo hermano Emilio, pues a pesar de todas las peleas y discusiones que tenemos, a los cinco minutos volvemos a platicar como si nada hubiera pasado y siempre está dispuesto a apoyarme incondicionalmente.

Agradezco a mis tíos Teresa y Mario, así como a mis primos Carolina y Alejandro, por los inolvidables e innumerables momentos felices que me han hecho pasar. Los extraño con toda mi alma, y espero servir de ejemplo a los chamacos para que se motiven a echarle ganas a la escuela y a trabajar duro para lograr sus sueños.

Agradezco también a mi abuela Gloria, que en paz descansa, pues sus consejos y apoyo ayudaron a forjar mi carácter, a ser humilde pero nunca conformista y a no quedarme callado ante cualquier injusticia; así como también doy gracias a mi abuelo Eduardo. Ahora entiendo que su falta de cercanía no es una falta de cariño, sino orgullo y confianza de que soy capaz de lograr grandes cosas por mí mismo.

Doy gracias a mis abuelos Aurora y Emilio, que en paz descansen, pues sus sueños de forjar una familia exitosa y realizada, aunque quedaron inconclusos, hoy me motivan a seguir adelante para superar sus metas y expectativas.

Agradezco el cariño, el apoyo y los consejos de mis amigos: Edmundo, Mauricio, Pablo, Arlem, Hideki, Brenda, Donají, Erika, Sara, Héber, Óscar, Leonardo y Juan Carlos, quien fue secuestrado por alienígenas.

Agradezco a la gente de BBC y SIYPER, pues me enseñaron las responsabilidades que implica tener un trabajo.

Doy gracias al Dr. Alberto Elizalde, a la Dra. Cecilia Martín y al Dr. Juan Francois, pues sin sus consejos y apoyo esta tesis no hubiera salido adelante.

Agradezco también a quienes en mi opinión son los dos más grandes ingenieros eléctricos en la historia de la humanidad: Tomás Alva Edison y Nikolai Tesla. Daré mi más grande esfuerzo para que mi desempeño como ingeniero se encuentre a la altura de lo que ellos hicieron.

Doy gracias a Miguel Hidalgo y a Jesús: hombres nobles, íntegros, comprometidos y fieles, que lucharon por el bienestar de su pueblo, por liberar los corazones de la gente y por acabar con la tiranía que oprime a la humanidad. Estos hombres dieron su vida por una causa justa, retaron a los poderosos y nunca traicionaron sus ideales, por lo que son mi más grande ejemplo a seguir.

Por último, doy gracias a ese ángel que dios me envió para cuidarme, apoyarme, aconsejarme y acompañarme para juntos construir una vida próspera y feliz. Amaranta, te amo con todo mi corazón.

Si me faltó mencionar a alguien, por favor no se me vaya a enojar; mi memoria es muy mala y escribí esto rápidamente, pues ya me urgía mandar a imprimir la tesis.

¡Viva México! Daré mi vida por ti.

Eduardo.

Sin pretender copiarle a Antoine de Saint – Exupéry, autor de mi libro favorito y biblia personal (estoy hablando indudablemente de El Principito), dedico esta tesis a un niño inquieto y soñador, que amaba los dinosaurios a tal grado que no hacía otra cosa más que pensar en ellos, que disfrutaba pasar horas jugando con su hermano, que le encantaba construir cosas con bloques de juguete, que siempre se cuestionaba por qué vuelan los aviones, por qué caminan los coches, por qué calienta la estufa, por qué prenden los focos, por qué se oyen voces en el teléfono y por qué Mario Bros. brinca como loquito adentro de la tele. Espero nunca traicionar los sueños de ese niño, y ojalá que mis logros superen lo que él esperaba de mí. Ese niño era yo.

Eduardo Morales, Querétaro, Qro. a 18 de mayo de 2008.

Índice

Introducción General	1
1. Principales tecnologías para la generación de energía eléctrica	7
Introducción	9
1.1. Centrales termoeléctricas convencionales	10
1.1.1. Principio de operación	10
1.1.2. Descripción de los principales equipos	11
1.1.3. Ejemplos	12
1.2. Centrales turbogás	13
1.2.1. Principio de operación	13
1.2.2. Descripción de los principales equipos	14
1.2.3. Ejemplos	15
1.3. Plantas de ciclo combinado	16
1.3.1. Principio de operación	16
1.3.2. Descripción de los principales equipos	17
1.3.3. Ejemplos	18
1.4. Centrales Diesel	19
1.4.1. Principio de operación	19
1.4.2. Descripción de los principales equipos	20
1.4.3. Ejemplos	20
1.5. Plantas carboeléctricas	21
1.5.1. Principio de operación	21
1.5.2. Descripción de los principales equipos	22

1.5.3. Ejemplos	23
1.6. Centrales nucleoelectricas	24
1.6.1. Principio de operaci3n	24
1.6.2. Descripci3n de los principales equipos	26
1.6.3. Ejemplos	26
1.7. Plantas geotermoel3ctricas	27
1.7.1. Principio de operaci3n	27
1.7.2. Principales equipos	28
1.7.3. Ejemplos	29
1.8. Plantas hidroel3ctricas	30
1.8.1. Principio de operaci3n	30
1.8.2. Descripci3n de los principales equipos	32
1.8.3. Ejemplos	32
1.9. Centrales eoloel3ctricas	33
1.9.1. Principio de operaci3n	33
1.9.2. Principales equipos	35
1.9.3. Ejemplos	35
1.10. Plantas de energ3a solar	36
1.10.1. Centrales fotot3rmicas	37
1.10.1.1. Fundamentos de operaci3n	37
1.10.1.2. Principales equipos	38
1.10.1.3. Ejemplos	38
1.10.2. Centrales fotovoltaicas	39

	Índice
1.10.2.1. Fundamentos de operación	39
1.10.2.2. Equipos utilizados	40
1.10.2.3. Ejemplos	41
1.11. Plantas de energía maremotriz	41
1.11.1. Principio de operación	42
1.11.2. Principales equipos	42
1.11.3. Ejemplos	43
Conclusiones	44
2. Especificaciones de las centrales nucleoelectricas	45
Introducción	47
2.1. Características de los principales equipos	48
2.1.1. Suministro de combustible	48
2.1.2. El reactor nuclear	51
2.1.2.1. Componentes fundamentales de un reactor nuclear	51
a) Combustible	51
b) Moderador	52
c) Refrigerante	54
d) Control	54
2.1.2.2. Tipos de reactores nucleares	55
a) Reactor de Agua Pesada a Presión (<i>Pressurized Heavy Water Reactor</i> – PHWR o CANDU)	55
b) Reactor de Agua a Presión (<i>Pressurized Water Reactor</i> – PWR)	57

c) Reactor de Agua Hirviente (<i>Boiling Water Reactor – BWR</i>)	59
d) Reactor Enfriado por Dióxido de Carbono y Moderado por Grafito (<i>Gas Cooled Reactor – GCR</i>)	60
e) Reactores rusos	62
f) Reactor Rápido de Cría Enfriado por Sodio (<i>Liquid Metal Fast Breeder Reactor – LMFBR</i>)	63
2.1.3. El cuarto de máquinas	65
2.1.4. Otros equipos	66
2.1.4.1. El sistema de enfriamiento	66
2.1.4.2. Los sistemas de control, seguridad y operación de la planta	66
2.1.4.3. La subestación elevadora de tensión	67
2.1.4.4. Las instalaciones de servicios auxiliares	67
2.2. Características económicas	67
2.2.1. Costos de inversión	67
2.2.2. Costos de operación y mantenimiento	72
2.2.3. Costos del combustible	74
2.2.4. Costos del agua	76
2.2.5. Costo total de generación	76
2.3. Impactos sociales y medioambientales	78
2.3.1. Medición de la radiactividad	78
2.3.2. Las radiaciones y sus efectos en los seres vivos	79
2.3.2.1. Partículas α	80
2.3.2.2. Partículas β	81

2.3.2.3. Partículas γ	81
2.3.2.4. Efectos en la salud	82
2.3.3. El problema de la producción de combustible nuclear	83
2.3.4. El problema del combustible gastado	84
2.3.5. El problema del plutonio	87
2.3.6. Los accidentes nucleares	88
2.3.7. La oposición de la sociedad a la central nucleoelectrica de Laguna Verde	91
2.3.8. La energía nuclear como respuesta al cambio climático	92
Conclusiones	94
3. Evolución histórica y perspectivas al año 2030 de las centrales nucleoelectricas en el mundo	95
Introducción	97
3.1. Evolución histórica	98
3.1.1. Primer período (1932 – 1973)	98
3.1.1.1. Los primeros descubrimientos	98
3.1.1.2. Los primeros reactores nucleares	100
3.1.1.3. Las primeras centrales nucleoelectricas y su expansión hasta la década de los 70	104
3.1.2. Segundo período (1973 – 1986)	107
3.1.2.1. La crisis del petróleo de los 70 y su influencia en la utilización de la energía nuclear	107
3.1.2.2. La energía nuclear llega a América Latina	108

3.1.2.3. El impacto de los accidentes de Three Mile Island y Chernobyl en la industria nucleoelectrica	111
3.1.3. Tercer período (1986 – actualidad)	112
3.1.3.1. La seguridad nuclear luego de los accidentes de Three Mile Island y Chernobyl	112
3.1.3.2. El renacimiento de la energía nuclear	114
3.1.3.3. Nuevos diseños de reactores nucleares: la generación III y III+	116
3.1.3.4. Nuevos diseños de reactores nucleares: la generación IV	117
3.2. Perspectivas al año 2030	118
3.2.1. Situación actual	118
3.2.2. Centrales en construcción	123
3.2.3. Centrales en fase de planeación	125
3.2.4. Otras opciones para mantener o incrementar la capacidad nucleoelectrica	127
3.2.5. Proyecciones al año 2030	128
Conclusiones	133
4. Perspectivas del uso de la energía nuclear en la generación eléctrica en México al año 2030	135
Introducción	137
4.1. Situación actual del sistema de generación en México	138
4.1.1. Oferta y demanda de energía eléctrica	138
4.1.1.1. Demanda	138
4.1.1.2. Oferta	139

a) Capacidad instalada por tipo de tecnología	139
b) Consumo de combustibles y generación de energía eléctrica en el servicio público	140
c) Balance nacional de energía eléctrica para el servicio público	141
4.1.2. El papel de la energía nuclear en la generación eléctrica en México	145
4.1.2.1. Antecedentes históricos	145
4.1.2.2. La central nucleoelectrica de Laguna Verde	145
a) Localización y configuración de la central	146
b) Ciclo termodinámico Rankine de la central	147
c) Configuración del reactor	147
d) Contención de radiaciones y material radiactivo	148
e) Sistemas de seguridad	150
f) Características eléctricas	150
4.1.2.3. Ciclo de combustible	151
4.1.2.4. Manejo de desechos	152
4.2. Expansión del sistema de generación en México al año 2030: estudios actuales	152
4.2.1. Prospectiva del Sector Eléctrico 2006 – 2015 de la Secretaría de Energía	152
4.2.1.1. Pronóstico del consumo de energía eléctrica	152
4.2.1.2. Expansión del sistema de generación de energía eléctrica	154
a) Programa de adiciones de capacidad en el servicio público	155
b) Capacidad comprometida o en construcción	155
c) Capacidad adicional no comprometida	157
d) Programa de retiros de capacidad	159

e) Tecnologías para la expansión del sistema de generación	162
4.2.1.3. Generación bruta del servicio público en el período 2006 – 2015	164
4.2.1.4. Consumo de combustibles fósiles para la generación de electricidad	166
4.2.2. Estudio de la Comisión Federal de Electricidad	168
4.2.2.1. Escenario contemplado para la expansión del parque de generación	168
4.2.2.2. Expansión al año 2016	171
4.2.2.3. Expansión al año 2026	174
4.2.2.4. Conclusiones y retos que deberá enfrentar la Comisión Federal de Electricidad	175
Conclusiones	177
5. Escenarios alternativos con una mayor utilización de la energía nuclear	179
Introducción	181
5.1. Metodología para el análisis de los escenarios contemplados	182
5.1.1. Reproducción de la Prospectiva del Sector Eléctrico 2006 – 2015 de la Secretaría de Energía	182
5.1.2. Escenario de referencia	198
5.1.3. Escenario medio	203
5.1.4. Escenario alto	205
5.2. Discusión de resultados	206
5.2.1. Escenario de referencia	206
5.2.2. Escenario medio	211

	Índice
5.2.3. Escenario alto	215
5.3. Beneficios energéticos y ambientales de los escenarios medio y alto	219
Conclusiones	225
Conclusiones Generales	227
Referencias	235
Anexos	
Anexo I.1 Ciclo termodinámico Rankine	245
Anexo I.2 Ciclo termodinámico Brayton	249
Anexo I.3 Ciclo termodinámico Diesel	253
Anexo II.1 La fisión nuclear	257
Anexo II.2 Costos de inversión para las tecnologías de generación eléctrica	261
Anexo III.1 Reactores nucleares de la generación III y III+	265
Anexo III.2 Producción termoquímica de hidrógeno	273
Anexo III.3 Reactores nucleares de la generación IV	277
Anexo V.1 Evolución de la capacidad instalada para los escenarios de referencia, medio y alto	283
Anexo V.2 Evolución de la generación de energía eléctrica para los escenarios de referencia, medio y alto	289
Anexo V.3 Evolución del consumo de combustibles para los escenarios de referencia, medio y alto	295

Anexo V.4 Evolución de las emisiones contaminantes para los escenarios de referencia, medio y alto	303
Anexo V.5 Implicaciones energéticas y ambientales del uso de la energía nuclear en los escenarios medio y alto	311

Índice de Figuras

1.1 Central termoeléctrica convencional	11
1.2 Central termoeléctrica Jorge Luque, ubicada en el municipio de Tultitlán, Estado de México	13
1.3 Central turbogás	14
1.4 Central turbogás Hermosillo, localizada en el municipio de Hermosillo, Sonora	16
1.5 Central de ciclo combinado	17
1.6 Central de ciclo combinado Huinalá, localizada en Pesquería, Nuevo León	18
1.7 Central diesel	20
1.8 Central carboeléctrica	22
1.9 Central carboeléctrica Petacalco, localizada en el municipio de La Unión, Guerrero	24
1.10 Central nucleoelectrica	25
1.11 Central nucleoelectrica Laguna Verde, ubicada en Alto Lucero, Veracruz	27
1.12 Central geotermoeléctrica	28
1.13 Central geotermoeléctrica Cerro Prieto, ubicada en el municipio de Mexicali, Baja California	29
1.14 Central hidroeléctrica	32
1.15 Central hidroeléctrica Chicoasén, que se encuentra en el municipio de Chicoasén,	

Chiapas	33
1.16 Central eoloeléctrica	34
1.17 Central eoloeléctrica La Venta, ubicada a 30 kilómetros de la ciudad de Juchitán,	
Oaxaca	36
1.18 Central fototérmica de cilindros parabólicos	37
1.19 Central fototérmica Solar Two, ubicada en el desierto de Mojave, al este de Barstow,	
California	39
1.20 Central fotovoltaica	40
1.21 Central fotovoltaica de Pocking, que se encuentra en Passau, Alemania	41
1.22 Central maremotriz	42
1.23 Central maremotriz de la Rance, ubicada en Bretaña, Francia	43
2.1 Mineral de uranio	49
2.2 Equipo de centrifugación de gas utilizado en el enriquecimiento de uranio	50
2.3 Pastillas de combustible nuclear	52
2.4 Los tres isótopos del hidrógeno: protio o hidrógeno, deuterio y tritio	53
2.5 Reactor PHWR o CANDU	57
2.6 Reactor PWR	59
2.7 Reactor BWR	60
2.8 Reactor GCR	61
2.9 Reactor VVER	62
2.10 Reactor RBMK	63
2.11 Dos diseños diferentes de reactor LMFBR	64
2.12 Generador de la central nucleoeeléctrica de Laguna Verde	65

	Índice
2.13 Las partículas α , β y γ	80
2.14 Municiones con uranio empobrecido	84
2.15 Centro de reprocesamiento de combustible nuclear de Sellafield, en el Reino Unido	87
2.16 Reactor 4 de la central de Chernobyl luego del accidente nuclear	90
2.17 Estado actual del reactor 4 de la central de Chernobyl, con un sarcófago que impide la fuga de radiaciones	91
2.18 Protesta de Greenpeace en contra de la operación de la central nucleoelectrica de Laguna Verde, realizada el 8 de octubre de 1996	92
3.1 Recreación artística de la primera reacción de fisión nuclear en cadena llevada a cabo por la mano del hombre	100
3.2 Sala de control del reactor AM-1	101
3.3 Las primeras lámparas incandescentes encendidas por un reactor nuclear	103
3.4 Central nucleoelectrica de Calder Hall, en el Reino Unido	104
3.5 Crecimiento de la capacidad nucleoelectrica instalada y capacidad en construcción a nivel mundial	106
3.6 Centrales nucleoelectricas Atucha I y II, en Argentina	109
3.7 Complejo nucleoelectrico Almirante Álvaro Alberto, en Brasil	111
3.8 Evolución de los reactores nucleares	116
3.9 Porcentaje de contribución de la energía nuclear a la generación eléctrica de cada país en 2006	120
3.10 Capacidad de generación total y nuclear al final de cada año	130
3.11 Porcentaje de electricidad suministrada por la energía nuclear	132
4.1 Composición de la demanda de energía eléctrica del servicio público en el año 2005	138

4.2 Composición de la capacidad bruta instalada en el servicio público al 31 de diciembre de 2005	140
4.3 Generación bruta por tipo de tecnología en el servicio público en el año 2005	141
4.4 Generación bruta en el servicio público por tipo de combustible utilizado entre los años 1995 y 2005 (TWh)	142
4.5 Balance de electricidad para el servicio público 2005 GWh (PJ)	144
4.6 Barreras de contención de radiaciones y material radiactivo de la central Laguna Verde	149
4.7 Consumo de energía eléctrica en el servicio público (escenario de planeación)	153
4.8 Programa de retiros de capacidad 2006 – 2015 (MW)	160
4.9 Contribución de cada tecnología a la capacidad bruta instalada en el servicio público	164
4.10 Contribución de cada tecnología a la generación bruta en el servicio público	165
4.11 Comparación entre el consumo de combustibles de los años 2005 y 2015	167
4.12 Historia y estimación de las ventas de energía eléctrica (escenario de planeación)	169
4.13 Historia y estimación de la demanda del sector eléctrico (escenario de planeación)	170
4.14 Escenario de precios de combustibles 2006	171
4.15 Composición de la capacidad bruta en el servicio público en el año 2016	172
4.16 Generación bruta por tipo de tecnología en el servicio público en el año 2016	173
4.17 Requerimientos de gas natural (MMPCD)	174
4.18 Composición de la capacidad bruta en el servicio público en el año 2026	175
5.1 Evolución de la capacidad instalada en el servicio público al año 2030 para el escenario de referencia (MW)	207
5.2 Evolución de la generación de energía eléctrica en el servicio público al año 2030 para el escenario de referencia (GWh)	208

5.3 Consumo de combustibles para la generación de energía eléctrica en el servicio público al año 2030 para el escenario de referencia (PJ)	209
5.4 Emisiones contaminantes producidas por la generación de energía eléctrica en el servicio público al año 2030 para el escenario de referencia (ton)	210
5.5 Evolución de la capacidad instalada en el servicio público al año 2030 para el escenario medio (MW)	211
5.6 Evolución de la generación de energía eléctrica en el servicio público al año 2030 para el escenario medio (GWh)	212
5.7 Consumo de combustibles para la generación de energía eléctrica en el servicio público al año 2030 para el escenario medio (PJ)	213
5.8 Emisiones contaminantes producidas por la generación de energía eléctrica en el servicio público al año 2030 para el escenario medio (ton)	214
5.9 Evolución de la capacidad instalada en el servicio público al año 2030 para el escenario alto (MW)	215
5.10 Evolución de la generación de energía eléctrica en el servicio público al año 2030 para el escenario alto (GWh)	216
5.11 Consumo de combustibles para la generación de energía eléctrica en el servicio público al año 2030 para el escenario alto (PJ)	217
5.12 Emisiones contaminantes producidas por la generación de energía eléctrica en el servicio público al año 2030 para el escenario alto (ton)	218
5.13 Comparación del consumo acumulado de combustibles para la generación eléctrica entre los años 2015 y 2030 para los tres escenarios estudiados (servicio público)	220
5.14 Comparación de emisiones contaminantes acumuladas por la generación de	

electricidad entre los años 2015 y 2030 para los tres escenarios estudiados (servicio público)	222
5.15 Evolución de las emisiones de dióxido de carbono producidas por la generación de energía eléctrica entre los años 2014 y 2030 para los tres escenarios analizados (servicio público)	224
I.1 Esquema del ciclo termodinámico Rankine ideal	247
I.2 Esquema del ciclo termodinámico Brayton ideal	251
I.3 Esquema del ciclo termodinámico Diesel ideal	255
II.1 La fisión nuclear	259
II.2 Reacción de fisión nuclear en cadena	260
 Índice de Tablas	
2.1 Costo unitario de inversión en pesos	69
2.2 Costo nivelado de inversión en pesos	71
2.3 Costos de operación y mantenimiento en pesos	73
2.4 Costo de generación por concepto de combustible en pesos	75
2.5 Costo unitario de generación en pesos	77
2.6 Vida media y actividad de algunos isótopos radiactivos	79
2.7 Combustible gastado de un reactor térmico de fisión	85
3.1 Estado actual de los reactores nucleares para generación eléctrica en el mundo	119
3.2 Tipos de reactores conectados a la red eléctrica al 31 de diciembre de 2006 y potencia que suministran a ésta	122
3.3 Reactores en construcción al 31 de diciembre de 2006	123

	Índice
3.4 Información sobre los reactores en construcción al 31 de diciembre de 2006	124
3.5 Estimaciones de la capacidad de generación total y nuclear	129
3.6 Estimaciones de generación de energía eléctrica y contribución de la energía nuclear	131
4.1 Consumo de combustibles para la generación eléctrica en el servicio público en el año 2005	143
4.2 Ventas totales del servicio público por sector entre los años 2005 y 2015 (GWh)	153
4.3 Programa de adiciones de capacidad en el servicio público 2006 – 2015 (MW)	155
4.4 Proyectos de generación en proceso de construcción o comprometidos	156
4.5 Requerimientos de capacidad adicional no comprometida (proyectos con esquema financiero por definirse)	158
4.6 Programa de retiros de capacidad 2006 – 2015 (capacidad bruta)	161
4.7 Evolución esperada de la capacidad instalada en el servicio público (MW)	162
4.8 Capacidad adicional por tecnología en el servicio público 2006 – 2015 (MW)	162
4.9 Evolución de la capacidad bruta instalada en el servicio público por tipo de tecnología	163
4.10 Evolución de la generación bruta en el servicio público por tipo de tecnología	166
4.11 Pronóstico del consumo de combustibles fósiles para la generación de energía eléctrica	168
5.1 Generación de energía eléctrica y requerimientos de energía primaria en 2005 para las centrales que hacen uso de fuentes de energía renovables y para la central nucleoeléctrica de Laguna Verde	183
5.2 Eficiencia de las tecnologías de generación que hacen uso de fuentes de energía renovables y de la tecnología nucleoeléctrica	183
5.3 Generación de energía eléctrica y requerimientos de combustibles en el año 2000 para	

las centrales que operan a base de combustibles fósiles	184
5.4 Generación de energía eléctrica y requerimientos de combustibles en el año 2000 para las centrales que operan a base de combustibles fósiles (PJ)	184
5.5 Eficiencia de las tecnologías de generación que operan a base de combustibles fósiles	185
5.6 Características y datos técnicos de proyectos de generación típicos	186
5.7 Consumo de combustibles por tipo de energético para cada tecnología de generación en el año 2000	187
5.8 Porcentaje de contribución de cada energético al consumo total de combustibles por tipo de tecnología	188
5.9 Consumo de combustibles para la generación eléctrica por tipo de energético en el año 2005	189
5.10 Valores iniciales de eficiencia ajustados	189
5.11 Factor de planta por tipo de tecnología para cada año mostrado	191
5.12 Factor de planta típico para cada tecnología de generación	191
5.13 Consumo de combustibles fósiles para la generación eléctrica por tipo de energético en el año 2015	195
5.14 Valores finales de eficiencia ajustados	196
5.15 Evolución pronosticada de la eficiencia de las centrales generadoras entre los años 2005 y 2015	197
5.16 Capacidad instalada en el servicio público en los años 2016 y 2026	199
5.17 Evolución pronosticada de la eficiencia de las centrales generadoras entre los años 2016 y 2030	202
5.18 Factores de emisión de contaminantes	202

5.19 Ahorros totales en el consumo de combustibles fósiles para la generación eléctrica con respecto al escenario de referencia en el período 2015 – 2030 (servicio público)	221
5.20 Reducciones totales en la emisión de contaminantes provenientes de la generación de electricidad con respecto al escenario de referencia en el período 2015 – 2030 (servicio público)	223
III.1 Tecnologías de reactores de generación III y III+	272
III.2 Tecnologías de reactores de generación IV	281
A V.1 Evolución de la capacidad instalada para los escenarios de referencia, medio y alto	283
A V.2 Evolución de la generación de energía eléctrica para los escenarios de referencia, medio y alto	289
A V.3 Evolución del consumo de combustibles para los escenarios de referencia, medio y alto	295
A V.4 Evolución de las emisiones contaminantes para los escenarios de referencia, medio y alto	303
A V.5 Implicaciones energéticas y ambientales del uso de la energía nuclear en los escenarios medio y alto	311

Introducción general

Introducción general

El mundo de hoy requiere de la energía eléctrica para satisfacer diversas necesidades de la sociedad, como el transporte, la elaboración de productos industriales, el desarrollo de actividades comerciales e intelectuales, e incluso la realización de labores domésticas. Así, la energía eléctrica ha adquirido una vital importancia en el desarrollo de nuestras actividades cotidianas, a un grado tal que sin ella el mundo en que vivimos simplemente no se podría comprender.

En la actualidad, temas como el calentamiento global y los altos índices de contaminación atmosférica comienzan a tomar relevancia en los medios de comunicación, en las decisiones de los políticos y en la conciencia de la población. Estos impactos negativos en el medio ambiente son causados en gran medida por las tecnologías convencionales de generación de energía eléctrica, por lo que es necesaria la adopción de tecnologías más limpias que minimicen los daños al entorno ecológico.

Los combustibles de mayor uso en la generación de electricidad en México son actualmente el carbón, el combustóleo y el gas natural. Recientemente, la política del gobierno ha fomentado el uso del gas natural por sus ventajas ambientales y económicas, dejando de lado a las centrales nucleoelectricas y otras tecnologías como la eólica o la solar. No obstante, la energía nuclear constituye actualmente una de las fuentes de energía más limpias, pues tiene muy bajas emisiones de dióxido de carbono comparadas con cualquier combustible fósil, siendo éstas producto indirecto de la operación de la central. Además, gracias a los bajos precios del combustible nuclear y a una reducción en los costos de inversión como consecuencia del desarrollo de nuevos y más económicos diseños de reactores, esta opción resulta competitiva; sin olvidar que con el paso del tiempo los niveles de seguridad de las centrales nucleoelectricas que operan en el mundo se han incrementando y cada vez se cuenta con mejores medios para la disposición final de los residuos radiactivos.

Dada la volatilidad actual de los precios de los combustibles fósiles y la necesidad de combatir el cambio climático, se prevé un resurgimiento a nivel mundial de la energía nuclear. De acuerdo con ello, el Gobierno Federal debe considerar necesario aprovechar de manera óptima nuestros recursos naturales, para migrar hacia una generación eléctrica sustentable y limpia a lo largo de las próximas décadas, tomando en cuenta una necesaria diversificación de las fuentes de energía. Es así que analiza la instalación de más centrales nucleoelectricas que contribuyan en la disminución de emisiones de dióxido de carbono y eviten la dependencia respecto a los hidrocarburos.

Así pues, resulta relevante el estudio de esta tecnología de generación para su instalación futura en nuestro país. En este marco, el objetivo del presente trabajo consiste en dar respuesta a las dos siguientes preguntas de investigación:

¿Cuál podría ser la participación de las centrales nucleoelectricas en el parque de generación del Sistema Eléctrico Nacional al año 2030?

¿Cuáles podrían ser los impactos de estas centrales en el consumo nacional de combustibles y en el medio ambiente al año 2030?

Para dar respuesta a las preguntas planteadas, se desarrolló un temario conforme a los pasos que a continuación se enumeran:

- a) Estudio de las principales características técnicas, operativas, económicas y de impacto al medio ambiente de las tecnologías convencionales para la generación de energía eléctrica, dando especial énfasis a las centrales nucleoelectricas.
- b) Revisión y análisis de la situación actual y las perspectivas al año 2030 del empleo de las centrales nucleoelectricas en la generación de electricidad a nivel mundial.

- c) Examen de las proyecciones del uso de la energía nuclear en la generación eléctrica en México al año 2030.

- d) Planteamiento de escenarios y realización de proyecciones del uso de la energía nuclear para generar electricidad en nuestro país al año 2030.

- e) Evaluación de los impactos sobre el consumo nacional de combustibles y el medio ambiente que implican los escenarios planteados.

Capítulo 1

**Principales tecnologías para la generación de energía
eléctrica**

1. Principales tecnologías para la generación de energía eléctrica

Introducción

La estructura básica de un Sistema Eléctrico de Potencia está conformada por una fuente de energía, una línea de transmisión y una carga. El elemento más importante del sistema es la fuente de energía; es decir, la central generadora que proporciona la potencia eléctrica que alimenta la carga.

El propósito de este primer capítulo es explicar el funcionamiento básico de las tecnologías de generación de energía eléctrica más comunes y el origen de sus fuentes de energía primaria, a modo de preámbulo al tratamiento de las centrales nucleoelectricas, que son el objeto principal de estudio de la presente tesis.

En la primera mitad del capítulo, se abordarán las centrales que utilizan fuentes de energía no renovables, que son las centrales termoeléctricas convencionales, turbogás, ciclo combinado, diesel o de combustión interna, carboeléctricas y nucleoelectricas. En la segunda parte se estudiarán las que utilizan fuentes de energía renovables; es decir, las centrales geotermoeléctricas, hidroeléctricas, eoloelectricas, solares y maremotrices.

Las tecnologías que a continuación serán descritas pueden parecer muy diferentes entre sí; no obstante, el objetivo de todas ellas es el mismo: a través de un fluido, proporcionar energía mecánica a una turbina que se encuentra acoplada a una máquina síncrona trifásica, a cuya salida se obtiene una corriente eléctrica. Únicamente las centrales solares fotovoltaicas trabajan de un modo diferente, pero al igual que las demás, en su salida proporcionan corriente eléctrica a una carga.

1.1. Centrales termoeléctricas convencionales

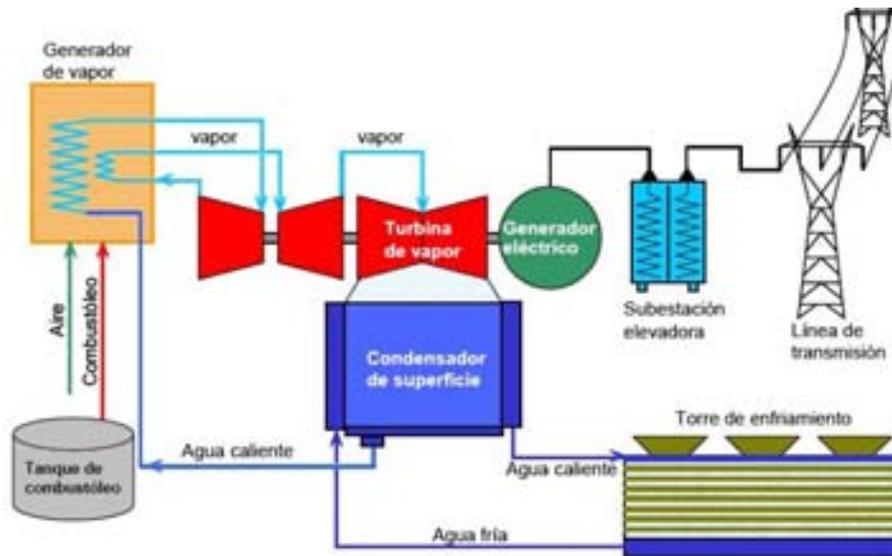
Se dice que el petróleo se formó por la acumulación de millones de organismos marinos que vivieron en las aguas poco profundas que rodeaban las tierras firmes hace millones de años. En el transcurso de los tiempos, sus restos se fueron acumulando en el fondo del mar, donde debido a acciones bacteriológicas, a reacciones químicas y a un calentamiento prolongado de origen geotérmico, se transformaron en petróleo crudo y gas natural tal como hoy los conocemos.

1.1.1. Principio de operación

Las centrales termoeléctricas convencionales, al igual que las turbogás, las de ciclo combinado y las diesel, hacen uso de la energía calorífica que proporcionan los fluidos combustibles con el fin de transformarla en energía eléctrica. Poseen una caldera en la que se quema algún combustible fósil¹ para transformar su poder calorífico en energía térmica, con la cual se lleva una cierta cantidad de agua de la fase líquida a la fase de vapor (Figura 1.1). Este vapor a presión, se utiliza para hacer girar una turbina según el ciclo termodinámico Rankine (Anexo I.1), la cual a su vez está acoplada a un generador que gracias a este movimiento rotatorio produce la energía eléctrica.

Dado que este tipo de centrales necesita una gran cantidad de agua de refrigeración, deben ubicarse en zonas cercanas al mar o a ríos.

¹ CFE utiliza básicamente combustóleo, pero también puede usarse gas natural (CFE, 2005).



Fuente: CFE (2005)

Figura 1.1 Central termoeléctrica convencional

1.1.2. Descripción de los principales equipos

Una central termoeléctrica convencional está compuesta por:

- Un parque de almacenamiento de combustible, con las instalaciones necesarias para la descarga y alimentación del mismo.
- Un cuarto de calderas, donde se efectúa la quema del combustible para proporcionar energía calorífica al agua y llevarla a la fase de vapor.
- Una sala de máquinas, donde se encuentran los turbogeneradores. Como se mencionó anteriormente, el vapor se utiliza para hacer girar las turbinas que se encuentran acopladas a los generadores, obteniéndose la energía eléctrica a la salida de éstos.
- Los tanques condensadores, que sirven para regresar el vapor utilizado en las turbinas a la fase líquida, a fin de reutilizarlo y efectuar un ciclo Rankine cerrado (Anexo I.1).
- Un conjunto de torres de enfriamiento, cuya función es disminuir la temperatura del agua de enfriamiento de los tanques condensadores, a través de la interacción de ésta con el aire fresco de la atmósfera.

- Las instalaciones para el control de la planta, que engloban a todos los dispositivos y aparatos de medición, maniobra y regulación que son necesarios para la operación de la misma.
- La subestación elevadora de tensión, necesaria para minimizar las pérdidas por efecto Joule en las líneas de transmisión.
- Las instalaciones de servicios auxiliares, que son aquellas formadas por las fuentes de alimentación que energizan los sistemas de control, protección, señalización, alarmas y alumbrado de la central, así como el sistema contra incendio y el de aire acondicionado (Raúl Martín, 1987).

1.1.3. Ejemplos

Algunas de las centrales termoeléctricas convencionales que se encuentran en nuestro país son:

- Central Jorge Luque, ubicada en el municipio de Tultitlán, Estado de México (con una capacidad efectiva instalada de 224 MW) (Figura 1.2).
- Central Presidente Adolfo López Mateos, ubicada en Tuxpan, Veracruz (2100 MW).
- Central Presidente Emilio Portes Gil, localizada en Río Bravo, Tamaulipas (375 MW).



Fuente: Fotografía tomada por el autor

Figura 1.2 Central termoeléctrica Jorge Luque, ubicada en el municipio de Tultitlán, Estado de México

1.2. Centrales turbogás

El gas natural puede o no encontrarse dentro de los yacimientos de petróleo. Cuando éste se encuentra en conjunto con el petróleo (ya sea disuelto en éste o en la parte superior del yacimiento), se le denomina gas natural asociado; si se encuentra en un yacimiento que no contiene petróleo, recibe el nombre de gas natural no asociado.

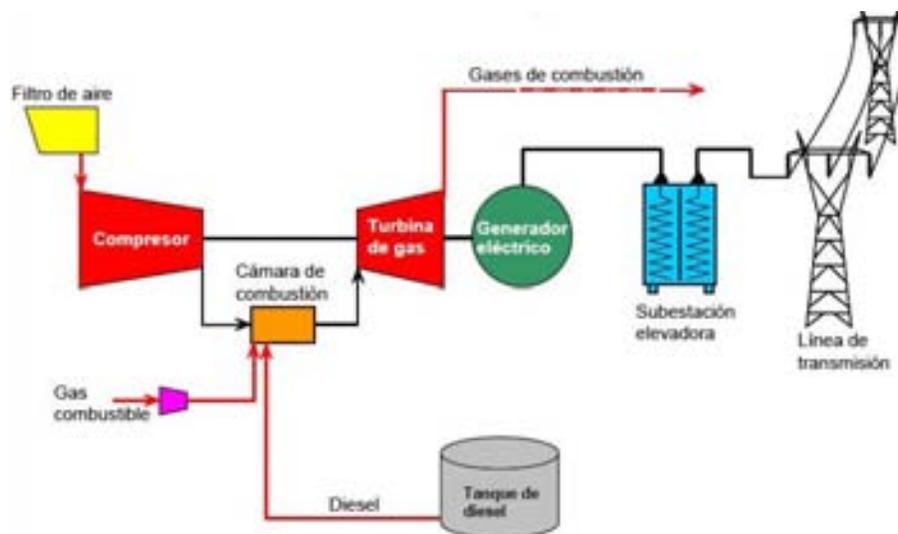
1.2.1. Principio de operación

En las centrales turbogás, la generación de energía eléctrica se lleva a cabo cuando el sistema toma aire de la atmósfera a través de un filtro y lo conduce a un compresor, siendo comprimido antes de llegar a la cámara de combustión. Es en este punto donde el combustible se mezcla con el aire altamente comprimido, quemándose posteriormente, de lo cual resultan gases de combustión calientes que al expandirse hacen girar una turbina de gas; es decir, se lleva a cabo un ciclo termodinámico Brayton (Anexo I.2). El generador, acoplado a esta turbina, transforma la energía mecánica en energía eléctrica. Los gases producto de la combustión son liberados a la

atmósfera luego de haber movido la turbina (Figura 1.3).

Puede emplearse como combustible gas natural o diesel, y en los modelos más avanzados es posible el uso de combustóleo o petróleo crudo. En una máquina diseñada para ello, donde el cambio de combustible se realice en forma automática, éste produce variaciones en la potencia y la eficiencia (CFE, 2005).

Su breve tiempo de arranque y su versatilidad para seguir a la demanda hacen a las turbinas de gas muy útiles para alimentar cargas en horas pico, si bien existen también modelos adecuados para servicio de carga base y cogeneración industrial.



Fuente: CFE (2005)

Figura 1.3 Central turbogás

1.2.2. Descripción de los principales equipos

El equipo básico con el que cuenta una central turbogás es:

- Un parque de almacenamiento de combustible, necesario para abastecer la demanda de la

planta.

- Una sala de máquinas, donde se encuentran las turbinas de gas acopladas a sus respectivos generadores.
- Las instalaciones para el control de la planta, a fin de que ésta opere de manera segura y eficiente.
- La subestación elevadora de tensión.
- Las instalaciones de servicios auxiliares para satisfacer el consumo de energía eléctrica de la central.

1.2.3. Ejemplos

Los siguientes son ejemplos de centrales turbogás:

- Central Cancún, ubicada en la ciudad de Cancún, Quintana Roo (102 MW de capacidad efectiva instalada).
- Central Hermosillo, localizada en el municipio de Hermosillo, Sonora (150 MW) (Figura 1.4).
- Central Mexicali, que se localiza en Mexicali, Baja California (62 MW).



Fuente: <http://www.cfe.gob.mx/es/LaEmpresa/generacionelectricidad/visitasvirtuales/hermosilloturbogas/>

Figura 1.4 Central turbogás Hermosillo, localizada en el municipio de Hermosillo, Sonora

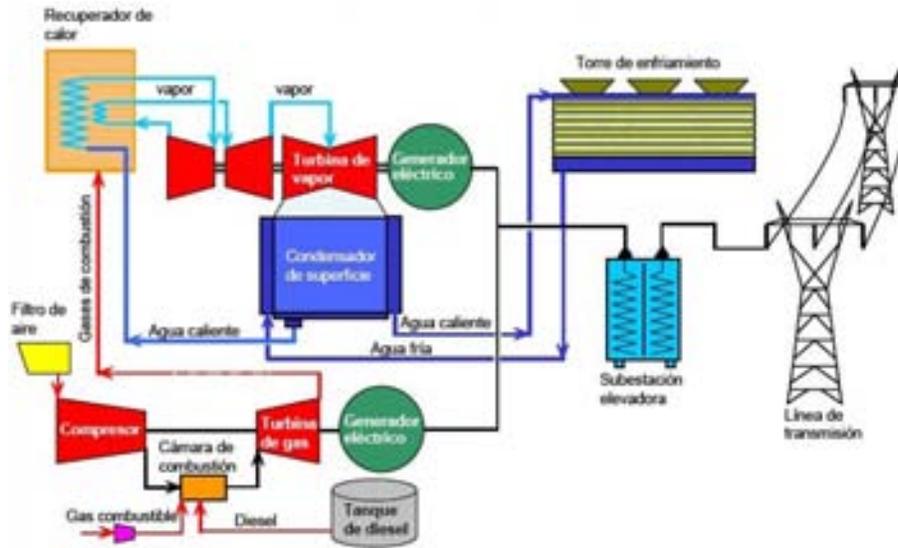
1.3. Plantas de ciclo combinado

Al igual que las centrales turbogás, estas centrales emplean como combustible principalmente gas natural y diesel. El gas natural está compuesto esencialmente por metano, butano, etano y propano. Hasta hace poco tiempo se le consideraba un subproducto despreciable en los yacimientos petrolíferos, de tal modo que era quemado al realizar la extracción del petróleo.

1.3.1. Principio de operación

Las plantas de ciclo combinado están conformadas por dos tipos de unidades generadoras: turbogás y vapor. Una vez que concluye el ciclo termodinámico de la unidad turbogás (explicado en la sección 1.2.1), los gases de desecho poseen un importante contenido de energía térmica. Esta energía es utilizada en un recuperador de calor para aumentar la temperatura de una masa de agua y llevarla a la fase de vapor, con lo cual es aprovechada para generar energía eléctrica mediante un ciclo termodinámico Rankine (Anexo I.1), como se mencionó en la sección 1.1.1 (Figura 1.5).

Una ventaja de este tipo de centrales es la posibilidad de efectuar su construcción en dos etapas. La primera corresponde a la instalación de las unidades turbogás, la cual puede ser terminada en un plazo breve e iniciar su operación; posteriormente, se continuaría con la construcción de la unidad de vapor, completándose finalmente la central de ciclo combinado (CFE, 2005).



Fuente: CFE (2005)

Figura 1.5 Central de ciclo combinado

1.3.2. Descripción de los principales equipos

Los equipos principales con los que cuenta una central de ciclo combinado son:

- Las instalaciones de almacenamiento de combustible.
- Las turbinas de gas acopladas a sus respectivos generadores.
- Una red de intercambiadores de calor, que sirven para proporcionar energía térmica a la masa de agua para realizar el ciclo Rankine.
- Los turbogeneradores utilizados en el ciclo Rankine.
- Los tanques condensadores, para reutilizar el vapor en un ciclo termodinámico cerrado.

- Las torres de enfriamiento.
- Las instalaciones para el control de la planta.
- La subestación elevadora de tensión.
- Las instalaciones de servicios auxiliares.

1.3.3. Ejemplos

Éstas son algunas centrales de ciclo combinado con las que cuenta México:

- Central Huinalá, localizada en Pesquería, Nuevo León (378 MW) (Figura 1.6).
- Central Presidente Juárez, ubicada en Rosarito, Baja California (496 MW).
- Central Valle de México, que se encuentra en Acolman, Estado de México (549 MW).



Fuente: <http://www.cfe.gob.mx/es/LaEmpresa/generacionelectricidad/visitasvirtuales/huinalaciclocombinado/>

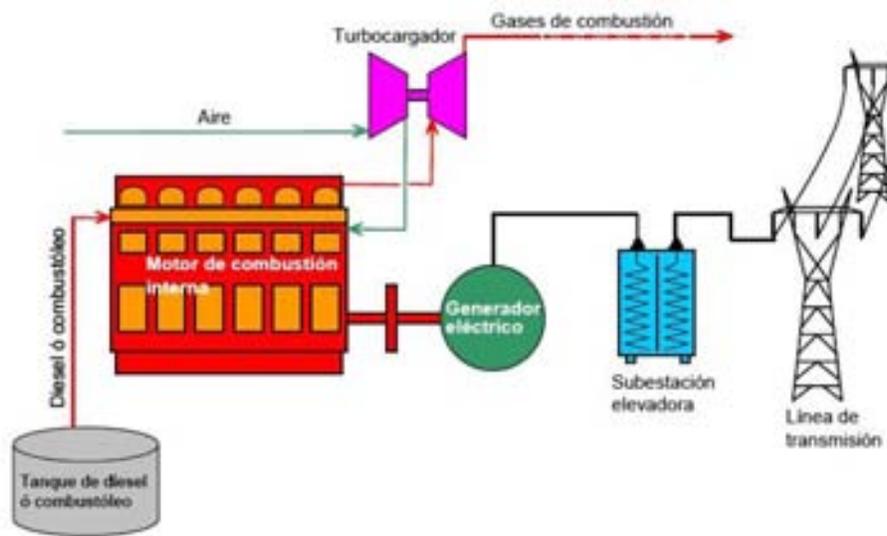
Figura 1.6 Central de ciclo combinado Huinalá, localizada en Pesquería, Nuevo León

1.4. Centrales diesel

El petróleo crudo es una mezcla de hidrocarburos de diferente composición química y diferentes propiedades físicas y químicas, incluyendo sus puntos de ebullición, lo cual hace posible su separación. La función de una refinería es destilar el crudo para obtener derivados más adecuados para los usos que se les quiera dar. De este proceso se obtienen productos como el diesel y el combustóleo.

1.4.1. Principio de operación

Este tipo de central sigue el principio de funcionamiento de los motores de combustión interna de ciclo Diesel (Anexo I.3); es decir, utiliza la expansión de los gases de combustión en los cilindros del motor para obtener energía mecánica rotacional, la cual a su vez se transforma en energía eléctrica en el generador (ver Figura 1.7). Actualmente, el tipo de motor utilizado en estas centrales puede consumir combustóleo o diesel, pudiendo usarse combustóleo como base y diesel como respaldo (CFE, 2005).



Fuente: CFE (2005)

Figura 1.7 Central diesel

1.4.2. Descripción de los principales equipos

Los elementos fundamentales con que cuenta una central diesel son:

- El sistema de almacenamiento y abastecimiento de combustible.
- Uno o varios motores de ciclo Diesel, acoplados a las máquinas síncronas.
- Las instalaciones para el control de la planta.
- La subestación elevadora de tensión.
- Las instalaciones de servicios auxiliares.

1.4.3. Ejemplos

Algunos ejemplos de centrales diesel son:

- General Agustín Olachea, ubicada en Comondú, Baja California Sur (104 MW).

- Hol-Box, que se encuentra en Lázaro Cárdenas, Quintana Roo (2 MW).
- Yécora, localizada en Yécora, Sonora (2 MW).

1.5. Plantas carboeléctricas

El carbón es un producto fosilizado de la descomposición de los bosques tropicales que crecieron en condiciones pantanosas. En dichas zonas existía una exuberante vegetación, que al morir se depositaba en las aguas. Los grandes movimientos geológicos a lo largo de millones de años, hicieron que estas zonas se sumergieran y emergieran varias veces. La descomposición de la materia orgánica bajo estas condiciones geológicas extremas dio origen a este combustible fósil.

1.5.1. Principio de operación

Una central carboeléctrica no difiere en cuanto a su operación básica de una central termoeléctrica convencional; el único cambio fundamental es el uso de carbón en la combustión que da origen a la energía térmica utilizada para llevar a cabo el ciclo Rankine² (Figura 1.8). En la práctica, el manejo del carbón y los residuos de la combustión es más complejo que el de los combustibles líquidos o gaseosos utilizados en las termoeléctricas convencionales (CFE, 2005), y pueden tenerse equipos anticontaminantes para controlar las emisiones de dióxido de azufre.

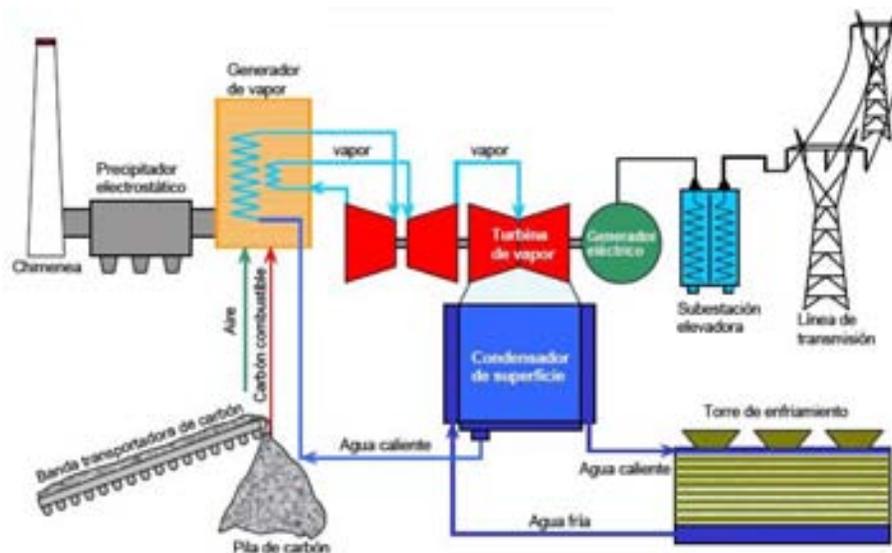
Por lo general es carbón en polvo el que se utiliza en estas centrales, ya que a pesar del mayor costo de la instalación y operación de la planta y la mayor cantidad de cenizas que se emiten a la atmósfera, presenta varias ventajas frente al carbón en trozos:

- Tiene una combustión más completa.
- Es menor el costo de la mano de obra.
- Proporciona una mayor potencia calorífica por unidad de volumen del hogar de la caldera.
- Los equipos de combustión son adaptables a otros combustibles.

2 Ver Anexo I.1.

- Existe la posibilidad de usar carbones baratos y de baja calidad.
- Fácil control del aire y combustible suministrados.
- La extracción de los residuos de la combustión es más sencilla.
- Ausencia de humos.
- Proporciona un rendimiento más elevado.

Una variante de esta tecnología de generación son las centrales duales, que pueden usar tanto carbón como combustóleo.



Fuente: CFE (2005)

Figura 1.8 Central carboeléctrica

1.5.2. Descripción de los principales equipos

Los principales equipos con los que cuenta una central carboeléctrica son:

- El parque de almacenamiento de carbón.
- Un molino para la trituración del carbón.

- Un cuarto de calderas, donde se quema el combustible para llevar el agua a la fase de vapor.
- La sala de máquinas, donde se encuentran los turbogeneradores.
- Los tanques condensadores.
- Las torres de enfriamiento.
- El sistema de control de la central.
- La subestación elevadora de tensión.
- Las instalaciones de servicios auxiliares.

1.5.3. Ejemplos

Éstos son algunos ejemplos de centrales carboeléctricas:

- Carbón II, que se encuentra en Nava, Coahuila (1400 MW).
- José López Portillo, ubicada en Nava, Coahuila (1200 MW).
- Petacalco, localizada en el municipio de La Unión, Guerrero (2100 MW) (Figura 1.9).



Fuente: <http://www.cfe.gob.mx/es/LaEmpresa/generacionelectricidad/visitasvirtuales/petacalcoarboelectrica/>

Figura 1.9 Central carboeléctrica Petacalco, localizada en el municipio de La Unión, Guerrero

1.6. Centrales nucleoeeléctricas

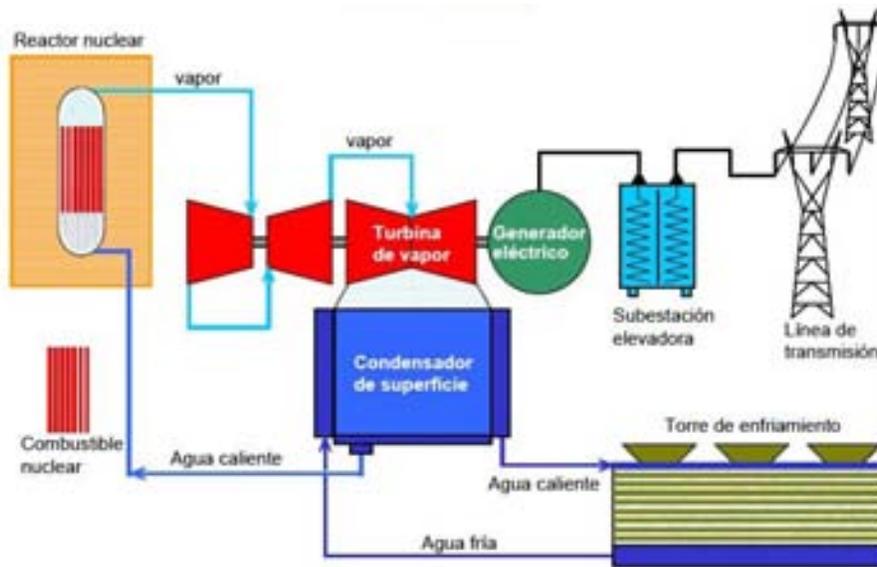
La fisión nuclear es la división del núcleo de un isótopo pesado con una consecuente liberación de energía térmica. Algunos de estos isótopos, tales como el U-235, absorben con facilidad neutrones, formándose un núcleo inestable y con una alta probabilidad de fisión. Este proceso, denominado fisión inducida, implica que añadiendo una muy pequeña cantidad de energía a un elemento fisil como el U-235, mediante un bombardeo con neutrones, se puede liberar una gran energía de fisión.

1.6.1. Principio de operación

Las centrales nucleoeeléctricas guardan una gran semejanza con las centrales termoeléctricas convencionales, pues también utilizan el ciclo Rankine (Anexo I.1) del vapor a presión para

mover los generadores eléctricos. En este caso, se hace uso del calor obtenido al llevar a cabo la fisión de átomos de isótopos como el U-235 en el interior de un reactor nuclear, a fin de obtener el vapor necesario (ver Figura 1.10).

Un reactor nuclear es básicamente una instalación en la que puede iniciarse, mantenerse y controlarse una reacción nuclear de fisión en cadena, con los medios adecuados para extraer el calor generado. El vapor que alimenta la turbina puede ser producido de manera directa en el interior del reactor o bien mediante el uso de intercambiadores de calor. En ambos casos ese vapor, luego de haber entrado a la turbina, se hace pasar por un condensador donde se enfría al entrar en contacto con una tubería por cuyo interior pasa el agua de enfriamiento que se toma del mar, de un río o de mantos acuíferos subterráneos. El circuito agua-vapor que mueve la turbina es cerrado e independiente del circuito de refrigeración.



Fuente: CFE (2005)

Figura 1.10 Central nucleoelectrica

1.6.2. Descripción de los principales equipos

El equipo básico con que cuenta una central nucleoelectrica es:

- El parque de almacenamiento de combustible nuclear, con las instalaciones necesarias para la descarga y alimentación del mismo.
- Un reactor nuclear, que proporciona calor a la masa de agua para evaporarla.
- El cuarto de máquinas, donde se efectúa la generación de energía eléctrica por medio de los turbogeneradores.
- Los tanques condensadores.
- Las torres de enfriamiento.
- Los sistemas de control y operación de la planta.
- La subestación elevadora de tensión.
- Las instalaciones de servicios auxiliares.

1.6.3. Ejemplos

Nuestro país cuenta únicamente con una central de este tipo:

- Central nucleoelectrica de Laguna Verde, ubicada en Alto Lucero, Veracruz (1365 MW) (Figura 1.11).



Fuente: <http://www.cfe.gob.mx/es/LaEmpresa/generacionelectricidad/visitasvirtuales/lagunaverdenucleoelctrica/>

Figura 1.11 Central nucleoelectrónica Laguna Verde, ubicada en Alto Lucero, Veracruz

1.7. Plantas geotermoeléctricas

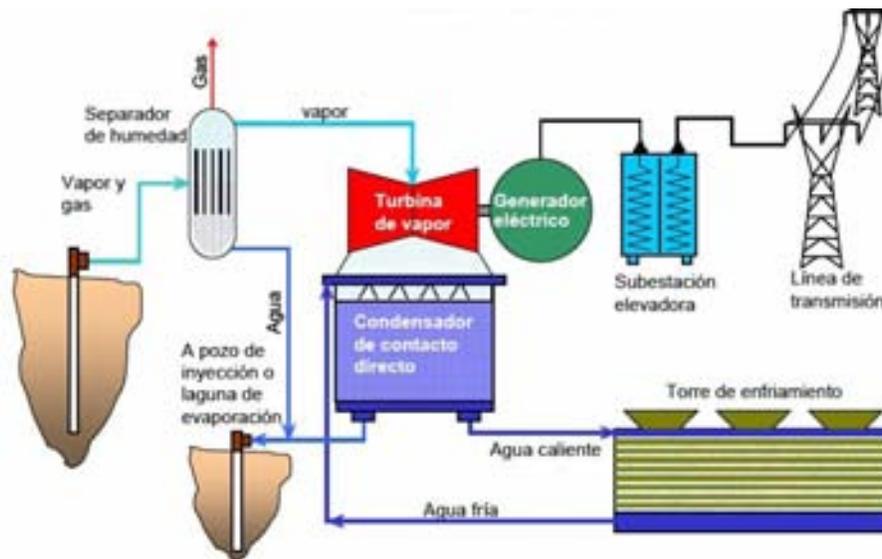
La energía geotérmica es la energía calorífica proveniente del núcleo de la tierra, la cual se desplaza hacia la superficie en el magma que fluye a través de las fisuras en las rocas sólidas y semisólidas del interior del planeta, hasta alcanzar niveles cercanos a la superficie en zonas donde existen condiciones geológicas favorables para su acumulación en yacimientos geotérmicos.

1.7.1. Principio de operación

Las centrales geotermoeléctricas aprovechan el calor y el agua que se han concentrado en los yacimientos geotérmicos, de tal modo que operan bajo los mismos principios que las termoeléctricas convencionales, salvo en la producción de vapor, el cual en este caso proviene del subsuelo. La mezcla agua-vapor obtenida de un pozo que se perfora en el yacimiento es enviada a un separador de humedad; el vapor ya seco se conduce a la turbina, cuya energía cinética

rotacional es convertida a energía eléctrica con ayuda del generador (ver Figura 1.12).

Una vez que se utilizó el vapor, éste puede liberarse a la atmósfera. En algunas centrales, el vapor es enviado a un condensador, en el cual el vapor que sale de la turbina es mezclado con el agua de circulación; parte de este volumen de agua se envía a una torre de enfriamiento y el resto es reinyectado al subsuelo o bien enviado a una laguna de evaporación (CFE, 2005).



Fuente: CFE (2005)

Figura 1.12 Central geotermoeléctrica

1.7.2. Principales equipos

Los principales equipos que conforman una central de este tipo son:

- Un pozo de extracción, donde se obtiene la mezcla de vapor y agua contenida en el yacimiento geotérmico.
- Un separador de humedad, para eliminar el líquido y obtener vapor seco.
- Un conjunto de turbogeneradores, a cuya salida se obtiene la energía eléctrica.

- Uno o más tanques condensadores.
- Las torres de enfriamiento.
- Las instalaciones para el control de la planta.
- Una subestación elevadora de tensión.
- Las instalaciones de servicios auxiliares.

1.7.3. Ejemplos

En México existen pocas centrales de este tipo, algunas de las cuales son:

- Central Los Azufres, localizada en Cd. Hidalgo, Michoacán (195 MW).
- Central Cerro Prieto, ubicada en el municipio de Mexicali, Baja California (720 MW) (Figura 1.13).
- Central Humeros, que se encuentra en Humeros, Puebla (35 MW).



Fuente: <http://www.cfe.gob.mx/es/LaEmpresa/generacionelectricidad/visitasvirtuales/cerroprietogeotermoelectrica/>

Figura 1.13 Central geotermoeléctrica Cerro Prieto, ubicada en el municipio de Mexicali, Baja California

1.8. Plantas hidroeléctricas

El agua de los ríos forma parte del ciclo hidrológico: el agua se evapora en la atmósfera, posteriormente es transportada en las nubes y se condensa, llegando a la superficie de la Tierra en forma de agua, nieve o granizo. Por lo tanto, en su forma primaria el agua es realmente energía potencial, pero en el caso del hielo y la nieve se requiere un proceso previo de fusión mediante la energía solar antes de que la energía potencial asociada a su altura y almacenamiento pueda transformarse en la energía cinética de los ríos y arroyos.

1.8.1. Principio de operación

Es bien conocido que el aprovechamiento de la energía hidráulica se ha realizado desde tiempos antiguos, primero para transformarla en energía para accionar artefactos para la molienda, la forja, etc. En tiempos más recientes se ha convertido en energía eléctrica mediante centrales con embalse o sin él.

La obtención de energía mecánica rotacional a partir de agua que posea energía cinética, potencial o de presión se puede lograr a partir de una turbina. Si la turbina se acopla a un generador eléctrico, se obtiene energía eléctrica (ver Figura 1.14).

Los tipos de turbina más utilizados son:

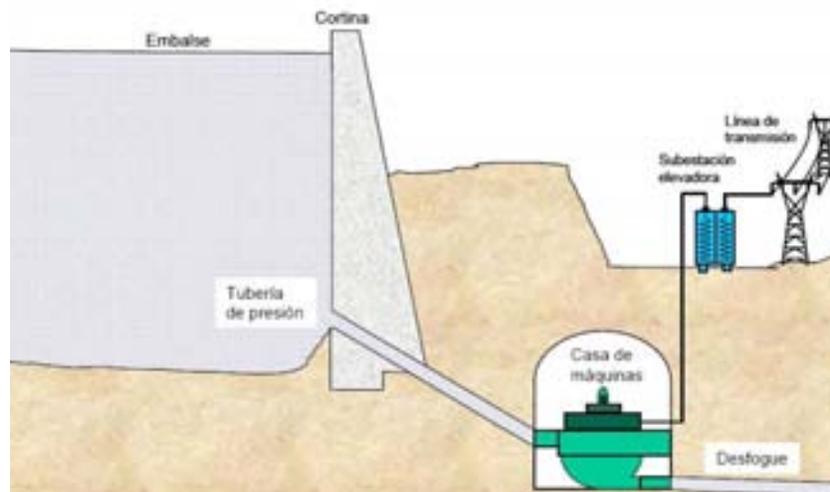
- La turbina Pelton, utilizada sobre todo cuando la diferencia de altura entre el agua y la turbina es muy grande, ya que el agua incide sobre la turbina a través de un inyector, originando prácticamente energía cinética pura.
- La turbina Turgo y la turbina Mitchel – Banki se diferencian ligeramente de la Pelton y se utilizan para desniveles medios de agua.
- La turbina Francis, también usada para grandes desniveles, pero en ella el agua incide previamente guiada por unos álabes y el rotor se mueve como resultado del exceso de

presión a la entrada y de succión a la salida.

- Existe también otro tipo de turbina utilizado para diferencias de nivel reducidas. En este caso, el rotor es una hélice diseñada para alcanzar velocidades angulares elevadas. Si el ángulo de la pala es fijo se tiene la turbina Nagler y si el ángulo es variable se tiene la turbina Kaplan.

La energía potencial del agua a un nivel elevado, puede transformarse en energía cinética por medio de la caída libre hasta un nivel inferior, o puede actuar como una fuente de presión por medio de una tubería que conecta el agua al nivel elevado con la turbina situada a un nivel más bajo. La energía de presión puede transformarse en cinética por medio de un inyector o tobera.

Las compañías suministradoras de energía eléctrica deben hacer frente una demanda muy irregular en el tiempo, lo que ha dado lugar a la aparición de las centrales de acumulación por bombeo. Estas centrales almacenan energía eléctrica durante las horas de bajo consumo para devolverla en las horas pico. La central se encuentra situada entre dos embalses y su maquinaria hidráulica permite el trasvase de agua del embalse inferior al superior durante un proceso de bombeo y viceversa durante un proceso de turbinado. En el primer caso la máquina actúa como motor síncrono y en el segundo como generador.



Fuente: CFE (2005)

Figura 1.14 Central hidroeléctrica

1.8.2. Descripción de los principales equipos

Los elementos básicos que conforman una central hidroeléctrica son:

- Un embalse donde se almacena el agua a utilizar (puede o no existir).
- Un conjunto de turbinas hidráulicas, acopladas a sus generadores.
- La subestación elevadora de tensión.
- Los equipos de control y protección.
- Las fuentes de alimentación de los servicios auxiliares.

1.8.3. Ejemplos

Éstas son unas cuantas centrales hidroeléctricas de las que hay en nuestro país:

- Aguamilpa, ubicada en Tepic, Nayarit (960 MW).
- Carlos Ramírez Ulloa, localizada en Apaxtla, Guerrero (600 MW).

- Chicoasén, que se encuentra en el municipio de Chicoasén, Chiapas (1500 MW) (Figura 1.15).



Fuente: <http://www.cfe.gob.mx/es/LaEmpresa/generacionelectricidad/visitasvirtuales/chicoasenhidroelectrica/>

Figura 1.15 Central hidroeléctrica Chicoasén, que se encuentra en el municipio de Chicoasén, Chiapas

1.9. Centrales eoloeléctricas

Cuando la radiación solar entra a la atmósfera terrestre, calienta diversas regiones del planeta con diferente intensidad (mayores temperaturas en el ecuador y menores en los polos), debido a la curvatura de la Tierra. El aire tiende a fluir de regiones calientes hacia regiones frías, lo que da origen al fenómeno atmosférico que conocemos como viento.

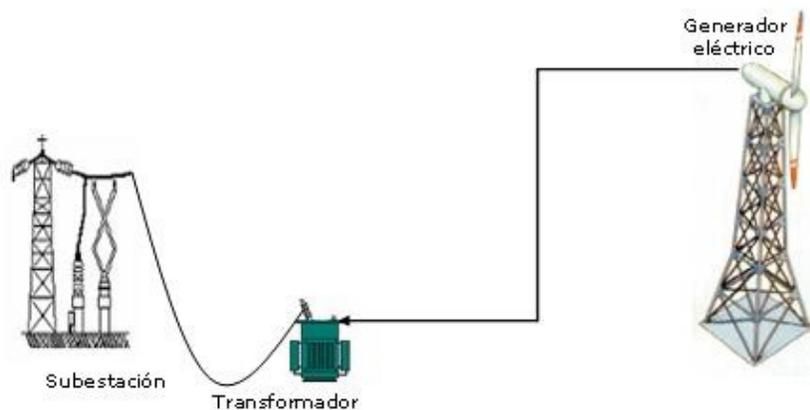
1.9.1. Principio de operación

La transformación del movimiento lineal del viento en movimiento rotacional se consigue con la exposición de superficies adecuadas a la energía del viento. Así pues, se han desarrollado

sistemas de captación eólica de eje horizontal, en los que la superficie que capta los vientos se desplaza de forma perpendicular a la dirección del viento, y sistemas de eje vertical, donde la superficie captadora se desplaza en la misma dirección del viento.

Estos sistemas se han utilizado a lo largo de los siglos para aprovechar de forma directa la energía mecánica rotacional que se obtiene, ya sea para bombeo de agua, molienda de cereales, accionamiento de compresores, metalurgia, etc. Mediante el acoplamiento de generadores eléctricos a los sistemas mencionados, puede hoy en día conseguirse la generación de energía eléctrica. Este tipo de máquina se conoce como aerogenerador (Figura 1.16).

Los aerogeneradores aprovechan la velocidad de los vientos comprendidos entre 5 y 20 metros sobre segundo. Con velocidades inferiores a 5 metros sobre segundo el aerogenerador no funciona, y por encima del límite superior debe detenerse para evitar daños a los equipos (<http://www.cfe.gob.mx/es/LaEmpresa/generacionelectricidad/eoloelectrica/#>, visitada el 4 de abril de 2008).



Fuente: <http://www.cfe.gob.mx/es/LaEmpresa/generacionelectricidad/eoloelectrica/>

Figura 1.16 Central eoloelectrica

1.9.2. Principales equipos

Una central eoloeléctrica está formada principalmente por:

- Uno o más aerogeneradores.
- La subestación elevadora de tensión.
- Las instalaciones de control y protección.
- La alimentación para los servicios auxiliares.

1.9.3. Ejemplos

Los siguientes son ejemplos de centrales eoloeléctricas:

- Central de La Venta. Se localiza a 30 kilómetros de la ciudad de Juchitán, Oaxaca (85 MW) (ver Figura 1.17).
- Central eólica de Guerrero Negro. Se ubica en las afueras de Guerrero Negro, Baja California Sur. Consta de un sólo aerogenerador (0.6 MW).



Fuente: <http://www.cfe.gob.mx/es/LaEmpresa/generacionelectricidad/visitasvirtuales/laventaeeolica/>

Figura 1.17 Central eoloelectrica La Venta, ubicada a 30 kilómetros de la ciudad de Juchitán, Oaxaca

1.10. Plantas de energía solar

La radiación solar tiene su origen en el sol, una de las más de 135,000 millones de estrellas que conforman la Vía Láctea. Debido a las reacciones de fusión nuclear que ocurren en su núcleo, el sol irradia hacia nuestro planeta grandes cantidades de energía, que nosotros percibimos como luz y calor.

La energía del sol puede convertirse en electricidad a través de dos tipos de tecnologías: primero captando su calor y luego convirtiendo este calor en electricidad a través del ciclo Rankine³ (centrales fototérmicas), o bien captando su luz y convirtiéndola directamente en energía eléctrica (centrales fotovoltaicas).

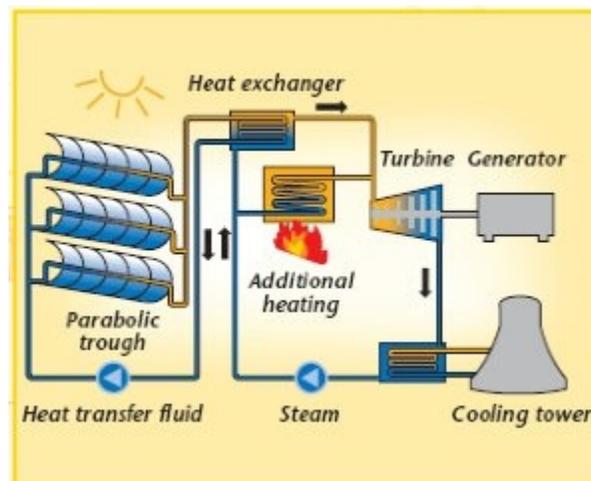
3 Ver anexo I.1

1.10.1. Centrales fototérmicas

1.10.1.1. Fundamentos de operación

Las centrales fototérmicas cuentan con espejos que concentran los rayos del sol a fin de calentar agua, la cual convertida en vapor acciona una turbina que a su vez impulsa un generador eléctrico (Figura 1.18). Existen tres variantes de este sistema de generación de energía eléctrica:

- Centrales de torre, con cientos o miles de espejos planos que concentran la luz en un punto de la torre, donde se calienta el agua cuyo vapor acciona la turbina.
- Discos parabólicos, que pueden ser usados de forma individual para el accionamiento de un motor térmico situado en su foco o ser utilizados colectivamente, formando agrupaciones, para accionar un motor térmico o turbina central.
- Cilindros parabólicos, que concentran la luz solar sobre un eje por donde circula un fluido (generalmente aceite) que se dirige hacia la zona de generación, donde calienta agua hasta producir vapor para hacer girar una turbina.



Fuente: http://pesn.com/2006/02/12/9600234_Schott_solar_thermal_plant/

Figura 1.18 Central fototérmica de cilindros parabólicos

1.10.1.2. Principales equipos

Los elementos que componen una central fototérmica son:

- El sistema para concentrar los rayos del sol y calentar el agua hasta transformarla en vapor, que puede ser de cualquiera de los tres tipos mencionados anteriormente.
- La sala de máquinas, donde se encuentran los turbogeneradores y se efectúa la conversión de energía mecánica en energía eléctrica.
- Los tanques condensadores, en el caso de que se realice un ciclo Rankine cerrado.
- El sistema de torres de enfriamiento.
- Los dispositivos de control y protección de la planta.
- La subestación elevadora de tensión, necesaria para minimizar las pérdidas por efecto Joule en las líneas de transmisión.
- Las instalaciones de servicios auxiliares, que satisfacen el consumo propio de energía eléctrica de la central.

1.10.1.3. Ejemplos

Éstos son algunos ejemplos de este tipo de centrales:

- La central Eurelios está en Italia. Es de tipo torre y su capacidad es de 1 MW.
- La central Solar Two, ubicada en el desierto de Mojave, al este de Barstow, California, es una central fototérmica tipo torre con una capacidad instalada de 10 MW (ver Figura 1.19).
- La central Sunshine-1 fue instalada en Japón. Se trata también de una central tipo torre, con una capacidad de 1 MW.



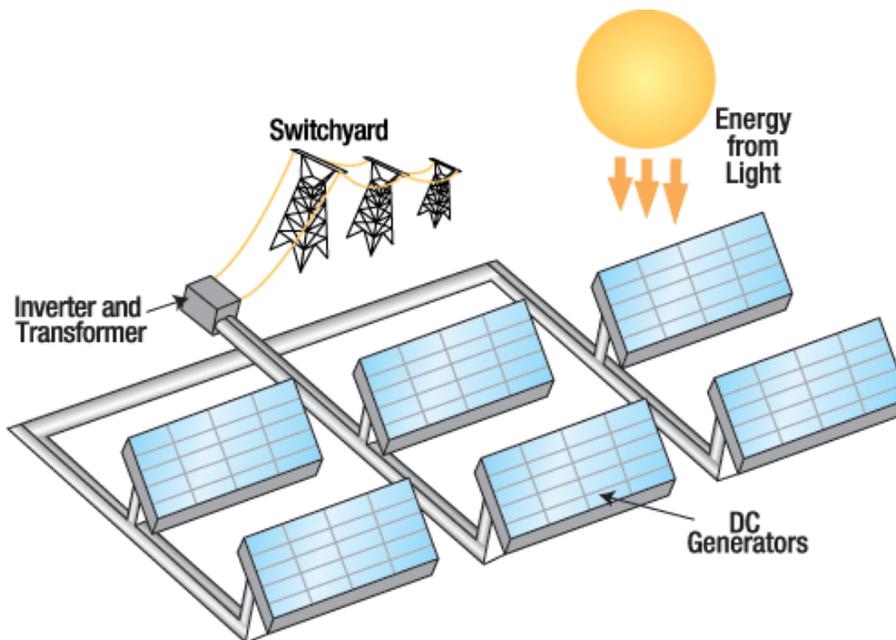
Fuente: <http://www.rise.org.au/info/Tech/hightemp/index.html?PrintFriendly=1>

Figura 1.19 Central fototérmica Solar Two, ubicada en el desierto de Mojave, al este de Barstow, California

1.10.2. Centrales fotovoltaicas

1.10.2.1. Fundamentos de operación

La conversión directa de la energía radiante del sol en energía eléctrica se lleva a cabo a través de los paneles fotovoltaicos, que están formados por dispositivos semiconductores que mediante el efecto fotoeléctrico, al recibir la luz proveniente del sol, generan una diferencia de potencial entre sus extremos. El acoplamiento en serie de varios de estos paneles permite la obtención de voltajes mayores. La corriente continua que proporcionan estos sistemas se puede transformar en corriente alterna por medio de inversores a fin de transmitirla a la red eléctrica (Figura 1.20).



Fuente: <http://www.eas.asu.edu/~holbert/eee463/SOLAR.HTML>

Figura 1.20 Central fotovoltaica

1.10.2.2. Equipos utilizados

Los equipos usados en estas centrales son:

- Un conjunto de paneles solares, que captan los rayos del sol y transforman la energía luminosa en energía eléctrica.
- El sistema de inversores que convierten la corriente directa en alterna.
- Una subestación elevadora de tensión.
- Los sistemas de control y protección de la planta.
- Las instalaciones de servicios auxiliares.

1.10.2.3. Ejemplos

Algunos ejemplos de centrales fotovoltaicas son:

- Central de Pocking, que se encuentra en Passau, Alemania. Tiene una capacidad instalada de 10 MW (Figura 1.21).
- Central Soleras, ubicada en Arabia Saudita (0.35 MW).
- Central Serpa, localizada en Portugal (11 MW).



Fuente: http://www.treehugger.com/files/2006/04/largest_solar_p.php

Figura 1.21 Central fotovoltaica de Pocking, que se encuentra en Passau, Alemania

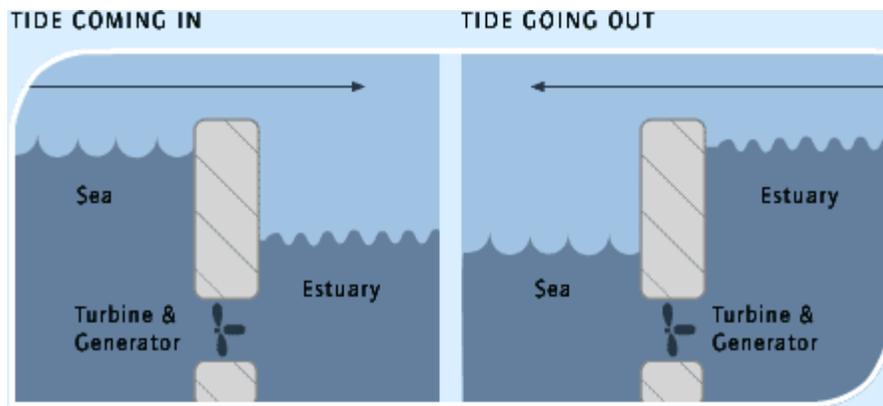
1.11. Plantas de energía maremotriz

La influencia que los campos gravitacionales de los cuerpos celestes ejercen sobre las masas oceánicas da lugar a las mareas. Las mareas más importantes son producidas por el Sol y la Luna, y están asociadas a las variaciones de las distancias entre éstos y nuestro planeta, como resultado de la rotación de la Tierra alrededor del Sol y de la Luna alrededor de la Tierra.

1.11.1. Principio de operación

Los proyectos de generación de electricidad basados en el aprovechamiento de la energía de las mareas se basan en la construcción de embalses que cierren el paso al agua y la obliguen a fluir a través de turbinas hidráulicas acopladas a generadores eléctricos.

Cuando sube la marea se abren las compuertas del dique, permitiendo el paso del agua de un lado a otro, aprovechándose este flujo de agua para hacer funcionar un conjunto de turbogeneradores. Cuando baja la marea el agua fluye en sentido contrario, abandonando el embalse, lo cual se utiliza también para generar electricidad (ver Figura 1.22).



Fuente: <http://www.generationisland.co.nz/power-to-the-people/tidal.asp>

Figura 1.22 Central maremotriz

1.11.2. Principales equipos

Éstos son los equipos básicos que conforman una central maremotriz:

- Un embalse donde se almacena el agua de mar.
- Las turbinas hidráulicas, acopladas a sus generadores.
- La subestación elevadora de tensión.

- Los equipos de control y protección.
- Las fuentes de alimentación para los servicios auxiliares.

1.11.3. Ejemplos

A continuación se mencionan algunos ejemplos de centrales maremotrices:

- Central maremotriz de la Rance, ubicada en Bretaña, Francia (240 MW) (Figura 1.23).
- Central Annapolis, localizada en Nueva Escocia, Canadá (20 MW).



Fuente: <http://www.crdp.ac-caen.fr/energies/Eau-Imp.htm>

Figura 1.23 Central maremotriz de la Rance, ubicada en Bretaña, Francia

Conclusiones

Del estudio realizado en este capítulo se desprende que el principal elemento de una central generadora es la máquina síncrona o generador eléctrico, pues es en esta máquina rotatoria donde se efectúa la conversión de la energía mecánica en eléctrica, la cual tiene lugar debido a la Ley de la Inducción Electromagnética de Faraday y a la Ley de Lenz.

Todas las tecnologías estudiadas (a excepción de la fotovoltaica) tienen como fin hacer girar la máquina síncrona para obtener un flujo de electrones a su salida. Las formas más limpias de hacerlo, con las más bajas emisiones de dióxido de carbono y otros gases contaminantes, son a través del movimiento de una masa de agua (centrales hidroeléctricas y maremotrices), con la energía del viento (centrales eololéctricas) o a través del calentamiento de agua con ayuda de las tecnologías nuclear, geotérmica o fototérmica. Por medio de las celdas fotovoltaicas se realiza de manera directa la conversión de la energía radiante del sol en energía eléctrica sin emisión de contaminantes a la atmósfera.

Debido a restricciones económicas, políticas y tecnológicas, la principal fuente de energía primaria que alimentará a las plantas generadoras de México durante los próximos años seguirá siendo los combustibles fósiles. Dado el cambio climático y otros fenómenos producidos por la contaminación que ya estamos padeciendo, resulta imperativo dar mayor prioridad al cuidado del medio ambiente a través del uso de tecnologías de generación eléctrica más limpias. Se están logrando avances con la implementación de las centrales de ciclo combinado, que producen menores emisiones de contaminantes que el resto de las centrales que utilizan combustibles fósiles; sin embargo, considero que el cambio climático sólo puede combatirse de forma efectiva cesando en la medida de lo posible la liberación de gases de invernadero a la atmósfera. Las centrales nucleares se presentan como una alternativa para lograr este fin, y serán tratadas con mayor profundidad en el siguiente capítulo.

Capítulo 2

Especificaciones de las centrales nucleoelectricas

2. Especificaciones de las centrales nucleoelectricas

Introducción

“No a Laguna Verde”. Todos hemos escuchado alguna vez estas palabras, pero detengámonos un momento para reflexionar: ¿Por qué existe entre la sociedad un rechazo generalizado hacia la energía nuclear? ¿Acaso es intrínsecamente mala? ¿Acaso lo único que puede ofrecernos son catástrofes como la de Chernobyl? ¿Tiene la sociedad un nivel educativo y cultural lo suficientemente alto para emitir un juicio razonado y válido sobre el uso de la energía nuclear? El presente capítulo busca dar respuesta a estas preguntas y servir como base para continuar el proceso de divulgación científica en torno a los riesgos y beneficios que plantea el uso de la energía nuclear.

En primera instancia, se realizará un análisis de los principales equipos utilizados en una central nucleoelectrica, haciendo énfasis en su componente principal: el reactor nuclear. En cuanto a este punto, se estudiarán los diversos tipos de reactores nucleares y el combustible que utilizan.

El siguiente punto a tratar será los aspectos económicos de las centrales nucleoelectricas, a fin de situarlas en su correspondiente nivel de viabilidad económica frente a otras tecnologías de generación eléctrica.

Por último, se abordarán los impactos ambientales de este tipo de centrales y las consecuencias que tienen en la salud y conciencia de la población, así como la alternativa que constituye la energía nuclear para combatir el calentamiento global.

2.1. Características de los principales equipos

2.1.1. Suministro de combustible

Aún cuando dentro de los reactores no se efectúa ninguna combustión en el sentido real de la palabra, se denomina combustible, por analogía, al material cuyos núcleos se fisioan¹ al bombardearse con una fuente de neutrones para obtener calor. El principal combustible utilizado en una central nucleoelectrica es el uranio (Figura 2.1). Este elemento pasa por diversas etapas entre su extracción en una mina y su utilización en un reactor.

El término uranio natural se refiere al uranio con la proporción isotópica que se presenta en la naturaleza; esto es, 99.27% de U-238, 0.72% de U-235 y 0.005% de U-234. Este término se utiliza sin importar el estado químico en que se encuentre el elemento.

El uranio es un elemento relativamente común que se encuentra en muchos tipos de rocas y también en los océanos. Se trata de un metal bastante pesado, con una densidad casi el doble de la del plomo.

Después de su extracción, el mineral que contiene el uranio es triturado a fin de separar los compuestos de este elemento mediante su disolución en ácido sulfúrico. Luego de este proceso, el uranio se encuentra en forma de un polvo comprimido que debe ser procesado para obtener el tipo de combustible requerido. En algunos reactores antiguos el combustible utilizado es simplemente uranio metálico, pero la forma más usual en la actualidad es el dióxido de uranio, UO_2 , que es un material cerámico duro, químicamente resistente y fácil de confinar en forma de pastillas.

¹ El anexo II.1 muestra las principales características del proceso de fisión nuclear.



Fuente: <http://es.wikipedia.org/wiki/Imagen:UraniumUSGOV.jpg>

Figura 2.1 Mineral de uranio

Si los procesos descritos anteriormente son los únicos involucrados en la fabricación del combustible nuclear, se dice que el reactor utiliza uranio natural, bien sea en forma metálica, de óxido o como algún otro compuesto químico.

La mayoría de los reactores que se usan hoy en día requieren uranio enriquecido, y para obtenerlo el uranio es enviado primero a una planta de enriquecimiento, donde en primer lugar es transformado en el gas hexafluoruro de uranio (UF_6). Mediante procesos de difusión a través de membranas y de centrifugación de este gas, se aumenta la proporción del isótopo fisil U-235 a aproximadamente un 3% (Figura 2.2). Posteriormente, el UF_6 enriquecido es convertido en pastillas de UO_2 . El material no útil con bajo contenido de U-235 (0.2 a 0.3% de U-235 y el resto de U-238) que resulta de estos procesos es conocido como uranio empobrecido.



Fuente: http://en.wikipedia.org/wiki/Image:Gas_centrifuge_cascade.jpg

Figura 2.2 Equipo de centrifugación de gas utilizado en el enriquecimiento de uranio

Cuando el combustible es conducido de las instalaciones del fabricante a la planta nucleoelectrica, su transporte debe llevarse a cabo en contenedores adecuados y acordes con las regulaciones nacionales e internacionales (IAEA, 1979). Al llegar éste a la central, debe inspeccionarse en busca de daños o defectos de fabricación.

Luego de esto, el combustible debe ser almacenado en un área específica para este propósito, que debe de estar limpia, libre de polvo y material moderador y aislada de factores ambientales como atmósferas corrosivas. El almacenamiento puede realizarse en estantes abiertos, botes sin tapa o en los contenedores de transporte, siempre cuidando que las masas sean subcríticas.² El combustible puede ser manipulado por grúas con sistemas adecuados de sujeción que eviten accidentes.

Cuando el combustible se carga en el reactor, las pastillas se introducen en tubos de una aleación de zirconio, estaño, hierro, cromo y níquel conocida como zircaloy, utilizada debido a su baja absorción de neutrones (Graves, 1979). Estos tubos se cargan en el núcleo del reactor mediante procedimientos específicos según su tipo.

² La masa crítica es la cantidad mínima de material necesaria para que se mantenga una reacción nuclear en cadena (Sauteron, 1965).

2.1.2. El reactor nuclear

Como sabemos, una central nucleoelectrica aprovecha el calor que se obtiene al fisurar átomos pesados en dispositivos denominados reactores. Existe una gran variedad de ellos, pero todos tienen ciertos elementos en común.

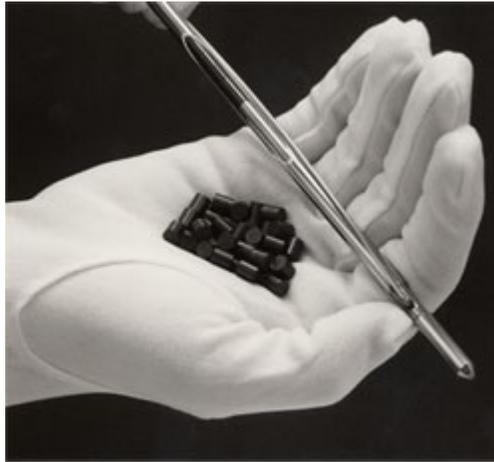
El requerimiento básico para una reacción en cadena controlada es que un neutrón de cada fisión interactúe con otro núcleo fisible para así inducir una nueva fisión. Si esto no sucede, la reacción en cadena se detiene, y si fuese más de un neutrón la reacción en cadena se favorece. Hay pues cuatro componentes esenciales en el núcleo de un reactor de neutrones lentos.

2.1.2.1. Componentes fundamentales de un reactor nuclear

a) Combustible

En el apartado 2.1.1 se mencionó que el principal combustible que se utiliza en una central nucleoelectrica es el uranio, bien sea en forma metálica o de óxido; no obstante, existen otros materiales fisibles que pueden usarse como combustible. Éstos son el Pu-239 y el U-233, que se producen artificialmente a partir de los isótopos no fisibles U-238 y Th-232³, respectivamente (Figura 2.3).

3 A estos isótopos no fisibles, a partir de los cuales se pueden obtener materiales fisibles, se les denomina isótopos fértiles.



Fuente: http://es.wikipedia.org/wiki/Imagen:Nuclear_fuel_pellets.jpeg

Figura 2.3 Pastillas de combustible nuclear

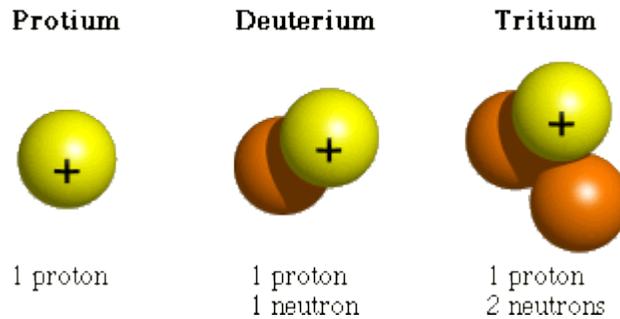
Por ejemplo, el Pu-239 se obtiene al bombardear con neutrones los átomos de U-238. Esto da lugar en primera instancia a un átomo de U-239, y al desintegrarse uno de sus neutrones produciendo un protón y un electrón, siendo este último conocido como radiación β , el U-239 (con una vida media de 23 minutos) se transforma en Np-239. Nuevamente, un neutrón del Np-239 (que tiene una vida media de 2.3 días) se desintegra originando un protón y un electrón que es emitido de nuevo como radiación β , obteniéndose finalmente el Pu-239.

b) Moderador

Los neutrones que se generan como consecuencia de la fisión de los núcleos del combustible, tienden a emitirse a velocidades de aproximadamente 20,000 km/s. Enrico Fermi demostró en los años 30 que la probabilidad de que un neutrón fuera absorbido por un núcleo de U-235, a fin de dar lugar a una reacción en cadena exitosa, aumenta al disminuir su velocidad (Boyle, Godfrey et al., 2003). Ésta debe reducirse hasta aproximadamente 2 km/s, proceso que se conoce como termalización de los neutrones, lo cual se logra intercalando alguna sustancia cuyos átomos frenen a los neutrones por medio de choques. Dicha sustancia recibe el nombre de moderador, pues modera la velocidad de los neutrones para aumentar así el número de fisiones.

Entre los moderadores más comunes se encuentran el agua natural o ligera, el grafito y el agua pesada, cuyas moléculas están formadas por el isótopo del hidrógeno llamado deuterio (Figura 2.4). A diferencia del hidrógeno del agua natural, que tiene únicamente un protón en su núcleo, el del deuterio está formado por un protón y un neutrón (CFE, 2006b).

The Nuclei of the Three Isotopes of Hydrogen



Fuente: <http://education.jlab.org/glossary/isotope.html>

Figura 2.4 Los tres isótopos del hidrógeno: protio o hidrógeno, deuterio y tritio

El principal requerimiento para tener un moderador eficiente es que reduzca rápidamente la velocidad de los neutrones sin absorberlos (Boyle, Godfrey et al., 2003). Los mejores moderadores tienen átomos ligeros. Si un neutrón rápido choca con un objeto estático de masa semejante, como un núcleo ligero, llegaría casi a detener su movimiento. Por otra parte, si choca con un núcleo mucho más pesado, el neutrón rebotaría sin sufrir un cambio significativo en su velocidad.

Las sustancias que se utilizan como moderadores absorben diferentes cantidades de neutrones. Por ejemplo, el agua natural absorbe más neutrones que el agua pesada, pues el neutrón cuya velocidad se desea reducir tiende a combinarse con el protón que se encuentra solo en el núcleo del hidrógeno. Para compensar el efecto que esta absorción tiene sobre el número de fisiones, se debe aumentar el número de átomos de U-235 enriqueciendo el combustible (CFE, 2006b); en cambio, el deuterio del agua pesada no absorbe el neutrón, por lo que ésta puede usarse de manera efectiva como moderador para el uranio natural. El moderador más fácil de obtener es el

carbono, que puede usarse en forma de grafito, y aunque su núcleo es más pesado que el del deuterio, su nivel de absorción de neutrones es bajo, por lo que puede usarse con uranio natural.

c) Refrigerante

El intenso calor que se genera en el interior del reactor a consecuencia de la fisión nuclear, debe ser extraído para producir el vapor que se requiere para mover las turbinas de la central generadora y, al mismo tiempo, mantener lo suficientemente baja la temperatura de los diferentes elementos del reactor para evitar su deterioro. Esto se logra por medio de algún fluido refrigerante que puede ser gaseoso (dióxido de carbono o helio) o líquido (agua, agua pesada o sodio fundido).

La ventaja de usar un moderador líquido es que también puede usarse como refrigerante, como ocurre en la mayoría de los reactores moderados por agua. El grafito, como sabemos, es sólido, por lo que un reactor moderado por grafito requiere el uso de un fluido refrigerante (Boyle, Godfrey et al., 2003).

d) Control

El control de las fisiones en el reactor, y en consecuencia el calor que generan, se logra incorporando algún material capaz de absorber neutrones. El cadmio y el boro cumplen muy bien este propósito (Boyle, Godfrey et al., 2003), y la reacción puede ser controlada al incrementar o disminuir la cantidad de éstos presente en el núcleo del reactor. Esto se logra ya sea al añadir dichos materiales al moderador, por medio de barras de control que pueden ser movidas hacia adentro o hacia afuera, o bien al combinar éstos y otros métodos. Otro aspecto de ingeniería de control es la capacidad de lidiar con eventos como un incremento súbito en el ritmo de fisión, y todos los reactores deben incluir sistemas para dar una rápida respuesta a estas emergencias.

Además de estos elementos fundamentales, se necesitan estructuras de contención para impedir la

fuga de radiaciones y materiales radiactivos hacia el exterior del reactor. Éstas se ilustran en la sección 4.1.2.2, inciso d. Las diferentes combinaciones de combustible, moderador, refrigerante y sistemas de control dan lugar a los diversos tipos de reactores, mismos que estudiaremos a continuación.

2.1.2.2. Tipos de reactores nucleares

Los reactores que serán descritos a continuación son los principales tipos que se encuentran actualmente en operación. El tamaño de las centrales varía, pero generalmente un reactor que utiliza combustible enriquecido produce unos 3 GW de potencia térmica, suministrando vapor a turbogeneradores que en su conjunto proporcionan 1 GW de potencia eléctrica. La carga típica de combustible para estos reactores es de aproximadamente 100 toneladas, un tercio de la cual es reemplazada anualmente (Boyle, Godfrey et al., 2003).

a) Reactor de Agua Pesada a Presión (*Pressurized Heavy Water Reactor* – PHWR o CANDU)

La principal característica de este reactor desarrollado en Canadá y conocido también como CANDU (*Canadian – Deuterium – Uranium*), consiste en que utiliza uranio natural como combustible y agua pesada como moderador y enfriador. La recarga de combustible puede realizarse sin suspender su operación.

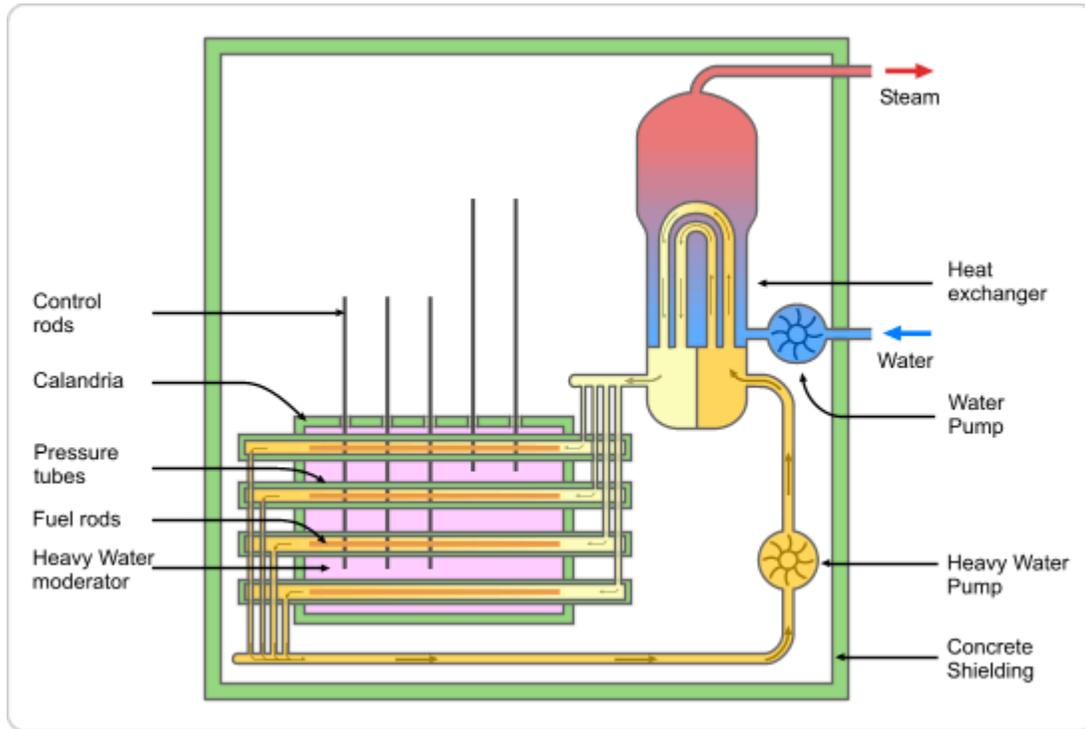
El núcleo del reactor se encuentra dentro de un cilindro horizontal de acero de aproximadamente 8 metros de longitud y 8 metros de diámetro denominado calandria, atravesado horizontalmente por tubos de paredes relativamente gruesas llamados tubos de presión, en cuyo interior se alojan los elementos combustibles. La calandria está llena de agua pesada, que actúa como moderador de los neutrones (CFE, 2006b) y no está presurizada, ya que el moderador permanece a una temperatura inferior a 100 °C (Boyle, Godfrey et al., 2003). Ésta está rodeada por un escudo

contra radiaciones hecho de concreto.

Por dentro de los tubos de presión, bañando los elementos combustibles, circula agua pesada que actúa como refrigerante de dichos elementos, y su temperatura se eleva sin llegar a entrar en ebullición, debido a que la presión en el interior de los tubos es muy alta (CFE, 2006b).

El agua pesada caliente pasa después al generador de vapor, donde transfiere su energía térmica a un circuito de agua natural y la hace hervir. El vapor generado mueve el turbogenerador para producir energía eléctrica; después se condensa y regresa de nuevo al generador de vapor. Por su parte, el agua pesada regresa al reactor para continuar refrigerando los elementos combustibles (Figura 2.5).

Con una temperatura de vapor de aproximadamente 300 °C, el reactor CANDU tiene una eficiencia térmica relativamente baja, pero ésta queda compensada con su eficiente uso del uranio. Producen aproximadamente 50 millones de kWh de energía eléctrica por cada tonelada de uranio, comparada con los 35 millones que producen los reactores de agua ligera y los 3000 kWh por cada tonelada de carbón en una central carboeléctrica (Boyle, Godfrey et al., 2003).



Fuente: http://en.wikipedia.org/wiki/Image:CANDU_reactor_schematic.png

Figura 2.5 Reactor PHWR o CANDU

b) Reactor de Agua a Presión (*Pressurized Water Reactor – PWR*)

En este tipo de reactor, el combustible se encuentra dentro de una vasija a presión llena de agua natural, que desempeña el papel tanto de moderador como de refrigerante. Como en el caso del reactor CANDU, el agua no hierve debido precisamente a la presión interna de la vasija (CFE, 2006b).

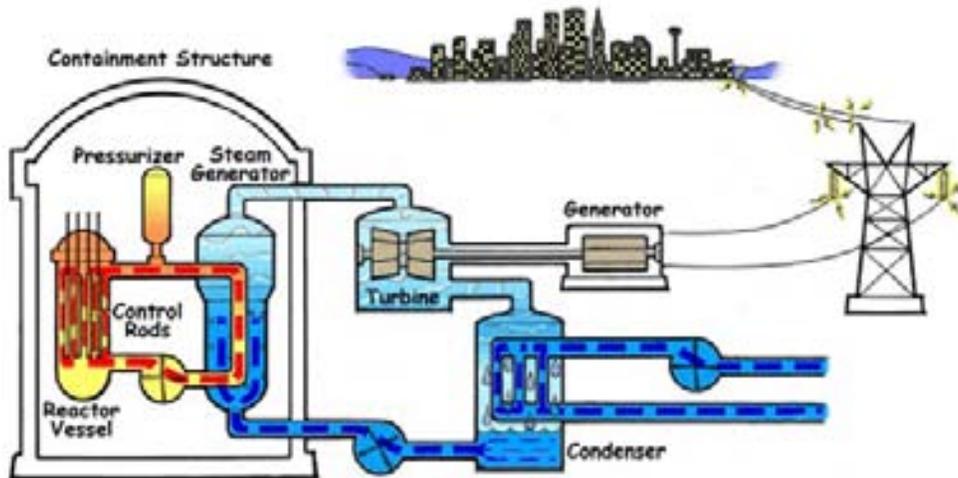
Después, el agua transmite su energía térmica a otro circuito de agua natural y la hace entrar en ebullición, fenómeno que tiene lugar en el generador de vapor. Dicho vapor se utiliza para mover el turbogenerador, después de lo cual es condensado y regresa de nuevo al generador de vapor. Por su parte, el agua a presión, después de haber transmitido el calor, se reintegra para repetir su ciclo (Figura 2.6).

El núcleo de este reactor está conformado por un ensamble de aproximadamente 50 000 tubos metálicos delgados y largos, que en su interior contienen las pastillas de combustible. Como ya se indicó, se encuentra sumergido en el agua natural de la vasija a presión, la cual está hecha de acero y tiene por lo general 12 metros de alto con paredes de 20 centímetros de espesor. La inserción y extracción de las barras de control y de los tubos de combustible se hace desde la parte superior de la vasija.

Una presión de más de 100 atmósferas evita que el agua hierva, incluso a su temperatura máxima de 300 °C (Boyle, Godfrey et al., 2003). Mantener esta presión es muy importante, puesto que el enfriamiento del reactor requiere agua y no vapor, ya que este último eliminaría mucho menos calor.

El peligro de una pérdida masiva de refrigerante debe tomarse seriamente en cuenta, pues si una de las tuberías se fracturara, la pérdida de presión provocaría que el agua se convirtiera en vapor casi instantáneamente y éste escaparía por la fractura. Por supuesto, en este caso una pérdida de refrigerante es también una pérdida de moderador, así que la reacción en cadena se detendría. No obstante, es necesario un sistema de enfriamiento de emergencia que entre rápidamente en operación, y estos reactores por lo general poseen varios de ellos.

Un PWR produce en promedio unos 3 GW térmicos, suficientes para dos turbogeneradores de 500 MW. Este tipo de reactores utiliza como combustible uranio enriquecido con una proporción de U-235 del 3.5%, y su carga es de alrededor de 75 toneladas de combustible (Boyle, Godfrey et al., 2003).



Fuente: <http://www.nrc.gov/reading-rm/basic-ref/students/reactors.html>

Figura 2.6 Reactor PWR

c) Reactor de Agua Hirviente (*Boiling Water Reactor – BWR*)

Se asemeja mucho al PWR, ya que también utiliza agua natural como moderador y enfriador y uranio enriquecido como combustible. Ambos tipos integran la familia de los reactores de agua natural o ligera.

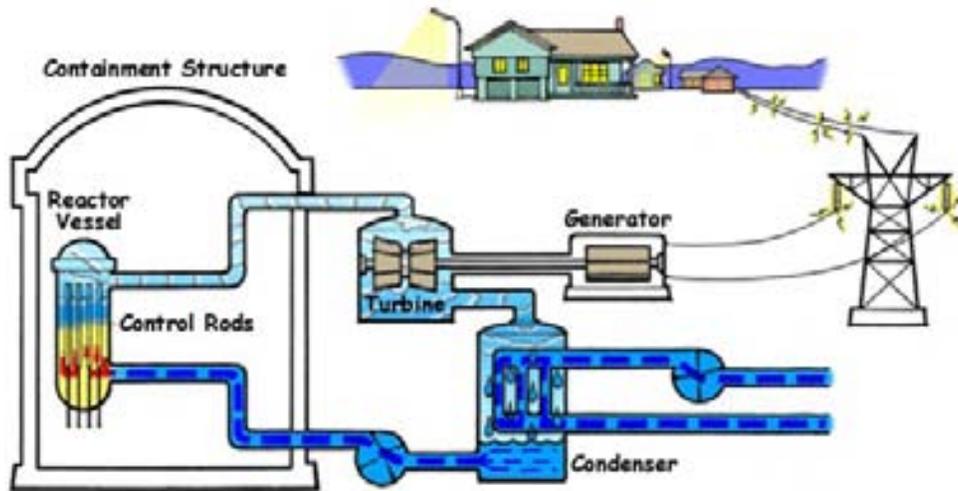
La diferencia estriba en que en el reactor BWR el agua sí entra en ebullición dentro de la vasija, gracias a que la presión interior es menor que en el PWR, produciéndose directamente el vapor que se utiliza para mover el turbogenerador (CFE, 2006b). La vasija es más grande que la de un PWR, con el núcleo sumergido en el fondo y el vapor a presión sobre la superficie del agua.

El hecho de no tener generadores de vapor reduce los costos y las pérdidas de calor, pero el BWR opera a menor temperatura y presión que el PWR, de tal modo que su eficiencia no difiere mucho.

Después de mover la turbina, el vapor se condensa y regresa al reactor para repetir el ciclo

(Figura 2.7). Existe la desventaja de que el vapor radiactivo fluye hacia la turbina; sin embargo, el reactor BWR es el segundo más utilizado en el mundo, después del PWR (ver sección 3.2.1).

Este tipo de reactor es el utilizado en la central nucleoelectrica de Laguna Verde.



Fuente: <http://www.nrc.gov/reading-rm/basic-ref/students/reactors.html>

Figura 2.7 Reactor BWR

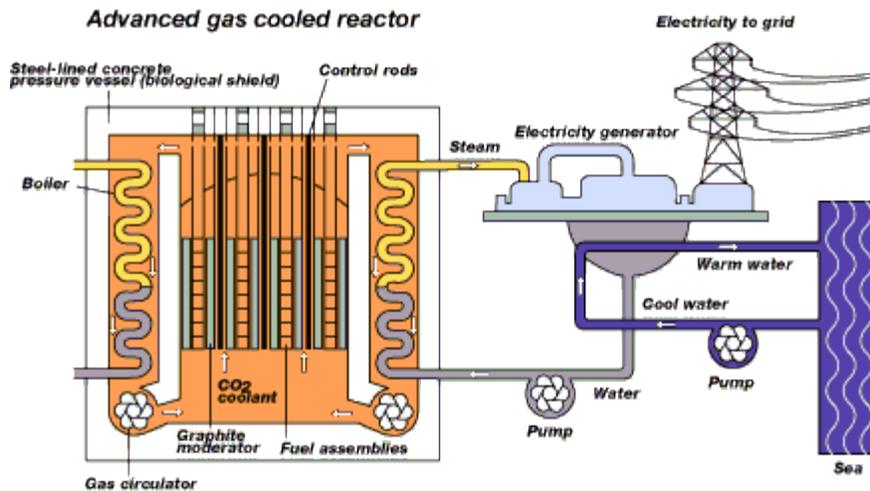
**d) Reactor Enfriado por Dióxido de Carbono y Moderado por Grafito
(Gas Cooled Reactor - GCR)**

Aún cuando en las primeras etapas de desarrollo de la industria nucleoelectrica estos reactores ocuparon un lugar importante, su popularidad ha disminuido sensiblemente con el tiempo debido principalmente a razones económicas.

A diferencia de los anteriores, este sistema no utiliza agua como enfriador, sino dióxido de carbono; emplea grafito como moderador y uranio natural en forma de metal como combustible (CFE, 2006b).

La estructura de su núcleo es completamente diferente a la de sus contrapartes enfriadas por agua. En lugar de estar formado por tubos metálicos delgados, éste está hecho de grafito sólido. Tiene varios cientos de canales verticales donde se insertan los tubos que contienen el combustible, los cuáles son más cortos que los de un PWR. El dióxido de carbono gaseoso que actúa como refrigerante se bombea a través del núcleo a una presión de cerca de 40 atmósferas (Boyle, Godfrey et al., 2003), y éste transmite su calor a un circuito de agua, donde se genera el vapor que fluye a la turbina (Figura 2.8).

La vasija es una estructura de concreto reforzado, un sistema que según los partidarios de este tipo de reactores es menos susceptible a fallos catastróficos que la vasija de acero de un PWR. Otra ventaja es que el refrigerante es ya un gas y el núcleo de grafito tiene una alta capacidad de absorción del calor en caso una falla en el sistema de refrigeración.

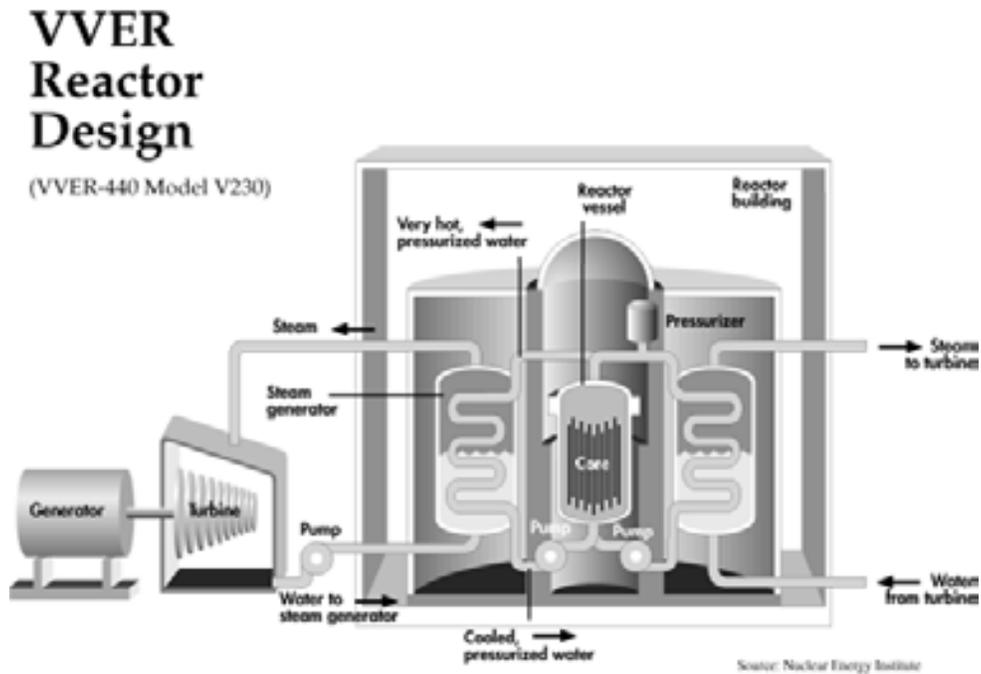


Fuente: <http://www.nucleartourist.com/type/gcr.htm>

Figura 2.8 Reactor GCR

e) Reactores rusos

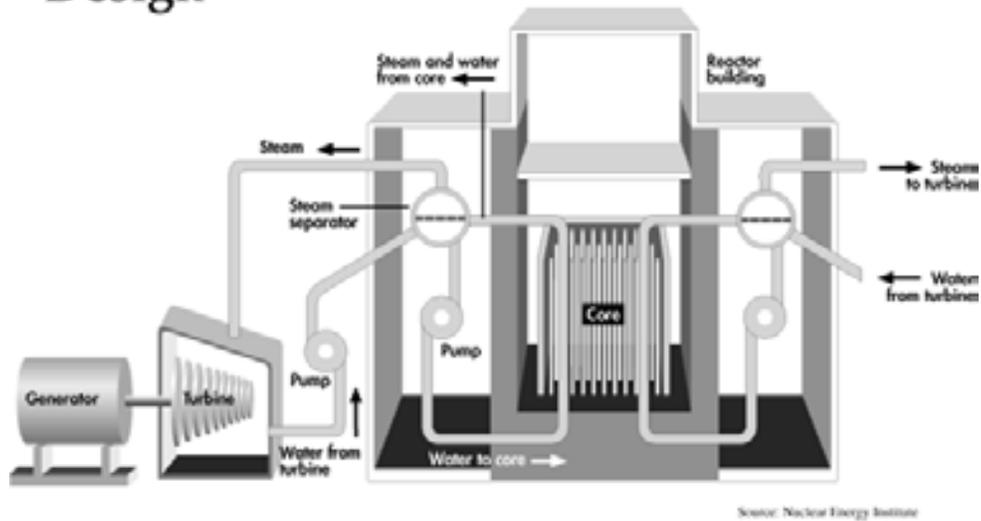
Hay dos tipos principales de reactores que fueron creados durante la era soviética. Uno es el VVER (*Veda-Vodyanoi Energetichesky Reaktor* o Reactor de Potencia Enfriado por Agua), que es un reactor de agua a presión bastante diferente al PWR americano. Un ejemplo de ello es que tiene varios circuitos de enfriamiento separados en lugar de una sola vasija a presión (Figura 2.9). El otro tipo, el RBMK (Reactor de Canal de Alta Potencia o *Reaktor Bolshoi Moshchnosty Kanalny* en ruso), está basado en los primeros reactores militares soviéticos y usa grafito como moderador, agua ligera como refrigerante y uranio enriquecido a un 5% de U-235 como combustible (Figura 2.10). Los reactores de la central nucleoelectrica de Chernobyl son de este segundo tipo.



Fuente: http://www.insc.anl.gov/neisb/neisb4/NEISB_1.1.html

Figura 2.9 Reactor VVER

RBMK Reactor Design



Fuente: http://www.insc.anl.gov/neisb/neisb4/NEISB_1.1.html

Figura 2.10 Reactor RBMK

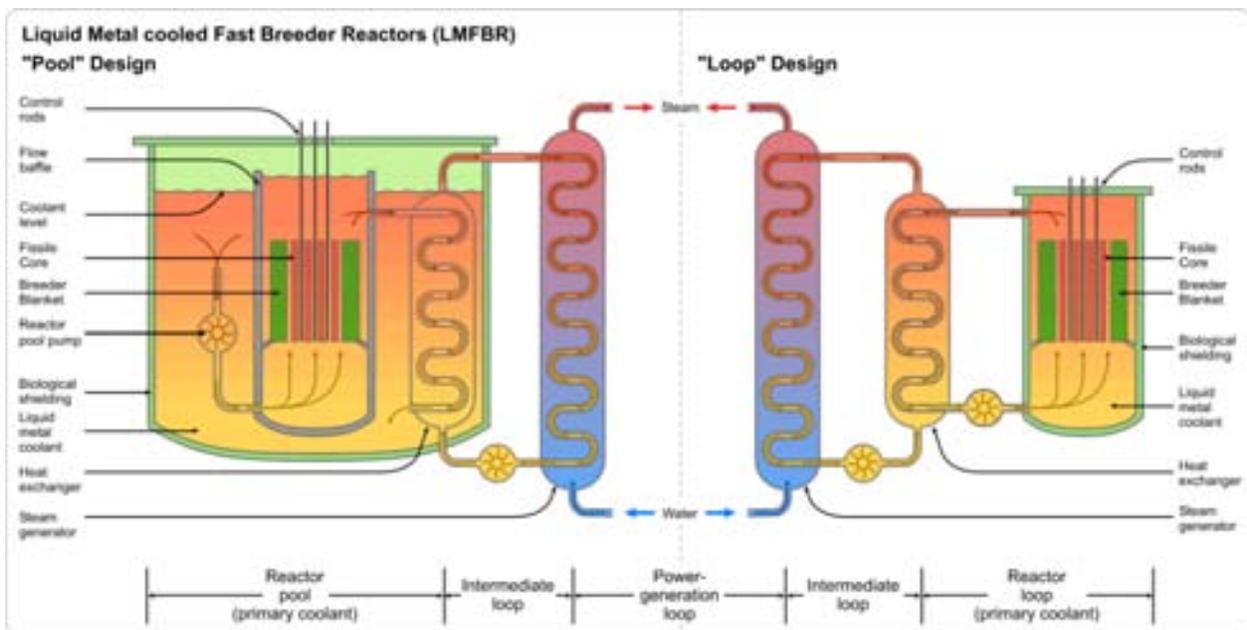
f) Reactor Rápido de Cría Enfriado por Sodio (*Liquid Metal Fast Breeder Reactor – LMFBR*)

Este reactor utiliza combustible enriquecido en más del 20%, ya sea con U-235 o Pu-239 (CFE, 2006b), el cuál se introduce en tubos verticales de acero de tres metros de longitud y seis milímetros de diámetro. Su peculiaridad es que el núcleo se rodea con un manto de uranio natural o empobrecido.

Al absorber neutrones poco moderados, el U-238 contenido en este manto se transforma en Pu-239 a través de la reacción que se explicó en la sección 2.1.2.1 inciso a, y de esta manera el reactor cría nuevo combustible en mayor cantidad que el que consume. El plutonio criado puede utilizarse como carga inicial de nuevos reactores de cría o como recargas de reactores CANDU, PWR, BWR o GCR.

El combustible altamente enriquecido de un reactor de cría genera más calor por unidad de volumen que el generado en los otros tipos de reactores. El refrigerante debe ser capaz de absorber este calor extra y también debe tener átomos razonablemente pesados para que no actúe como moderador, pues la reacción de cría se favorece con neutrones rápidos. Es por ello que se utiliza sodio, metal que se funde a aproximadamente 100 °C y hierve a los 900 °C, por lo que es líquido a la temperatura de 600 °C que tiene el núcleo del reactor, sin necesidad de altas presiones (Boyle, Godfrey et al., 2003).

El sodio líquido circula a través del núcleo del reactor y transfiere su calor a un circuito intermedio de este mismo metal fundido, el cual pasa a un intercambiador de calor donde se genera el vapor que finalmente hará girar el turbogenerador (Figura 2.11). El sodio es muy activo químicamente, ardiendo en contacto con el aire y reaccionando violentamente con el agua, por lo que es esencial que los dos circuitos de sodio fundido estén bien aislados.



http://en.wikipedia.org/wiki/Image:LMFBR_schematics.png

Figura 2.11 Dos diseños diferentes de reactor LMFBR

2.1.3. El cuarto de máquinas

En el cuarto de máquinas de una central nuclear, como en el de toda central de ciclo Rankine, se encuentran la turbina y el generador eléctrico.

Los valores nominales y el arreglo de turbinas de baja, media y alta presión del turbogenerador dependen del tipo de reactor utilizado y de las características específicas de la planta nuclear, por lo que se mencionará como ejemplo el sistema utilizado en las dos unidades de la central nucleoelectrica de Laguna Verde, el cual posee una turbina de alta presión y dos de baja presión, opera con una presión de vapor de 68.2 kgf/cm^2 a la entrada de la turbina de alta presión y de 13.3 kgf/cm^2 a la entrada de la turbina de baja presión; el generador es de polos lisos, tiene una capacidad máxima de 682.44 MW y trabaja a 60 Hz con una tensión de 22 kV (Figura 2.12).⁴ Las características de la central Laguna Verde se detallan en la sección 4.1.2.2.



Fuente: <http://www.cfe.gob.mx/es/LaEmpresa/generacionelectricidad/visitasvirtuales/lagunaverdenucleoelctrica/generador.htm>

Figura 2.12 Generador de la central nucleoelectrica de Laguna Verde

⁴ Datos tomados de <http://www.cfe.gob.mx/es/LaEmpresa/generacionelectricidad/visitasvirtuales/lagunaverdenucleoelctrica/>, visitada el 4 de abril de 2008.

2.1.4. Otros equipos

2.1.4.1. El sistema de enfriamiento

El sistema de enfriamiento o de agua de circulación es uno de los elementos más importantes en una central termoeléctrica, ya que gracias a éste se regula la temperatura del ciclo termodinámico. Una de las funciones principales de este sistema es recuperar, en forma de vapor condensado, el agua del ciclo termodinámico Rankine, pues el costo del tratamiento del agua es elevado. Además, también reduce la presión de escape de la turbina de baja presión, lo que provoca una mejor eficiencia del ciclo termodinámico de la central (CFE, 2005).

2.1.4.2. Los sistemas de control, seguridad y operación de la planta

La función básica de estos sistemas es mantener el funcionamiento adecuado de la central y detener la operación del reactor ante cualquier situación que pudiera poner en riesgo la seguridad. Esto se logra mediante la inserción súbita de las barras de control en el núcleo del reactor, operación conocida como SCRAM (*Safety Control Rod Automatic Motion*) y que se lleva a cabo en unos cuantos segundos (CFE, 2006b).

De igual modo, los sistemas de control, seguridad y operación deben asegurar que el núcleo estará debidamente refrigerado en cualquier condición. Durante la operación normal, esta función la desempeña el sistema de agua de alimentación. Si este sistema fallara, el enfriamiento del reactor quedaría a cargo de los sistemas de enfriamiento de emergencia del núcleo, cuya misión consiste en evitar que éste llegue a alcanzar temperaturas superiores a 1,500 °C, situación que provocaría la fusión de las barras que contienen el combustible. De ocurrir esto, las barreras de contención del edificio del reactor deben evitar una contingencia mayor (ver sección 4.1.2.2, inciso d).

2.1.4.3. La subestación elevadora de tensión

Es necesario elevar la tensión para reducir las pérdidas de potencia debidas al efecto Joule. Por ello, la subestación elevadora de tensión es un elemento de gran importancia en todas las plantas generadoras.

2.1.4.4. Las instalaciones de servicios auxiliares

Son las instalaciones que tienen como función satisfacer las necesidades de energía eléctrica e iluminación de la central y proporcionar energía a los sistemas de control, monitoreo y seguridad, a fin de garantizar una operación segura y confiable.

2.2. Características económicas

En este apartado se estudiarán los costos que implica la instalación y operación de las centrales generadoras, haciendo énfasis en las centrales nucleoelectricas.

Es importante señalar que las centrales termoeléctricas convencionales a base de combustóleo con dos unidades de 350 MW, son consideradas como centrales de referencia por CFE; por esto, los costos relativos a esta central están asociados a un índice igual a 100. A partir de tal índice se reflejan las diferencias relativas de los costos correspondientes a las diversas tecnologías (CFE, 2005).

2.2.1. Costos de inversión

El costo de inversión comprende los siguientes conceptos: mano de obra, equipos, materiales y otros (servicios y gastos diversos). El renglón de servicios comprende a su vez una parte de mano de obra y una pequeña fracción de equipo y materiales, los cuales no es posible identificar por separado.

Se distinguen tres componentes fundamentales del costo unitario de inversión: costo directo, costo directo más indirecto y costo actualizado al inicio de la operación⁵. Los tres costos de inversión para cada tipo de central son presentados en la siguiente tabla.

⁵ Estos tres conceptos se explican en el Anexo II.2.

**Tabla 2.1 Costo unitario de inversión en pesos, tasa de descuento del 12%
(precios medios de 2006)**

Central	Potencia bruta (MW)	Directo		Directo más indirecto		Actualización al inicio de operación		
		\$/kW	Índice	\$/kW	Índice	\$/kW	Índice	
Térmica convencional	2 x 350	9,297.19	100	10,217.61	100	12,307.04	100	
	2 x 160	11,209.84	121	12,319.61	121	14,664.64	119	
	2 x 84	13,076.19	141	14,370.74	141	17,150.02	139	
	2 x 37.5	15,855.89	171	17,425.62	171	20,138.94	164	
Turbogás aeroderivada gas	1 x 43.4	5,976.84	64	6,126.26	60	6,478.28	53	
Turbogás industrial gas	1 x 85	4,809.25	52	4,929.48	48	5,212.73	42	
Turbogás industrial gas "F"	1 x 190	3,937.59	42	4,036.03	40	4,305.54	35	
	"G"	1 x 266	3,583.21	39	3,672.79	36	3,918.05	32
Turbogás aeroderivada diesel	1 x 41.3	5,852.51	63	5,998.82	59	6,343.52	52	
Ciclo combinado gas 1 x 1 "F"	1 x 291	5,031.80	54	5,298.48	52	6,089.30	49	
	2 x 1 "F"	1 x 585	4,654.43	50	4,901.11	48	5,595.45	45
	1 x 1 "G"	1 x 398	4,662.20	50	4,909.30	48	5,642.03	46
	2 x 1 "G"	1 x 798	4,253.03	46	4,478.44	44	5,112.90	42
Diesel	2 x 18.7	14,696.68	158	15,475.61	151	17,350.92	141	
	3 x 13.5	15,313.41	165	16,125.02	158	17,798.74	145	
	3 x 3.4	18,223.15	196	19,188.98	188	20,500.10	167	
1 / Carboeléctrica	2 x 350	12,258.60	132	13,790.93	135	17,093.27	139	
1 / Carb. supercrítica s/desulf.	1 x 700	10,387.11	112	11,685.50	114	15,222.26	124	
1 / Carb. supercrítica c/desulf.	1 x 700	11,461.69	123	12,894.40	126	16,718.72	136	
Nuclear (ABWR)	1 x 1,356	15,912.09	171	16,755.43	164	21,875.29	178	
2 / Geotermoelectrica								
Cerro Prieto	4 x 26.95	10,534.28	113	13,220.52	129	15,034.74	122	
Los Azufres	4 x 26.60	10,855.38	117	13,623.50	133	15,493.02	126	
3 / Hidroeléctrica								
Aguamilpa	3 x 320	16,055.53	173	18,046.42	177	26,346.57	214	
Agua Prieta	2 x 120	19,133.40	206	21,505.95	210	30,307.10	246	
La Amistad	2 x 33	9,731.54	105	10,938.25	107	14,254.81	116	
Bacurato	2 x 46	13,884.39	149	15,606.06	153	20,337.94	165	
Caracol	3 x 200	15,603.10	168	17,537.89	172	25,783.32	210	
Comedero	2 x 50	16,107.38	173	18,104.70	177	24,564.13	200	
Chicoasén	5 x 300	16,274.61	175	18,292.66	179	26,015.98	211	
Peñitas	4 x 105	20,564.00	221	23,113.94	226	33,786.81	275	
Zimapán	2 x 146	47,207.79	508	53,061.56	519	69,748.59	567	

1 Para integrar al costo directo de inversión el correspondiente a la terminal de recibo y manejo de carbón deberán sumarse 1500.62 pesos/kW

2 Los valores relacionados con centrales geotermoelectricas corresponden exclusivamente a la central; el costo asociado al campo geotérmico forma parte del concepto de combustible.

3 Debido a que cada proyecto hidroeléctrico presenta características particulares en su construcción, CFE da a conocer la información disponible de proyectos recientemente terminados, o bien en proceso de construcción, para garantizar un alto grado de confiabilidad en los costos.

Fuente: CFE (2006a)

Los costos unitarios directo y directo más indirecto de la Tabla 2.1 no deben utilizarse como base de comparación entre proyectos, ya que cada medio de generación tiene un programa de inversión específico, basado en el programa de construcción de la obra. Al tomar en cuenta el valor del dinero en el tiempo, los costos relativos de la inversión pueden variar considerablemente en algunos casos, como puede apreciarse en las cifras de costo actualizado al inicio de la operación en la misma Tabla 2.1.

Los parámetros vida económica (período después del cual una máquina o instalación debe ser desmantelada o reemplazada debido a sus costos excesivos o baja rentabilidad) y factor de planta (la relación entre la energía eléctrica producida por un generador o conjunto de generadores durante un intervalo de tiempo determinado y la energía que habría sido producida si este generador o conjunto de generadores hubiese funcionado durante ese intervalo de tiempo a su potencia máxima posible en servicio), no influyen en la determinación de los costos unitarios de inversión de la Tabla 2.1. Los efectos de dichos parámetros reflejan el costo nivelado de inversión, expresado en pesos/MWh (Tabla 2.2).

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 útil para comparar dos o más proyectos optativos que permiten obtener un mismo producto. La Comisión Federal de Electricidad aplica el concepto de costo nivelado a la energía generada por cada una de las tecnologías analizadas, con fines comparativos.

**Tabla 2.2 Costo nivelado de inversión en pesos, \$/MWh neto generado
(precios medios de 2005)**

Central	Potencia bruta (MW)	Tasa 12%		Tasa 14%	
		\$/MWh	Índice	\$/MWh	Índice
Térmica convencional	2 x 350	216.95	100	252.51	100
	2 x 160	299.94	138	348.44	138
	2 x 84	351.79	162	408.84	162
	2 x 37.5	421.68	194	487.59	193
Turbogás aeroderivada gas	1 x 43.4	674.65	311	769.14	305
Turbogás industrial gas	1 x 85	542.47	250	618.45	245
Turbogás industrial gas "F"	1 x 190	437.84	202	499.87	198
"G"	1 x 266	400.11	184	456.79	181
Turbogás aeroderivada diesel	1 x 41.3	658.62	304	750.86	297
Ciclo combinado gas 1 x 1 "F"	1 x 291	98.86	46	114.20	45
2 x 1 "F"	1 x 585	90.74	42	104.70	41
1 x 1 "G"	1 x 398	91.48	42	105.67	42
2 x 1 "G"	1 x 798	82.81	38	95.56	38
Diesel	2 x 18.7	362.84	167	414.17	164
	3 x 13.5	374.70	173	426.66	169
	3 x 3.4	437.86	202	496.01	196
Carboeléctrica	2 x 350	361.82	167	423.05	168
C. dual s/desulfurador	2 x 350	370.68	171	433.36	172
C. dual c/desulfurador	2 x 350	420.42	194	491.65	195
Nuclear (ABWR)	1 x 1,356	323.36	149	384.59	152
1 / Geotermoeléctrica					
Cerro Prieto	4 x 26.95	238.61	110	275.17	109
Los Azufres	4 x 26.60	242.62	112	279.80	111
Hidroeléctrica					
Aguamilpa	3 x 320	1,204.54	555	1,464.72	580
Agua Prieta	2 x 120	1,677.32	773	2,027.93	803
La Amistad	2 x 33	595.56	275	710.61	281
Bacurato	2 x 46	734.19	338	876.03	347
Caracol	3 x 200	1,104.30	509	1,345.50	533
Comedero	2 x 50	906.39	418	1,089.25	431
Chicoasén	5 x 300	731.44	337	886.36	351
Peñitas	4 x 105	776.37	358	944.78	374
Zimapán	2 x 146	1,530.88	706	1,830.30	725

1 Se refiere exclusivamente a la central.

Fuente: CFE (2005)

Al observar el costo nivelado de inversión, puede notarse que con un índice de 149 para la tasa de descuento de 12% y 152 para la tasa de descuento de 14%, las centrales nucleoelectricas resultan bastante competitivas en comparación con la mayoría de las tecnologías presentadas, por lo que constituyen una buena opción para el parque de generación desde el punto de vista de los costos de inversión.

2.2.2. Costos de operación y mantenimiento

El costo de operación y mantenimiento del MWh neto generado considera dos componentes, uno fijo y otro variable. Los costos fijos están presentes independientemente de la operación de la planta, y por lo tanto no están directamente relacionados con la energía generada; este renglón incluye los conceptos de salarios, prestaciones, seguro social, servicios de terceros, gastos generales y materiales (excepto del área de operación). Son costos variables los que guardan una relación directa con la generación de energía eléctrica. En este renglón sólo son considerados los costos de materiales del área de operación.

La Tabla 2.3 presenta los costos de operación y mantenimiento fijos y variables de las tecnologías consideradas. En el caso de los proyectos geotérmicos, las cifras están referidas exclusivamente a la central, ya que los costos inherentes al campo geotérmico son incluidos dentro del costo del combustible.

**Tabla 2.3 Costos de operación y mantenimiento en pesos
(precios medios de 2006)**

Central	Potencia bruta (MW)	Fijo (\$/MW-año)	1_ / Variable (\$/MWh)	2_ / Total (\$/MWh)	Índice
Térmica convencional	2 x 350	267,984.99	2.61	45.90	100
	2 x 160	390,697.72	3.23	76.41	166
	2 x 84	538,618.59	3.84	104.95	229
	2 x 37.5	765,302.75	4.77	151.31	330
Turbogás aeroderivada gas	1 x 43.4	268,635.65	3.65	251.69	548
Turbogás industrial gas	1 x 85	137,162.20	1.46	128.02	279
Turbogás industrial gas "F"	1 x 190	55,516.95	1.46	52.57	115
"G"	1 x 266	39,654.96	1.46	38.12	83
Turbogás aeroderivada diesel	1 x 41.3	295,499.22	4.02	276.04	601
Ciclo combinado gas 1 x 1 "F"	1 x 291	331,710.76	2.93	51.68	113
2 x 1 "F"	1 x 585	247,037.49	2.93	39.19	85
1 x 1 "G"	1 x 398	279,319.76	2.93	43.93	96
2 x 1 "G"	1 x 798	206,736.41	2.93	33.24	72
Diesel	2 x 18.7	766,413.61	46.69	188.49	411
	3 x 13.5	806,656.06	51.34	201.58	439
	3 x 3.4	1,008,680.15	60.63	251.24	547
Carboeléctrica	2 x 350	424,965.70	2.57	67.93	148
Carb. supercrítica s/desulf.	1 x 700	342,902.16	9.04	61.32	134
Carb. supercrítica c/desulf.	1 x 700	392,605.42	16.36	79.05	172
3_ / Nuclear (ABWR)	1 x 1,356	578,864.71	4.02	85.09	185
4_ / Geotermoeléctrica					
Cerro Prieto	4 x 26.95	587,074.80	0.44	85.53	186
Los Azufres	4 x 26.60	560,504.70	0.44	80.60	176
Hidroeléctrica					
Aguamilpa	3 x 320	74,227.16	0.22	33.88	74
Agua Prieta	2 x 120	125,639.14	0.25	69.22	151
La Amistad	2 x 33	277,569.46	0.29	111.64	243
Bacurato	2 x 46	223,542.51	0.28	77.76	169
Caracol	3 x 200	94,864.94	0.23	38.02	83
Comedero	2 x 50	212,021.37	0.28	78.24	170
Chicoasén	5 x 300	76,718.73	0.22	20.93	46
Peñitas	4 x 105	135,588.82	0.25	30.17	66
Zimapán	2 x 146	112,575.80	0.24	24.75	54

1 No incluye costos de agua.

2 Costo del MWh neto generado.

3 El costo variable incluye un cargo de 0.24 pesos/MWh por concepto de manejo y gestión de residuos nucleares.

4 Se refiere exclusivamente a la central.

Fuente: CFE (2006a)

De la Tabla 2.3 se desprende que el índice de 185 que presentan las centrales nucleoelectricas en sus costos de operación y mantenimiento representa un nivel de costos competitivo comparado con otras tecnologías más usadas en nuestro país, tomando en cuenta su alta capacidad de generación (1,356 MW).

2.2.3. Costos del combustible

El cargo por combustible es un costo nivelado, el cual depende del escenario de evolución del precio del combustible en cuestión (excepto en las centrales geotermoeléctricas e hidroeléctricas), del precio externo de referencia y de la tasa de descuento utilizada.

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. En el cálculo de estos costos pueden ser utilizados precios externos de referencia a fin de eliminar posibles distorsiones de los precios internos de los energéticos en México, corregidos de acuerdo con el escenario de evolución de los mismos. El precio externo de referencia utilizado por CFE es representativo del valor de los energéticos en algunos mercados internacionales relevantes para México, en tanto que la tasa de descuento empleada corresponde al 12 % (CFE, 2005).

En las centrales hidroeléctricas, el cargo causado por el uso del agua turbinada representa el costo del combustible. Al vapor geotérmico le son imputados los costos de desarrollo, extracción, conducción, así como la operación y mantenimiento del campo geotérmico.

Cabe destacar que 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 radiactivos.⁶ CFE considera en sus estudios un ciclo de combustible para un reactor avanzado del tipo ABWR de capacidad de 1,356 MW.⁷ El ciclo

6 Ver secciones 4.1.2.3 y 4.1.2.4.

7 Ver anexo III.1, inciso a.

tiene una duraci3n de 6 a1os, lo cual da lugar a un costo nivelado por este concepto (CFE, 2005).

El costo nivelado por concepto de combustible por cada MWh neto generado para las diferentes tecnologas de generaci3n, es presentado en la Tabla 2.4.

Tabla 2.4 Costo de generaci3n por concepto de combustible en pesos, tasa de descuento del 12% (precios medios de 2006)

Central	Potencia bruta (MW)	Combustible	Costo nivelado del combustible	
			(\$/MWh)	ndice
T3rmica convencional	2 x 350	Combust3leo	567.60	100
	2 x 160	Combust3leo	590.11	104
	2 x 84	Combust3leo	662.29	117
	2 x 37.5	Combust3leo	714.85	126
Turbog3s aeroderivada gas	1 x 43.4	Gas	741.89	131
Turbog3s industrial gas	1 x 85	Gas	938.30	165
Turbog3s industrial gas "F"	1 x 190	Gas	833.07	147
	"G"	Gas	790.30	139
Turbog3s aeroderivada diesel	1 x 41.3	Diesel	978.96	172
Ciclo combinado gas 1 x 1 "F"	1 x 291	Gas	553.29	97
	2 x 1 "F"	Gas	551.53	97
	1 x 1 "G"	Gas	546.88	96
	2 x 1 "G"	Gas	545.91	96
Diesel	2 x 18.7	Combust3leo	438.15	77
	3 x 13.5	Combust3leo	443.55	78
	3 x 3.4	Combust3leo	489.37	86
Carboel3ctrica	2 x 350	Carb3n nacional	211.64	37
C. dual s/desulfurador	2 x 350	Carb3n importado 0.7% S	232.64	41
C. dual c/desulfurador	2 x 350	Carb3n importado 2.0% S	193.61	34
Nuclear (ABWR)	1 x 1,356	Uranio enriquecido	74.93	13
1_/ Geotermoel3ctrica				
Cerro Prieto	4 x 26.95	Vapor geot3rmico	243.23	43
Los Azufres	4 x 26.60	Vapor geot3rmico	212.38	37
Hidroel3ctrica				
Aguamilpa	3 x 320	Agua	9.07	2
Agua Prieta	2 x 120	Agua	2.44	0
La Amistad	2 x 33	Agua	20.81	4
Bacurato	2 x 46	Agua	11.32	2
Caracol	3 x 200	Agua	12.92	2
Comedero	2 x 50	Agua	14.71	3
Chicoas3n	5 x 300	Agua	6.69	1
Pe1itas	4 x 105	Agua	35.83	6
Zimap3n	2 x 146	Agua	2.07	0

1 Se refiere al costo del vapor geot3rmico.

Fuente: CFE (2006a)

Las centrales nucleoelectricas representan la mejor opción de centrales termoelectricas en cuanto a los costos por concepto de combustible, sobre todo teniendo en cuenta que los costos incluyen el ciclo completo del combustible nuclear. Su manejo eficiente del combustible y su nula emisión de gases de invernadero en el proceso de generación hace de este tipo de centrales una excelente opción para combatir el cambio climático.

2.2.4. Costos del agua

Generalmente las centrales generadoras consumen agua, y dependiendo del proceso de generación, su consumo puede ser menor o mayor. Existen centrales donde el consumo de agua es mínimo y se requiere únicamente para riego de áreas verdes, sistema contra incendio o servicios del personal que opera la planta; en otros casos, el agua es imprescindible para el proceso de generación y el consumo es mayor.

Dado que el costo del agua varía de acuerdo con la zona de disponibilidad de agua en que se ubique la planta generadora, y tomando en cuenta que el consumo de este líquido puede diferir incluso para el mismo tipo de central de acuerdo con las características específicas del sistema de enfriamiento utilizado, el costo por consumo de agua sólo puede considerarse al estudiar un proyecto de generación específico.

2.2.5. Costo total de generación

El costo total de generación está compuesto por la suma de los costos de inversión, combustible, operación y mantenimiento. En la Tabla 2.5 se muestra el costo unitario de generación para algunos tipos de plantas generadoras.

**Tabla 2.5 Costo unitario de generación en pesos, tasa de descuento del 12%
(precios medios de 2006)**

Central	Potencia bruta (MW)	Inversión		1_ / Combustible		2_ / Operación y mantenimiento		Total		
		(\$/MWh)	Índice	(\$/MWh)	Índice	(\$/MWh)	Índice	(\$/MWh)	Índice	
Térmica convencional	2 x 350	220.39	100	567.6	100	65.57	100	853.56	100	
	2 x 160	304.46	138	590.11	104	99.45	152	994.02	116	
	2 x 84	356.86	162	662.29	117	130.08	198	1149.23	135	
	2 x 37.5	427.42	194	714.85	126	178.6	272	1320.87	155	
Turbogás aeroderivada gas	1 x 43.4	663.02	301	741.89	131	256.39	391	1661.3	195	
Turbogás industrial gas	1 x 85	533.12	242	938.3	165	132.72	202	1604.14	188	
Turbogás industrial gas "F"	1 x 190	439.33	199	833.07	147	57.26	87	1329.66	156	
"G"	1 x 266	401.47	182	790.3	139	42.82	65	1234.59	145	
Turbogás aeroderivada diesel	1 x 41.3	647.26	294	978.96	172	280.73	428	1906.95	223	
3_ / Ciclo combinado gas 1 x 1 "F"	1 x 291	99.2	45	553.29	97	61.76	94	714.25	84	
	2 x 1 "F"	1 x 585	91.04	41	551.53	97	49.23	75	691.8	81
	1 x 1 "G"	1 x 398	91.79	42	546.88	96	53.99	82	692.66	81
	2 x 1 "G"	1 x 798	83.09	38	545.91	96	43.23	66	672.23	79
4_ / Diesel	2 x 18.7	365.44	166	438.15	77	189.43	289	993.02	116	
	3 x 13.5	377.38	171	443.55	78	203	310	1023.93	120	
	3 x 3.4	440.99	200	489.37	86	252.68	385	1183.04	139	
5_ / 6_ / Carboeléctrica	2 x 350	291.4	132	211.64	37	89.06	136	592.1	69	
5_ / 6_ / Carb. supercrítica s/desulf.	1 x 700	257.26	117	232.64	41	76.6	117	566.5	66	
5_ / 6_ / Carb. supercrítica c/desulf.	1 x 700	295.89	134	193.61	34	95.05	145	584.55	68	
7_ / 8_ / Nuclear (ABWR)	1 x 1,356	332.74	151	74.93	13	102.15	156	509.82	60	
9_ / Geotermoelectrica										
Cerro Prieto	4 x 26.95	241.53	110	243.23	43	86.26	132	571.02	67	
Los Azufres	4 x 26.60	245.6	111	212.38	37	81.33	124	539.31	63	
Hidroeléctrica										
Aguamilpa	3 x 320	1284.53	583	9.07	2	33.88	52	1327.48	156	
Agua Prieta	2 x 120	1788.71	812	2.44	0	69.22	106	1860.37	218	
La Amistad	2 x 33	614.8	279	20.81	4	111.64	170	747.25	88	
Bacurato	2 x 46	757.91	344	11.32	2	77.76	119	846.99	99	
Caracol	3 x 200	1104.3	501	12.92	2	38.02	58	1155.24	135	
Comedero	2 x 50	971.15	441	14.71	3	78.24	119	1064.1	125	
Chicoasén	5 x 300	755.08	343	6.69	1	20.93	32	782.7	92	
Peñitas	4 x 105	801.47	364	35.83	6	30.17	46	867.47	102	
Zimapán	2 x 146	1632.55	741	2.07	0	24.75	38	1659.37	194	

1 El costo se deriva del escenario medio de evolución de los precios de los combustibles (marzo de 2006).

2 El costo de operación y mantenimiento incluye el correspondiente a el agua, excepto para las hidroeléctricas que se considera en el combustible.

3 Número de turbinas de gas por cada turbina de vapor (1x1 ó 2x1) y modelo de turbina de gas (F ó G).

4 Los motores de combustión interna son de dos tiempos.

5 La central "Carboeléctrica" opera con carbón doméstico, las restantes con carbón importado.

6 Para integrar al costo de inversión el correspondiente a la terminal de recibo y manejo de carbón deberán sumarse 31.87 pesos/MWh.

7 El costo unitario de inversión incluye un cargo por desmantelamiento de 0.95 pesos/MWh.

8 El costo del combustible incluye un cargo por manejo de combustible irradiado de 11.4 pesos/MWh.

9 El costo del combustible se refiere a la inversión, operación y mantenimiento del campo geotérmico.

Fuente: CFE (2006a)

Considerando que las centrales nucleoelectricas tienen el más bajo índice (60) en el costo total de generación de las centrales presentadas, se puede deducir que estas plantas generadoras constituyen la mejor opción para el parque de generación nacional desde el punto de vista financiero. No obstante, es de gran importancia considerar los impactos sociales y ambientales que provocan, los cuales serán tratados en las siguientes secciones.

2.3. Impactos sociales y medioambientales

2.3.1. Medición de la radiactividad

Una fuente radiactiva se caracteriza por el número de partículas que emite por segundo. Esto es su intensidad en becquerels (Bq). Una pieza de material con una actividad de 1 MBq emite un millón de partículas por segundo. El becquerel sustituye a la antigua unidad de medida de intensidad de una fuente, el curie (Ci). Una fuente de un curie emitiría 3.7×10^{10} partículas por segundo (Boyle, Godfrey et al., 2003).

La siguiente tabla muestra la vida media y radiactividad de unos cuantos radioisótopos. La comparación de los dos isótopos del uranio que aquí aparecen muestra que una mayor actividad da lugar a una vida media más corta.

Tabla 2.6 Vida media y actividad de algunos isótopos radiactivos

Isótopo	U-238	U-235	Pu-239	Sr-90	I-131
tipo de partícula emitida ¹	α	α	α	β	β
vida media	4.5×10^9 años	7.0×10^8 años	24,000 años	28 años	8.1 días
actividad en 1 g del isótopo ²	12,000 Bq	79,000 Bq	2,300 MBq	5.3 TBq	4,600 TBq
masa para 10,000 Bq	0.81 g	0.13 g	4.3 μ g	0.0019 μ g	2.2 pg

1 Hay emisión de partículas γ en todos los casos, exceptuando al Sr-90.

2 Se refiere a un gramo del isótopo puro, y es la actividad antes de que su decaimiento radiactivo dé origen a productos que modifiquen la muestra.

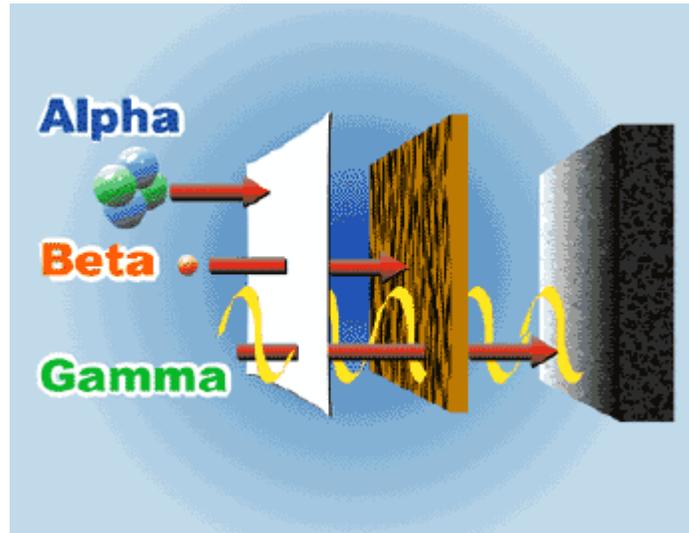
Fuente: Boyle, Godfrey et al. (2003)

Es importante hacer notar que una actividad de 10,000 Bq/m³ resulta bastante alta para una exposición continua, y requiere no más de dos partes por mil billones de I-131 en el aire. Una muestra radiactiva encapsulada considerada segura para un laboratorio de uso académico, tiene una actividad de alrededor de 10,000 Bq.

Una fuente radiactiva es considerada segura o insegura de acuerdo con la sustancia que ésta sea y en dónde se encuentre. De este modo, una muestra encapsulada usada adecuadamente en un laboratorio emite una radiactividad imperceptible comparada con la radiactividad natural que recibimos continuamente, pero 10,000 Bq de plutonio en forma soluble entrando directamente al torrente sanguíneo resultan extremadamente peligrosos.

2.3.2. Las radiaciones y sus efectos en los seres vivos

La radiactividad es la emisión espontánea de partículas del núcleo de los átomos. Cada isótopo de cada elemento más allá del bismuto en la tabla periódica es inestable y por lo tanto radiactivo (Boyle, Godfrey et al., 2003). Existen tres tipos diferentes de radiactividad, cada uno con diferentes poderes penetrantes (Figura 2.13).



Fuente: <http://www.cvgs.k12.va.us/RESEARCH/Final/sresch06/elabd/intro.htm>

Figura 2.13 Las partículas α , β y γ

2.3.2.1. Partículas α

Estas partículas son las menos penetrantes y pueden ser detenidas por una hoja de papel, un par de pulgadas de aire o la piel humana. Ernest Rutherford las identificó como núcleos de helio, formados por dos protones y dos neutrones. Como puede deducirse, un núcleo que emite una partícula α experimenta una reducción de dos en su número atómico y cuatro en su número de masa, convirtiéndose en un isótopo (muchas veces radiactivo) del elemento que está dos lugares antes en la tabla periódica.

Dado que las partículas α son fácilmente detenidas, sólo representan un riesgo serio a la salud si la sustancia radiactiva entra en el cuerpo, bien sea por inhalación o por ingestión de comida o bebidas contaminadas.

2.3.2.2. Partículas β

Son más penetrantes que las partículas α , pero se pueden detener con una hoja delgada de metal o unos pocos milímetros de casi cualquier material. Se trata de electrones con una gran cantidad de energía.

La emisión de partículas β se debe a la desintegración de un neutrón para dar origen a un protón y un electrón. Esto es posible porque un neutrón es ligeramente más pesado que la suma de las masas de un protón y un electrón. La masa restante aparece como la energía que posee el electrón, de acuerdo con la ecuación de Einstein:

$$E = mc^2 .$$

Un elemento que emite una partícula β sufre un decremento de uno en su número de neutrones, pero su número de protones aumenta en uno, así que el elemento se convierte en el siguiente de la tabla periódica sin ver afectado su número de masa.

La radiación β puede penetrar la piel, causando quemaduras. No obstante, al igual que la radiación α , sólo producirá daños internos si la fuente radiactiva es ingerida o inhalada.

2.3.2.3. Partículas γ

Son radiaciones electromagnéticas de muy corta longitud de onda. La emisión de radiaciones γ constituye generalmente un proceso de estabilización, por medio del cual un núcleo pierde algún exceso de energía, frecuentemente luego de haberse presentado la emisión α o β , o tras una fisión nuclear. Este proceso no afecta el número de protones o neutrones, por lo que el núcleo antes y después de la emisión γ sólo difiere en la energía que posee, recibiendo así el nombre de isómeros nucleares (Boyle, Godfrey et al., 2003).

Estas radiaciones son equivalentes a rayos X de alta energía, pueden ser detenidas únicamente por varios centímetros de plomo, acero o concreto, y junto con los neutrones que inducen radiactividad en los materiales contra los que colisionan, son el principal peligro asociado a la tecnología nuclear.

2.3.2.4. Efectos en la salud

Cuando las partículas de alta velocidad o la radiación penetrante provenientes de una fuente radiactiva pasan a través de cualquier material, vivo o no, destruyen los átomos y moléculas, y la energía disipada al hacer esto es una medida del daño que causan. El daño biológico es unas diez veces más grande para la energía proporcionada por partículas pesadas como α o neutrones que aquella entregada por partículas β , γ o rayos X. Esto también depende de otros factores, como el tipo de tejido y la tasa a la que la energía es entregada. La unidad que toma estos factores en cuenta es el sievert (Sv).

Las partículas β , rayos γ y rayos X entregan una dosis de radiación de 1 Sv al depositar 1 J de energía por cada kg de tejido (Boyle, Godfrey et al., 2003).

Las partículas α y los neutrones entregan una dosis de radiación de 1 Sv al depositar 0.1 J de energía por kg de tejido (Boyle, Godfrey et al., 2003).

La radiación natural proviene de la radiación cósmica que llega a la Tierra desde el espacio exterior, de las rocas radiactivas y de radiosótopos presentes de forma natural en la comida. La dosis individual promedio proveniente de estas fuentes es aproximadamente de 1 mSv al año. Si se considera la dosis que generan los usos médicos e industriales de los materiales radiactivos, así como la que proporcionan los rayos X de las radiografías, la dosis total es de unos 1.6 mSv al año. Esta dosis puede variar según los niveles de radiactividad de las rocas presentes en el terreno donde se viva, así como la altitud.

Una dosis de 10 Sv o más casi siempre conduce a la muerte al término de unas horas o días. Dosis de 1 a 10 Sv provocan envenenamiento por radiación, que puede resultar fatal. Con dosis menores a 1 Sv los efectos disminuyen, hasta que para los 0.1 Sv no hay efectos inmediatos perceptibles. Los principales efectos a largo plazo de las dosis de radiación bajas son el desarrollo de algún tipo de cáncer y la posibilidad de alteraciones genéticas; sin embargo, con dosis individuales menores a 0.01 mSv generadas por la operación normal de las centrales nucleoelectricas, los casos anuales de cáncer en la población presentan un aumento prácticamente imperceptible estadísticamente hablando (Boyle, Godfrey et al., 2003).

Existen puntos de vista divergentes en cuanto a este último punto, pues se puede argumentar que los niveles de exposición a la radiación son mayores cerca de las instalaciones nucleares, ya sean minas, plantas generadoras o de procesamiento de combustible, etc., lo cual puede verse reflejado en una mayor incidencia de cánceres entre los trabajadores y entre la población de las regiones próximas a éstas, a pesar de que en las estadísticas a nivel nacional esto pueda parecer imperceptible.

2.3.3. El problema de la producción de combustible nuclear

Como se expresó en el apartado 2.1.1, el combustible nuclear se obtiene principalmente de yacimientos minerales. Si bien el uranio por sí solo no es altamente radiactivo, en el yacimiento mineral está acompañado de los productos de su decaimiento, los cuales resultan potencialmente peligrosos, sobre todo el gas radón, que representa un riesgo severo para la salud de los mineros. Así, resulta vital tener una excelente ventilación en la mina.

Un segundo problema medioambiental que surge como consecuencia de la producción de combustible, son los residuos que resultan de la extracción del uranio contenido en la veta mineral. Dependiendo de la concentración de uranio existente en el mineral, pueden tenerse hasta 1,000 toneladas de residuos por cada tonelada de uranio extraída (Boyle, Godfrey et al., 2003).

La mezcla de residuos contiene todos los radioisótopos presentes en la veta (excepto el uranio, claro), y su radiactividad inicial puede llegar a ser de hasta 20 veces la del uranio obtenido. Es por ello que el confinamiento adecuado de los residuos resulta esencial.

Otro inconveniente de la producción de combustible nuclear es el uranio empobrecido que se obtiene como residuo del proceso de enriquecimiento. Con un promedio de 3.5% de enriquecimiento y 0.25% de empobrecimiento, cada tonelada de uranio enriquecido da lugar a 6 toneladas de uranio empobrecido (Boyle, Godfrey et al., 2003). Éste generalmente es tratado como desecho, si bien el uranio empobrecido metálico puede tener usos militares no nucleares como la fabricación de municiones (Figura 2.14), y puede ser también utilizado en los reactores de cría.



Fuente: http://news.bbc.co.uk/hi/spanish/science/newsid_2948000/2948237.stm

Figura 2.14 Municiones con uranio empobrecido

2.3.4. El problema del combustible gastado

Generalmente, cada elemento de combustible nuclear pasa de tres a seis años en el reactor. La Tabla 2.7 muestra la composición del combustible gastado que es removido del núcleo del reactor al final de este período.

Tabla 2.7 Combustible gastado de un reactor térmico de fisión

Material	Cantidad (kg)	Notas
U-235	7	La fisión del U-235 habrá contribuido con unos dos tercios de la potencia del reactor. Su concentración en el combustible gastado es más o menos la misma que la del uranio natural.
U-238	940	El contenido original de U-238 habrá reducido debido a la absorción de neutrones, produciéndose plutonio y otros actínidos.
Plutonio	9	Más de la mitad del plutonio producido a partir del U-238 habrá experimentado su fisión nuclear, contribuyendo con cerca de un tercio de la potencia del reactor.
Productos de la fisión	38	Estos isótopos radiactivos ligeros, con vidas medias que van de fracciones de segundo a unos cuantos años, contribuyen con poco más del 99% de la radiactividad inicial del combustible gastado.
Actínidos, U-236, etc.	6	Los isótopos radiactivos pesados, muchos con vidas medias muy largas, contribuyen con la mayor parte de la radiactividad luego de unos cuantos cientos de años.

La tabla muestra los principales constituyentes de una tonelada de combustible gastado removida luego de 3 años de uso en el reactor. Estas cantidades son típicas de un reactor PWR que usa combustible enriquecido a un 3.5% de U-235.

Fuente: Boyle, Godfrey et al. (2003)

El combustible gastado es altamente radiactivo, y el calor transferido por las partículas emitidas a los átomos que las rodean es suficiente para fundir el material sólido en unos cuantos minutos. Cualquier sistema de almacenamiento de estos residuos radiactivos debe proveer un escudo contra la radiación y un sistema eficiente para extraer el calor.

De este modo, tras ser removido del reactor, el combustible gastado es normalmente sumergido en tanques de agua equipados con sistemas de enfriamiento, donde reposa al menos durante un año. Transcurrido este tiempo, el combustible gastado puede ser desechado o reprocesado.

El desecharlo involucra dejar el combustible gastado en tanques durante varias décadas, de tal modo que la radiactividad y la emisión de calor caigan a niveles que permitan otras formas más compactas de almacenamiento, que bien pueden ser un proceso de vitrificación (usado para desechos altamente radiactivos), en el que el desecho radiactivo se concentra en un pequeño

volumen y se cubre con vidrio fundido, para finalmente ser encapsulado en contenedores cilíndricos de acero, o un proceso de confinamiento en concreto y almacenamiento bajo tierra (utilizado en el caso de residuos de menor nivel de radiactividad). Los residuos de muy baja radiactividad (no más del 1% de la radiactividad total de los desechos) pueden ser enterrados sin ningún tratamiento previo, o bien desechados en lugares específicos para ello (cabe mencionar que yo no considero que esto sea lo más adecuado, y en mi opinión deberían ser confinados en concreto). A esto se le llama ciclo de combustible abierto.

Reprocesar el combustible gastado implica separarlo en tres componentes: uranio, plutonio y los desechos (que son los dos últimos términos de la tabla 2.7). En el método actual de reprocesamiento, el combustible gastado es almacenado en la planta nuclear durante un año como mínimo, hasta que la actividad haya caído a unos 10^{10} Bq por cada gramo de material. En estas condiciones, el combustible gastado puede trasladarse a la planta de reprocesamiento, donde debe confinarse en tanques de enfriamiento hasta que hayan pasado unos 5 años en total.

Posteriormente, los tres componentes se separan químicamente para obtener el uranio que será enriquecido para reutilizarlo y el plutonio que puede ser almacenado o usado como el menor constituyente del combustible de mezcla de óxidos o MOX (*mixed oxide fuel*, por sus siglas en inglés). Este combustible constituye una alternativa al uso de uranio enriquecido, y se elabora al añadir al uranio empobrecido un 5 a 8% de plutonio como material fisible, ambos componentes en la forma de óxidos.

Por último, los residuos radiactivos deben ser desechados de acuerdo con los procesos ya indicados. Esta secuencia se conoce como ciclo de combustible cerrado.

La capacidad actual de reprocesamiento de combustible de reactores de uso civil es suficiente para tratar unas 5,000 toneladas de combustible gastado al año, siendo el total mundial de aproximadamente 10,000 toneladas gastadas cada año, lo cual obliga a desechar la mitad del

combustible al final de su vida útil.

Existen hoy en día cuatro centros importantes de reprocesamiento: Sellafield en el Reino Unido, con dos plantas con capacidades de 1,500 y 850 toneladas anuales (Figura 2.15); La Hague (1,600 toneladas al año) y Marcoule (400 toneladas anuales) en Francia y Mayak (400 toneladas al año) en Rusia (Boyle, Godfrey et al., 2003).



Fuente: <http://en.wikipedia.org/wiki/Image:Sellafield-1515b.jpg>

Figura 2.15 Centro de reprocesamiento de combustible nuclear de Sellafield, en el Reino Unido

2.3.5. El problema del plutonio

Debe hacerse notar que con suficiente plutonio puede fabricarse una bomba atómica. Una bomba puede hacerse también con U-235, pero la principal diferencia es que en el uranio natural o en el combustible gastado este isótopo se encuentra muy diluido en U-238 no fisil, y separar los

isótopos requiere de instalaciones especializadas y muy costosas. Por otra parte, el Pu-239 físil que se produce en los reactores también se encuentra diluido con isótopos no físil, y el material usado en armas nucleares debe contener menos de 7% de Pu-240 no físil; no obstante, el plutonio obtenido en los reactores de cría que contiene de 80 a 90% de Pu-239 puede ser usado en un arma nuclear (Boyle, Godfrey et al., 2003).

Una solución a este problema sería el uso de un reactor “quemador” de neutrones rápidos que consuma más plutonio del que produce (el caso opuesto de un reactor de cría). Francia trató de lograr esto sin éxito con su reactor Superphénix de 1,240 MW, que tuvo que ser cerrado en 1998 debido a varios problemas que se presentaron. Otra opción es confinar el plutonio junto con residuos altamente radiactivos a fin de evitar el acceso a éste.

2.3.6. Los accidentes nucleares

La principal razón de la oposición de ciertos sectores de la sociedad al uso de la energía nuclear son los accidentes nucleares. Los tres más importantes hasta ahora han sido el incendio en la planta militar de producción de plutonio de Windscale en el Reino Unido (1957), el accidente de Three Mile Island en los Estados Unidos (1979) y el accidente de Chernobyl en Ucrania (1986).

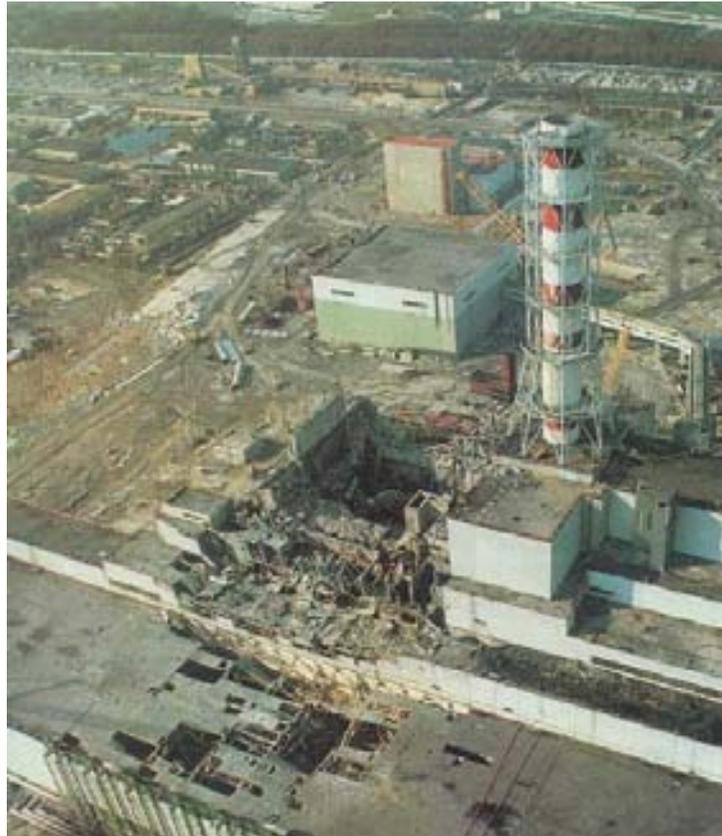
El incendio en la planta militar de producción de plutonio de Windscale, en Cumbria (sitio conocido hoy en día como Sellafield), provocó la liberación de material radiactivo, incluyendo unos 1,000 TBq de I-131. Como precaución, fueron destruidos cerca de 800 km² de cultivos y se desecharon 2 millones de litros de leche (Boyle, Godfrey et al., 2003).

El accidente por pérdida de refrigerante ocurrido en la unidad 2 (tipo PWR) de la central de Three Mile Island en Pennsylvania, E.U.A., que causó el derretimiento de parte del núcleo del reactor, fue contenido. No obstante, hubo liberación de material radiactivo y de momento la evacuación de al menos 630,000 personas parecía inminente (Boyle, Godfrey et al., 2003).

El accidente de Chernobyl, ocurrido el 26 de abril de 1986, fue mucho más severo y generó preocupaciones en todo el mundo debido a que la nube radiactiva que generó se expandió por Europa y llegó hasta América (Figuras 2.16 y 2.17). El accidente tuvo lugar en uno de los cuatro reactores RBMK de la planta (el número 4), cuando funcionaba a muy baja potencia durante una prueba de los sistemas de seguridad, y sólo 6% del material que contenía fue liberado a la atmósfera (Boyle, Godfrey et al., 2003). Aparte de las 31 muertes ocurridas en el lugar del accidente y entre los bomberos que descontaminaron en la medida de lo posible la zona y construyeron el sarcófago que evita la fuga de radiaciones del reactor, existen reportes de muertes y enfermedades subsecuentes en la región alrededor de la planta (Boyle, Godfrey et al., 2003).

Ha habido muchas revisiones y reajustes en las cifras de daños a la población. Las estimaciones iniciales variaban entre unos cuantos cientos y varios miles de muertes prematuras, mientras que algunos reportes sugieren que la salud de muchos miles de personas pudo haberse visto afectada. Cabe resaltar que estudiar estas estadísticas resulta complicado debido a las variaciones que muestran según los organismos que las presentan.

A pesar de la gravedad de estos accidentes, estadísticamente hablando, el total de impactos a la salud que originaron es menor que el impacto que ha provocado la acumulación continua de emisiones de gases nocivos provenientes de las centrales carboeléctricas, por ejemplo (Boyle, Godfrey et al., 2003).



Fuente: http://en.wikipedia.org/wiki/Image:Chernobyl_Disaster.jpg

Figura 2.16 Reactor 4 de la central de Chernobyl luego del accidente nuclear



Fuente: <http://en.wikipedia.org/wiki/Image:Chernobyl2006.jpg>

Figura 2.17 Estado actual del reactor 4 de la central de Chernobyl, con un sarcófago que impide la fuga de radiaciones

2.3.7. La oposición de la sociedad a la central nucleoelectrica de Laguna Verde

Teniendo como base los temas planteados anteriormente, durante el período que tardó la construcción de la central nucleoelectrica de Laguna Verde, algunos sectores de la sociedad lanzaron una campaña en contra de la instalación y puesta en marcha de la planta, argumentando impactos económicos y medioambientales adversos, así como defectos en su diseño.

Los impactos medioambientales de las centrales nucleoelectricas que argumentaron estos grupos corresponden con lo ya expuesto en este capítulo. No obstante, los impactos económicos y sociales planteados en aquél entonces fueron una inflación regional debido a los altos salarios de los trabajadores de Laguna Verde, la inutilidad de la instalación de una central nucleoelectrica debido a la entonces abundante disponibilidad de petróleo y gas en nuestro país, así como su riqueza en recursos naturales renovables, el incremento de la prostitución y disgregación social

en la zona y la falta de un acuerdo entre la población y el gobierno para la instalación de la central (No a Laguna Verde, folleto, 1987).

Hoy en día este rechazo a Laguna Verde persiste, sobre todo por parte de grupos ambientalistas como Greenpeace, que señalan irregularidades en su operación⁸ (Figura 2.18).



Fuente: <http://www.greenpeace.org/mexico/photosvideos/photos/copy-of-protesta-de-greenpeace>

Figura 2.18 Protesta de Greenpeace en contra de la operación de la central nucleoelectrica de Laguna Verde, realizada el 8 de octubre de 1996

2.3.8. La energía nuclear como respuesta al cambio climático

La reacción de fisión que se lleva a cabo en los reactores nucleares constituye una manera de generar energía eléctrica sin producir directamente gases de invernadero como el dióxido de carbono, por lo que alrededor del mundo se ha presentado el interés en la opción nuclear como una posible respuesta al cambio climático.

⁸ Fuente: <http://www.greenpeace.org/mexico/campaigns/energ-a-y-cambio-climatico/la-amenaza-nuclear/laguna-verde>, accesada el 30 de julio de 2007

Es muy importante señalar que no es estrictamente cierto que una planta nuclear no produce ninguna emisión de dióxido de carbono. Todas las plantas generadoras necesitan energía para su construcción y para la fabricación de los materiales involucrados en este proceso. Si esta energía proviene de combustibles fósiles, entonces involucra la emisión de gases de invernadero. En adición a esto, se realizan procedimientos complejos para producir y reprocesar el combustible nuclear, lo cual requiere también una fuente de energía. Por ejemplo, dependiendo de la calidad del mineral y de la tecnología usada para el enriquecimiento, la producción de combustible nuclear puede involucrar un consumo de energía equivalente al 3% de la electricidad que producirá el reactor a lo largo de su vida útil (Boyle, Godfrey et al., 2003). En general, la fuente de energía primaria para estos procesos son los combustibles fósiles, que producen dióxido de carbono.

Sin embargo, el proceso completo de generación de energía eléctrica en plantas nucleares produce mucho menos dióxido de carbono que las plantas de combustibles fósiles. De acuerdo con Meridian (1989), las emisiones de dióxido de carbono en el ciclo completo de combustible de una central nucleoelectrica son del orden de 8.6 toneladas de dióxido de carbono por cada GWh, en comparación con 1058 toneladas para centrales carboelectricas y 824 toneladas en el caso de las centrales de ciclo combinado.

Finalmente, debe mencionarse que para utilizar a gran escala las centrales nucleoelectricas como un arma para combatir el cambio climático, es necesario hacer un uso eficiente de las reservas mundiales de uranio, realizar un tratamiento adecuado del combustible gastado y de los desechos radiactivos y, por supuesto, crear conciencia en la población de la ventaja que puede representar la energía nuclear para solucionar este problema ambiental que nos atañe a todos.

Conclusiones

Tomando como base lo estudiado en este capítulo, puede hacerse un balance entre los riesgos y beneficios de la implementación de más centrales nucleoelectricas en México.

Considerando la gran ventaja económica de esta tecnología frente a otras más socorridas, resulta casi inconcebible el limitado apoyo que en nuestro país se le da a la energía nuclear como fuente de energía primaria para la generación eléctrica. Esto puede deberse en gran medida a los efectos políticos, ecológicos y sociales de un accidente potencial de gran escala como el ocurrido en Chernobyl, al descontento que la energía nuclear produce en la población, así como a las elevadas inversiones que involucraría impulsar esta tecnología.

No obstante, los accidentes nucleares ocurridos en el pasado, y que fueron abordados en este capítulo, han servido para mejorar los sistemas de seguridad, la normatividad en torno a la energía nuclear y los diseños de reactores, de tal modo que un suceso como el de Chernobyl resulta hoy en día menos probable.

Dado el catastrófico calentamiento global que estamos viviendo como consecuencia de más de cien años de emisiones indiscriminadas de gases nocivos como el dióxido de carbono y los óxidos de nitrógeno, resulta de gran relevancia el uso de tecnologías que permitan reducir la liberación de este tipo de contaminantes a la atmósfera, y la energía nuclear se presenta como una opción probada durante ya muchos años para cumplir con este propósito.

Existe un problema en torno al tratamiento de los desechos radiactivos pero, como se estudió, el reprocesamiento del combustible gastado constituye una buena solución, si bien no ha quedado del todo claro qué hacer con los residuos finales no fíisiles.

En el siguiente capítulo, estudiaremos las experiencias pasadas y las perspectivas al año 2030 del uso de las centrales nucleoelectricas en el mundo.

Capítulo 3

**Evolución histórica y perspectivas al año 2030 de las
centrales nucleoelectricas en el mundo**

3. Evolución histórica y perspectivas al año 2030 de las centrales nucleoelectricas en el mundo

Introducción

En este capítulo se abordará el desarrollo histórico de la energía nuclear usada para fines pacíficos. Comenzaremos estudiando el trabajo de los precursores que con sus experimentos dieron inicio a una nueva era en el aprovechamiento de nuestras fuentes de energía primaria, pasando por los primeros reactores y centrales nucleares.

Observaremos también lo accidentado que ha sido el camino de esta fuente de energía, que ha sido influenciado por diversos factores: sociales, económicos, ambientales, por conflictos militares y por accidentes. Es muy importante también estudiar el curso que ha seguido la energía nuclear en América Latina, a fin de conocer su desarrollo en países con elementos culturales, sociales y económicos semejantes a los de México.

La energía nuclear enfrenta un nuevo proceso de renacimiento, y abordaremos los agentes sociales, ambientales y económicos que han conducido a éste, así como las características de los nuevos diseños de reactores nucleares que se instalarán en los próximos años. Este renacimiento nos conduce a una pregunta: ¿Cuál podría ser el futuro de la energía nuclear en el mundo al año 2030?

Para dar respuesta a ella analizaremos las perspectivas al año 2030 en torno al uso de la energía nuclear, teniendo como base, por supuesto, la situación actual que enfrenta ésta en el mundo. Veremos cuántos reactores nucleares para la generación eléctrica se encuentran en construcción, qué planes se tienen para la construcción de nuevas unidades, qué otras opciones existen para mantener o incrementar la capacidad nucleoelectrica y estudiaremos las proyecciones del uso de la energía nuclear que ha dado a conocer la Agencia Internacional de Energía Atómica.

3.1. Evolución histórica

3.1.1. Primer período (1932 – 1973)

3.1.1.1. Los primeros descubrimientos

Podemos considerar que la historia de la energía nuclear comenzó en 1932, año en que Chadwick identificó el neutrón, en Cambridge, al bombardear berilio con partículas α provenientes del polonio. Este experimento ya había sido realizado en 1930 por Bothe y Becker; sin embargo, ellos identificaron erróneamente las partículas emitidas como rayos γ . Una reacción similar a ésta es utilizada en los reactores nucleares actuales como fuente de neutrones (Murray, 2001).

Este descubrimiento mostró la posibilidad de la existencia de diferentes isótopos de un mismo elemento, y dotó a los científicos con una nueva partícula para bombardear núcleos atómicos a fin de inducir reacciones nucleares artificiales. Enrico Fermi dedujo más tarde que, al carecer de carga eléctrica, el neutrón podría penetrar el núcleo atómico de una manera más efectiva que los protones y las partículas α .

En los siguientes años, Fermi y sus colegas en Roma bombardearon con neutrones muchos de los elementos presentes en la naturaleza y estudiaron los productos de las reacciones resultantes. En muchos de los casos descubrieron que se habían producido isótopos radiactivos de los elementos originales, y que al decaer éstos, daban origen a otros elementos ligeramente más pesados. Al bombardear con neutrones el uranio, se descubrieron los elementos transuránicos, que no existen de manera natural en nuestro planeta (Bennet & Thomson, 1989).

Los experimentos de Fermi fueron repetidos por los químicos alemanes Hahn y Strassmann, que en 1938 descubrieron que uno de los productos de la interacción entre los neutrones y el uranio era bario, elemento situado a la mitad de la tabla periódica. Se había producido una reacción en la

que el núcleo pesado del uranio se dividió en dos elementos de masa intermedia a través del bombardeo con neutrones. Los físicos Meitner y Frisch dieron una explicación a este proceso conocido desde entonces como fisión nuclear¹, y concluyeron que se liberaba una enorme cantidad de energía como resultado de la división del núcleo atómico.

Pocos meses después, Joliot y sus colegas en Francia descubrieron que algunos neutrones de alta energía eran emitidos al llevarse a cabo el proceso de fisión. De este modo, existía la posibilidad de que la fisión nuclear, iniciada por un neutrón y produciendo dos o tres neutrones libres, podría ser continuada si estos neutrones inducían fisiones sucesivas. La reacción en cadena autosostenida así producida, liberaría cantidades de energía gigantescas para los estándares de aquél entonces (Bennet & Thomson, 1989).

Bohr estableció que era más probable que la fisión ocurriera en el U-235 que en el U-238, y que se produciría de manera más efectiva con neutrones lentos (de baja energía) que con neutrones rápidos (de alta energía), lo cual fue confirmado por Szilard y Fermi, quienes propusieron usar alguna sustancia que moderara la velocidad de los neutrones emitidos² para así reducir su energía. El proceso de enriquecimiento se ideó con la finalidad de aumentar la probabilidad de una reacción en cadena al incrementar la proporción de U-235. Más tarde se demostró que el Pu-239 también es fisil.

Perrin y su equipo en París presentaron el concepto de masa crítica suficiente para producir una reacción en cadena autosostenida, y desarrollaron la idea de introducir un material que absorbiera los neutrones para limitar su multiplicación y controlar así la reacción nuclear, que es el fundamento para la operación de una central nucleoelectrica.³

1 Esta explicación se detalla en el anexo II.1.

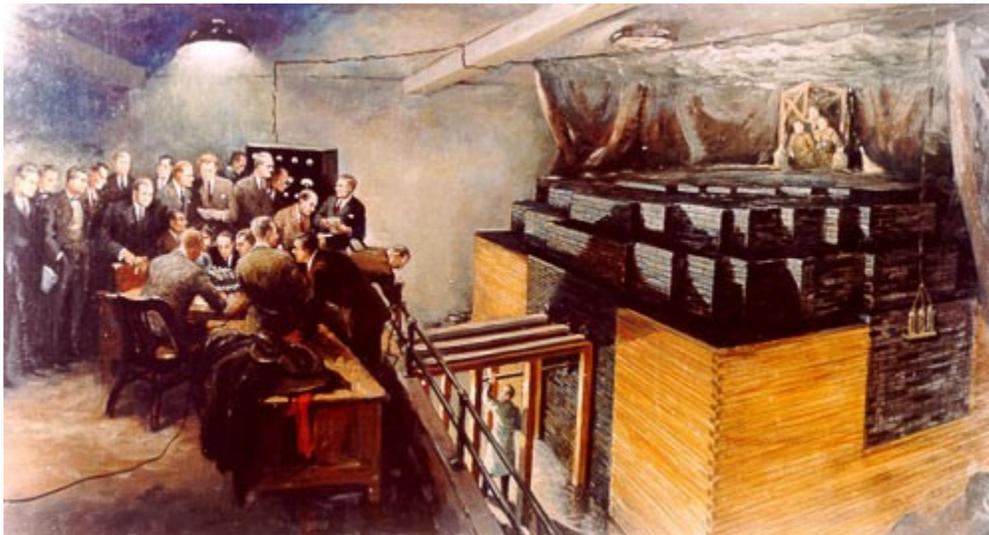
2 <http://www.world-nuclear.org/info/inf54.html>, visitada el 5 de octubre de 2007.

3 <http://www.world-nuclear.org/info/inf54.html>, visitada el 5 de octubre de 2007.

3.1.1.2. Los primeros reactores nucleares

En la Universidad de Chicago, Fermi y su grupo de trabajo ensamblaron bloques de grafito usado como moderador, e incrustaron esferas de óxido de uranio y uranio metálico para formar lo que llamaron “pila” (el nombre de reactor aún no se usaba en ese entonces). La barra de control principal era un palo de madera envuelto con una hoja de cadmio. Una barra de seguridad caería automáticamente ante un nivel de neutrones elevado, y otra estaba atada a un peso por medio de una cuerda para cortarla con un hacha de ser necesario. Se prepararon contenedores con una disolución de sales de cadmio para absorber los neutrones al ser arrojados a la pila en caso de emergencia (Murray, 2001).

El 2 de diciembre de 1942 el sistema estaba listo. Fermi pidió que la barra de control principal fuera removida lentamente mientras monitoreaba la actividad de los neutrones, hasta que se obtuvo la primera reacción de fisión nuclear autosostenida desencadenada por la mano del hombre (Figura 3.1).



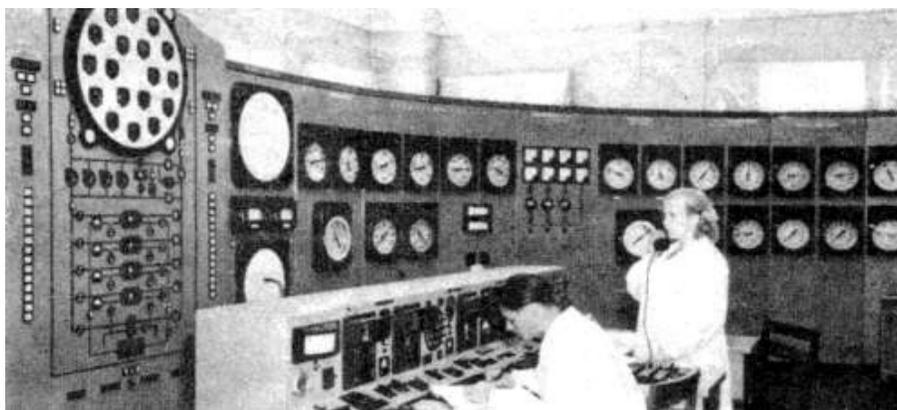
Fuente: http://www.kernenergie.de/r2/de/Gut_zu_wissen/Lexikon/c/cp-1.php?navanchor=1210056

Figura 3.1 Recreación artística de la primera reacción de fisión nuclear en cadena llevada a cabo por la mano del hombre

Luego del final de la Segunda Guerra Mundial, se inició el desarrollo de la energía nuclear como una nueva vía para generar vapor y electricidad. Durante el diseño de armamentos nucleares, los científicos de la Unión Soviética y de occidente se dieron cuenta de que el calor producido en el proceso de fisión podía aprovecharse para estos fines pacíficos.

En la Unión Soviética, se desarrolló un reactor de producción de plutonio que fue modificado para generar vapor y electricidad, y en 1954 el primer generador eléctrico de gran potencia operado gracias a la energía nuclear comenzó a funcionar en el Instituto de Física e Ingeniería de Potencia de la ciudad de Obninsk. El reactor AM-1 (Átomo Pacífico o *Atom Mirny* en ruso) fue un reactor enfriado por agua y moderado por grafito, con una capacidad de 30 MW térmicos y 5 MW eléctricos⁴ (Figura 3.2).

Este reactor sirvió de prototipo para otros reactores soviéticos moderados por grafito, incluyendo el RBMK (Reactor de Canal de Alta Potencia o *Reaktor Bolshoi Moshchnosty Kanalny* en ruso) usado en Chernobyl. El reactor AM-1 produjo electricidad hasta 1959, y fue usado hasta el año 2000 como reactor de investigación para la producción de isótopos.



Fuente: http://en.wikipedia.org/wiki/Image:Obninsk_npp.jpg

Figura 3.2 Sala de control del reactor AM-1

4 A fin de simplificar la escritura, para MW térmicos se escribirá MWt y para MW eléctricos se usará MWe.

También en los años 50, en Obninsk se desarrollaron reactores rápidos de cría. En 1955 el reactor BR-1 (Reactor Rápido o *Bystry Reaktor* en ruso) de neutrones rápidos entró en operación. No producía energía eléctrica pero condujo al diseño del BR-5, que entró en operación en 1959 con una capacidad de 5 MWt, y constituyó la base para el diseño de reactores rápidos de cría enfriados por sodio.⁵

El principal proyecto en los Estados Unidos estaba bajo el mando del Almirante Hyman Rickover, cuyo equipo desarrolló el Reactor de Agua a Presión para su uso en submarinos. Este primer PWR usaba óxido de uranio enriquecido como combustible y era enfriado por agua natural. El prototipo de reactor naval Mark 1 entró en operación en marzo de 1953 en Idaho, y el primer submarino nuclear, el USS Nautilus, fue botado al mar en 1954. En 1959 tanto la U.R.S.S. como los E.U.A. construyeron sus primeros buques nucleares.

El reactor Mark 1 condujo a la construcción de un reactor PWR de demostración de 90 MWe en Shippingport, Pennsylvania, que comenzó a funcionar en 1957 y operó hasta 1982.⁶

Un anterior proyecto americano se enfocó en la cría de plutonio y la generación de energía eléctrica, usando el concepto de reactor rápido con sodio líquido como refrigerante. El primer generador de energía eléctrica, a muy pequeña escala, operado gracias a un reactor nuclear, se puso en marcha con ayuda del Reactor Experimental de Cría EBR-1 de Idaho, en 1951 (Figura 3.3).

5 <http://www.world-nuclear.org/info/inf54.html>, accesada el 5 de octubre de 2007.

6 <http://www.world-nuclear.org/info/inf54.html>, accesada el 5 de octubre de 2007.



Fuente: http://commons.wikimedia.org/wiki/Image:First_four_nuclear_lit_bulbs.jpeg

Figura 3.3 Las primeras lámparas incandescentes encendidas por un reactor nuclear

La investigación canadiense llevada a cabo durante la guerra se centró en el desarrollo de reactores con agua pesada como moderador. Canadá, siendo el único productor de agua pesada de los Aliados, fue el único país en el que se podían llevar a cabo estas investigaciones. Estos primeros trabajos determinaron el curso del desarrollo de la energía nuclear en Canadá, y los reactores canadienses actuales son descendientes de los primeros reactores moderados por agua pesada de la postguerra (Bennet & Thomson, 1989).

Dado que los E.U.A. hicieron un monopolio del enriquecimiento de uranio en nuestro hemisferio, y ya que era imposible para el Reino Unido tener acceso a grandes cantidades de agua pesada, los primeros desarrollos británicos usaban como combustible uranio natural metálico y eran moderados por grafito y enfriados por gas. Estos reactores fueron llamados tipo Magnox.

3.1.1.3. Las primeras centrales nucleoelectricas y su expansion hasta la decada de los 70

El Reino Unido fue pionero en la instalacion de centrales nucleoelectricas. Cuando los reactores de produccion de plutonio y electricidad de Calder Hall entraron en operacion en 1956, se convirtieron en los primeros reactores de gran potencia en abastecer al sistema publico de energia electrica (Figura 3.4). El primero de estos reactores Magnox, el Calder Hall-1, tenia una potencia de 50 MWe y dejo de funcionar en 2003. Los reactores de Calder Hall operaron con exito, y se convirtieron en el prototipo para el subsecuente desarrollo de los reactores moderados por grafito y enfriados con gas para la generacion electrica en el Reino Unido.



Fuente: <http://www.topfoto.co.uk/gallery/WhenTheWindBlows/ppages/ppage57.htm>

Figura 3.4 Central nucleoelectrica de Calder Hall, en el Reino Unido

En los E.U.A., Westinghouse diseño el primer PWR comercial, de 250 MWe, que comenzo a operar en 1960 y fue cerrado en 1992. Mientras tanto, el Reactor de Agua Hirviente (BWR) fue desarrollado por el Argonne National Laboratory, y el primero, el Dresden-1 de 250 MWe,

diseñado por General Electric, inició su operación también en 1960.⁷

A finales de los años 60, en los E.U.A. se empezaban a comercializar reactores PWR y BWR de más de 1,000 MWe, y el crecimiento de la energía nuclear en esta época fue fenomenal. Los pedidos de centrales nucleoelectricas realizados entre 1965 y 1970 ascendieron a 88,000 MWe, más de un tercio del total de pedidos de plantas generadoras. La correspondiente capacidad nucleoelectrica al final de este período de rápido crecimiento era de alrededor de un cuarto de la capacidad total de los Estados Unidos (Murray, 2001).

En Canadá, el primer reactor CANDU comercial empezó a funcionar en 1962. Por su parte, Francia desarrolló diseños moderados por grafito y enfriados por gas similares al Magnox, y sus primeros modelos comerciales empezaron a operar en 1959; más tarde comenzó a usarse el PWR.

En 1964 entraron en operación las primeras dos centrales nucleoelectricas soviéticas. Un reactor de agua hirviente moderado por grafito de 100 MWe comenzó a funcionar en Beloyarsk. En Novovoronezh, se construyó un nuevo diseño: un reactor de 210 MWe de agua a presión, conocido como VVER (*Veda-Vodyanoi Energetichesky Reaktor* o Reactor de Potencia Enfriado por Agua); más tarde el diseño estándar de VVER sería de 440 MWe. El primer reactor RBMK de gran potencia (1,000 MWe), empezó a operar en Sosnovy Bor en 1973.

En Shevchenko, Kazajstán, se instaló el primer prototipo comercial de reactor rápido de cría, el BN-350, que inició sus operaciones en 1972, produciendo 120 MWe y calor para desalar las aguas del Mar Caspio.⁸

A partir de los años 70, en occidente, surgieron restricciones políticas, económicas y ambientales influenciadas por grupos ambientalistas críticos del uso de la energía nuclear, las cuales repercutieron en una reducción del desarrollo de esta fuente de energía, principalmente en

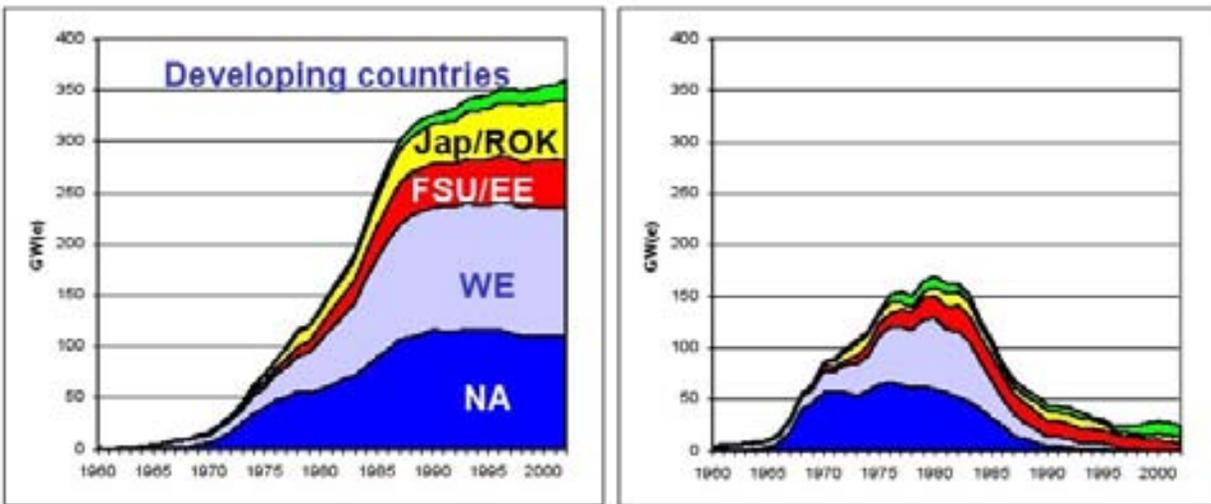
⁷ <http://www.world-nuclear.org/info/inf54.html>, visitada el 5 de octubre de 2007.

⁸ <http://www.world-nuclear.org/info/inf54.html>, accesada el 5 de octubre de 2007.

Norteamérica. En la Figura 3.5, en la gráfica del lado derecho, se puede apreciar cómo en la región no hubo un aumento significativo en la construcción de nuevas centrales durante los primeros años de esta década. Esta tendencia, como se observa, no se revirtió de manera importante, pues la capacidad en Norteamérica no creció tan rápido como en las otras regiones, lo cual se puede comprobar en la gráfica del lado izquierdo.

a) Crecimiento de la capacidad nucleoelectrica instalada en el mundo

b) Capacidad nucleoelectrica en construcción a nivel mundial



Regiones: NA: Norteamérica, WE: Europa Occidental, FSU/EE: Antigua Unión Soviética y Europa del Este, Jap/ROK: Japón y República de Corea, *Developing countries*: países en vías de desarrollo.

Fuente: http://www.iaea.org/About/Policy/GC/GC48/Documents/gc48inf-4_ftn3.pdf

Figura 3.5 Crecimiento de la capacidad nucleoelectrica instalada y capacidad en construcción a nivel mundial

Sin embargo, el uso de la fisión nuclear para fines pacíficos no se frenó, y los altos precios que alcanzó el petróleo en esta década dieron como resultado un nuevo impulso a la generación eléctrica a partir de fuentes nucleares, como se observa a partir de 1973 en ambas gráficas de la Figura 3.5, para las demás regiones.

3.1.2. Segundo período (1973 – 1986)

3.1.2.1. La crisis del petróleo de los años 70 y su influencia en la utilización de la energía nuclear

La crisis del petróleo de los años 70 surgió como consecuencia de la guerra árabe-israelí de octubre de 1973, en la que una coalición de naciones árabes encabezadas por Egipto y Siria lanzó una ofensiva militar en contra de Israel. Como represalia a la intromisión de occidente en el conflicto y su respaldo a Israel (en particular de los Estados Unidos), la Organización de Países Árabes Exportadores de Petróleo decidió cesar sus exportaciones de crudo a occidente, con una consecuente alza en los precios de este energético.

Más tarde, en 1979, ocurriría un segundo aumento en los precios como resultado de una baja en las exportaciones de petróleo en Irán, luego de la Revolución Islámica que bajo el liderazgo del Ayatolá Ruhollah Jomeini derrocó al Sah Mohammad Reza Pahlevi e instauró la República Islámica vigente hoy en día. En 1980, la invasión iraquí a Irán redujo significativamente la producción petrolera en ambos países, lo cual se tradujo en una nueva alza en los precios. Ante estas circunstancias, varias naciones decidieron expandir sus programas nucleares a fin de disminuir su dependencia al crudo.

En Bélgica se aceleró el desarrollo de la energía nuclear, al tomarse la decisión de construir cuatro nuevas centrales nucleoelectricas.

En Francia, en 1973, las importaciones de energéticos cubrían más del 75% del consumo nacional de energía. Luego de la crisis del petróleo de los años 70, el país buscó disminuir su dependencia energética, de tal modo que la implementación de un programa nuclear de gran escala se convirtió en un elemento importante de la política energética francesa.⁹

⁹ http://www-pub.iaea.org/MTCD/publications/PDF/cnpp2003/CNPP_Webpage/pages/..%5Ccountryprofiles%5CFrance%5CFrance2003.htm, accesada el 5 de octubre de 2007.

En Hungría, en 1966, se planeó la construcción de una central nucleoelectrica de gran capacidad con dos reactores VVER-440/230. Los trabajos comenzaron en 1968, pero se detuvieron en 1970 porque en ese entonces las centrales termoeléctricas convencionales resultaban más baratas. No obstante, la crisis del petróleo forzó en 1975 la decisión final de construir la primera y única central nucleoelectrica húngara, con cuatro unidades VVER-440/213, misma que continúa operando hoy en día.¹⁰

El gobierno de Italia aprobó en 1974 un plan energético que proponía la construcción de veinte nuevas plantas nucleoelectricas para reducir la contribución del petróleo en el parque de generación italiano, el cual llegaría a su fin en 1990 luego del cierre de todas las centrales nucleares y el cese de obras en las centrales en construcción como consecuencia de los accidentes de Three Mile Island y Chernobyl.

En 1970, las importaciones de petróleo provenientes principalmente de Medio Oriente proporcionaban 77% del suministro total de energía en Japón. De este modo, la crisis petrolera de los años 70 dio un duro golpe al sector energético japonés. El gobierno puso en marcha acciones para desarrollar un suministro estable de energía, de tal forma que se aceleró la construcción de centrales nucleoelectricas.

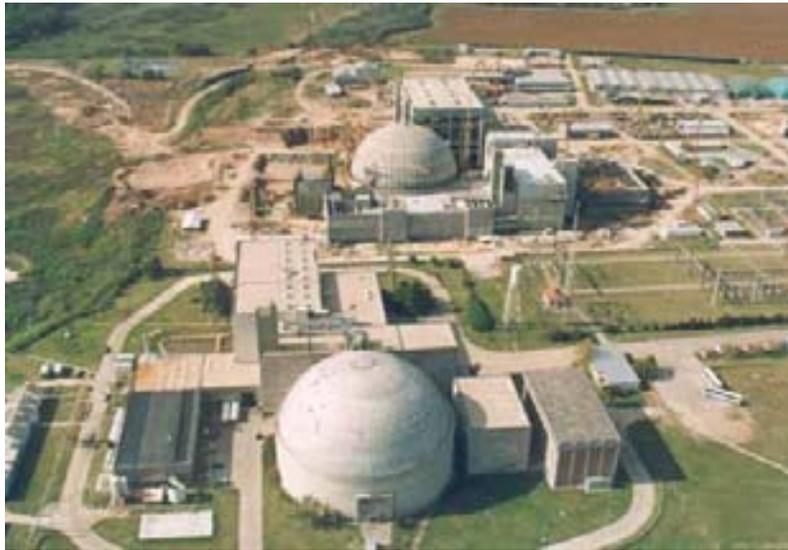
3.1.2.2. La energía nuclear llega a América Latina

En América Latina, sólo tres países han instalado plantas nucleares: Argentina, Brasil y México. El caso de México será tratado a detalle en el capítulo 4, por lo que en este apartado hablaremos únicamente de Argentina y Brasil.

Ya desde 1964, la Comisión Nacional de Energía Atómica de Argentina (CNEA) estaba planeando la construcción de la primera planta nuclear del país, cediéndose la construcción de la

¹⁰ http://www-pub.iaea.org/MTCD/publications/PDF/cnpp2003/CNPP_Webpage/pages/..%5Ccountryprofiles%5CHungary%5CHungary2003.htm, visitada el 5 de octubre de 2007.

central, llamada Atucha I, a Siemens AG de Alemania, cuya propuesta consistió en un reactor moderado y refrigerado por agua pesada ligeramente a presión, de 317 MWe. Las obras comenzaron en junio de 1968 y la central inició su operación comercial en 1974. Fue la primera central nucleoelectrica de América Latina y se encuentra a unos 100 km de la ciudad de Buenos Aires (Figura 3.6).



Fuente: <http://www.cnea.gov.ar/xxi/primeras/fotos.asp>

Figura 3.6 Centrales nucleoelectricas Atucha I y II, en Argentina

En 1967, se autorizó a la CNEA la construcción de una segunda central, esta vez de 600 MWe. Se escogió uranio natural como combustible y la construcción se cedió al consorcio CANDU, formado por *Atomic Energy of Canada Limited* y la constructora italiana Italmimpianti.¹¹ Esta segunda central fue construida en Embalse, en la provincia de Córdoba. La construcción se inició en abril de 1974 y la planta entró en operación comercial en enero de 1984.

En 1979 se planeó la construcción de una tercera planta nuclear en el mismo sitio donde se ubica Atucha I. Esta vez el contrato se otorgó a ENACE, formada por Kraftwerk Union y la CNEA,

¹¹ http://www-pub.iaea.org/MTCD/publications/PDF/cnpp2003/CNPP_Webpage/pages/..%5Ccountryprofiles%5CArgentina%5CArgentina2003.htm, accesada el 5 de octubre de 2007.

para la construcción de un reactor Siemens de 692 MWe, con el mismo diseño que la central de Atucha I. Las obras de la central de Atucha II iniciaron en 1981 y aún no concluyen por falta de financiamiento (Figura 3.6).

En 1970 Brasil tomó la decisión de construir su primera central nucleoelectrica. El contrato para un reactor PWR de 626 MWe se concedió a la Westinghouse Electric Corporation de los Estados Unidos.¹² La central ANGRA 1 se comenzó a construir en 1971 y entró en operación comercial en diciembre de 1984.

Las obras de una segunda unidad, ANGRA 2, comenzaron en enero de 1976; sin embargo, debido a problemas financieros, se detuvieron varias veces. Gracias a la recuperación económica de mediados de los años 90 se aceleró la construcción de esta unidad PWR de 1,275 MWe. Finalmente, la central inició su operación comercial en febrero de 2001.

La tercera unidad PWR brasileña, ANGRA 3, empezó a construirse en 1984, pero por problemas económicos las obras están detenidas desde 1991. Las tres unidades (ANGRA 1, ANGRA 2 y ANGRA 3) se encuentran en el complejo nucleoelectrico Almirante Álvaro Alberto, en el estado de Rio de Janeiro (Figura 3.7).

12 http://www-pub.iaea.org/MTCD/publications/PDF/cnpp2003/CNPP_Webpage/pages/..%5Ccountryprofiles%5CBrazil%5CBrazil2003.htm, accesada el 5 de octubre de 2007.



Fuente: http://www.eletronuclear.gov.br/professores/galeria_imagens.php?id_galeria=15&id_imagem=113#inicio-conteudo

Figura 3.7 Complejo nucleoelectrico Almirante Álvaro Alberto, en Brasil

3.1.2.3. El impacto de los accidentes de Three Mile Island y Chernobyl en la industria nucleoelectrica

La principal causa de la poca expansión de la energía nuclear en los años 80 y 90 fueron los accidentes de Three Mile Island y Chernobyl. La confianza del público y los gobiernos en la energía nuclear y la reputación de la industria nucleoelectrica cayeron luego de ambos sucesos, dada la poca información en torno a los accidentes a la que se tuvo acceso.

Luego del accidente de Three Mile Island, los pedidos de nuevas centrales nucleoelectricas en el mundo disminuyeron en alrededor de 8,000 MWe; se ordenaron ocho nuevas centrales pero catorce órdenes previas fueron canceladas, y en los años siguientes, en Estados Unidos, se siguieron cancelando órdenes de nuevas centrales¹³, siendo esto también influenciado por el accidente de Chernobyl. Hubo también demoras en centrales que se estaban construyendo.

¹³ http://www.iaea.org/About/Policy/GC/GC48/Documents/gc48inf-4_ftn3.pdf, accesada el 6 de octubre de 2007.

Las principales consecuencias de ambos accidentes se resumen en la Figura 3.5. En la gráfica de la izquierda, se observa que las curvas de la capacidad nucleoelectrica para Norteamérica, Europa Occidental y la Antigua Unión Soviética y Europa del Este son esencialmente planas, lo cual indica una seria reducción en la construcción de nuevas centrales a partir de los años 80. Esto se aprecia fácilmente en la gráfica del lado derecho.

Varios países rechazaron el uso de la energía nuclear luego de los accidentes. Uno de los casos más extremos es el de Italia, donde, como ya se mencionó, el gobierno decidió cesar toda actividad en el incipiente sector nucleoelectrico.

Al tiempo del accidente de Chernobyl había 17 reactores RBMK operando en la Unión Soviética y dos en Lituania. Desde el accidente, cinco reactores de este tipo han sido cerrados: las cuatro unidades de Chernobyl y una de las unidades de Lituania. Esta última fue cerrada en diciembre de 2004 como condición para el ingreso de Lituania a la Unión Europea.

3.1.3. Tercer período (1986 – Actualidad)

3.1.3.1. La seguridad nuclear luego de los accidentes de Three Mile Island y Chernobyl

Los sucesos ocurridos en Three Mile Island y Chernobyl fueron causados por una combinación de errores del personal, deficiencias en el diseño de los reactores involucrados y fallas en los componentes. Como consecuencia, surgieron grandes cambios en torno a los planes de respuesta ante emergencias nucleares, entrenamiento del personal que opera los reactores, análisis de factores humanos y protección radiológica, por citar algunas cuestiones. Se aprendieron también valiosas lecciones en relación con la descontaminación de las áreas afectadas, la contaminación de los alimentos y la reubicación de la población damnificada.

El accidente de Three Mile Island reveló que a pesar de las fallas de diseño, el sistema de confinamiento del reactor operó como se esperaba. Si bien el reactor se destruyó, prácticamente todo el material radiactivo fue contenido, y no hubo víctimas fatales.

Se han hecho modificaciones para contrarrestar las deficiencias en todos los reactores RBMK que aún operan. En el diseño original, la reacción nuclear en cadena y el consecuente calor generado incrementan al perderse el agua de enfriamiento o al convertirse ésta en vapor, en contraste con la mayoría de los diseños occidentales. Fue este efecto el que causó la destrucción de la unidad 4 de Chernobyl.

En todos los reactores RBMK se modificaron las barras de control, añadiendo absorbentes de neutrones e incrementando el enriquecimiento del combustible de 1.8 a 2.4% de U-235, haciéndolos mucho más estables al operar a baja potencia. Los mecanismos de apagado automático operan ahora más rápido, y se han mejorado otros sistemas de seguridad. Se instaló de igual modo equipo de inspección automática, de tal forma que una repetición del accidente de 1986 es hoy virtualmente imposible.¹⁴

Alrededor del mundo se mejoraron los diseños de las centrales nucleares y los equipos para respuesta a emergencias. Esto incluye protección contra fuego, mejores sistemas de tuberías, mejor aislamiento y confinamiento del reactor, y se evaluó la capacidad de las plantas para apagarse automáticamente ante situaciones de riesgo.

También se identificó el desempeño del personal como un factor crítico de la seguridad de las centrales, mejorándose el entrenamiento de los operadores de la central y los dispositivos de control e instrumentación de que hacen uso. Se establecieron también vías de comunicación adecuadas para permitir un buen flujo de información ante cualquier emergencia.

¹⁴ <http://www.world-nuclear.org/info/chernobyl/inf07.html>, visitada el 6 de octubre de 2007.

Pero lo más importante fue el desarrollo de mejores planes de prevención de accidentes, al endurecer las regulaciones de seguridad, realizar inspecciones minuciosas para vigilar que éstas se cumplan, monitorear los niveles de radiación, analizar la vulnerabilidad de las centrales ante cualquier falla e incrementar la cooperación internacional para compartir conocimientos en torno a la seguridad nuclear. La mayor parte de esto se ha hecho bajo el auspicio de la Asociación Mundial de Operadores Nucleares (*World Association of Nuclear Operators – WANO*), cuerpo formado en 1989 para aumentar la seguridad y confiabilidad en la operación de las centrales nucleares luego de la catástrofe de Chernobyl.

3.1.3.2. El renacimiento de la energía nuclear

Hoy en día la energía nuclear está de vuelta en la agenda de muchos países, con proyecciones de nuevas construcciones semejantes o incluso superiores a aquellas de los primeros años de la energía nuclear.¹⁵ Esto muestra un repunte en el apoyo a la energía nuclear en el mundo occidental, que como ya se explicó había disminuido a consecuencia de los accidentes de Three Mile Island y Chernobyl y de las restricciones surgidas en los años 70. Si bien éste fue el caso general en occidente, la energía nuclear se ha seguido expandiendo en Europa del Este y Asia, como veremos en la sección 3.2.2.

Las primeras centrales nucleares se justificaban con la necesidad de aliviar la contaminación causada por las plantas alimentadas por combustibles fósiles. La energía nuclear también era vista como una fuente económica que reducía la dependencia de importaciones de energéticos. No obstante, hoy en día han evolucionado los factores que hacen de la energía nuclear una buena opción para la generación eléctrica.

El crecimiento de la población mundial, en conjunto con el desarrollo industrial, conducirán a que se duplique el consumo de energía eléctrica al año 2030. Aparte de este crecimiento, se tendrá la necesidad de renovar el parque de generación de los E.U.A. y la Unión Europea en el

¹⁵ <http://www.world-nuclear.org/info/inf104.html>, accesada el 4 de octubre de 2007.

mismo periodo. La reducción en el suministro de agua potable implicará el uso intensivo de plantas desaladoras, y la producción de hidrógeno para aplicaciones en el transporte requerirá grandes cantidades de electricidad y calor.¹⁶

Los peligros y efectos del cambio climático nos han hecho notar que el uso de combustibles fósiles debe reducirse y ser sustituido por fuentes de energía de bajas emisiones de gases de invernadero, y la energía nuclear constituye la única alternativa inmediata a gran escala para la producción continua y confiable de energía eléctrica. Además, el aumento en los precios de los energéticos ha influido positivamente en la viabilidad económica de las centrales nucleoelectricas.

Una ventaja a largo plazo del uranio sobre los combustibles fósiles es el bajo impacto que la volatilidad en los precios de estos últimos tendrá en los costos finales de generación de electricidad, ya que una gran proporción de ellos corresponde a la inversión para la construcción de la planta nuclear, teniéndose precios de electricidad estables en mercados donde el sector eléctrico no está nacionalizado.¹⁷

Un tema recurrente a nivel internacional es la seguridad en el suministro de energía, pues muchos países son vulnerables ante el incumplimiento en las entregas de petróleo y gas importados. La abundancia del uranio natural, así como la cría de combustible, hacen de la energía nuclear una opción atractiva en torno a este rubro.

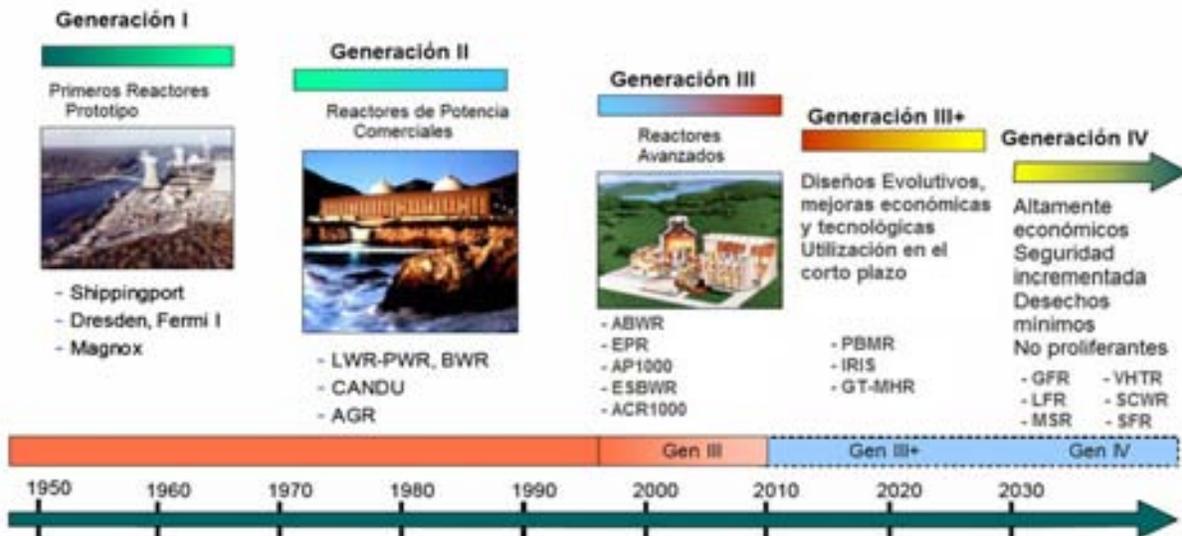
Como veremos en el siguiente apartado, al trasladarse la energía nuclear a esquemas de cooperación internacionales, la producción en serie y estandarizada de nuevas centrales reducirá los costos de construcción e incrementará la competitividad de esta fuente de energía primaria.

16 <http://www.world-nuclear.org/info/inf104.html>, accesada el 4 de octubre de 2007.

17 <http://www.world-nuclear.org/info/inf104.html>, accesada el 4 de octubre de 2007.

3.1.3.3. Nuevos diseños de reactores nucleares: la generación III y III+

Se distinguen varias generaciones de reactores nucleares (Figura 3.8). Los reactores de la generación I fueron desarrollados en los años 50 y 60, y hoy en día se encuentran operando únicamente en el Reino Unido. Usan principalmente uranio natural como combustible y grafito como moderador. Los reactores de la generación II son los que se encuentran actualmente en operación, y corresponden a los tipos de reactores tratados en la sección 2.1.2.2. Generalmente usan uranio enriquecido como combustible y agua como moderador y refrigerante. La generación III y III+ corresponde a los reactores avanzados, que evolucionan de los reactores de la generación II; los primeros de ellos ya se encuentran en operación en Japón y otros más se encuentran en construcción.



Fuente: Imagen proporcionada por el Dr. Juan Luis François Lacouture del Grupo de Ingeniería Nuclear de la Facultad de Ingeniería de la UNAM

Figura 3.8 Evolución de los reactores nucleares

Estos reactores cuentan con un diseño estándar para cada tipo, a fin de reducir los costos y tiempos de construcción. Los diseños son más simples y tienen como base la experiencia adquirida a lo largo de la historia de la energía nuclear, haciéndolos más fáciles de operar y

menos vulnerables a fallas. Su vida operativa es más larga (generalmente 60 años), tienen efectos mínimos en el medio ambiente y hacen un uso más eficiente del combustible.

Muchos de estos nuevos reactores incorporan sistemas de seguridad pasivos o inherentes; es decir, sistemas que no requieren de la intervención de dispositivos mecánicos o electrónicos complejos para su operación y que únicamente dependen de fenómenos físicos simples como la gravedad, la convección o la resistencia a altas temperaturas (los sistemas de seguridad tradicionales o activos sí involucran la operación de sistemas de control mecánicos o electrónicos complejos, haciéndolos susceptibles a fallos).

Existe un gran número de reactores de la generación III y III+; sin embargo, las principales características de los diseños más notables se incluyen en el Anexo III.1.

3.1.3.4. Nuevos diseños de reactores nucleares: la generación IV

Los reactores de la generación IV se encuentran aún en la fase de diseño y no entrarán en operación antes del año 2020. Estos reactores tenderán a tener ciclos de combustible cerrados y harán uso de los actínidos de largas vidas medias que actualmente son parte del combustible gastado (ver sección 2.3.4), de tal modo que los productos de la fisión serán el único desecho altamente radiactivo que generarán (<http://www.world-nuclear.org/info/inf32.html>, accesada el 6 de octubre de 2007).

Se trata de seis diseños limpios, seguros y económicos, capaces de satisfacer nuestras necesidades de energía de manera sustentable. Impiden también la obtención de materiales para la fabricación de armas y son seguros ante ataques terroristas. Tres de ellos son reactores rápidos, uno puede ser construido como reactor rápido y sólo dos operan con neutrones lentos como las centrales nucleoelectricas actuales. Cuatro de estos reactores podrán ser utilizados para la producción termoquímica de hidrógeno (ver Anexo III.2), si bien todos son capaces de producirlo a través de

la electrólisis del agua. Sus características más importantes se presentan en el Anexo III.3.

Considerando un ciclo de combustible cerrado, los reactores de las generaciones I a III pueden reciclar plutonio y posiblemente uranio, mientras que los de la generación IV tendrán un reciclaje completo de actínidos.¹⁸

3.2. Perspectivas al año 2030

3.2.1. Situación actual

Actualmente existen 435 reactores nucleares para generación eléctrica operando en 30 países, con una capacidad total de aproximadamente 370 GWe. Esto es unas tres veces la capacidad total de generación de Francia o Alemania.¹⁹ En 2006 estos reactores proporcionaron 2,659.7 TWh, poco más del 15% de la electricidad a nivel mundial. La Tabla 3.1 muestra el número y la capacidad de los reactores nucleares para generación eléctrica que se encuentran en operación en todo el mundo.

¹⁸ <http://www.world-nuclear.org/info/inf32.html>, accesada el 6 de octubre de 2007.

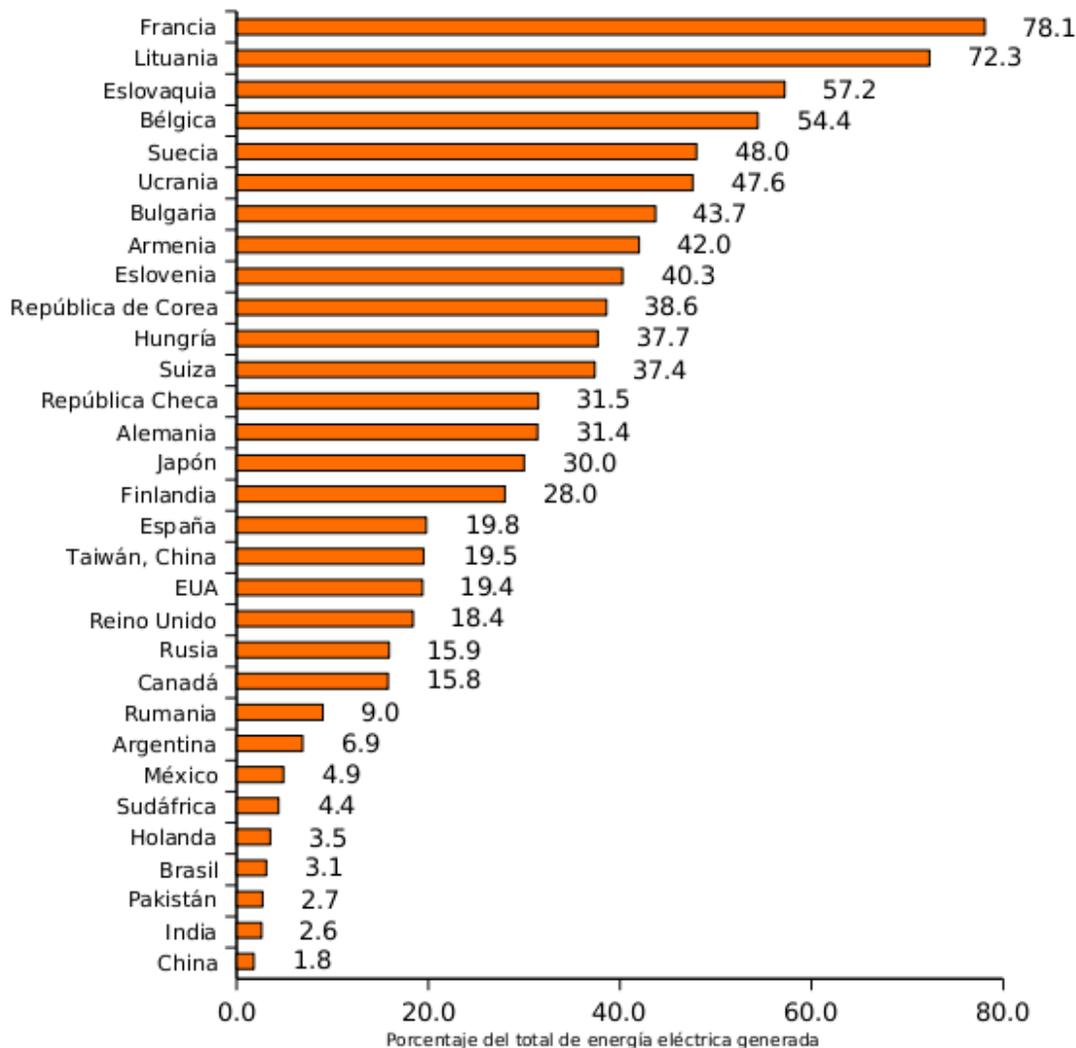
¹⁹ <http://www.world-nuclear.org/info/inf01.html>, accesada el 2 de octubre de 2007.

**Tabla 3.1 Estado actual de los reactores nucleares para generación eléctrica en el mundo
(Datos al 31 de diciembre de 2006)**

Países	Número de unidades en operación	MW(e) Totales	Electricidad generada en 2006	
			TWh	Porcentaje del total
Norteamérica				
Canadá	18	12,610	92.4	15.8
Estados Unidos	103	99,257	788.3	19.4
Latinoamérica				
Argentina	2	935	7.2	6.9
Brasil	2	1,901	13.0	3.1
México	2	1,360	10.4	4.9
Europa Occidental				
Bélgica	7	5,824	44.3	54.4
Finlandia	4	2,696	22.0	28.0
Francia	59	63,260	428.7	78.1
Alemania	17	20,339	158.7	31.4
Holanda	1	482	3.3	3.5
España	8	7,450	57.4	19.8
Suecia	10	9,097	65.1	48.0
Suiza	5	3,220	26.4	37.4
Reino Unido	19	10,965	69.4	18.4
Europa del Este				
Armenia	1	376	2.4	42.0
Bulgaria	2	1,906	18.2	43.7
República Checa	6	3,523	24.5	31.5
Hungria	4	1,755	12.5	37.7
Lituania	1	1,185	7.9	72.3
Rumania	1	655	5.2	9.0
Federación Rusa	31	21,743	144.6	15.9
Eslovaquia	5	2,034	16.6	57.2
Eslovenia	1	666	5.3	40.3
Ucrania	15	13,107	84.9	47.6
África				
Sudáfrica	2	1,800	10.1	4.4
Medio Oriente y Asia del Sur				
India	16	3,577	15.6	2.6
Pakistán	2	425	2.5	2.7
Lejano Oriente				
China	10	7,572	51.8	1.8
Japón	55	47,587	291.5	30.0
República de Corea	20	17,454	141.2	38.6
Taiwán, China	6	4,921	38.3	19.5
Total mundial	435	369,682	2,659.7	15.2

Fuente: IAEA (2007a)

De la Tabla 3.1 se desprende la Figura 3.9, que ilustra la aportación de la energía nuclear a la generación eléctrica de cada país.



Fuente: IAEA (2007a)

Figura 3.9 Porcentaje de contribución de la energía nuclear a la generación eléctrica de cada país en 2006

Como vemos, 16 países dependen de la energía nuclear para generar al menos una cuarta parte de su electricidad. Francia y Lituania obtienen casi tres cuartos de su energía eléctrica por medio de las centrales nucleares, si bien la red de Lituania es pequeña; mientras que Eslovaquia, Bélgica, Suecia, Ucrania, Bulgaria, Armenia, Eslovenia, la República de Corea, Hungría y Suiza obtienen más de un tercio. La República Checa, Alemania, Japón y Finlandia generan más de un cuarto de

su electricidad a partir de fuentes nucleares.

En nuestro continente, Estados Unidos es el más grande impulsor de la tecnología nucleoelectrica, mientras que en América Latina el rezago es evidente, con sólo tres países operando centrales nucleares y con una contribución a la red eléctrica bastante baja.

La Tabla 3.2 esboza los tipos de reactores para generación eléctrica operando actualmente, así como la potencia que suministran a la red eléctrica.

Tabla 3.2 Tipos de reactores conectados a la red eléctrica al 31 de diciembre de 2006 y potencia que suministran a ésta

País	PWR		BWR		GCR		PHWR		LWGR		FBR		Total	
	No.	MW(e)	No.	MW(e)	No.	MW(e)	No.	MW(e)	No.	MW(e)	No.	MW(e)	No.	MW(e)
Argentina							2	935					2	935
Armenia	1	376											1	376
Bélgica	7	5,824											7	5,824
Brasil	2	1,901											2	1,901
Bulgaria	2	1,906											2	1,906
Canadá							18	12,610					18	12,610
China	8	6,272					2	1,300					10	7,572
República Checa	6	3,523											6	3,523
Finlandia	2	976	2	1,720									4	2,696
Francia	58	63,130									1	130	59	63,260
Alemania	11	13,968	6	6,371									17	20,339
Hungría	4	1,755											4	1,755
India			2	300			14	3,277					16	3,577
Japón	23	18,420	32	29,167									55	47,587
República de Corea	16	14,825					4	2,629					20	17,454
Lituania									1	1,185			1	1,185
México			2	1,360									2	1,360
Holanda	1	482											1	482
Pakistán	1	300					1	125					2	425
Rumania							1	655					1	655
Rusia	15	10,964							15	10,219	1	560	31	21,743
Sudáfrica	2	1,800											2	1,800
Eslovaquia	5	2,034											5	2,034
Eslovenia	1	666											1	666
España	6	5,940	2	1,510									8	7,450
Suecia	3	2,819	7	6,278									10	9,097
Suiza	3	1,700	2	1,520									5	3,220
Reino Unido	1	1,196			18	9,769							19	10,965
Ucrania	15	13,107											15	13,107
EUA	69	66,668	34	32,589									103	99,257
Total	264	242,332	93	83,956	18	9,769	42	21,531	16	11,404	2	690	435	369,682

Los totales incluyen 6 unidades en Taiwán, China, que en su conjunto proporcionan una potencia de 4,921 MWe.

La categoría PWR incluye al reactor VVER ruso.

La categoría LWGR (*Light-Water-Cooled, Graphite-Moderated Reactor*) se refiere al reactor RBMK ruso.

La potencia mostrada es la que proporcionan en conjunto todos los reactores de cada tipo.

Fuente: IAEA (2007b)

Como ya se mencionó en el capítulo 2, el reactor más socorrido es el PWR, con 264 unidades, y en segundo lugar está el BWR, con 93 unidades. Resulta obvio al observar esta tabla que no existe actualmente un programa comercial de cría de combustible, por lo que es necesario el desarrollo de esta tecnología para dar utilidad a las grandes cantidades de U-238 que de otro modo se desperdiciarían.

3.2.2. Centrales en construcción

Al 31 de diciembre de 2006 se estaban construyendo 29 nuevos reactores de centrales nucleoelectricas alrededor del mundo, con una capacidad total de 23,641 MWe; esto equivale a alrededor del 6% de la capacidad existente hoy en día. La Tabla 3.3 nos da una idea general sobre su tipo y capacidad. Muchos de estos reactores corresponden a modelos avanzados de las generaciones III y III+; sin embargo, para fines de simplificación, en este apartado se abordará únicamente su tipo fundamental dejando de lado el concepto de reactor avanzado.

Tabla 3.3 Reactores en construcción al 31 de diciembre de 2006

País	PWR		BWR		PHWR		LWGR		FBR		Total	
	No.	MW(e)	No.	MW(e)	No.	MW(e)	No.	MW(e)	No.	MW(e)	No.	MW(e)
Argentina					1	692					1	692
Bulgaria	2	1,906									2	1,906
China	4	3,610									4	3,610
Finlandia	1	1,600									1	1,600
India	2	1,834			4	808			1	470	7	3,112
Irán	1	915									1	915
Japón	1	866									1	866
República de Corea	1	960									1	960
Pakistán	1	300									1	300
Rumania					1	655					1	655
Rusia	3	2,850					1	925	1	750	5	4,525
Ucrania	2	1,900									2	1,900
Taiwán, China			2	2,600							2	2,600
Total	18	16,741	2	2,600	6	2,155	1	925	2	1,220	29	23,641

La categoría PWR incluye al reactor VVER ruso.

La categoría LWGR (*Light-Water-Cooled, Graphite-Moderated Reactor*) se refiere al reactor RBMK ruso.

La potencia mostrada es la que proporcionan en conjunto todos los reactores de cada tipo.

Fuente: IAEA (2007b)

La mayor parte de las centrales nucleoelectricas en construcción se ubican en Europa del Este y Asia. La siguiente tabla muestra información más detallada sobre los reactores en construcción, incluyendo la fecha de inicio de ésta, la fecha planeada para el inicio de su operación comercial y la capacidad de cada reactor.

Tabla 3.4 Información sobre los reactores en construcción al 31 de diciembre de 2006

País	Reactor		Tipo	Capacidad MW(e)	Inicio de construcción	Inicio de operación comercial
	Clave	Nombre				
Argentina	AR-3	ATUCHA-2	PHWR	692	JUL-1981	-
Bulgaria	BG-7	BELENE-1	PWR	953	ENE-1987	-
	BG-8	BELENE-2	PWR	953	MAR-1987	-
China	CN-12	LINGAO 3	PWR	1000	DIC-2005	DIC-2010
	CN-13	LINGAO 4	PWR	1000	JUN-2006	-
	CN-14	QINSHAN 2-3	PWR	610	MAR-2006	MAR-2011
	CN-11	TIANWAN 2	PWR	1000	OCT-2000	-
Finlandia	FI-5	OLKILUOTO-3	PWR	1600	AGO-2005	DIC-2010
India	IN-15	KAIGA-3	PHWR	202	MAR-2002	MAR-2007
	IN-16	KAIGA-4	PHWR	202	MAY-2002	SEP-2007
	IN-25	KUDANKULAM-1	PWR	917	MAR-2002	MAR-2009
	IN-26	KUDANKULAM-2	PWR	917	JUL-2002	SEPT-2009
	IN-29	PFBR	FBR	470	OCT-2004	-
	IN-19	RAJASTHAN-5	PHWR	202	SEPT-2002	AGO-2007
IN-20	RAJASTHAN-6	PHWR	202	ENE-2003	FEB-2008	
Irán	IR-1	BUSHEHR-1	PWR	915	MAY-1975	JUN-2008
Japón	JP-64	TOMARI-3	PWR	866	NOV-2004	DIC-2009
República de Corea	KR-21	SHIN-KORI-1	PWR	960	JUN-2006	DIC-2010
Pakistán	PK-3	CHASNUPP 2	PWR	300	DIC-2005	AGO-2011
Rumania	RO-2	CERNAVODA-2	PHWR	655	JUL-1983	AGO-2007
Rusia	RU-114	BALAKOVO-5	PWR	950	ABR-1987	-
	RU-116	BELOYARSKY-4(BN-800)	FBR	750	JUL-2006	-
	RU-37	KALININ-4	PWR	950	AGO-1986	-
	RU-120	KURSK-5	LWGR	925	DIC-1985	-
	RU-62	VOLGODONSK-2	PWR	950	MAY-1983	-
Ucrania	UA-51	KHMELNITSKI-3	PWR	950	MAR-1986	-
	UA-52	KHMELNITSKI-4	PWR	950	FEB-1987	-

Hay en construcción 2 unidades BWR en Taiwán, China, que en conjunto proporcionan una potencia de 2600 MW(e).

La categoría PWR incluye al reactor VVER ruso.

La categoría LWGR (*Light-Water-Cooled, Graphite-Moderated Reactor*) se refiere al reactor RBMK ruso.

Fuente: IAEA (2007b)

Puede notarse que la mayoría de estas centrales habrá iniciado su operación al comenzar la siguiente década. En ciertos casos no se tiene prevista aún la fecha de inicio de operación comercial, y como se aprecia en la Tabla 3.4, esto se presenta en centrales que comenzaron a construirse hace mucho tiempo, lo cual indica grandes demoras en los tiempos de construcción en parte como consecuencia de los accidentes de Three Mile Island y Chernobyl (sección 3.1.2.3). Por su parte, en Asia se tienen contemplados períodos de construcción mucho más razonables, de 5 años en promedio.

3.2.3. Centrales en fase de planeación

La mayoría de las centrales nucleoelectricas en fase de planeación se encuentran en Asia, continente con economías en rápido crecimiento y con un acelerado aumento en la demanda de electricidad.²⁰

El aumento en los precios del gas natural, las restricciones que impone el Protocolo de Kyoto en cuanto a las emisiones de dióxido de carbono, así como otros factores estudiados en la sección 3.1.3.2, han puesto a la energía nuclear de vuelta en la agenda internacional para planear la expansión de los sistemas eléctricos, a fin de satisfacer nuestra creciente demanda de energía eléctrica. De este modo, alrededor de 16 países que cuentan ya con programas de energía nuclear tienen planes de construir nuevos reactores aparte de los que ya se encuentran en construcción. En total, se tienen planeados 80 reactores para generación eléctrica con una capacidad total de casi 90,000 MWe (equivalente a 24% de la capacidad existente actualmente), y más de 200 se han propuesto.²¹

En Estados Unidos hay propuestas para más de veinte nuevos reactores. Todos ellos son de la generación III, y se ha propuesto la construcción de dos reactores ABWR (ver Anexo III.1, inciso a).

20 <http://www.world-nuclear.org/info/inf17.html>, accesada el 6 de octubre de 2007.

21 <http://www.world-nuclear.org/info/inf17.html>, accesada el 6 de octubre de 2007.

En Rusia se planea la construcción de siete nuevos reactores para reemplazar algunas centrales existentes, y para el año 2015 diez nuevos reactores, con un total de 9.8 GWe, deberán estar en operación. Luego de ello se construirán más reactores para aumentar la capacidad nucleoelectrica de este país de los actuales 21.7 GWe a 50 GWe en 2020. También se piensa terminar una pequeña central nucleoelectrica flotante para el año 2010 (ver Anexo III.1, inciso a).

Polonia planea iniciar un programa de energía nuclear. De entrada se integraría a un proyecto conjunto en Lituania, junto con Estonia y Latvia.

La República de Corea tiene planes de poner en operación ocho nuevos reactores para el año 2015, que en conjunto añadirían una capacidad de 9,200 MWe. Se planean ya los reactores SHIN-KORI-2 y WOLSONG-5 y 6. Luego vendrían SHIN-KORI-3 y 4 y SHIN-ULCHIN-1 y 2, reactores APR-1400 de 1450 MWe que empezaría a operar en 2016 (ver Anexo III.1, inciso a).

Japón ya ha designado sitios y tiempos de construcción para unos 10 nuevos reactores, con poco más de 13,000 MWe, que comenzarían a operar entre 2012 y 2018.

China piensa poner en operación tanto diseños propios como occidentales. La meta de este país es cuadruplicar su capacidad nucleoelectrica para el año 2020.

India piensa desarrollar un ciclo de combustible a base de torio, dadas sus abundantes reservas de este elemento, y es por ello que planea un programa de reactores de cría (Anexo III.1, inciso d).

En Pakistán se planea instalar centrales nucleoelectricas con tecnología china.

En Kazajstán se contempla el desarrollo de reactores de pequeña y mediana capacidad, empezando por un diseño ruso de 300 MWe como base para sus unidades (ver Anexo III.1, inciso a).

El gobierno turco planea tener en operación tres centrales nucleoelectricas, con un total de 4,500 MWe, entre 2012 y 2015.

Indonesia tiene planes de comenzar a construir una planta nuclear de 2,000 MWe en 2010.

Vietnam considera también la construcción de su primera central nucleoelectrica, que entraría en operación en 2017.

3.2.4. Otras opciones para mantener o incrementar la capacidad nucleoelectrica

En algunos países, el aumento de la capacidad nucleoelectrica se lleva a cabo con la repotenciación de las centrales existentes. Esta es una opción muy efectiva desde el punto de vista económico.²²

Muchos reactores en Estados Unidos, Bélgica, Suecia y Alemania, por citar algunos ejemplos, han visto incrementada su capacidad de generación. En Suiza, la capacidad de sus cinco reactores se ha incrementado en un 12.3%. En Estados Unidos, se han aprobado 110 repotenciaciones desde 1977, con un total de 4,700 MWe. España echó a andar un programa para añadir 810 MWe (11%) a su capacidad nuclear al repotenciar sus reactores.

Finlandia incrementó la capacidad de la central de Olkiluoto en 29%, llegando ésta a 1,700 MWe. La planta de Loviisa, con dos reactores VVER, vio incrementada su potencia en 90 MWe (10%). Suecia está repotenciando la central de Forsmark en aproximadamente 13% (410 MWe), a un costo de 225 millones de euros, y la central de Oskarshamn-3 en 21% para llegar a 1,450 MWe, con un costo de 180 millones de euros.

Una opción para mantener la capacidad nucleoelectrica es extender la vida operativa de las plantas nucleares. Muchas de las centrales existentes estaban diseñadas para tener una vida útil de

²² <http://www.world-nuclear.org/info/inf17.html>, accesada el 6 de octubre de 2007.

hasta 40 años, pero su evaluación en la última década ha mostrado que varias de ellas pueden operar por más tiempo. En Estados Unidos cerca de 50 reactores han obtenido licencias para extender su vida operativa de sus originales 40 años a 60. En Japón se contemplan vidas útiles de hasta 70 años.

Cuando las centrales nucleoelectricas comerciales más antiguas (Calder Hall y Chapelcross en el Reino Unido) fueron construidas en los años 50, se pensó que su vida útil sería de sólo 20 a 25 años. Luego se autorizó que operaran durante 50 años, pero debido a factores económicos fueron cerradas antes de este tiempo. La mayoría de las centrales Magnox tienen licencia para operar durante 40 años.

El gobierno ruso extendió la vida operativa de los doce reactores más antiguos del país, de sus originales 30 años a 45.

Se ha demostrado la viabilidad técnica y económica de reemplazar componentes del reactor, como los generadores de vapor en los PWR y los tubos de presión en los CANDU.²³ La posibilidad del reemplazo de componentes a fin de extender la vida útil de los reactores resulta bastante atractiva.

Otra vía para incrementar la capacidad nucleoelectrica es restablecer la operación de unidades en buen estado, pero que estuvieron cerradas durante un período largo (condición conocida en inglés como *long-term shutdown*).

3.2.5. Proyecciones al año 2030

La Tabla 3.5 muestra las proyecciones que ha dado a conocer la Agencia Internacional de Energía Atómica en torno al desarrollo de la capacidad nucleoelectrica mundial al año 2030. Como se observa, existe una tendencia de crecimiento que podemos apreciar con mayor claridad en la

²³ <http://www.world-nuclear.org/info/inf17.html>, visitada el 6 de octubre de 2007.

Figura 3.10. Es de notar que el escenario bajo muestra un retroceso en el uso de la energía nuclear en Europa Occidental, contrario a lo que ocurre en las otras regiones. Esto quiere decir que en ese escenario y región no se construirían nuevas centrales nucleoelectricas para sustituir a las antiguas cuya vida útil llegue a su fin. En América Latina, África y el Sureste de Asia y Pacífico el crecimiento es bastante lento.

Tabla 3.5 Estimaciones de la capacidad de generación total y nuclear

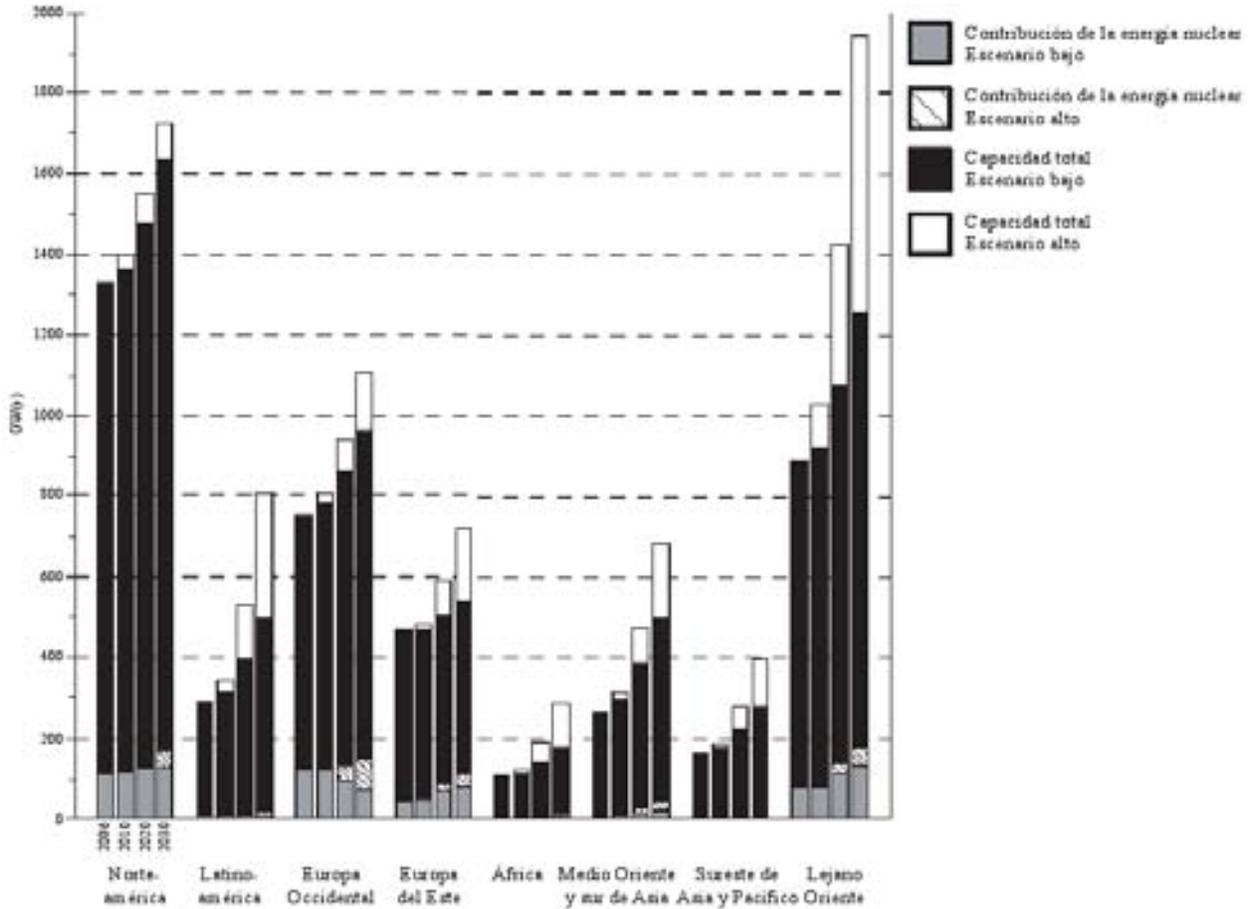
Región	2006			2010			2020			2030		
	Capacidad total	Nuclear		Capacidad total	Nuclear		Capacidad total	Nuclear		Capacidad total	Nuclear	
	GW(e)	GW(e)	%	GW(e)	GW(e)	%	GW(e)	GW(e)	%	GW(e)	GW(e)	%
Norteamérica	1,331	111.9	8.4	1,363	114	8.4	1,480	125	8.4	1,634	129	7.9
				1,400	115	8.2	1,550	132	8.5	1,723	168	9.8
Latinoamérica	288	4.2	1.5	313	4.1	1.3	395	7.9	2.0	499	8.6	1.7
				342	4.9	1.4	530	7.9	1.5	809	19	2.3
Europa Occidental	753	123.3	16.4	780	121	15.5	862	91	10.6	961	71	7.4
				806	122	15.1	940	131	13.9	1,105	149	13.5
Europa del Este	466	47.0	10.1	468	48	10.3	504	70	13.9	542	81	14.9
				484	49	10.1	590	85	14.4	718	111	15.5
África	106	1.8	1.7	112	1.8	1.6	139	3.1	2.2	176	3.1	1.8
				123	1.8	1.5	188	5.1	2.7	287	12	4.2
Medio Oriente y sur de Asia	266	4.0	1.5	295	10	3.4	383	16	4.2	496	21	4.2
				313	11	3.5	470	27	5.7	686	46	6.7
Sureste de Asia y Pacifico	161			178			224			277	0.9	0.3
				187			275	0.9	0.3	398	7.4	1.9
Lejano Oriente	889	77.5	8.7	918	79	8.6	1,078	112	10.4	1,256	133	10.6
				1,028	82	8.0	1,427	136	9.5	1,944	179	9.2
Total mundial	Escenario bajo	369.7	8.7	4,427	377.9	8.5	5,065	425.0	8.4	5,841	447.6	7.7
				4,683	385.7	8.2	5,970	524.9	8.8	7,670	691.4	9.0

La capacidad mostrada es aquella existente al final de cada año en cuestión.

Estas estimaciones toman en cuenta el cese de operaciones de las unidades antiguas al concluir su vida útil.

Fuente: IAEA (2007a)

Cabe destacar que, si bien a nivel mundial existe un incremento en la capacidad nucleoelectrica, su porcentaje de contribución frente a las demás tecnologías de generación tiende a disminuir un poco en el escenario bajo, siendo esto influenciado por la condición a la baja en Europa Occidental. De este modo, en el escenario bajo se favorecerían otras tecnologías de generación.



Fuente: IAEA (2007a)

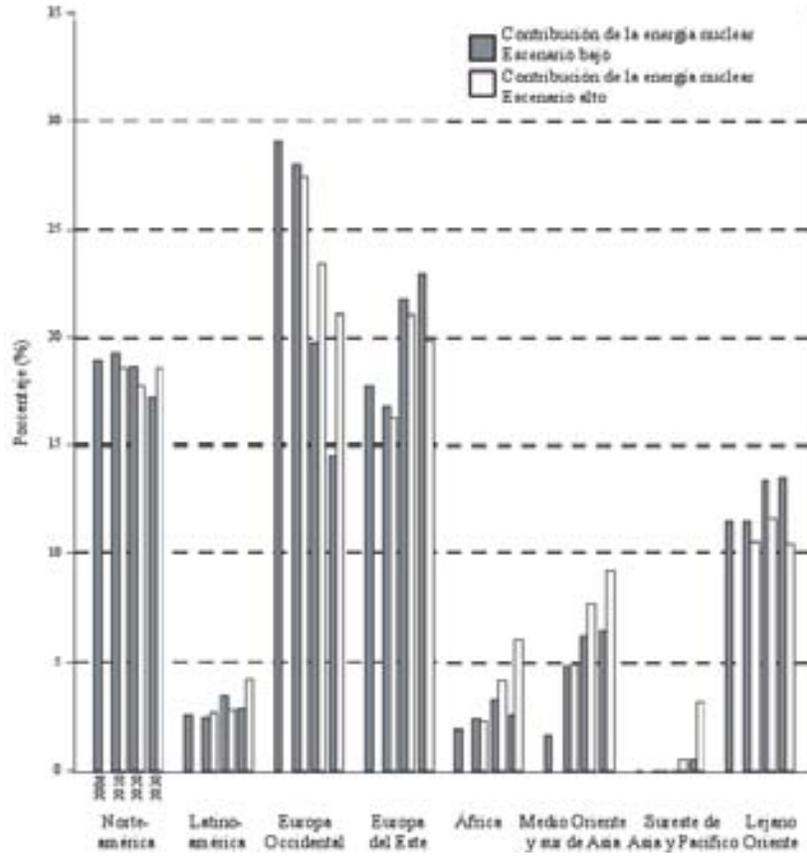
Figura 3.10 Capacidad de generación total y nuclear al final de cada año

En la Tabla 3.6, se observan las estimaciones de generación de electricidad de la Agencia. A nivel mundial, el porcentaje de contribución de la energía nuclear frente a las demás tecnologías de generación eléctrica presenta una ligera tendencia a la baja. Al estudiar el análisis por regiones que se presenta en la Figura 3.11, nos damos cuenta de que esto se debe a una notable reducción en la contribución de la tecnología nuclear a la generación de electricidad de Norteamérica y Europa Occidental, mientras que en las demás regiones la tendencia es claramente a la alza.

Tabla 3.6 Estimaciones de generación de energía eléctrica y contribución de la energía nuclear

Región	2006			2010			2020			2030		
	Generación TWh	Nuclear		Generación TWh	Nuclear		Generación TWh	Nuclear		Generación TWh	Nuclear	
		TWh	%		TWh	%		TWh	%		TWh	%
Norteamérica	4,637	880.7	19.0	4,728	910	19.2	5,397	1006	18.6	6,038	1042	17.3
				4,921	913	18.6	6,023	1066	17.7	7,324	1355	18.5
Latinoamérica	1,172	30.5	2.6	1,240	30	2.4	1,685	59	3.5	2,305	65	2.8
				1,347	36	2.7	2,136	59	2.8	3,496	148	4.2
Europa Occidental	3,008	875.3	29.1	3,173	889	28.0	3,460	684	19.8	3,750	544	14.5
				3,276	897	27.4	4,217	988	23.4	5,453	1151	21.1
Europa del Este	1,810	322.1	17.8	1,874	315	16.8	2,164	472	21.8	2,458	564	22.9
				1,980	323	16.3	2,715	571	21.0	3,913	777	19.9
África	546	10.1	1.8	605	14	2.3	785	25	3.2	988	26	2.6
				629	14	2.2	996	41	4.1	1,563	95	6.1
Medio Oriente y sur de Asia	1,152	18.1	1.6	1,231	59	4.8	1,636	101	6.2	2,116	136	6.4
				1,352	65	4.8	2,143	166	7.7	3,270	301	9.2
Sureste de Asia y Pacifico	662			736			939			1,169	5.8	0.5
				759			1,083	5.5	0.5	1,537	48	3.1
Lejano Oriente	4,537	522.8	11.5	4,708	543	11.5	5,754	772	13.4	6,961	942	13.5
				5,284	559	10.6	8,076	940	11.6	12,046	1267	10.5
Total mundial	17,524	2,659.6	15.2	18,295	2,760	15.1	21,820	3,119	14.3	25,785	3,324.8	12.9
				19,548	2,807	14.4	27,389	3,836.5	14.0	38,602	5,142	13.3

Fuente: IAEA (2007a)



Fuente: IAEA (2007a)

Figura 3.11 Porcentaje de electricidad suministrada por la energía nuclear

Conclusiones

Si bien en los primeros años la energía nuclear era vista como una fuente de energía maravillosa, capaz de satisfacer nuestras necesidades de electricidad de manera limpia y económica, los accidentes de Three Mile Island y Chernobyl nos pusieron los pies en la tierra y nos enseñaron que la energía nuclear puede tener muchas ventajas, pero también implica serios riesgos. Sus impactos negativos en la industria nucleoelectrica son una muestra de que la seguridad debe ser el principal elemento en cualquier proyecto de generación, nuclear o no.

Con base en las lecciones aprendidas en ambos accidentes, los nuevos diseños de reactores nucleares introducen el concepto de seguridad intrínseca; esto es, los reactores nucleares modernos incorporan sistemas de seguridad que los hacen seguros por naturaleza ante cualquier emergencia; la principal, por supuesto, es la falla del sistema de refrigeración.

Estos sistemas de seguridad optimizados, hacen de la energía nuclear una buena opción para expandir el parque de generación ante las regulaciones en las emisiones de contaminantes que introduce el Protocolo de Kyoto, de tal modo que se tiene previsto un crecimiento en el uso de la energía nuclear en el mundo. En algunas regiones esto no será así y se favorecerán otras tecnologías de generación, aunque todas ellas deberían ser limpias, dadas las condiciones que establece el Protocolo.

El programa nuclear más interesante, en mi opinión, es el de la India, país que cuenta con grandes reservas de torio. El Th-232, que es el isótopo del torio presente en la naturaleza, no es fisible, pero al ser fértil resulta bastante atractivo para el sector eléctrico de este país. Así, la India ha decidido desarrollar un ciclo de combustible a base de este elemento, con proyectos de reactores de cría a fin de transmutar el Th-232 en U-233 fisible, y con su propio diseño de reactor de generación III, el AHWR (ver Anexo III.1, incisos b y d).

Capítulo 4

Perspectivas del uso de la energía nuclear en la generación eléctrica en México al año 2030

4. Perspectivas del uso de la energía nuclear en la generación eléctrica en México al año 2030

Introducción

Una vez que estudiamos las proyecciones de lo que ocurrirá en el mundo en torno al sector nucleoelectrico, es tiempo de analizar las perspectivas que se tienen en nuestro país para el uso de la energía nuclear en la expansión del Sistema Eléctrico Nacional.

En este capítulo se estudiará la información relativa a la planeación del parque de generación del servicio público proporcionada por la Secretaría de Energía y la Comisión Federal de Electricidad, con la finalidad de conocer los planes oficiales que tiene el gobierno alrededor del uso de la energía nuclear para la generación de energía eléctrica en el período 2005 – 2030.

En primer lugar, se tratará la situación actual del sistema de generación en nuestro país, enfocándonos inicialmente en conocer la demanda de energía eléctrica que nuestra sociedad exige, para continuar con la capacidad instalada a fin de satisfacer dicha demanda y el papel que desempeña la energía nuclear.

En cuanto a lo anterior, se resumirán los antecedentes históricos del uso de la energía nuclear en México, se presentarán datos técnicos de la central nucleoelectrica de Laguna Verde y se mencionarán los aspectos más relevantes del ciclo de combustible de la central y el manejo de los desechos que produce.

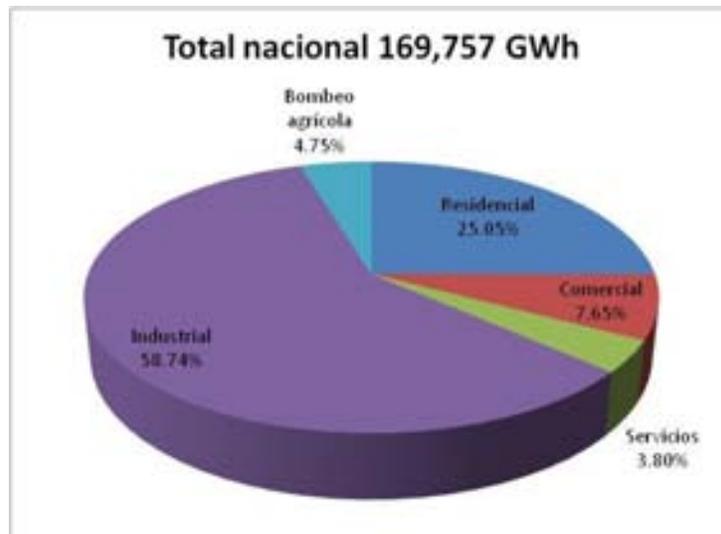
Por último, analizaremos las proyecciones de la Secretaría de Energía y la Comisión Federal de Electricidad en relación con el desarrollo del sistema de generación del servicio público de energía eléctrica, así como las posibilidades de uso de la energía nuclear.

4.1. Situación actual del sistema de generación en México

4.1.1. Oferta y demanda de energía eléctrica

4.1.1.1. Demanda

La demanda de energía eléctrica para el servicio público ascendió en 2005 a 169,757 GWh. Ésta se clasifica en cinco sectores: bombeo agrícola, industrial, residencial, comercial y servicios. El sector industrial es el principal consumidor de energía eléctrica dada la infinidad de sistemas y procesos de producción que hacen uso de este tipo de energía (SENER, 2006b). En 2005, el sector demandó 99,720 GWh. Por otra parte, 42,531 GWh de la demanda correspondieron al sector residencial, el cual constituye el segundo gran consumidor de energía eléctrica, seguido por el sector comercial con 12,989 GWh. Del resto, 8,067 GWh correspondieron al bombeo agrícola y 6,450 GWh al sector de servicios (Figura 4.1).



Fuente: SENER (2006b)

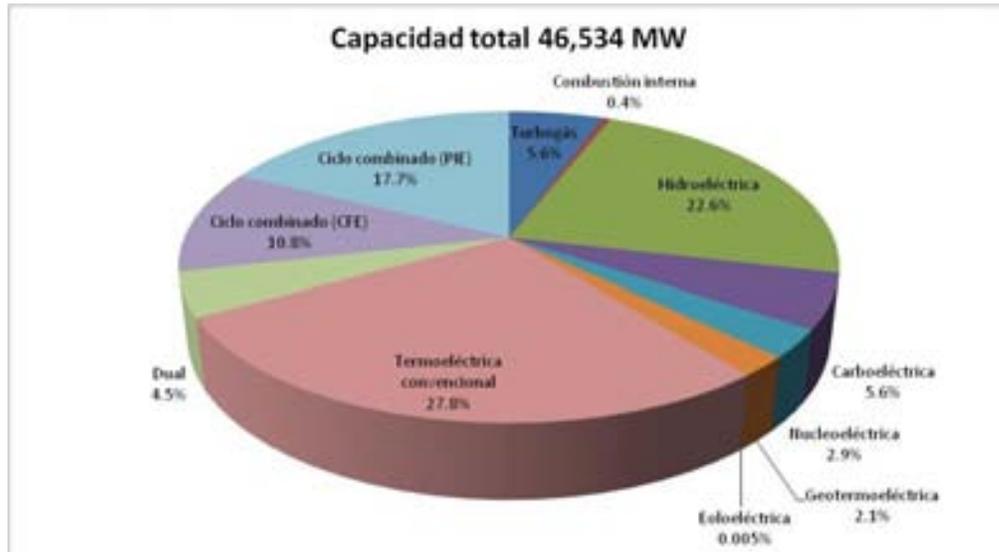
Figura 4.1 Composición de la demanda de energía eléctrica del servicio público en el año 2005

4.1.1.2. Oferta

a) Capacidad instalada por tipo de tecnología

Al 31 de diciembre de 2005, la capacidad bruta¹ instalada por parte del servicio público para satisfacer nuestra demanda de energía eléctrica ascendió a 46,534 MW². La Figura 4.2 muestra dicha capacidad por tipo de tecnología. Se observa que en nuestro país la más socorrida es la de ciclo combinado, con 13,256 MW (equivalentes al 28.5%), mientras que a la nuclear corresponden únicamente los 1,365 MW proporcionados por la central nucleoelectrónica de Laguna Verde, que equivalen sólo al 2.9% de la capacidad bruta instalada en el servicio público.

-
- 1 Se llama capacidad bruta a aquella capacidad de una unidad, central generadora o sistema eléctrico que se tiene al tomar en cuenta la capacidad requerida para los usos propios de las centrales generadoras. Por su parte, la capacidad neta es igual a la capacidad bruta de una unidad, central generadora o sistema eléctrico, a la cual se le ha descontado la capacidad que se requiere para los usos propios de las centrales generadoras (SENER, 2006b).
 - 2 Dado que en el presente y en el siguiente capítulo en general hablaremos de potencia eléctrica, resulta ya innecesaria la distinción entre MWe y MWt propuesta en el capítulo 3, por lo que deberá ahora entenderse que MWe y MW se refieren ambos a potencia eléctrica, mientras que para la potencia térmica continuaremos con la especificación MWt.

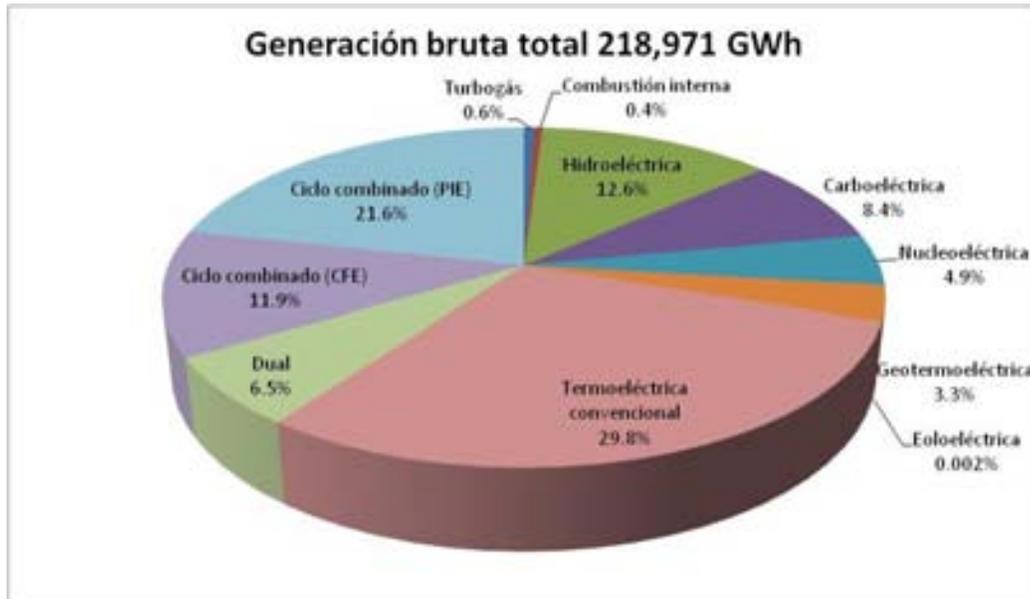


Fuente: CFE (2006c)

Figura 4.2 Composición de la capacidad bruta instalada en el servicio público al 31 de diciembre de 2005

b) Consumo de combustibles y generación de energía eléctrica para el servicio público

La generación eléctrica a base de hidrocarburos representa el 70.7% de la generación eléctrica total para el servicio público. Como podemos apreciar en la Figura 4.3, en 2005 la generación de las centrales de ciclo combinado (73,381 GWh) superó a la suma de la generación eléctrica de las centrales termoeléctricas convencionales, turbogás y de combustión interna (67,215 GWh), cuya participación ha disminuido de 49.0% en 1995 a 30.7% en 2005 (SENER, 2006b).



Fuente: CFE (2006c)

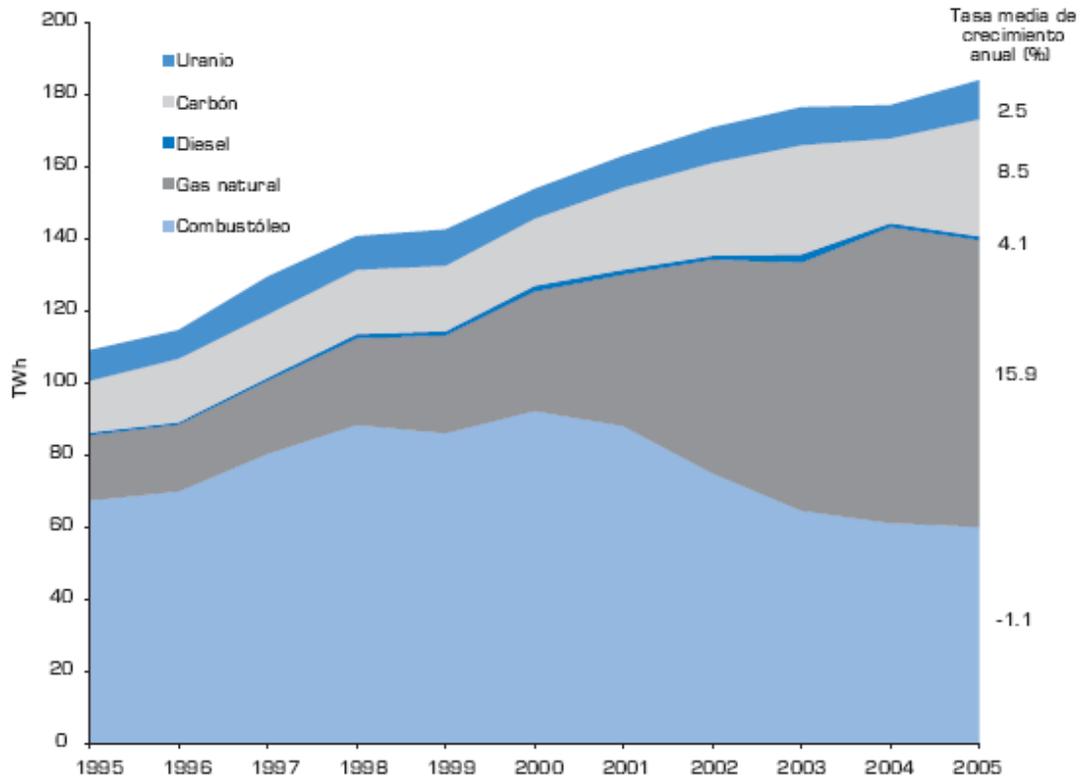
Figura 4.3 Generación bruta³ por tipo de tecnología en el servicio público en el año 2005

En cuanto al tipo de combustible para generación de electricidad, éste depende fundamentalmente de la tecnología instalada y la configuración técnica de la planta. En el servicio público de nuestro país, las centrales termoelectricas convencionales utilizan combustóleo y/o gas natural, las de ciclo combinado utilizan gas natural, las centrales turbogás consumen gas natural o diesel, las duales consumen carbón y combustóleo y las centrales de combustión interna en su mayoría consumen diesel (SENER, 2006b).

Dado que el gas natural emite menos contaminantes a la atmósfera que el resto de los combustibles fósiles y es viable económicamente, su consumo se ha incrementado considerablemente. En 1995 la generación a base de gas natural representaba el 16.6%, y en 2005 aumentó al 43.2% de la generación total. Por otra parte, la generación a base de combustóleo en 1995 era del 61.8%, y en 2005 bajó al segundo lugar con una participación del 32.7% (Figura

³ La generación bruta es la energía que debe ser suministrada por las diferentes centrales generadoras con que cuenta el sistema eléctrico, e incluye la energía de las ventas, las pérdidas en las líneas de transmisión, los usos propios de las centrales y la energía de exportación (SENER, 2006b).

4.4).



Fuente: SENER (2006b)

Figura 4.4 Generación bruta en el servicio público por tipo de combustible utilizado entre los años 1995 y 2005 (TWh)

La siguiente tabla muestra el consumo de combustibles para la generación eléctrica del servicio público en el año 2005, así como su equivalente energético en PJ.

Tabla 4.1 Consumo de combustibles para la generación eléctrica en el servicio público en el año 2005

Combustible o energía primaria	Cantidad	Equivalente energético (PJ)
Carbón	14.9 x 10 ⁶ ton	327.454
Dióxido de uranio	35.9 ton	117.880
Diesel	402,700 m ³	13.741
Combustóleo	16,497,100 m ³	624.553
Gas natural	192,615 x 10 ⁶ m ³	632.002
Agua		278.434
Vapor endógeno		73.604
Aire		0.050

Fuente: SENER (2006a)

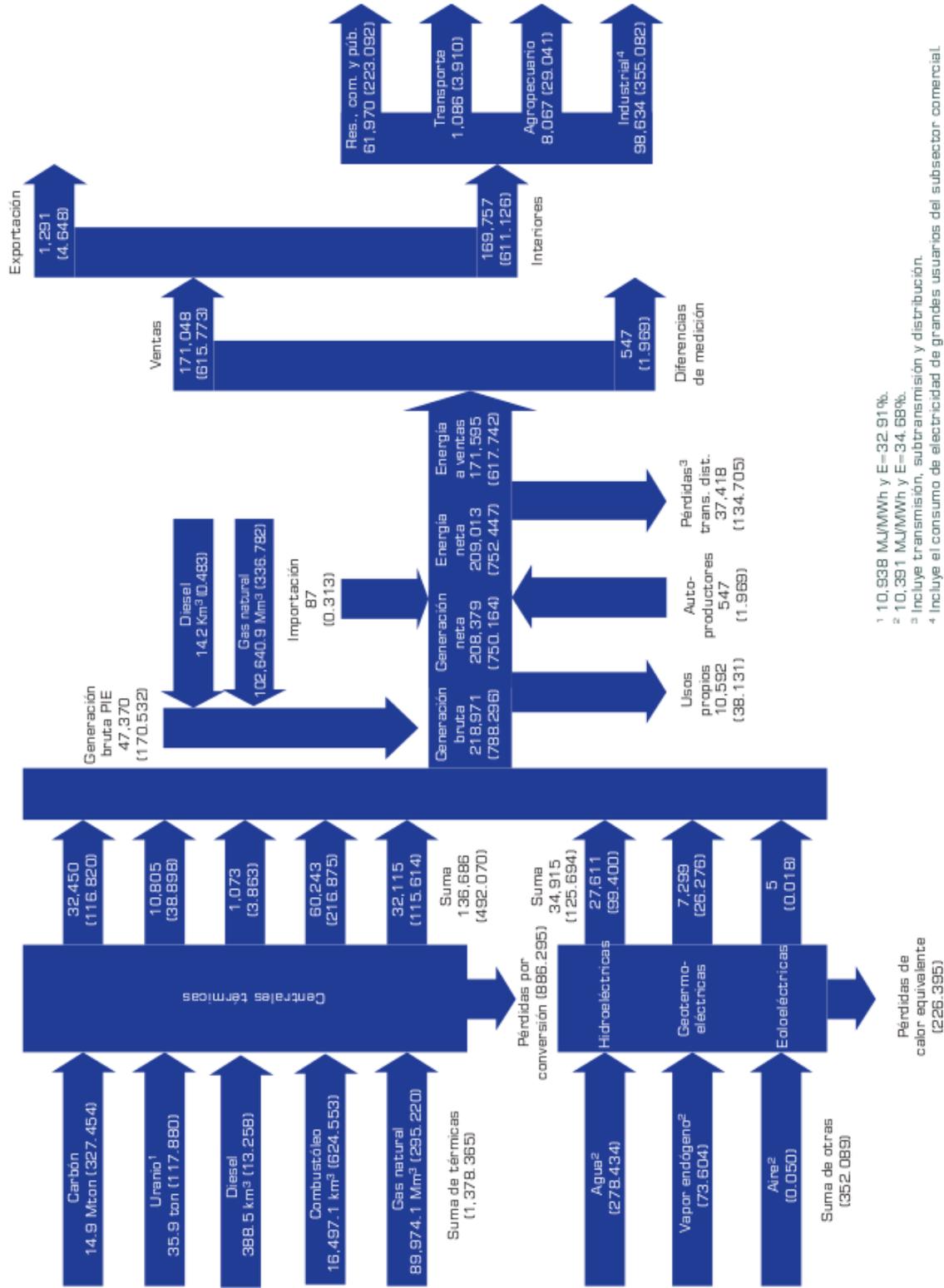
c) Balance nacional de energía eléctrica para el servicio público

El balance de energía presenta la información relativa a la oferta y demanda de energía para una zona geográfica específica. Se basa en un conjunto de relaciones de equilibrio que contabilizan la energía que se produce (origen), la que se intercambia con el exterior, la que se transforma, la de consumo propio, la no aprovechada y la que se destina a los distintos sectores y agentes económicos (destino final).⁴

De este modo, el balance facilita la evaluación sobre la dinámica de la oferta y demanda de energía y permite calcular relaciones de eficiencia en los procesos de transformación de ésta, así como evaluar las políticas implantadas en el sector energético. La Figura 4.5 muestra el balance de energía eléctrica para el servicio público en el año 2005.

⁴ SENER (2006a).

Figura 4.5 Balance de electricidad para el servicio público 2005 GWh (PJ)



¹ 10,938 MJ/MWh y E=32.91%
² 10,391 MJ/MWh y E=34.68%
³ Incluye transmisión, subtransmisión y distribución.
⁴ Incluye el consumo de electricidad de grandes usuarios del subsector comercial.

Fuente: SENER (2006a)

4.1.2. El papel de la energía nuclear en la generación eléctrica en México

4.1.2.1. Antecedentes históricos

En 1956 se estableció la Comisión Nacional de Energía Nuclear (CNEN), para introducir la aplicación de la energía nuclear en México. La CNEN controlaba todas las actividades nucleares en el país (exploración de yacimientos de uranio, investigación nuclear, regulaciones, etc.), con excepción de la generación de electricidad a partir de fuentes nucleares, que era responsabilidad de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), y la utilización de radioisótopos. Más tarde la CNEN se convirtió en el Instituto Nacional de Energía Nuclear (INEN).

En 1979, el INEN desapareció y fue sustituido por tres organizaciones: el Instituto Nacional de Investigaciones Nucleares (ININ), a cargo de todos los aspectos relacionados con la investigación; Uranio Mexicano (URAMEX), encargada de la explotación del uranio; y la Comisión Nacional de Seguridad Nuclear y Salvaguardias (CNSNS), responsable de las regulaciones y salvaguardias en torno al uso de la energía nuclear. En 1985, URAMEX desapareció y sus funciones pasaron a la Secretaría de Energía.

El interés de México en la energía nuclear data de los años 60, y los primeros pasos se dieron en 1966, cuando la CFE y la CNEN realizaron un estudio preliminar de sitios potenciales para la instalación de centrales nucleares. A finales de esa década, el gobierno concluyó que las plantas nucleares deberían desempeñar un papel importante en el parque de generación mexicano⁵.

4.1.2.2. La central nucleoelectrica de Laguna Verde

A principios de 1969, la CFE abrió la licitación para la construcción de una central nucleoelectrica de 600 MW. La asignación final del contrato a General Electric ocurrió a

⁵ http://www-pub.iaea.org/MTCD/publications/PDF/cnpp2003/CNPP_Webpage/countryprofiles/Mexico/Mexico2003.htm, accesada el 26 de octubre de 2007.

mediados de 1972. En 1976 se inició la construcción de la central nucleoelectrónica de Laguna Verde, con dos reactores BWR de 654 MW netos cada uno. El primero entró en operación comercial el 29 de julio de 1990 y el segundo el 10 de abril de 1995.

a) Localización y configuración de la central

La central nucleoelectrónica de Laguna Verde está ubicada en el sitio costero del mismo nombre, que pertenece al municipio de Alto Lucero, en el estado de Veracruz. Se localiza a 70 km al noroeste del puerto de Veracruz y a 290 km al noreste la Ciudad de México.

La central está constituida por dos unidades con capacidad de generación de 682.44 MW brutos cada una. La unidad 1 está alojada en un conjunto de edificios formado por seis construcciones: el edificio del reactor, el de fuerza motriz y generación, el de control y operación, la planta eléctrica auxiliar, el de tratamiento de residuos radiactivos y el de tratamiento de agua y talleres.

La unidad 2 tiene a su vez sus propios edificios del reactor, de fuerza motriz y generación, de control y operación y de la planta eléctrica auxiliar, así como de purificación de agua para el reactor. Comparte con la unidad 1 el edificio de tratamiento de residuos y el de tratamiento de agua y talleres.

Existen también edificios secundarios comunes, como son el de acceso, el de administración, el almacén de partes de repuesto y el de conservación temporal de residuos de mediano y bajo nivel de radiactividad. La central de Laguna Verde cuenta con centros de información pública y de entrenamiento para ingenieros y técnicos.

b) Ciclo termodinámico Rankine de la central

Los reactores de Laguna Verde utilizan como refrigerante agua ligera desmineralizada, que al circular directamente por el núcleo del reactor se evapora con el calor proveniente de la fisión nuclear que ocurre en el combustible de dióxido de uranio. El vapor producido se seca en la cámara superior del reactor, y con una calidad de 99.7% es conducido a la turbina múltiple de tres unidades coaxiales. La potencia térmica de cada reactor es de 1,933 MWt, y la presión del vapor a la salida de 7,036 kPa (o 71.8 kgf/cm²). El flujo de vapor al ciclo es de 1,048 kg/s.

La temperatura del vapor a la entrada de la turbina es de 283 °C. La presión al ingresar en la unidad de alta presión es de 6,683 kPa (o 68.2 kgf/cm²), y en las dos unidades de baja presión, de 1,303 kPa (o 13.3 kgf/cm²). La velocidad de rotación de la turbina es de 1,800 rpm y está acoplada al generador eléctrico.

El condensador de vapor tiene una capacidad de extracción térmica de 1,246.8 kJ/s. La condensación se efectúa con la circulación de 28.2 m³/s de agua de mar a través de las tuberías del sistema. De este modo, el agua tomada del exterior no entra en contacto directo ni con el vapor que proviene del reactor, ni con su condensado.

Para cerrar el ciclo, el líquido del condensador pasa por un sistema de bombeo, de depuración y de precalentamiento, antes de llegar a la bomba alimentadora que lo inyecta de regreso al reactor.

c) Configuración del reactor

Como se ha mencionado, los reactores de Laguna Verde son del tipo BWR. La vasija tiene forma de cilindro vertical, con unos tres a cuatro metros de diámetro y unos diez metros de altura, con extremos semiesféricos. Está construida con acero de baja aleación, en forma de una envolvente de 15 a 20 cm de espesor. Este cilindro se halla revestido interiormente con una placa de acero

inoxidable.

En su interior se tiene el núcleo del reactor, el sistema de barras de control y los dispositivos de separación del agua hirviente y de secado del vapor desprendido. A los lados de la vasija están los sistemas de conducción y bombeo del agua de recirculación del reactor. En su mitad superior se encuentran la conexión a la tubería de salida del vapor y a la tubería de retorno del condensado.

El núcleo del reactor consiste en un haz de 444 ensamblajes de pastillas de dióxido de uranio, con un enriquecimiento medio de 1.87% de U-235. Se tienen intercaladas paralelamente 109 barras de control, que contienen carburo de boro. Estas barras son deslizables, y pueden entrar y salir del conjunto de material fisil, que pesa 81 toneladas. El agua que circula de abajo hacia arriba en el interior de la vasija actúa como moderador y refrigerante del núcleo del reactor.

De los 444 ensamblajes de combustible que formaron la carga inicial del núcleo, 96 son retirados y sustituidos por otros nuevos anualmente, para mantener la operación térmica normal del reactor.

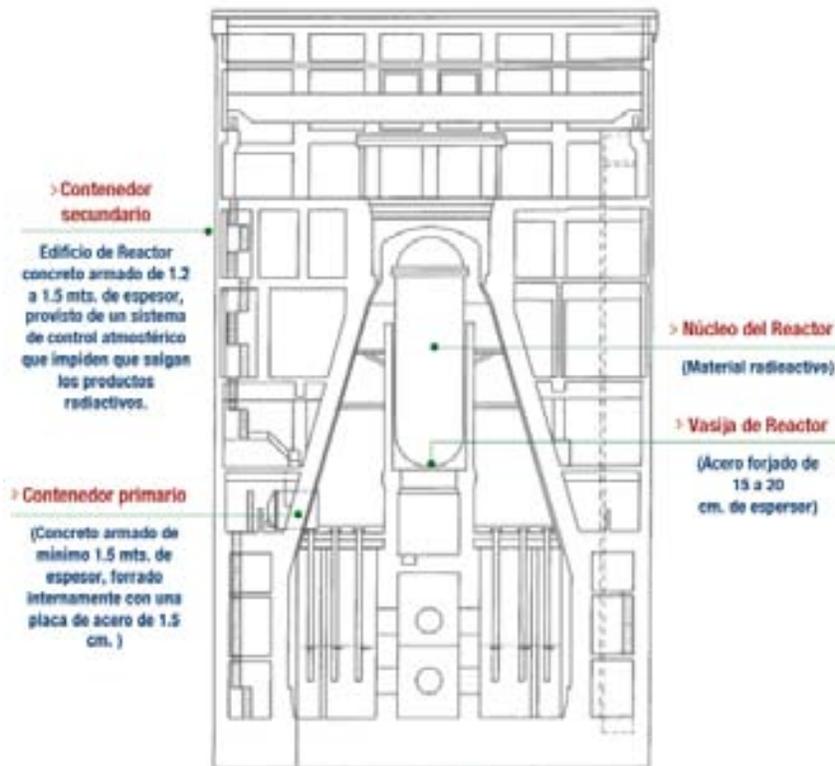
d) Contención de radiaciones y material radiactivo

Como sabemos, la reacción nuclear origina productos de fisión altamente radiactivos (ver sección 2.3.4), que se mantienen confinados debidamente en el interior del reactor durante su operación normal. Para evitar la salida de material radiactivo en caso de que ocurra un accidente grave, se rodea al reactor con una serie de barreras de contención sucesivas. En las dos unidades de Laguna Verde se cuenta con las cinco envolventes protectoras siguientes (ver Figura 4.6):

- Cubiertas de las pastillas de combustible.
- Tubos herméticos de zircaloy, que alojan a las pastillas.
- Vasija del reactor, con el circuito cerrado de refrigerante.
- El contenedor primario, que es un cuerpo hueco de concreto reforzado fuertemente con

acero, el cual aloja en su interior a la vasija del reactor, y tiene un espesor de 1.5 m. El blindaje de concreto recubre una armadura hermética interna de acero de 1.5 cm de grosor. En el fondo del contenedor primario se halla un depósito abierto o alberca que contiene 3,000 m³ de agua para la supresión de presión.

- El contenedor secundario, que es el propio edificio del reactor, el cual constituye un espacio confinante de aire que se mantiene a una presión menor que la atmosférica, para así impedir fugas de aire al exterior.



Fuente: <http://www.cfe.gov.mx/es/LaEmpresa/generacionelectricidad/nucleoelectlagverde/nucleoelectricidadenelmundo/>

Figura 4.6 Barreras de contención de radiaciones y material radiactivo de la central Laguna Verde

e) Sistemas de seguridad

La central nucleoelectrica de Laguna Verde cuenta con sistemas eléctricos y electrónicos de control y supervisión para permitir su operación de manera segura y confiable, con la acción de respaldos sucesivos.

En caso de una pérdida anormal de refrigerante, la refrigeración se garantiza mediante la operación redundante de cuatro sistemas:

- De despresurización automática, que descarga el vapor de la vasija a la alberca supresora.
- De enfriamiento de alta presión, que inicia el rociado o aspersión del núcleo mientras se despresuriza rápidamente la vasija.
- De enfriamiento de baja presión, que actúa al terminar la despresurización de la vasija.
- De inyección de refrigerante a baja presión, que recarga de líquido el núcleo del reactor cuando la vasija ha quedado despresurizada. Mantiene lleno el núcleo el tiempo que sea necesario.

Las bombas que operan estos sistemas pueden ser accionadas por la planta diesel de emergencia, que entra en acción 13 segundos después del inicio de una interrupción en el abastecimiento de energía eléctrica.

f) Características eléctricas

En cada unidad de la central se tiene acoplado a la turbina un generador síncrono trifásico, que proporciona una tensión de 22 kV a una frecuencia de 60 Hz. Está provisto de un rotor cilíndrico de 4 polos que gira a 1,800 rpm, y su excitador se alimenta con corriente directa de 5,715 A a 525 V. La potencia máxima de cada generador es de 682.44 MW, con una corriente nominal de 19,683 A y un factor de potencia de 0.90. Como se mencionó en la sección 4.1.1.2, la central

nucleoeléctrica de Laguna Verde proporciona actualmente 1,365 MW (2.9% de la capacidad bruta instalada en el servicio público).

4.1.2.3. Ciclo de combustible

Se tienen identificadas reservas de uranio en México por alrededor de 2,000 toneladas, las cuales están en espera de ser extraídas bajo el argumento de que resultaría económicamente inviable explotarlas dados los bajos precios internacionales del combustible nuclear. México tiene experiencia en la extracción de uranio, pues en el pasado se operaron minas de uranio en nuestro territorio, principalmente en Sierra de Gómez, La Domitila y otras regiones de Chihuahua. Sin embargo, en los próximos años, el uranio requerido para las recargas de los reactores de Laguna Verde se obtendrá del mercado internacional, pues con la desaparición de URAMEX terminaron los planes para la producción de uranio en nuestro país.

El uranio usado en Laguna Verde se compra bien sea como hexafluoruro de uranio o como concentrado que luego es convertido en hexafluoruro de uranio por Comurhex, en Francia. El enriquecimiento lo lleva a cabo el Departamento de Energía de los E.U.A., mientras que la fabricación del combustible la realiza General Electric en los E.U.A. Se han probado también ensambles de combustible proporcionados por Siemens.

Se puso en operación una planta piloto para la producción de combustible nuclear en el Instituto Nacional de Investigaciones Nucleares; estuvo en funcionamiento de 1980 a 1996, pero fue cerrada por razones económicas. En ella se fabricaron 4 ensambles de combustible para ser usados en la central nucleoeléctrica de Laguna Verde. Fueron entregados en 1995 y operaron exitosamente en el reactor 1 de la central.

En cuanto al combustible gastado, los planes actuales son almacenarlo en albercas en la misma central de Laguna Verde. La capacidad de este depósito se ha incrementado para acumular todo el combustible gastado que los reactores producirán a lo largo de su vida útil. De este modo, se gana

tiempo para tomar una decisión final en torno al problema del combustible gastado con base en la disponibilidad y precio del uranio, la expansión del Sistema Eléctrico Nacional y el desarrollo de nuevas tecnologías.⁶

4.1.2.4. Manejo de desechos

Hay en Maquixco, Estado de México, un repositorio para los desechos de radiactividad baja y media producidos en instalaciones médicas e industriales. Se planea cerrarlo en un futuro cercano para evitar conflictos sociales.

Como se mencionó en la sección anterior, el combustible gastado altamente radiactivo de Laguna Verde se almacena *in situ*. En cuanto a los desechos de nivel de radiactividad bajo y medio producidos por la central, se planea la construcción de un nuevo repositorio también dentro de la planta, cuya capacidad sería suficiente para almacenar todos los desechos producidos a lo largo de la vida operativa de cuatro reactores nucleares, y podría incluir los desechos generados por instalaciones médicas e industriales de todo el país.⁷

4.2. Expansión del sistema de generación en México al año 2030: estudios actuales

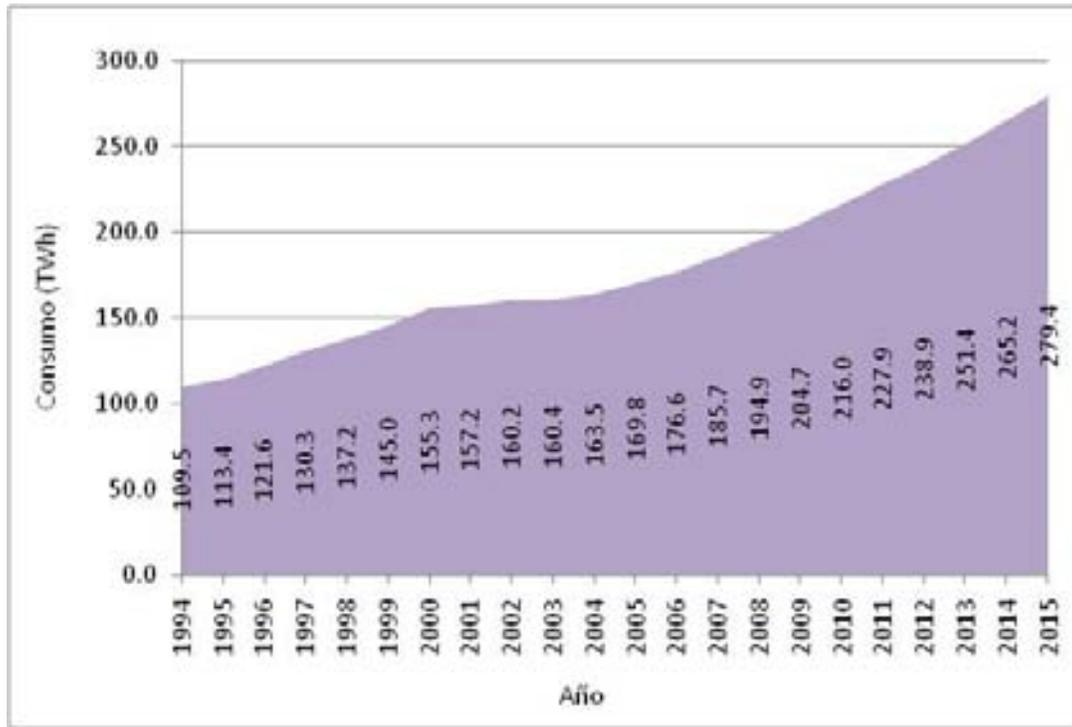
4.2.1. Prospectiva del Sector Eléctrico 2006 – 2015 de la Secretaría de Energía

4.2.1.1. Pronóstico del consumo de energía eléctrica

La Secretaría de Energía estima que el consumo de electricidad en el servicio público entre los años 2005 y 2015 mostrará una tasa media de crecimiento anual (tmca) de 5.1%, de tal modo que se incrementará en alrededor de 109.6 TWh, al pasar de 169.8 TWh en 2005 a 279.4 TWh en 2015, como se aprecia en la Figura 4.7.

6 http://www-pub.iaea.org/MTCD/publications/PDF/cnpp2003/CNPP_Webpage/countryprofiles/Mexico/Mexico2003.htm, accesada el 26 de octubre de 2007.

7 http://www-pub.iaea.org/MTCD/publications/PDF/cnpp2003/CNPP_Webpage/countryprofiles/Mexico/Mexico2003.htm, accesada el 26 de octubre de 2007.



Fuente: SENER (2006b)

Figura 4.7 Consumo de energía eléctrica en el servicio público (escenario de planeación)

La Tabla 4.2 muestra la evolución de las ventas del servicio público por sector en el intervalo 2005 – 2015.

Tabla 4.2 Ventas totales del servicio público por sector entre los años 2005 y 2015 (GWh)

Sector	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	tmca 2005 – 2015 (%)
Total nacional	171,048	177,861	186,971	196,170	206,010	217,315	229,149	240,191	252,713	266,472	280,429	5.1
Ventas internas	169,757	176,570	185,680	194,879	204,719	216,024	227,858	238,900	251,422	265,181	279,138	5.1
Residencial	42,531	43,633	45,727	48,453	51,586	55,083	57,967	60,403	62,622	64,891	67,153	4.7
Comercial	12,989	13,348	14,157	15,189	16,349	17,624	18,680	19,640	20,597	21,606	22,649	5.7
Servicios	6,450	6,564	6,758	6,948	7,158	7,374	7,613	7,849	8,089	8,343	8,608	2.9
Industrial	99,720	104,796	110,750	115,922	121,157	127,377	134,895	142,169	151,142	161,244	171,494	5.6
Bombeo agrícola	8,067	8,229	8,288	8,367	8,469	8,566	8,703	8,839	8,972	9,097	9,234	1.4
Exportación	1,291	1,291	1,291	1,291	1,291	1,291	1,291	1,291	1,291	1,291	1,291	0

Fuente: SENER (2006b)

4.2.1.2. Expansión del sistema de generación de energía eléctrica

La planeación y expansión del parque de generación mexicano obedece a las estimaciones de demanda⁸ y consumo de energía eléctrica para los próximos diez años. De igual modo, se analizan las diferentes opciones tecnológicas y los diversos proyectos para la evolución del sistema de generación, a fin de seleccionar los más convenientes. Adicionalmente, se toman en cuenta los retiros de unidades cuya vida útil ha llegado a su fin y la estructura de la red de transmisión. El programa de expansión considera dos tipos de requerimientos:

- Capacidad comprometida: centrales en proceso de construcción, en licitación o cierre financiero.
- Capacidad no comprometida: sin esquema financiero definido y sin licitarse aún.

Es importante mencionar que desde la fecha en que se inicia el concurso para la construcción de una nueva central generadora hasta su entrada en operación comercial, transcurren en promedio cuatro años, tiempo que debe ser considerado en los planes de expansión de la capacidad de generación eléctrica.

El programa de expansión del sistema de generación mexicano se integra por la planeación del servicio público, integrado por la CFE y Luz y Fuerza del Centro (LyFC), y la proyección de adiciones de capacidad de permisionarios de autoabastecimiento y cogeneración (SENER, 2006b). Dada la naturaleza de los proyectos nucleoelectricos, nos enfocaremos únicamente en la evolución esperada del servicio público.

⁸ Se considera como demanda bruta a la potencia a la cual se debe suministrar la energía eléctrica en un instante dado, misma que debe ser satisfecha por el parque de generación.

a) Programa de adiciones de capacidad en el servicio público

Durante el período 2006 – 2015, el programa de expansión de CFE requerirá adiciones de capacidad por 23,545 MW, de los cuales se tienen 6,549 MW de capacidad comprometida y 16,995 MW de capacidad no comprometida. Adicionalmente, el programa de LyFC iniciará la puesta en operación de un proyecto de generación distribuida en el centro del país, el cual adiciona 448 MW de capacidad comprometida. En suma, por parte del servicio público se adicionarán 23,993 MW durante este lapso de tiempo⁹ (ver Tabla 4.3).

Tabla 4.3 Programa de adiciones de capacidad en el servicio público 2006 – 2015 (MW)

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	Total
Total	2,801	1,968	101	2,157	1,928	1,919	2,279	2,758	3,952	4,130	23,993
Comisión Federal de Electricidad	2,353	1,968	101	2,157	1,928	1,919	2,279	2,758	3,952	4,130	23,545
Capacidad en construcción o comprometida	2,353	1,968		800	678	750					6,549
Capacidad adicional no comprometida			101	1,357	1,250	1,169	2,279	2,758	3,952	4,130	16,995
Luz y Fuerza del Centro	448										448

Fuente: SENER (2006b)

b) Capacidad comprometida o en construcción

De acuerdo con lo anteriormente expuesto, la capacidad comprometida o en construcción considerada por la Secretaría de Energía ascenderá a 6,997 MW, cifra conformada por 6,549 MW de CFE y 448 MW de LyFC. Esta capacidad está programada para iniciar operaciones entre los años 2006 y 2011.

El programa de expansión con proyectos de generación en proceso de construcción o comprometidos está integrado por 4,238 MW con base en ciclo combinado; es decir, el 60.6% de la expansión por este concepto al año 2011. Asimismo, iniciarán operación otras tecnologías para

⁹ SENER (2006b).

diversificar la generación eléctrica, como son la central hidroeléctrica El Cajón con 754 MW en 2007 y en 2010 la Carboeléctrica del Pacífico, con 678 MW de capacidad bruta, entre otras¹⁰ (ver Tabla 4.4).

Tabla 4.4 Proyectos de generación en proceso de construcción o comprometidos

Proyecto	Ubicación	Tecnología	Mes de entrada en operación	Modalidad de licitación	Capacidad bruta (MW)					
					2006	2007	2008	2009	2010	2011
Total anual					2,801	1,968	0	800	678	750
Acumulado					2,801	4,769	4,769	5,569	6,247	6,997
Proyectos terminados										
Altamira V	Tamaulipas	CC	Nov	PIE	1,153					
Tuxpan V	Veracruz	CC	Sep	PIE	509					
Valladolid III	Yucatán	CC	Jun	PIE	540					
Conversión El Encino TG/CC	Chihuahua	CC	Ago	OPF	67					
La Venta II	Oaxaca	EOL	Nov	OPF	83					
Generación distribuida	Zona metropolitana	TG	Nov	OPF	448					
Subtotal					2,801	0	0	0	0	0
Proyectos en construcción										
Baja California Sur II	Baja California Sur	CI	Ene	OPF	46					
Tamazunchale	San Luis Potosí	CC	Jun	PIE	1,168					
El Cajón	Nayarit	HID	May, Ago	OPF	754					
Carboeléctrica del Pacífico	Michoacán	CAR	Feb	OPF					678	
Subtotal					0	1,968	0	0	678	0
Proyectos en proceso de licitación										
San Lorenzo conversión TG/CC	Puebla	CC	Abr	OPF				139		
Baja California (Presidente Juárez)	Baja California	CC	Mar	OPF				259		
Norte (La Trinidad)	Durango	CC	Jun	PIE				402		
La Yesca	Nayarit	HID	Feb, May	OPF						750
Subtotal					0	0	0	800	0	750

Notas:

HID: hidroeléctrica, CC: ciclo combinado, CI: combustión interna tipo diesel, EOL: eoloeléctrica, CAR: carboeléctrica, TG: turbogás, PIE: productor independiente de energía, OPF: obra pública financiada.

Fuente: SENER (2006b)

En lo relativo al esquema de licitación, 3,773 MW de capacidad comprometida estarán considerados bajo el esquema de productor independiente de energía (PIE), mientras que 2,777 MW serán bajo el esquema de obra pública financiada (OPF).

¹⁰ SENER (2006b).

En cuanto al proyecto de LyFC de generación distribuida, éste consiste en 14 plantas turbogás que utilizarán gas natural, con capacidad instalada de 32 MW cada una, para aportar un total de 448 MW al SEN (SENER, 2006b).

c) Capacidad adicional no comprometida

Los proyectos que no han sido adjudicados, y por ende no han sido comprometidos y aún no han iniciado obras, se considera que iniciarán operaciones a partir de 2008, dado el tiempo que se requiere desde la adjudicación de un proyecto de generación, hasta la puesta en operación del mismo.

La capacidad adicional no comprometida para el ejercicio de planeación 2006 – 2015 de la Secretaría de Energía, considera la instalación de 16,995 MW durante el período 2008 – 2015 (ver Tabla 4.5). Esta capacidad es susceptible de instalarse mediante diversos esquemas de inversión, siendo factible mediante participación privada bajo licitaciones para producción independiente de energía y obra pública financiada (SENER, 2006b).

Tabla 4.5 Requerimientos de capacidad adicional no comprometida (proyectos con esquema financiero por definirse)

Proyecto	Ubicación	Tecnología	Mes de entrada en operación	Capacidad bruta (MW)							
				2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Total anual				101	1,357	1,250	1,169	2,279	2,758	3,952	4,130
Acumulado				101	1,458	2,708	3,877	6,156	8,913	12,865	16,995
La Venta III	Oaxaca	EOL	Sep	101							
Oaxaca I, II, III y IV	Oaxaca	EOL	Nov, Sep		101	304					
Agua Prieta II	Sonora	CC	Mar		642						
Baja California II	Sonora	TG	Abr		223						
Valle de México repotenciación U2	Edo. Méx.	CC	May		380						
Guerrero Negro III	Baja California Sur	CI	Abr		11						
Cerro Prieto V	Baja California	GEO	Abr			107					
Humeros	Puebla	GEO	Abr			51					
Presidente Juárez conversión TG/CC	Baja California	CC	Abr			93					
Norte II (Chihuahua)	Chihuahua	CC	Abr			652					
Manzanillo I repotenciación U1 y U2	Colima	CC	Abr, Abr				458	458			
Baja California III (Ensenada)	Baja California	LIBRE	Abr				288				
Baja California Sur III, IV, V y VI	Baja California Sur	LIBRE	Abr, Abr, Abr			43	43			86	
Valle de México repotenciación U3	Edo. Méx.	CC	Abr				380				
Sta. Rosalía	Baja California Sur	CI	Abr					14			
Tula repotenciación U1 y U2	Hidalgo	CC	Abr, Abr					554	554		
Valle de México repotenciación U1	Edo. Méx.	CC	Abr					380			
Manzanillo II repotenciación U1 y U2	Colima	CC	Abr, Abr						408	408	
Baja California IV (Tijuana)	Baja California	LIBRE	Abr						288		
Río Moctezuma	Hidalgo, Querétaro	HID	Abr					139			
Guadalajara I	Jalisco	CC	Abr						645	645	
Noreste (Monterrey)	Nuevo León	LIBRE	Abr					734			
Peninsular I	Yucatán	CC	Abr						180		
Topolobampo I	Sinaloa	CAR	Abr							700	
Norte III (Juárez)	Chihuahua	LIBRE	Abr						683		
Tamazunchale II	San Luis Potosí	CC	Abr							750	
Reynosa	Tamaulipas	LIBRE	Abr							764	
Topolobampo II	Sinaloa	CAR	Abr								700
Villita ampliación	Michoacán	HID	Abr							400	
Infernillo repotenciación	Guerrero	HID	Abr							200	
Peninsular II	Yucatán	CC	Abr								180
La Parota U1, U2 y U3	Guerrero	HID	Abr, Jul, Oct								900
Baja California V	Sonora	LIBRE	Abr								279
Veracruz I y II	Veracruz	LIBRE	Abr								1,400
Norte IV (Torreón)	Coahuila	LIBRE	Abr								671

Notas:

HID: hidroeléctrica, CC: ciclo combinado, CI: combustión interna tipo diesel, EOL: eoloeléctrica, CAR: carboeléctrica, TG: turbogás

Fuente: SENER (2006b)

En lo correspondiente al tipo de tecnología, la Secretaría de Energía ha definido que entre los requerimientos de capacidad no comprometida, los ciclos combinados representarán el 45.7% del total a instalarse entre los años 2008 y 2015, con 7,766 MW, seguido por la asignación de capacidad denominada libre; es decir, aquella cuya tecnología a emplear no se ha especificado. Esta capacidad asciende a 5,278 MW, equivalente a 31.1% de la capacidad total no comprometida para el mismo período.

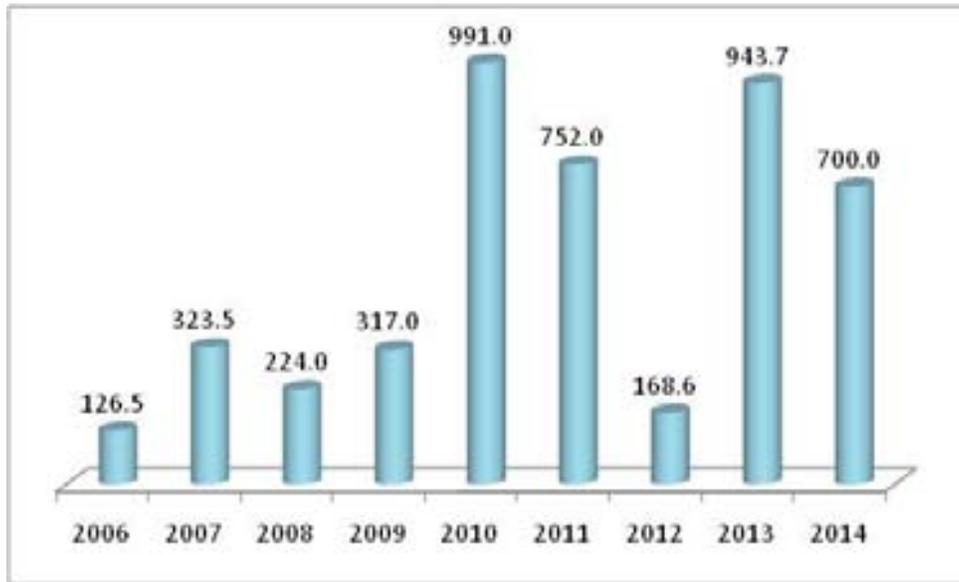
Como parte de una política de diversificación de fuentes de energía, se prevé que esta capacidad libre se asigne a diferentes tecnologías que permitan la utilización de varias fuentes de energía primaria, para así evitar una dependencia respecto al gas natural. Para el programa de expansión 2006 – 2015 se contempla asignar sólo el 28% de la capacidad libre a centrales que utilicen gas natural, mientras que el restante 72% se asignará a plantas que requieran otros energéticos, tales como carbón, gas de síntesis (proveniente de la gasificación de residuales sólidos y líquidos de la refinación), uranio y, en algunos casos, importación de energía eléctrica.

El restante 23.2% de la capacidad no comprometida corresponde a diferentes tecnologías, principalmente carboeléctricas e hidroeléctricas. De estas últimas, se prevé instalar 1,400 MW de tecnología carboeléctrica en la costa del Pacífico hacia 2015. Asimismo, a partir de 2008 se contempla la instalación de 507 MW de capacidad eólica en el estado de Oaxaca.¹¹

d) Programa de retiros de capacidad

Hacia el año 2015 se prevé realizar retiros de capacidad obsoleta, ineficiente y con altos niveles de emisiones contaminantes del servicio público por 4,546 MW. Los retiros más importantes serán realizados en los años 2010, 2011, 2013 y 2014, en donde se retirarán 3,386 MW en total (ver Figura 4.8 y Tabla 4.6).

¹¹ SENER (2006b).



Fuente: SENER (2006b)

Figura 4.8 Programa de retiros de capacidad 2006 – 2015 (MW)

Tabla 4.6 Programa de retiros de capacidad 2006 – 2015 (capacidad bruta)

2006						2007					
Central	Unidad	Tipo	MW	Mes	Estado	Central	Unidad	Tipo	MW	Mes	Estado
Topolobampo II	3	TC	40.0	Nov	Sinaloa	Nonoalco	1 y 2	TG	64.0	Feb	Distrito Federal
Nachi-Cocom II	1 y 2	TC	49.0	Nov	Yucatán	Nonoalco	3 y 4	TG	84.0	Feb	Distrito Federal
Lerma (Campeche)	1	TC	37.5	Nov	Campeche	Lechería	1, 2 y 3	TG	96.0	Feb	México
						Lechería	4	TG	42.0	Feb	México
						Lerma (Campeche)	2	TC	37.5	Nov	Campeche
Suma retiros			126.5			Suma retiros			323.5		
2008						2009					
Central	Unidad	Tipo	MW	Mes	Estado	Central	Unidad	Tipo	MW	Mes	Estado
Jorge Luque	1 y 2	TC	64.0	Feb	México	Guaymas II	2	TC	84.0	Nov	Sonora
Jorge Luque	3 y 4	TC	160.0	Feb	México	Guaymas II	4	TC	158.0	Nov	Sonora
						Felipe Carrillo Puerto	1 y 2	TC	75.0	Nov	Yucatán
Suma retiros			224.0			Suma retiros			317.0		
2010						2011					
Central	Unidad	Tipo	MW	Mes	Estado	Central	Unidad	Tipo	MW	Mes	Estado
Cerro Prieto I	1 y 2	GEO	75.0	Feb	Baja California	Emilio Portes Gil	3	TC	300.0	Mar	Tamaulipas
Salamanca	1 y 2	TC	316.0	Mar	Guanajuato	Dos Bocas	1 a 4	CC	252.0	Mar	Veracruz
Altamira	1 y 2	TC	300.0	Mar	Tamaulipas	Dos Bocas	5 y 6	CC	200.0	Mar	Veracruz
Francisco Villa	4 y 5	TC	300.0	Nov	Chihuahua						
Suma retiros			991.0			Suma retiros			752.0		
2012						2013					
Central	Unidad	Tipo	MW	Mes	Estado	Central	Unidad	Tipo	MW	Mes	Estado
Santa Rosalía	2	CI	2.0	Mar	Baja California Sur	Altamira	3	TC	250.0	Mar	Tamaulipas
Santa Rosalía	3	CI	0.8	Mar	Baja California Sur	Samalayuca	1 y 2	TC	316.0	Nov	Chihuahua
Santa Rosalía	4	CI	0.6	Mar	Baja California Sur	Huinalá	1 a 4	CC	249.4	Nov	Nuevo León
Santa Rosalía	5	CI	1.2	Mar	Baja California Sur	Huinalá	5	CC	128.3	Nov	Nuevo León
Santa Rosalía	6	CI	1.2	Mar	Baja California Sur						
Santa Rosalía	7	CI	2.8	Mar	Baja California Sur						
Santa Rosalía	8 y 9	CI	2.0	Mar	Baja California Sur						
Mazatlán II	2	TC	158.0	Oct	Sinaloa						
Suma retiros			168.6			Suma retiros			943.7		
2014						2015					
Central	Unidad	Tipo	MW	Mes	Estado	Central	Unidad	Tipo	MW	Mes	Estado
Villa de Reyes	1 y 2	TC	700.0	Oct	San Luis Potosí						
Suma retiros			700.0			Suma retiros			0.0		
Total						Total			4,546.3		

Notas:

TC: termoeléctrica convencional, TG: turbogás, GEO: geotermoeléctrica, CC: ciclo combinado, CI: combustión interna.

Fuente: SENER (2006b)

De esta manera, incluyendo los retiros anuales, se estima que el servicio público de energía eléctrica contará con una capacidad total de 65,981 MW al terminar el año 2015 (Tabla 4.7).

Tabla 4.7 Evolución esperada de la capacidad instalada en el servicio público (MW)

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Capacidad a diciembre de cada año	46,534	49,209	50,853	50,730	52,570	53,507	54,674	56,784	58,599	61,851	65,981
Adiciones de capacidad comprometida		2,801	1,968	0	800	678	750	0	0	0	0
Adiciones de capacidad no comprometida		0	0	101	1,357	1,250	1,169	2,279	2,758	3,952	4,130
Retiros		126.5	323.5	224	317	991	752	168.6	943.7	700	0
Adiciones acumuladas		2,801	4,769	4,870	7,027	8,955	10,874	13,153	15,911	19,863	23,993
Retiros acumulados		127	450	674	991	1,982	2,734	2,903	3,846	4,546	4,546

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de SENER (2006b)

e) Tecnologías para la expansión del sistema de generación

Con base en los costos de inversión de las tecnologías de generación, así como en el escenario de precios de los combustibles, la Secretaría de Energía considera que la expansión a costo mínimo del sistema de generación se logra mediante una participación mayoritaria de proyectos basados en la tecnología de ciclo combinado, teniendo ésta la participación mayoritaria tanto en la capacidad comprometida como en la no comprometida (ver Tabla 4.8).

Tabla 4.8 Capacidad adicional por tecnología en el servicio público 2006 – 2015 (MW)

Tecnología	Comprometida	No comprometida	Total	Participación porcentual
Total	6,997	16,995	23,993	100.0
Ciclo combinado	4,238	7,766	12,004	50.0
Termoeléctrica convencional	0	0	0	0.0
Hidroeléctrica	1,504	1,639	3,143	13.1
Carboeléctrica	678	1,400	2,078	8.7
Geotermoeléctrica	0	158	158	0.7
Nucleoeléctrica	0	0	0	0.0
Turbogás	448	223	671	2.8
Combustión interna	46	25	71	0.3
Eólica	83	507	590	2.5
Libre	0	5,278	5,278	22.0

Fuente: SENER (2006b)

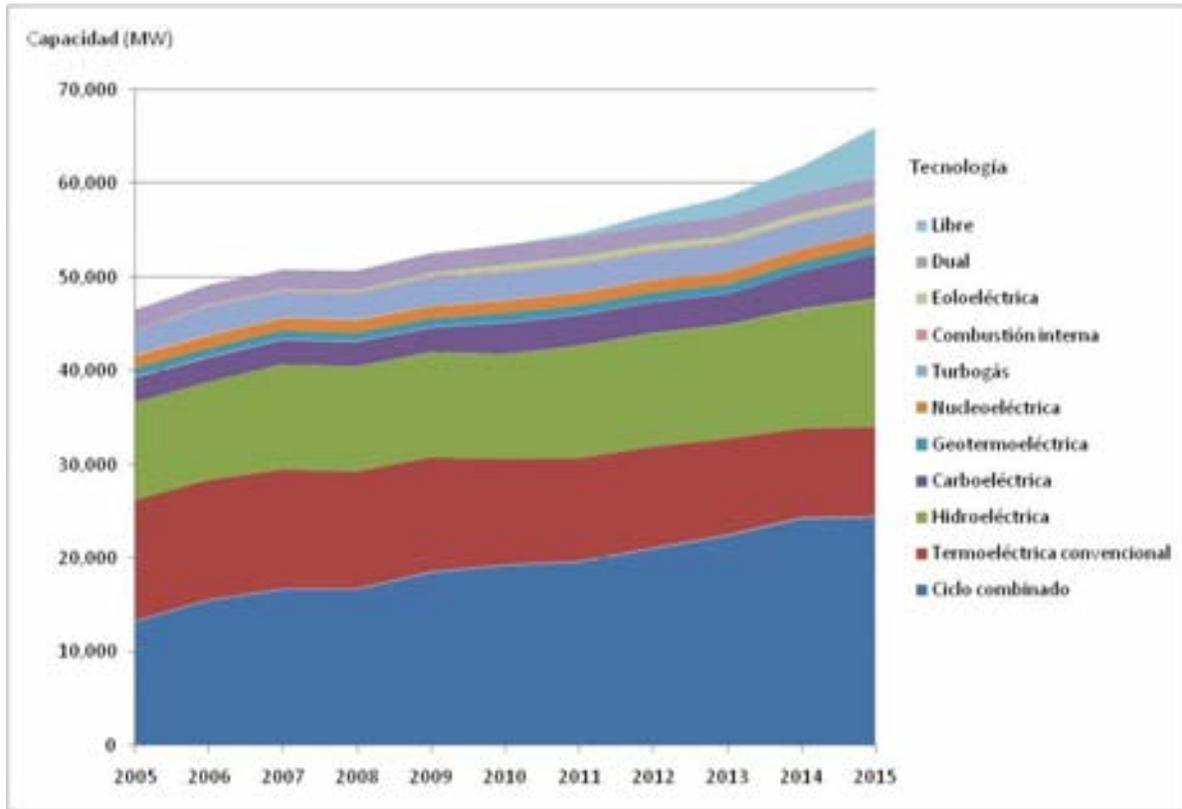
No obstante, ante la posibilidad de que en el futuro se incremente el precio del gas natural o haya limitaciones en el suministro, se estudian permanentemente otras posibilidades; entre ellas las

centrales nucleoelectricas, cuyo desarrollo tecnologico ha permitido abatir costos de inversion. Bajo un escenario donde exista alta volatilidad en el precio del gas natural, se tendria en cuenta no incrementar mas la capacidad requerida de centrales que hagan uso de este energetico e incrementar otro tipo de centrales (SENER, 2006b). En la Tabla 4.9 y la Figura 4.9 se muestra la evolucion esperada de la capacidad instalada por tipo de tecnologia.

Tabla 4.9 Evolucion de la capacidad bruta instalada en el servicio publico por tipo de tecnologia

Tecnología	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Ciclo combinado	13,256	15,526	16,694	16,694	18,516	19,261	19,647	21,039	22,448	24,251	24,431
Termoelectrica convencional	12,935	12,809	12,771	12,547	12,230	11,314	11,014	10,856	10,290	9,590	9,590
Hidroelectrica	10,536	10,536	11,290	11,290	11,290	11,290	12,040	12,179	12,179	12,779	13,679
Carboelectrica	2,600	2,600	2,600	2,600	2,600	3,278	3,278	3,278	3,278	3,978	4,678
Geotermoelectrica	960	960	960	960	960	1,043	1,043	1,043	1,043	1,043	1,043
Nucleoelectrica	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365
Turbogas	2,599	3,047	2,761	2,761	2,984	2,984	2,984	2,984	2,984	2,984	2,984
Combustion interna	182	182	228	228	239	239	239	242	242	242	242
Eoloelectrica	2	85	85	186	287	591	591	591	591	591	591
Dual	2,100	2,100	2,100	2,100	2,100	2,100	2,100	2,100	2,100	2,100	2,100
Libre		0	0	0	0	43	374	1,108	2,079	2,929	5,279
Total	46,535	49,209	50,854	50,731	52,571	53,508	54,675	56,785	58,600	61,853	65,983

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de SENER (2006b)



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de SENER (2006b)

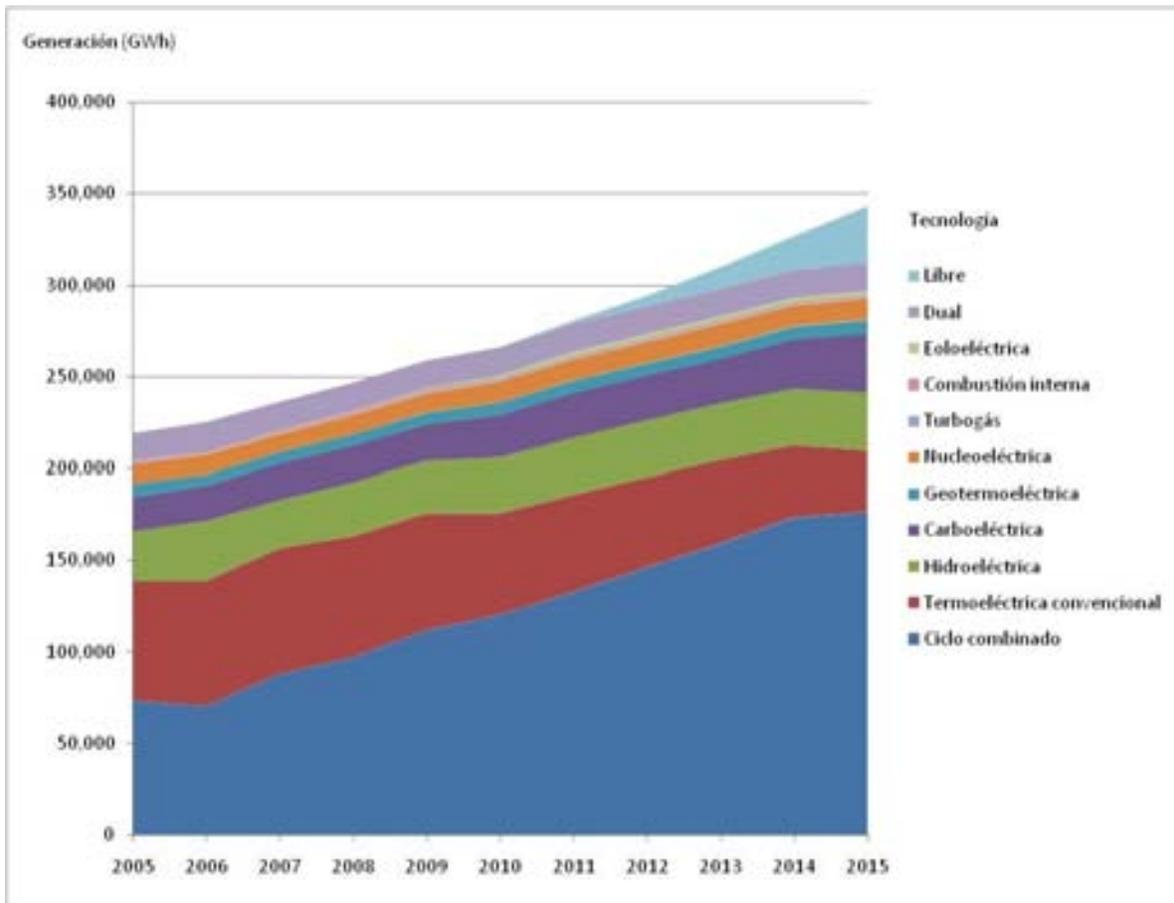
Figura 4.9 Contribución de cada tecnología a la capacidad bruta instalada en el servicio público

4.2.1.3. Generación bruta del servicio público en el período 2006 – 2015

Como sabemos, en 2005 la generación de energía eléctrica del servicio público ascendió a 218,971 GWh. La Secretaría de Energía espera que la electricidad generada crezca con un ritmo de 4.6% en promedio anual entre 2005 y 2015, para ubicarse en 343,355 GWh hacia el final del intervalo.

Acorde con la evolución esperada de la capacidad instalada por tipo de tecnología, las centrales que participarán mayoritariamente en la generación eléctrica hacia el año 2015 serán las de ciclo combinado, con 51.4% del total generado, mientras que la generación termoeléctrica basada en

combustóleo reducirá su participación de 29.7% en 2005 a 9.6% en 2015, debido a la configuración del programa de expansión, así como a los retiros de capacidad. Asimismo, la capacidad libre participará con 9.0% del total en ese último año¹² (ver Figura 4.10 y Tabla 4.10).



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de SENER (2006b)

Figura 4.10 Contribución de cada tecnología a la generación bruta en el servicio público

12 SENER (2006b).

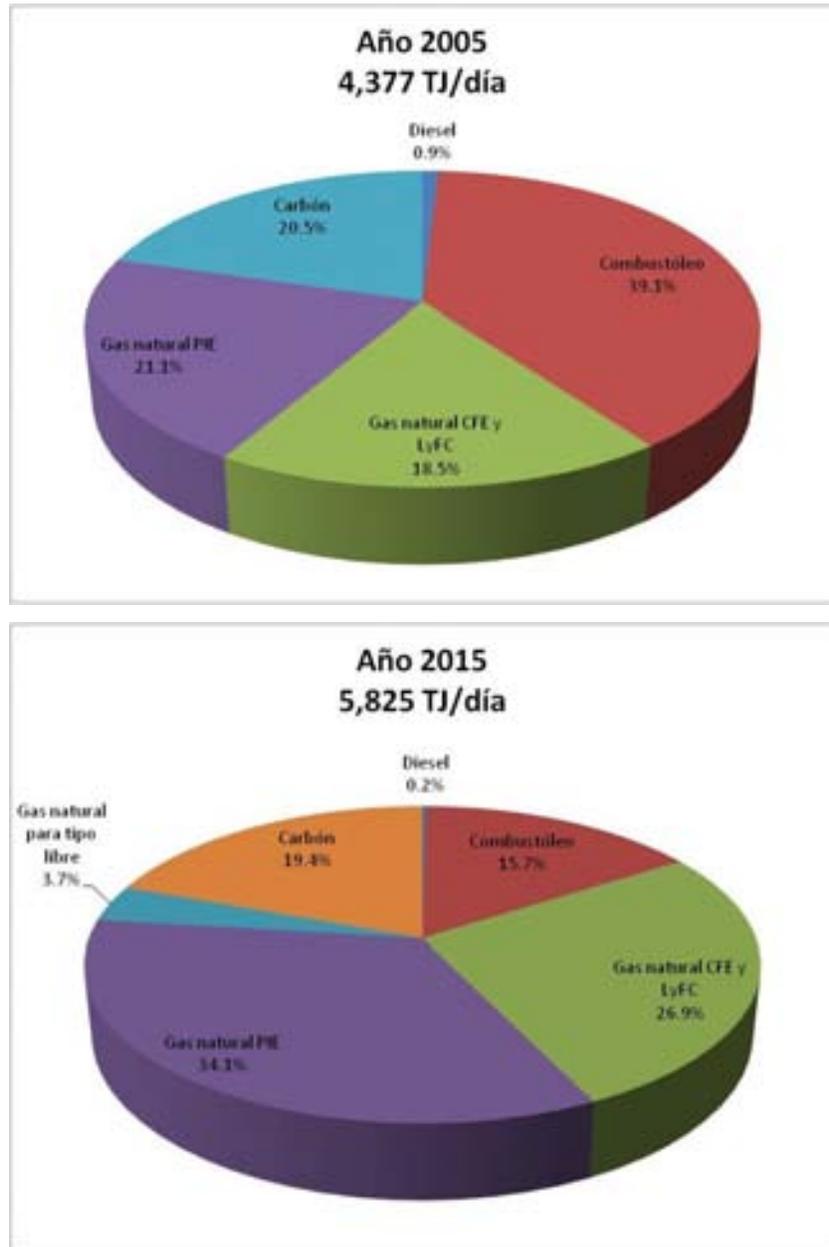
Tabla 4.10 Evolución de la generación bruta en el servicio público por tipo de tecnología

Tecnología	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Ciclo combinado	73,381	70,278	87,832	97,090	111,806	120,244	132,726	146,217	159,195	173,461	176,557
Termoeléctrica convencional	65,077	68,356	68,730	66,024	63,756	55,356	52,917	48,932	45,248	39,040	32,871
Hidroeléctrica	27,612	32,904	26,148	29,328	28,580	30,302	30,800	30,858	30,802	30,796	31,753
Carboeléctrica	18,380	19,228	19,890	19,871	19,803	22,968	24,607	24,729	24,474	27,018	32,379
Geotermoeleétrica	7,299	5,896	6,264	6,125	6,394	7,041	6,760	6,615	6,621	7,094	7,435
Nucleoeléctrica	10,805	10,818	9,648	10,448	10,370	11,214	11,475	11,509	12,374	11,475	11,475
Turbogás	1,359	143	272	334	572	444	350	530	448	448	404
Combustión interna	779	1,183	1,508	1,537	1,581	1,596	1,528	1,564	1,643	1,539	1,560
Eoloeléctrica	5	59	322	426	731	1,447	2,196	2,202	2,194	2,175	2,235
Dual	14,275	16,240	15,469	15,361	15,141	15,235	15,655	15,357	15,006	15,214	15,655
Libre	0	0	0	0	0	259	1,561	5,735	11,924	18,653	31,030
Total	218,972	225,105	236,083	246,544	258,734	266,106	280,575	294,248	309,929	326,913	343,354

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de SENER (2006b)

4.2.1.4. Consumo de combustibles fósiles para la generación de electricidad

Tomando como base la eficiencia térmica de las plantas, los precios de los combustibles, la normatividad aplicable y las proyecciones de la capacidad instalada por tipo de tecnología, entre otros factores, la proyección del consumo de combustibles fósiles para la generación eléctrica en el servicio público indica que en 2015, de un total de 5,825 TJ/día, la participación del gas natural será de 64.7%, seguido por el carbón y el combustóleo con 19.4% y 15.7%, respectivamente. El diesel tendrá una participación mínima, con 0.2% (ver Figura 4.11).



Fuente: SENER (2006b)

Figura 4.11 Comparación entre el consumo de combustibles de los años 2005 y 2015

El combustible con mayor crecimiento en su utilización será el gas natural, con 7.3% en promedio anual, mientras que el diesel mostrará la mayor disminución anual con -10.6%, seguido por el combustóleo con -6.1% (SENER, 2006b). Se tiene previsto que el carbón se incremente

con un ritmo de 2.7% anual; sin embargo, este valor podría aumentar, pues como ya se explicó, parte de la capacidad libre podría ser asignada a proyectos que hagan uso de este combustible (ver Tabla 4.11).

Tabla 4.11 Pronóstico del consumo de combustibles fósiles para la generación de energía eléctrica

Combustible	Unidades	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	tmca 2005-2015
Combustóleo	Mm ³ /día	41.1	33.1	42.8	41.2	39.1	34.7	33.7	31.4	29.5	25.9	21.9	-6.1%
Gas natural	MMm ³ /día	49.1	56.4	54.2	57.7	67.1	69.0	75.4	84.2	91.0	97.4	99.0	7.3%
Diesel	Mm ³ /día	0.9	0.9	0.2	0.3	0.3	0.2	0.2	0.3	0.4	0.3	0.3	-10.6%
Carbón	MMton/año	14.9	14.7	15.3	15.3	15.2	16.3	17.1	17.0	16.7	17.6	19.5	2.7%

Notas:

M quiere decir miles.

MM quiere decir millones.

Fuente: SENER (2006b)

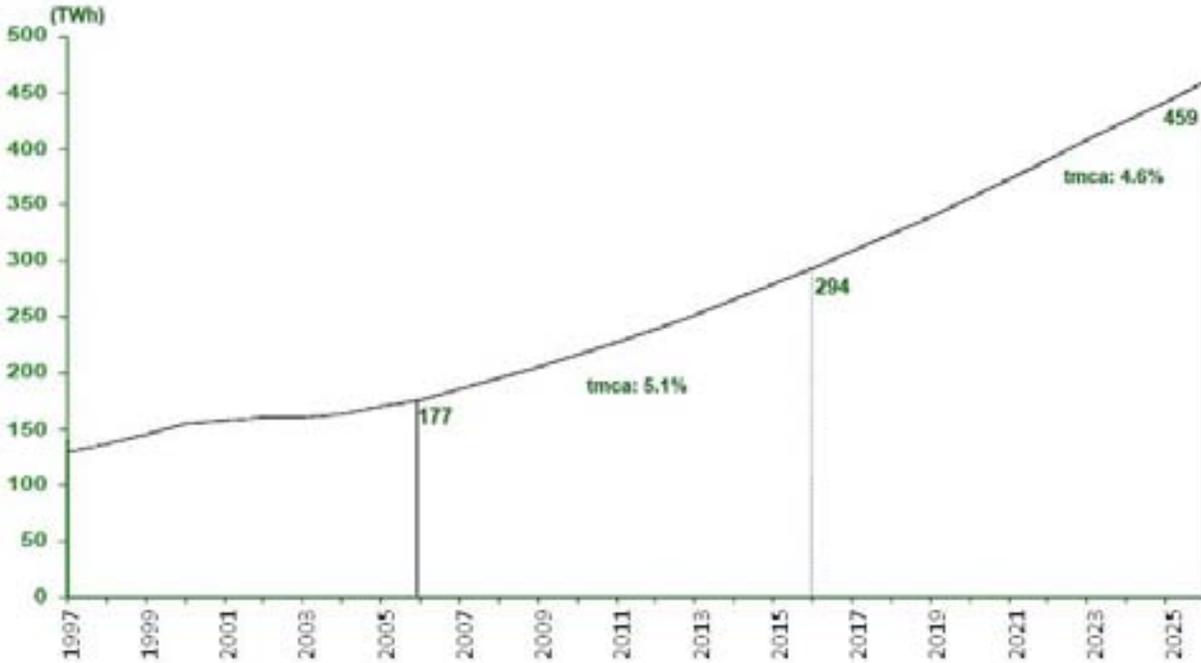
4.2.2. Estudio de la Comisión Federal de Electricidad

La información que se analizará a continuación, proviene de un estudio de la Comisión Federal de Electricidad dado a conocer en el documento *Retos para atender la demanda futura de electricidad* (CFE, 2006c), mismo que la CFE presentó en el IX Congreso Anual de la Asociación Mexicana para la Economía Energética, celebrado los días 15 y 16 de noviembre de 2006 en el Museo Tecnológico, en la Ciudad de México.

4.2.2.1. Escenario contemplado para la expansión del parque de generación

Al igual que en el caso de la Prospectiva del Sector Eléctrico de la Secretaría de Energía, únicamente se estudiarán los datos relativos a la expansión del servicio público de energía eléctrica.

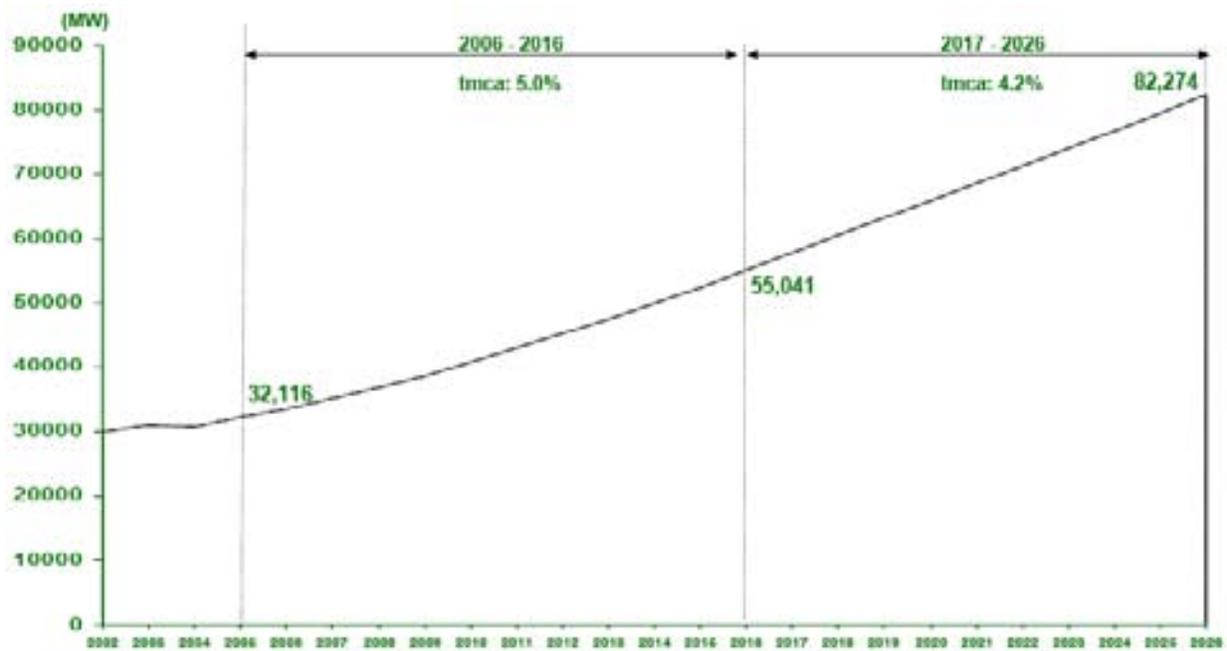
En torno a las ventas de energía eléctrica, el escenario de planeación de CFE contempla una tasa media de crecimiento anual de 5.1% entre los años 2006 (con 177 TWh) y 2016 (con 294 TWh), mientras que entre los años 2016 y 2026 se tiene contemplada una tasa de 4.6%, para alcanzar 459 TWh en este último año (ver Figura 4.12).



Fuente: CFE (2006c)

Figura 4.12 Historia y estimación de las ventas de energía eléctrica (escenario de planeación)

Ahora bien, CFE considera en el escenario de planeación que la demanda del sector eléctrico crecerá entre los años 2006 y 2016 a una tmca de 5.0%, mientras que entre 2017 y 2026 la tmca será de 4.2%, para ubicarse en 82,274 MW al final de dicho período (Figura 4.13).

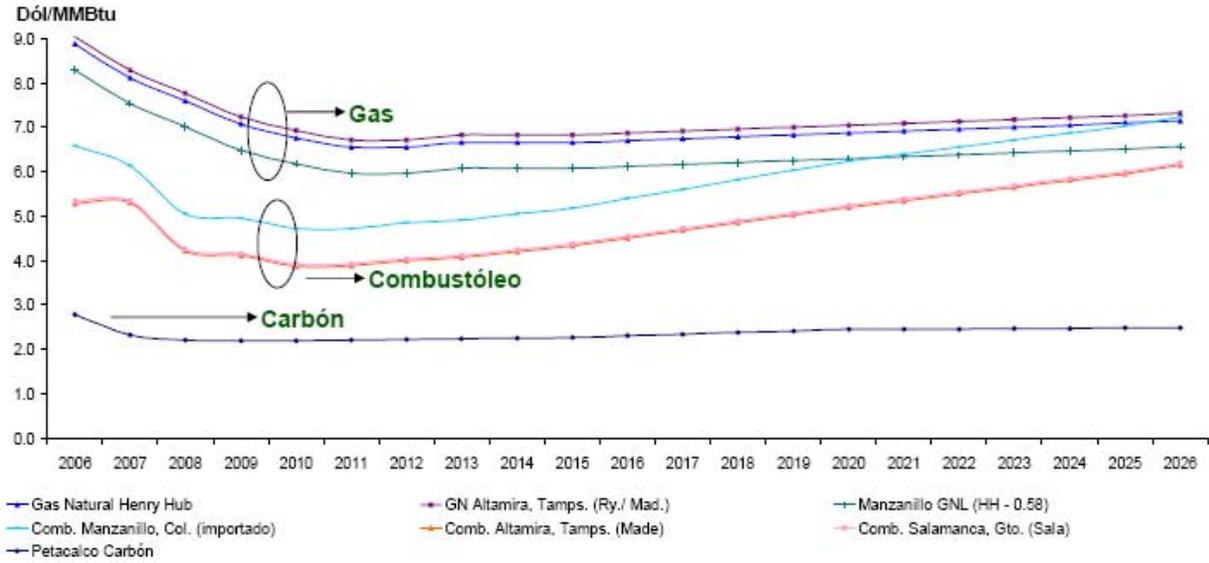


Fuente: CFE (2006c)

Figura 4.13 Historia y estimación de la demanda del sector eléctrico (escenario de planeación)

El escenario de precios de combustibles muestra una expectativa de disminución del precio del gas natural, comenzando por un precio de entre 8.0 y 9.0 dólar/MMBtu¹³ (según el proveedor) en 2006, hasta llegar a costar entre 6.0 y 7.0 dólar/MMBtu en 2012, previéndose un precio estable de entre 6.0 y 7.5 dólar/MMBtu para el período comprendido entre los años 2013 y 2026. El combustóleo también disminuirá su precio entre los años 2006 y 2010, al pasar de entre 5.2 y 6.6 dólar/MMBtu en 2006 (dependiendo del proveedor) a 4.0 y 5.0 dólar/MMBtu en 2010. Posteriormente, entre los años 2011 y 2026 se tiene previsto un incremento constante del precio, para ubicarse entre 6.0 y 7.2 dólar/MMBtu en 2026. El carbón mantendrá estable su precio entre los años 2007 y 2026, ubicándose éste alrededor de los 2.2 dólar/MMBtu (ver Figura 4.14).

¹³ MMBtu quiere decir millones de Btu.

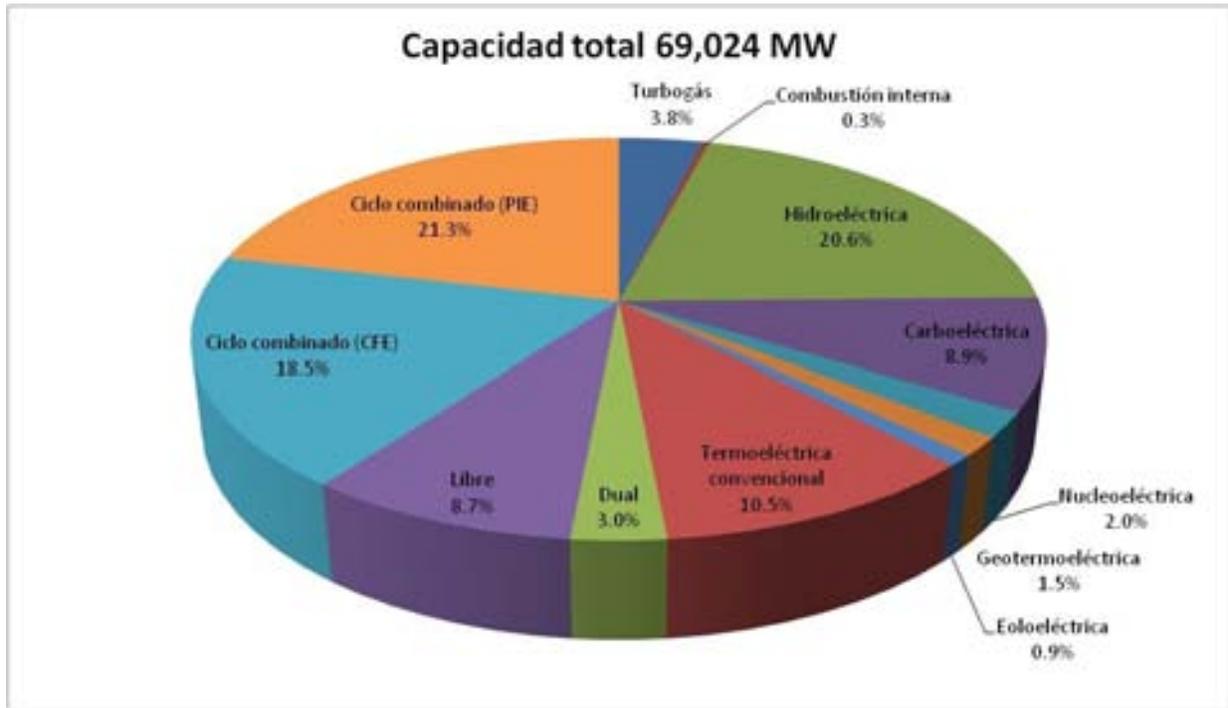


Fuente: CFE (2006c)

Figura 4.14 Escenario de precios de combustibles 2006

4.2.2.2. Expansión al año 2016

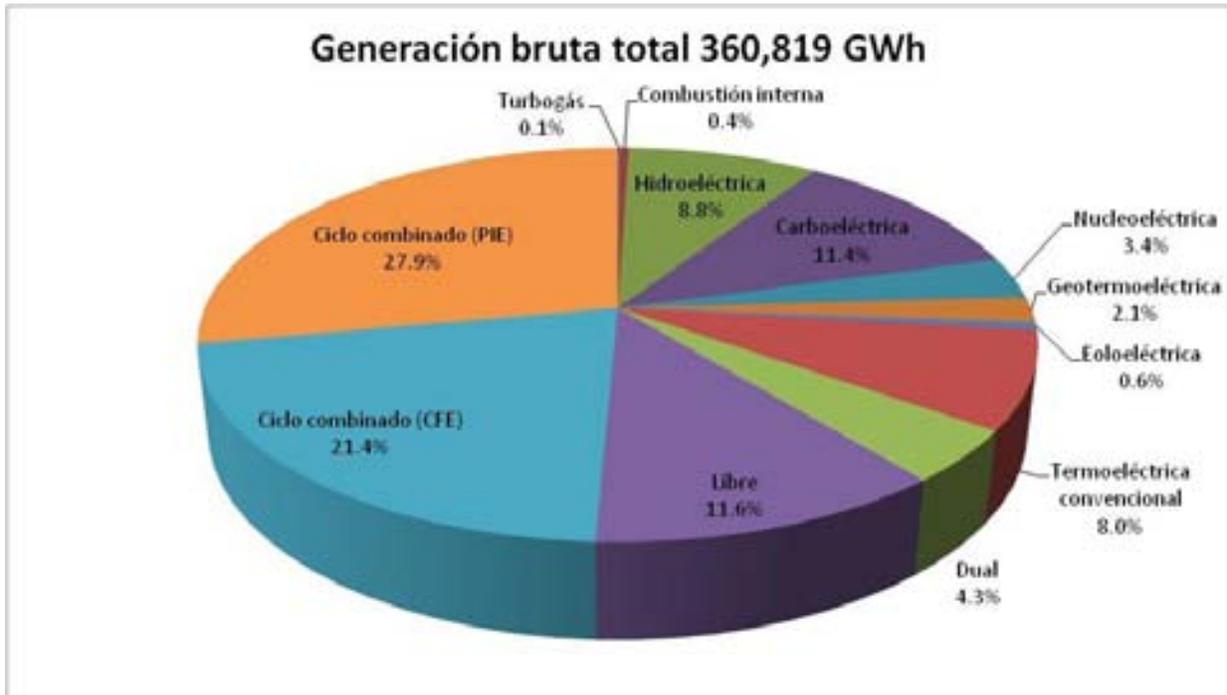
Considerando retiros de capacidad por 4,546 MW y adiciones por 27,037 MW, se espera tener en diciembre de 2016 una capacidad de 69,024 MW en el servicio público. Como se observa en la Figura 4.15, ésta se compondrá del siguiente modo: geotermoeléctrica 1.5%, eoloeléctrica 0.9%, termoeléctrica convencional 10.5%, dual 3.0%, ciclo combinado CFE 18.5%, ciclo combinado PIE 21.3%, libre (pudiendo usarse las tecnologías de ciclo combinado, carboeléctrica, nucleoeleéctrica o importación de energía) 8.7%, turbogás 3.8%, combustión interna 0.3%, hidroeléctrica 20.6%, carboeléctrica 8.9% y nucleoeleéctrica 2.0%.



Fuente: CFE (2006c)

Figura 4.15 Composición de la capacidad bruta en el servicio público en el año 2016

En la Figura 4.16 podemos apreciar que se tiene prevista una generación bruta del servicio público en 2016 de 360,819 GWh, de los cuales 8.8% corresponderán a la tecnología hidroeléctrica, 8.0% a termoeléctrica convencional, 21.4% a ciclo combinado CFE, 27.9% a ciclo combinado PIE, 11.6% libre, 0.04% a turbogás, 0.06% al ya mencionado proyecto de generación distribuida de LyFC, 0.4% a combustión interna, 4.3% a dual, 11.4% a carboeléctrica, 2.1% a geotermoeléctrica, 0.6% a eoloeléctrica y 3.4% a nucleoeléctrica.

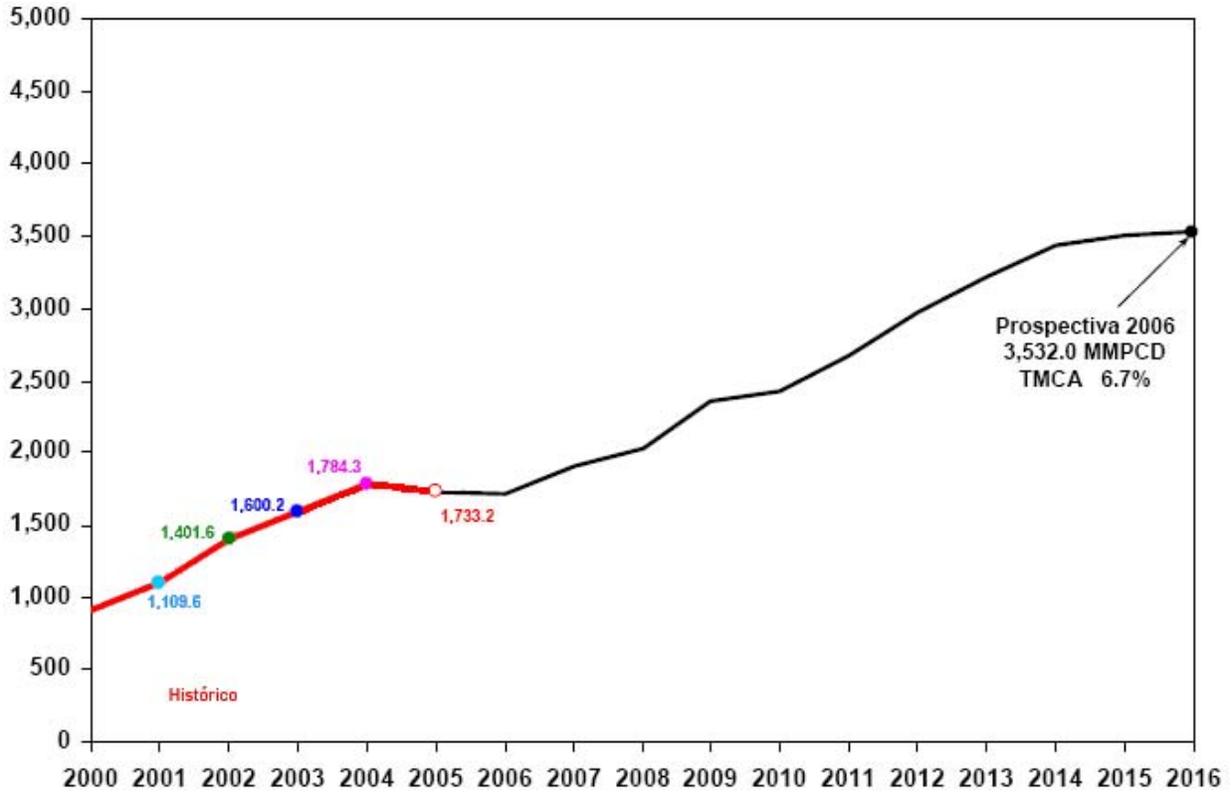


Fuente: CFE (2006c)

Figura 4.16 Generación bruta por tipo de tecnología en el servicio público en el año 2016

CFE considera que los requerimientos de gas natural pasarán de 1,733.2 MMPCD¹⁴ en 2005 a 3,532.0 MMPCD en 2016, con una tmca de 6.7% (Figura 4.17).

14 .- Millones de pies cúbicos por día.

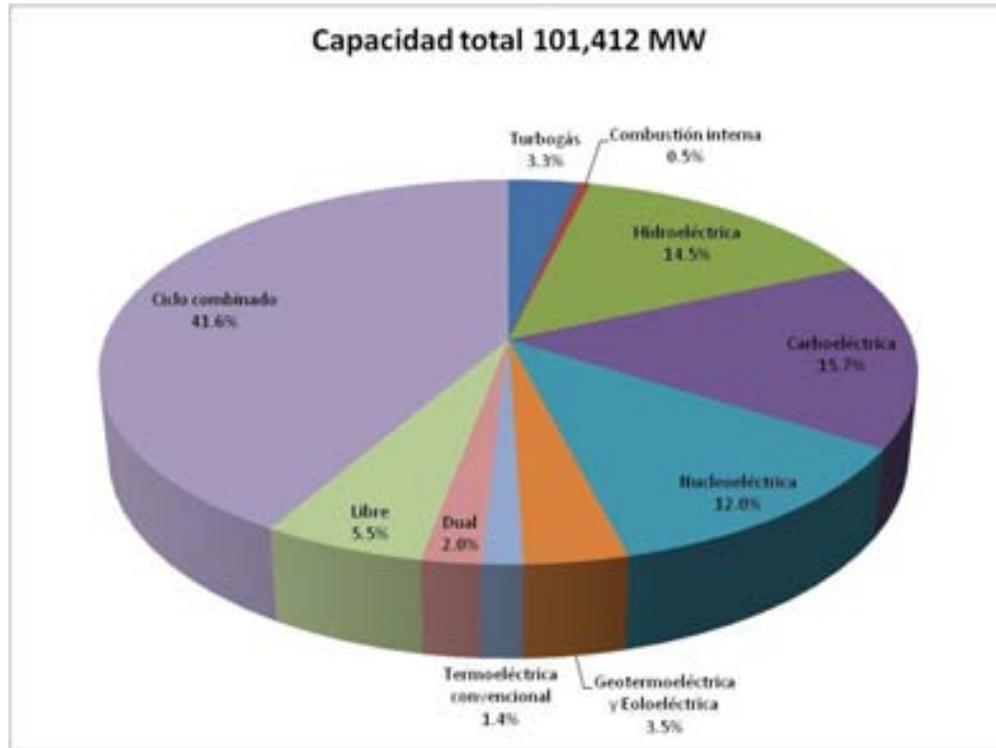


Fuente: CFE (2006c)

Figura 4.17 Requerimientos de gas natural (MMPCD)

4.2.2.3. Expansión al año 2026

Se contempla una capacidad bruta de 101,412 MW en el servicio público para el año 2026, la cual se compondrá del siguiente modo: geotermoeléctrica y eoloeléctrica 3.5%, termoeléctrica convencional 1.4%, dual 2.0%, ciclo combinado 41.6%, libre 5.5%, turbogás 3.3%, combustión interna 0.5%, hidroeléctrica 14.5%, carboeléctrica 15.7% y nucleoeeléctrica 12.0% (ver Figura 4.18).



Fuente: CFE (2006c)

Figura 4.18 Composición de la capacidad bruta en el servicio público en el año 2026

4.2.2.4. Conclusiones y retos que deberá enfrentar la Comisión Federal de Electricidad

De este estudio, la CFE concluye que los precios del gas natural y los costos de las centrales nucleoelectricas y carboelectricas hacen que estas tecnologías resulten competitivas en el proceso de planeación de la expansión del Sistema Eléctrico Nacional. Además, si se establece una cota de 12% a la capacidad instalada en 2026 con centrales nucleares, al ser competitiva esta categoría de centrales, se seleccionaría en el horizonte de 20 años la ubicación e instalación de 8 centrales de 1,350 MW (CFE, 2006c).

Algunos retos que las proyecciones aquí contempladas plantean al desempeño de la CFE, son: definir una política energética de largo plazo referente al desarrollo de centrales nucleoelectricas,

carboeléctricas y de otras tecnologías; definir los sitios factibles para la instalación de centrales, a fin de evitar la concentración de grandes bloques de generación; acorde con la política energética de largo plazo, se debería diseñar un plan de acción para desarrollar la infraestructura complementaria (adecuación portuaria, formación de recursos humanos, etc.); y asegurar el suministro de combustibles a precios estables y adecuados (CFE, 2006c).

Conclusiones

Como quedó demostrado en este capítulo, la participación actual de la energía nuclear en la generación de electricidad en México es muy pequeña (4.9%), a pesar de su viabilidad técnica y económica, que analizamos en los capítulos 2 y 3.

En mi opinión, la principal razón del poco desarrollo nuclear en nuestro país puede ser la falta de información entre la población sobre esta fuente de energía, que bien podría conducir a un rechazo generalizado carente de fundamentos en torno a la instalación de más centrales nucleoelectricas, lo cual se traduce en una falta de voluntad del gobierno para promover la instalación de este tipo de plantas generadoras, dada la incapacidad que tiene éste para defender sus intereses (recordemos el fracaso de la construcción del nuevo aeropuerto de la Cd. de México en Texcoco, que condujo al penoso recurso de remodelar y expandir el actual).

Si bien el Gobierno Federal busca principalmente el desarrollo de tecnologías de generación a base de gas natural, al mismo tiempo comienza a abrir la puerta a otras tecnologías, como lo muestra la denominada “capacidad libre” que muestra en sus proyecciones.

De esta manera, sigue en pie la opción nuclear para México, de tal modo que el papel de esta fuente de energía primaria puede verse beneficiado por las disposiciones ambientales ideadas para hacer frente al cambio climático y por la decreciente disponibilidad local de recursos petrolíferos, y es por ello que debemos estar informados y preparados para desarrollar un ciclo de combustible y un manejo de desechos que favorezca más a los intereses de la nación que a los intereses extranjeros, fomentando la explotación de las reservas de uranio con que México cuenta y promoviendo el desarrollo de un programa de cría y reprocesamiento de combustible acorde con las necesidades de un futuro parque de generación nucleoelectrico. En el siguiente capítulo se definirán y analizarán posibles escenarios alternativos para el desarrollo nucleoelectrico de nuestro país.

Capítulo 5

**Escenarios alternativos con una mayor utilización de la
energía nuclear**

5. Escenarios alternativos con una mayor utilización de la energía nuclear

Introducción

El objetivo de este capítulo es proponer y evaluar escenarios alternativos que consideren una mayor penetración de la energía nuclear en la generación eléctrica en México, con base en los datos que se presentaron en el capítulo anterior. Se definieron tres posibles escenarios en torno a este tema, y se analizaron sus implicaciones energéticas y medioambientales.

En primera instancia, se detallará la metodología que se siguió para analizar las estadísticas de la Secretaría de Energía y la Comisión Federal de Electricidad, a fin de obtener datos útiles que ayudaron a predecir el comportamiento futuro del sistema de generación eléctrica para el servicio público.

Con base en esta metodología, se definieron los escenarios relativos al uso de la energía nuclear, que son abordados posteriormente en el capítulo. Se explicará cómo se definió cada escenario, se mencionarán sus características y se mostrarán sus proyecciones de capacidad instalada, generación de energía eléctrica, consumo de combustibles y emisiones contaminantes al año 2030.

Resulta imperativo destacar que con la finalidad de elaborar un análisis acorde con las proyecciones de la Secretaría de Energía y la Comisión Federal de Electricidad, se tomó la decisión de considerar únicamente la instalación de reactores ABWR de 1356 MW, si bien, como sabemos, existen muchos otros nuevos diseños.

Por último, se analizará el impacto que tendría en el consumo de combustibles fósiles y en el medio ambiente el uso de la energía nuclear con base en los escenarios contemplados.

5.1. Metodología para el análisis de los escenarios contemplados

La información más importante para el desarrollo del presente trabajo es el consumo de combustibles para la generación de energía eléctrica, a fin de analizar los impactos en el medio ambiente y en el consumo de combustibles fósiles que implicaría la instalación de más centrales nucleoelectricas en el parque de generación mexicano. Dicho consumo se obtuvo año con año con base en el método que se explicará a continuación. Todos los valores se manejaron en términos de energía, la unidad utilizada fue el petajoule (PJ) y el software empleado fue la herramienta de hoja de cálculo OpenOffice.org Calc de Sun Microsystems.

5.1.1. Reproducción de la Prospectiva del Sector Eléctrico 2006 – 2015 de la Secretaría de Energía

En primera instancia, se simuló la Prospectiva del Sector Eléctrico 2006 – 2015 de la Secretaría de Energía, pues a partir de ella se obtienen datos oficiales que sirven como base para hacer una extrapolación al año 2030 de la evolución del parque de generación de energía eléctrica para el servicio público en nuestro país.

El consumo total de combustibles por tipo de tecnología se calculó a través de la eficiencia para cada tipo de central, dividiendo la energía eléctrica generada anualmente por cada tecnología entre su correspondiente eficiencia. Dado que la eficiencia de los ciclos termodinámicos de las nuevas centrales generadoras mejora al paso de los años, se establecieron cotas iniciales y finales de eficiencia para cada tecnología dentro del período 2005 – 2015. Los valores iniciales (correspondientes a 2005) se obtuvieron de la siguiente manera:

De la Figura 4.5, se obtuvo la siguiente información en torno a las plantas generadoras que hacen uso de fuentes de energía renovables, así como a la central nucleoelectrica de Laguna Verde:

Tabla 5.1 Generación de energía eléctrica y requerimientos de energía primaria en 2005 para las centrales que hacen uso de fuentes de energía renovables y para la central nucleoelectrica de Laguna Verde

Tecnología	Energía primaria (PJ)	Energía eléctrica bruta generada (PJ)
Hidroeléctrica	Agua ¹ 278.434	99.400
Geotermoeléctrica	Vapor endógeno ¹ 73.604	26.276
Eoloeléctrica	Viento ¹ 0.050	0.018
Nucleoelectrica	Uranio ² 117.880	38.898

1 Considerando un equivalente primario de energía eléctrica de 10,381 MJ/MWh.

2 Considerando un equivalente primario de energía eléctrica de 10,938 MJ/MWh.

Fuente: SENER (2006a)

A partir de los datos anteriores, se calculó la eficiencia para estas tecnologías de generación y se obtuvo la siguiente tabla:

Tabla 5.2 Eficiencia de las tecnologías de generación que hacen uso de fuentes de energía renovables y de la tecnología nucleoelectrica

Tecnología	Eficiencia
Hidroeléctrica	0.3570
Geotermoeléctrica	0.3570
Eoloeléctrica	0.3600
Nucleoelectrica	0.3300

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de SENER (2006a)

Del Informe de Operación del año 2000 de la Comisión Federal de Electricidad (CFE, 2000c), se extrajeron los datos que a continuación se muestran:

Tabla 5.3 Generación de energía eléctrica y requerimientos de combustibles en el año 2000 para las centrales que operan a base de combustibles fósiles

Tecnología	Consumo total de combustibles (kcalE10)	Generación bruta (GWh)
Termoeléctrica convencional	22,966.69	89,890.87
Ciclo combinado	3,531.28	16,417.16
Turbogás	1,691.43	5,228.11
Combustión interna	103.77	420.13
Dual	3,153.37	13,569.12
Carboeléctrica	4,303.41	18,695.96

Fuente: CFE (2000c)

Al llevar a cabo la conversión a petajoules, se obtuvo:

Tabla 5.4 Generación de energía eléctrica y requerimientos de combustibles en el año 2000 para las centrales que operan a base de combustibles fósiles (PJ)

Tecnología	Consumo total de combustibles (PJ)	Generación bruta (PJ)
Termoeléctrica convencional	961.340	323.607
Ciclo combinado	147.812	59.102
Turbogás	70.800	18.821
Combustión interna	4.344	1.512
Dual	131.994	48.849
Carboeléctrica	180.132	67.305

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de CFE (2000c)

Y se calculó la eficiencia para las tecnologías de generación mostradas, llegándose a los valores indicados en la Tabla 5.5.

Tabla 5.5 Eficiencia de las tecnologías de generación que operan a base de combustibles fósiles

Tecnología	Eficiencia
Termoeléctrica convencional	0.3366
Ciclo combinado	0.3998
Turbogás	0.2658
Combustión interna	0.3482
Dual	0.3701
Carboeléctrica	0.3736

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de CFE (2000c)

Se verificó que los datos mostrados en las Tablas 5.2 y 5.5 fueran coherentes con los que aparecen en el Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2007 – 2016 de la Comisión Federal de Electricidad (CFE, 2007), los cuales se muestran a continuación.

Tabla 5.6 Características y datos técnicos de proyectos de generación típicos

Central	Potencia (MW)	Eficiencia bruta (%)	Vida económica (años)	Factor de planta típico	Usos propios (%)
Térmica convencional	2 X 350	37.56	30	0.750	5.8
	2 X 160	36.31	30	0.650	6.2
	2 X 84	32.42	30	0.650	6.4
	2 X 37.5	30.63	30	0.650	8.3
Turbogás					
Aeroderivada gas 1_/_	1 X 43.4	37.97	30	0.125	1.1
Industrial gas 1_/_	1 X 85	30.00	30	0.125	1.0
Industrial gas F 1_/_	1 X 190	33.71	30	0.125	0.8
Industrial gas G 1_/_	1 X 266	35.68	30	0.125	1.2
Aeroderivada diesel 1_/_	1 X 41.3	38.40	30	0.125	0.8
Ciclo combinado gas 1_/_					
1 X 1 F	1 X 291	51.86	30	0.800	2.9
2 X 1 F	1 X 585	51.96	30	0.800	2.8
1 X 1 G	1 X 398	52.40	30	0.800	2.8
2 X 1 G	1 X 798	52.44	30	0.800	2.7
Diesel 2_/_					
	2 X 18.7	47.61	25	0.650	5.1
	3 X 13.5	47.35	25	0.650	5.7
	3 X 3.4	43.53	25	0.650	7.1
Carboeléctrica					
	2 X 350	37.84	30	0.800	7.2
C. supercrítica s/desulfurador	1 X 700	41.67	30	0.800	6.4
C. supercrítica c/desulfurador	1 X 700	41.67	30	0.800	10.6
Nuclear (ABWR)	1 X 1,356	34.54	40	0.850	4.1

Notas:

1_/_ La potencia y eficiencia están determinadas bajo las siguientes condiciones: temperatura ambiente de 15 grados Celsius, humedad relativa de 60% y presión a nivel del mar.

2_/_ La potencia y eficiencia están determinadas bajo las siguientes condiciones: temperatura ambiente de 25 grados Celsius, humedad relativa de 30% y presión barométrica de 1.0 bar.

Fuente: CFE (2007)

Inicialmente, se mantuvieron constantes los valores de eficiencia hasta el año 2015, mientras se desarrollaron los siguientes cálculos.

Cada tecnología de generación de energía eléctrica que opera a base de la quema de combustibles fósiles no hace uso de únicamente uno de estos energéticos, sino que pueden usarse dos o más combustibles fósiles.

Para calcular el consumo anual de cada combustible que requiere cada una de tecnologías estudiadas, se utilizó el Informe de Operación del año 2000 de la Comisión Federal de Electricidad (CFE, 2000c), a partir del cual se obtuvo un porcentaje de contribución de cada combustible al consumo total por tipo de tecnología, que se considera como típico y constante en el intervalo 2005 – 2015 (salvo en el caso de las centrales turbogás y de combustión interna, como se explicará más adelante). La Tabla 5.7 muestra los datos de consumo de combustibles que se obtuvieron del citado informe, mientras que los porcentajes de contribución típicos que fueron calculados se muestran en la Tabla 5.8.

Tabla 5.7 Consumo de combustibles por tipo de energético para cada tecnología de generación en el año 2000

Tipo de central	Generación bruta (GWh)	Consumo de combustibles (kcalE10)					Suma
		Combustóleo	Gas natural	Diesel	Carbón	Dióxido de uranio	
Termoeléctrica convencional	89,890.87	19,429.28	3,495.78	41.63			22,966.69
Ciclo combinado	16,417.16	119.35	3,411.27	0.66			3,531.28
Turbogás	5,228.11		1,218.48	472.95			1,691.43
Combustión interna	420.13	49.48		54.29			103.77
Dual	13,569.12	3,148.93		4.44			3,153.37
Carboeléctrica	18,695.96			34.89	4,268.52		4,303.41
Nucleoeléctrica	8,220.93					2,157.28	2,157.28
Total	152,442.28	22,747.04	8,125.53	608.86	4,268.52	2,157.28	37,907.23

Fuente: CFE (2000c)

Tabla 5.8 Porcentaje de contribución de cada energético al consumo total de combustibles por tipo de tecnología

Tipo de central	Contribución (%)					
	Combustóleo	Gas natural	Diesel	Carbón	Dióxido de uranio	Suma
Termoeléctrica convencional	84.60	15.22	0.18			100.00
Ciclo combinado	3.38	96.60	0.02			100.00
Turbogás		72.04	27.96			100.00
Combustión interna	47.68		52.32			100.00
Dual	99.86		0.14			100.00
Carboeléctrica			0.81	99.19		100.00
Nucleoeléctrica					100.00	100.00

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de CFE (2000c)

Los porcentajes de contribución correspondientes a la tecnología dual fueron cambiados, pues en los últimos años se ha incorporado el consumo de carbón: 5.00% combustóleo, 0.14% diesel y 94.86% carbón. Una vez que se obtuvieron estos porcentajes de contribución, que se usaron para calcular el consumo anual por tipo de energético para cada una de las tecnologías analizadas al aplicarlos al consumo total de combustibles por tipo de tecnología año con año, los valores iniciales de eficiencia fueron ajustados para que el cálculo del consumo de combustibles por tipo de energético (incluyendo uranio) para la generación de energía eléctrica correspondiente al año base (2005) coincidiera con los datos indicados en la Figura 4.5 (ver Tablas 5.9 y 5.10). Dado que para las tecnologías hidroeléctrica, geotermoeléctrica, eoloeléctrica y nucleoeléctrica la eficiencia se calculó según los datos que proporciona el Balance Nacional de Energía 2005, no fue necesario realizar ajuste alguno.

Tabla 5.9 Consumo de combustibles para la generación eléctrica por tipo de energético en el año 2005

Combustible	Consumo calculado (PJ)	Consumo según el Balance de Energía 2005 (PJ)	Error porcentual (%)
Combustóleo	629.242	624.553	0.75
Gas natural	628.458	632.002	0.56
Diesel	11.186	13.741	18.6
Carbón	315.664	327.454	3.6
Dióxido de uranio	117.873	117.880	0.01
Consumo total de combustibles	1,702.422	1,715.630	0.77

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de SENER (2006a) y CFE (2000c)

Tabla 5.10 Valores iniciales de eficiencia ajustados

Tecnología	Valor inicial de eficiencia
Ciclo combinado	0.5000
Termoeléctrica convencional	0.3300
Hidroeléctrica	0.3570
Carboeléctrica	0.3568
Geotermoeléctrica	0.3570
Nucleoeléctrica	0.3300
Turbogás	0.3515
Combustión interna	0.3482
Eoloeléctrica	0.3600
Dual	0.3701

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de SENER (2006a) y CFE (2000c)

La Tabla 4.9 corresponde a la proyección de la capacidad instalada en el servicio público por tipo de tecnología al año 2015, a partir de los datos que presenta la Prospectiva del Sector Eléctrico 2006 – 2015 de la Secretaría de Energía, sin hacerse asignación alguna en torno a las tecnologías a utilizar para la capacidad libre. Por su parte, la Tabla 4.10 muestra la evolución de la generación bruta en el servicio público por tipo de tecnología, de nuevo con base en la Prospectiva del Sector Eléctrico 2006 – 2015 de la Secretaría de Energía y sin hacerse asignación alguna de tecnologías

a emplear para la capacidad libre.

Por medio de ambas tablas se efectuó el cálculo de los factores de planta típicos de cada tecnología, y se usaron los valores así obtenidos para predecir la expansión al año 2030, de tal modo que a partir de la evolución de la capacidad instalada por tipo de tecnología, se calculó la generación de energía eléctrica para finalmente obtener el consumo de combustibles al año 2030.

El cálculo de los factores de planta se llevó a cabo a partir de la fórmula para obtener la generación de energía eléctrica en GWh para un año:

$$Generación = (Capacidad [MW]) \cdot (1 \text{ año}) \cdot \left(\frac{365 \text{ días}}{1 \text{ año}}\right) \cdot \left(\frac{24 \text{ h}}{1 \text{ día}}\right) \cdot \left(\frac{1 \text{ GW}}{1000 \text{ MW}}\right) \cdot (fp)$$

Simplificando, tenemos:

$$Generación [GWh] = (Capacidad [MW]) \cdot (8.76 \left[\frac{GWh}{MW}\right]) \cdot fp \quad \dots (1)$$

Despejando el factor de planta, fp :

$$fp = \frac{(Generación [GWh])}{((Capacidad [MW]) \cdot (8.76 \left[\frac{GWh}{MW}\right]))}$$

Los factores de planta así obtenidos año con año, para cada tipo de tecnología, se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 5.11 Factor de planta por tipo de tecnología para cada año mostrado

Tecnología	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Ciclo combinado	0.6319	0.5167	0.6006	0.6639	0.6893	0.7127	0.7712	0.7934	0.8096	0.8165	0.8250
Termoeléctrica convencional	0.5743	0.6092	0.6144	0.6007	0.5951	0.5585	0.5485	0.5145	0.5020	0.4647	0.3913
Hidroeléctrica	0.2992	0.3565	0.2644	0.2965	0.2890	0.3064	0.2920	0.2892	0.2887	0.2751	0.2650
Carboeléctrica	0.8070	0.8442	0.8733	0.8725	0.8695	0.7999	0.8569	0.8612	0.8523	0.7753	0.7901
Geotermoeléctrica	0.8679	0.7011	0.7449	0.7283	0.7603	0.7706	0.7399	0.7240	0.7247	0.7764	0.8138
Nucleoeléctrica	0.9036	0.9047	0.8069	0.8738	0.8672	0.9378	0.9597	0.9625	1.0348	0.9597	0.9597
Turbogás	0.0597	0.0054	0.0112	0.0138	0.0219	0.0170	0.0134	0.0203	0.0171	0.0171	0.0155
Combustión interna	0.4886	0.7420	0.7550	0.7695	0.7551	0.7623	0.7298	0.7365	0.7738	0.7248	0.7347
Eoloeléctrica	0.2453	0.0789	0.4308	0.2610	0.2904	0.2793	0.4239	0.4251	0.4236	0.4199	0.4315
Dual	0.7760	0.8828	0.8409	0.8350	0.8231	0.8282	0.8510	0.8348	0.8157	0.8270	0.8510

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de SENER (2006b)

Como se observa, el factor de planta para cada tecnología varía año con año; sin embargo, a fin de simplificar los cálculos, se promediaron los valores anuales para cada tipo de tecnología y se obtuvo un factor de planta que se considera típico de cada una de ellas (ver Tabla 5.12).

Tabla 5.12 Factor de planta típico para cada tecnología de generación

Tecnología	Factor de planta típico
Ciclo combinado	0.7119
Termoeléctrica convencional	0.5430
Hidroeléctrica	0.2929
Carboeléctrica	0.8366
Geotermoeléctrica	0.7593
Nucleoeléctrica	0.9246
Turbogás	0.0193
Combustión interna	0.7247
Eoloeléctrica	0.3372
Dual	0.8332

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de SENER (2006b)

Para reproducir la Prospectiva del Sector Eléctrico 2006 – 2015 de la Secretaría de Energía, en el caso de la capacidad libre se asignó una cota de 28% de ésta para tecnologías que hacen uso de gas natural, como lo indica la misma Prospectiva, y en concreto se eligió la tecnología de ciclo combinado para este rubro, tomando así en cuenta una participación anual de 28% de la capacidad libre como ciclo combinado. Las tecnologías correspondientes al restante 72% no están determinadas en la Prospectiva 2006 – 2015 al ser libre esta capacidad; sin embargo, para los cálculos efectuados en este apartado se le consideró como capacidad basada en la tecnología carboeléctrica.

Lo que se hizo en este caso para simplificar los cálculos, fue establecer año con año el mismo porcentaje de participación de cada tecnología dentro de la capacidad libre, sin considerar los años de entrada en operación para las centrales de cada tipo (es decir, no se tomó en cuenta que en un año puede entrar únicamente una central de ciclo combinado y en el siguiente sólo dos carboeléctricas, por ejemplo, sino que año con año la capacidad libre se asignó como 28% ciclo combinado y 72% carboeléctrica).

El siguiente punto fue determinar el porcentaje de participación de estas tecnologías dentro de la generación de energía eléctrica originada anualmente por la capacidad libre. Esto se logró a partir de la ecuación (1), como se mostrará a continuación.

$$Generación_{libre} = Generación_{ciclo\ combinado\ libre} + Generación_{carboeléctrica\ libre} \dots (2)$$

De la ecuación (1) y la Tabla 5.12

$$Generación_{ciclo\ combinado\ libre} [GWh] = (Capacidad_{ciclo\ combinado\ libre} [MW]) \cdot (8.76 \left[\frac{GWh}{MW} \right]) \cdot 0.7119$$

Pero

$$Capacidad_{ciclo\ combinado\ libre}[MW]=0.28 \cdot Capacidad_{libre}[MW]$$

Por lo tanto

$$Generación_{ciclo\ combinado\ libre}[GWh]=(0.28 \cdot Capacidad_{libre}[MW]) \cdot (8.76[\frac{GWh}{MW}]) \cdot 0.7119 \quad \dots (3)$$

Nuevamente, a partir de la ecuación (1) y la Tabla 5.12, tenemos

$$Generación_{carboeléctrica\ libre}[GWh]=(Capacidad_{carboeléctrica\ libre}[MW]) \cdot (8.76[\frac{GWh}{MW}]) \cdot 0.8366$$

Dado que

$$Capacidad_{carboeléctrica\ libre}[MW]=0.72 \cdot Capacidad_{libre}[MW]$$

Tenemos

$$Generación_{carboeléctrica\ libre}[GWh]=(0.72 \cdot Capacidad_{libre}[MW]) \cdot (8.76[\frac{GWh}{MW}]) \cdot 0.8366 \quad \dots (4)$$

El porcentaje de participación del ciclo combinado dentro de la energía eléctrica generada anualmente por la capacidad libre es

$$Participación_{ciclo\ combinado\ libre} = \frac{Generación_{ciclo\ combinado\ libre}}{Generación_{libre}} \quad \dots (5)$$

Sustituyendo (2) y (3) en (5)

$$Participación_{ciclo\ combinado\ libre} = \frac{(0.28 \cdot Capacidad_{libre} [MW]) \cdot (8.76 [\frac{GWh}{MW}]) \cdot 0.7119}{(Generación_{ciclo\ combinado\ libre} + Generación_{carboeléctrica\ libre})} \dots (6)$$

Sustituyendo (3) y (4) en (6)

$$Participación_{ciclo\ combinado\ libre} = \frac{(0.28 \cdot Capacidad_{libre} [MW]) \cdot (8.76 [\frac{GWh}{MW}]) \cdot 0.7119}{((0.28 \cdot Capacidad_{libre} [MW]) \cdot (8.76 [\frac{GWh}{MW}]) \cdot 0.7119 + (0.72 \cdot Capacidad_{libre} [MW]) \cdot (8.76 [\frac{GWh}{MW}]) \cdot 0.8366)}$$

Simplificando

$$Participación_{ciclo\ combinado\ libre} = \frac{(0.28 \cdot 0.7119)}{((0.28) \cdot 0.7119 + (0.72) \cdot 0.8366)}$$

Y entonces

$$Participación_{ciclo\ combinado\ libre} = 0.2486 = 24.86\%$$

Por lo tanto, el porcentaje de participación de la tecnología carboeléctrica dentro de la energía eléctrica generada anualmente por la capacidad libre es

$$Participación_{carboeléctrica\ libre} = 0.7514 = 75.14\%$$

Así, de la energía total generada anualmente por la capacidad libre, en promedio 24.86% corresponderá a la tecnología de ciclo combinado y 75.14% a la tecnología carboeléctrica. Teniendo en cuenta lo anterior, se sumó esta participación a los datos que indica la Prospectiva en torno a la energía eléctrica generada anualmente por las centrales de ciclo combinado y por las centrales carboeléctricas en el período 2005 – 2015.

Los valores finales de eficiencia (correspondientes al año 2015), fueron establecidos de tal forma que los cálculos de consumo de combustibles fósiles para la generación de energía eléctrica en el año 2015 fueran acordes con los valores proporcionados por la Prospectiva del Sector Eléctrico 2006 – 2015 (SENER, 2006b), mismos que se desprenden de la Figura 4.11 al multiplicar 5,825 TJ/día por 365 días, lo cual da un resultado de 2,126.125 PJ, y aplicando los correspondientes porcentajes (ver Tabla 5.13). Para la tecnología nucleoelectrica se consideró una eficiencia constante de 33% durante el período, pues los únicos reactores contemplados para su operación son los de Laguna Verde; la eficiencia de las centrales que hacen uso de fuentes de energía renovables también se consideró constante, pues este parámetro no afecta el consumo de combustibles (ver Tabla 5.14).

Tabla 5.13 Consumo de combustibles fósiles para la generación eléctrica por tipo de energético en el año 2015

Combustible	Consumo calculado (PJ)	Consumo según la Prospectiva 2006 – 2015 (PJ)	Error porcentual
Combustóleo	333.539	333.802	0.08
Gas natural	1,333.892	1,375.603	3.03
Diesel	7.837	4.252	84.3
Carbón	620.094	412.468	50.34
Consumo total de combustibles	2,295.361	2,126.125	7.96

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de SENER (2006a), SENER (2006b) y CFE (2000c)

Tabla 5.14 Valores finales de eficiencia ajustados

Tecnología	Valor final de eficiencia
Ciclo combinado	0.5000
Termoeléctrica convencional	0.3700
Hidroeléctrica	0.3570
Carboeléctrica	0.4000
Geotermoeléctrica	0.3570
Nucleoeléctrica	0.3300
Turbogás	0.3700
Combustión interna	0.4000
Eoloeléctrica	0.3600
Dual	0.4350

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de SENER (2006a), SENER (2006b) y CFE (2000c)

Con base en dichas cotas o valores iniciales y finales de eficiencia, se calculó la tasa media de crecimiento anual de este dato entre los años 2005 y 2015, y de este modo se llegó a los valores de eficiencia y en consecuencia al consumo total de combustibles por tipo de tecnología y por tipo de energético para cada año del intervalo en cuestión (ver Tabla 5.15).

Tabla 5.15 Evolución pronosticada de la eficiencia de las centrales generadoras entre los años 2005 y 2015

Tecnología	Valor inicial de eficiencia	Valor final de eficiencia	tmca 2005 – 2015 (%)
Ciclo combinado	0.5000	0.5000	0.00
Termoeléctrica convencional	0.3300	0.3700	1.15
Hidroeléctrica	0.3570	0.3570	0.00
Carboeléctrica	0.3568	0.4000	1.15
Geotermoeléctrica	0.3570	0.3570	0.00
Nucleoeléctrica	0.3300	0.3300	0.00
Turbogás	0.3515	0.3700	0.51
Combustión interna	0.3482	0.4000	1.40
Eoloeléctrica	0.3600	0.3600	0.00
Dual	0.3701	0.4350	1.63

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de SENER (2006a), SENER (2006b) y CFE (2000c)

Como se observa en la Tabla 5.13, los datos calculados de consumo de combustóleo y gas natural en el año 2015 son coherentes con los que indica la Prospectiva, no siendo así en el caso del consumo de carbón, pues como ya se ha dicho y como el mencionado documento indica en su sección 4.3.4 (SENER, 2006b, página 90), éste no toma en cuenta la asignación de la tecnología carboeléctrica dentro de la capacidad libre. Si se eliminara la contribución de 72% de la tecnología carboeléctrica dentro de la capacidad libre en el año en cuestión, y se dejara sin asignar como se hace en la Prospectiva 2006 – 2015, el consumo de carbón sería de 411.950 PJ, de lo cual se sigue que los valores de eficiencia son correctos.

De igual forma, el consumo total de diesel calculado para el año 2015 inicialmente no coincidía muy bien con los datos de la Prospectiva del Sector Eléctrico 2006 – 2015, de modo que se aplicó a su porcentaje de contribución para las tecnologías turbogás y combustión interna (que son las que en principio tienen el más alto porcentaje de contribución de diesel) la tasa media de crecimiento anual de -10.6% entre los años 2005 y 2015 mencionada en la sección 4.2.1.4. Esta inconsistencia puede deberse en parte al hecho de que la Prospectiva de la SENER no considera a

la tecnología carboeléctrica dentro de la capacidad libre, pues estas centrales también consumen diesel. De nueva cuenta, si se eliminara la contribución de 72% de la tecnología carboeléctrica dentro de la capacidad libre para el año 2015, el consumo de diesel caería a 6.137 PJ.

Una vez obtenidos estos datos, se evaluaron los tres escenarios planteados con respecto al empleo de la energía nuclear para la generación de energía eléctrica en nuestro país.

De acuerdo con lo mencionado en las secciones 4.2.1.2 inciso e y 4.2.2.4, y teniendo en cuenta la evolución de los precios de los combustibles fósiles que se presenta en la Figura 4.14, que muestra una gran estabilidad en los precios del gas natural y el carbón al año 2030, así como un incremento sostenido en los precios del combustóleo, el elemento común que tienen los tres escenarios que se plantearán a continuación es la participación mayoritaria de las tecnologías de ciclo combinado y carboeléctrica en el parque de generación mexicano, buscando por supuesto un incremento en la capacidad nucleoelectrica para diversificar las fuentes de energía primaria, al ser competitivo y limpio este tipo de centrales.

5.1.2. Escenario de referencia

Este escenario considera que no se instalarán más centrales nucleoelectricas aparte de Laguna Verde al año 2030. Para el análisis de este caso, se parte de las Figuras 4.15, 4.16 y 4.18. Con base en los porcentajes mostrados en las Figuras 4.15 y 4.18, se obtiene la siguiente información:

Tabla 5.16 Capacidad instalada en el servicio público en los años 2016 y 2026

Tecnología	Capacidad (MW)		tmca 2016 – 2026 (%)
	2016	2026	
Ciclo combinado	29,153	43,749	4.14
Termoeléctrica convencional	7,248	1,420	-15.04
Hidroeléctrica	14,219	14,705	0.34
Carboeléctrica	10,467	30,727	11.37
Geotermoeléctrica	1,035	2,266	8.15
Nucleoeléctrica	1,380	1,380	0.00
Turbogás	2,623	3,347	2.47
Combustión interna	207	507	9.37
Eoloeléctrica	621	1,284	7.53
Dual	2,071	2,028	-0.21
Total	69,024	101,412	3.92

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de CFE (2006c)

De nueva cuenta, la asignación de tecnologías para la capacidad libre en ambos años se efectuó según el criterio de 28% ciclo combinado y 72% carboeléctrica, y estas contribuciones se sumaron a la capacidad instalada de dichas centrales. Se calculó la tasa media de crecimiento anual de la capacidad instalada para cada tipo de central entre los años 2016 y 2026, como se observa en la tabla anterior.

En el caso del año 2026, para definir el escenario bajo en cuanto al desarrollo de la tecnología nucleoeléctrica en nuestro país, los 12,169 MW correspondientes a este tipo de centrales según la Figura 4.18 se redujeron a únicamente 1,380 MW de la central nucleoeléctrica de Laguna Verde, y los restantes 10,789 MW se asignaron 50% a la tecnología de ciclo combinado y 50% a la tecnología carboeléctrica.

Como observamos en la Figura 4.18, la capacidad de las centrales geotermoeléctricas y eoloeléctricas en 2026 se muestra como la suma de ambas, por lo que el desglose se obtuvo de acuerdo con el período de estabilidad comprendido entre los años 2010 y 2015 alrededor de ambas tecnologías, donde la capacidad eoloeléctrica mantiene un valor constante de 591 MW y la capacidad geotermoeléctrica se mantiene en 1,043 MW (Tabla 4.9). La suma de éstas es 1,634 MW, de los cuales 36.17% corresponden a las centrales eólicas y 63.83% a las geotérmicas. Estos porcentajes se aplicaron en el año 2026 para obtener la capacidad correspondiente a cada tecnología.

Con ayuda de las *tmca* calculadas, se obtuvieron los datos de capacidad instalada para los años 2017 a 2025 y 2027 a 2030, teniendo como supuesto que las tendencias que dichas tasas reflejan se mantienen a lo largo del período 2016 – 2030. Los datos de capacidad instalada correspondientes al intervalo 2005 – 2015 son los que proporciona la Prospectiva 2006 – 2015 (Tabla 4.9), con la asignación de tecnologías para la capacidad libre según el criterio que ya se ha indicado en la sección anterior. De este modo, se tiene la evolución esperada de la capacidad instalada en el servicio público para el escenario de referencia en torno al uso de la energía nuclear.

Para obtener la evolución de la generación de energía eléctrica entre los años 2005 y 2030 para el escenario de referencia, se utilizaron los datos de la Prospectiva 2006 – 2015 para establecer la generación de electricidad entre los años 2005 y 2015 (ver Tabla 4.10), mientras que para el año 2016 se tomó como base la Figura 4.16. En ambos casos se consideraron las asignaciones que se realizaron para la capacidad libre. Como se calculó en la sección anterior, 24.86% de la generación efectuada cada año por la capacidad libre corresponderá a la tecnología de ciclo combinado y 75.14% a la tecnología carboeléctrica. La generación de electricidad entre los años 2017 y 2030 se calculó según la ecuación (1) y la Tabla 5.12.

Según se mencionó en la sección 5.1.1, el consumo anual de combustibles para cada tecnología de generación se calculó dividiendo la energía eléctrica generada anualmente por cada tecnología entre su correspondiente eficiencia. Posteriormente se aplicaron los porcentajes de contribución de cada combustible al consumo total por tecnología, y a partir de ello se llegó al consumo de cada combustible que realiza cada una de las tecnologías analizadas. Por último, se calculó el consumo anual de combustibles por tipo de energético.

Para las proyecciones de los años posteriores a 2016, se establecieron nuevas cotas superiores de eficiencia (correspondientes al año 2030). Se tomó la decisión de usar los valores de eficiencia más altos que muestra la Tabla 5.6 para cada tecnología, pues no se cuenta con proyecciones de consumo de combustibles más allá del año 2016, que servirían para ajustar los datos. Las eficiencias correspondientes al año 2016 se obtuvieron según las tmca calculadas para el período 2005 – 2015.

En el caso de las centrales duales, que no aparecen en la Tabla 5.6, se estableció una eficiencia máxima de 45% para el año 2030. Para la tecnología nucleoelectrica, en este escenario se considera como constante la eficiencia de la central de Laguna Verde. La Tabla 5.17 muestra los valores de eficiencia iniciales y finales, así como su correspondiente tasa media de crecimiento anual. En relación con las centrales hidroeléctricas, geotermoeléctricas y eoloeléctricas, nuevamente se consideró su eficiencia como constante, pues este parámetro no interfiere con el análisis del consumo de combustibles.

Por su parte, el porcentaje de contribución del diesel para las tecnologías turbogás y combustión interna entre los años 2016 y 2030 se mantuvo constante e idéntico al calculado para el año 2015 (9.12% y 17.06%, respectivamente).

Tabla 5.17 Evolución pronosticada de la eficiencia de las centrales generadoras entre los años 2016 y 2030

Tecnología	Eficiencia 2016	Eficiencia 2030	tmca 2016 – 2030 (%)
Ciclo combinado	0.5000	0.5244	0.34
Termoeléctrica convencional	0.3743	0.3756	0.03
Hidroeléctrica	0.3570	0.3570	0.00
Carboeléctrica	0.4046	0.4167	0.21
Geotermoeléctrica	0.3570	0.3570	0.00
Nucleoeléctrica	0.3300	0.3300	0.00
Turbogás	0.3719	0.3840	0.23
Combustión interna	0.4056	0.4761	1.15
Eoloeléctrica	0.3600	0.3600	0.00
Dual	0.4421	0.4500	0.13

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de SENER (2006a), SENER (2006b) CFE (2000c) y CFE (2007)

Para llevar a cabo el cálculo de emisiones contaminantes en torno a cada uno de los escenarios estudiados, se tomaron como base los siguientes factores de emisión para los combustibles fósiles utilizados en la generación eléctrica en México.

Tabla 5.18 Factores de emisión de contaminantes

Combustible	CO ₂ (ton/TJ)	CO (ton/TJ)	NO _x (ton/TJ)	SO _x (ton/TJ)	Hidrocarburos no quemados (ton/TJ)	Partículas suspendidas (ton/TJ)
Combustóleo	78.1	0.0143	0.205	1.41	0.0936	0.682
Gas natural	56.1	0.02	0.25	0.00876	0.00774	0.0259
Diesel	73.81	0.0625	1.25	0.672	0.147	0.44
Carbón	94.1967	0.01	0.74	0.542	0.00534	0.167

Fuente: UNAM – PEMEX (1995)

5.1.3. Escenario medio

El análisis de este escenario se elaboró a partir del escenario de referencia, con la diferencia de que en este caso la participación de las centrales nucleoelectricas se incrementó a razón de una nueva central nucleoelectrica ABWR de 1,356 MW cada cuatro años a partir de 2015, considerando en este año la entrada en operación de la primera de ellas y la última en 2027, llegando a un total de 4 nuevas centrales al final del período.

La asignación del año 2015 como la entrada en operación de la primera central, se llevó a cabo tomando como base el Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2007 – 2016 (CFE, 2007), que muestra la posibilidad de que las centrales Veracruz I y II sean programadas como plantas nucleoelectricas. Así, se consideró que la primera nueva central nucleoelectrica corresponde a la capacidad libre requerida por los proyectos Veracruz I y II, cuya entrada en operación está planeada precisamente para el año 2015 (ver Tabla 4.5).

A las centrales carboelectricas y de ciclo combinado, que fueron consideradas originalmente para satisfacer la capacidad libre y la capacidad nucleoelectrica adicional a Laguna Verde propuesta por la CFE para 2026 (ver sección 5.1.2), se les restó año con año la capacidad de las nuevas centrales nucleoelectricas de manera equitativa.

En el caso de la generación de energía eléctrica para los años 2015 y 2016, dado que los datos de este rubro para los años 2016 y anteriores se tomaron directamente de las estadísticas de la SENER y la CFE, con ayuda de la ecuación (1) se calculó la generación que efectuarían 678 MW de tecnología carboelectrica y 678 MW de tecnología de ciclo combinado con factor de planta típico en un año, y se restó de la generación que se realizará gracias a estas tecnologías en los años 2015 y 2016. Para la tecnología nuclear, se calculó de igual forma con la ecuación (1) la energía que genera una central de 1,356 MW de este tipo con su factor de planta típico en un año, y se sumó a la energía generada por esta tecnología en los años 2015 y 2016.

Dado que las centrales nucleoelectricas operan con un factor de planta típico más alto que las carboelectricas y las de ciclo combinado, existe un excedente de energía generada en comparación con el escenario de referencia para los años 2015 y posteriores. Si partimos de que la demanda de energía eléctrica para los tres escenarios es constante, resulta imperativo eliminar dicho excedente.

Para ello, en lo referente a la generación eléctrica de los años 2015 y 2016, el excedente se dividió entre dos y se quitó cada mitad a la generación correspondiente a las centrales de ciclo combinado y carboelectricas. Las capacidades de estas tecnologías se mantuvieron idénticas a las del escenario bajo, para que fueran acordes con las proyecciones de capacidad instalada definidas en la Prospectiva del Sector Eléctrico 2006 – 2015 y el documento *Retos para atender la demanda futura de electricidad*, lo cual implica que estas centrales operarían en esos años a un factor de planta ligeramente más bajo que el típico.

La generación de todas las tecnologías entre los años 2017 y 2030 se calculó según la ecuación (1) y la Tabla 5.12. En este caso se trabajó de forma diferente que para los años 2015 y 2016, pues el excedente se dividió entre dos y para cada parte se eliminó la capacidad que a factor de planta típico generaría esa energía para las tecnologías carboeléctrica y de ciclo combinado. De esta forma, se obtuvieron la capacidad instalada y la generación de energía eléctrica en el servicio público al año 2030 para el escenario medio.

La eficiencia de las centrales nucleoelectricas en los años 2005 a 2014 se consideró constante e igual a 33.00%, que corresponde a la eficiencia calculada para la central de Laguna Verde que se muestra en la Tabla 5.2. Para los años 2015 y 2016, se usó el promedio de la eficiencia de Laguna Verde y la de una central ABWR, de acuerdo con la Tabla 5.6. Este valor asciende a 33.77%. En lo que respecta a los años siguientes, se estableció una cota superior de eficiencia de 34.54% para el parque de generación nucleoelectrico en el año 2030 con base en la misma Tabla 5.6, al coexistir las nuevas centrales con Laguna Verde. De este modo, la tasa media de crecimiento

anual de la eficiencia de las centrales nucleoelectricas entre los años 2016 y 2030 será de 0.16%.

Tomando en cuenta las consideraciones anteriores, se calculó el consumo anual de combustibles, así como las emisiones contaminantes.

5.1.4. Escenario alto

Para analizar este escenario se toma como base el escenario medio, pero incrementando la participación de las centrales nucleoelectricas en el parque de generación mexicano a razón de una nueva central nucleoelectrica ABWR de 1,356 MW cada dos años a partir de 2015, considerando en este año la entrada en operación de la primera de ellas y la última en 2029, llegando a un total de 8 nuevas centrales al año 2030. De igual forma que en el escenario medio, se consideró que la primera nueva central nucleoelectrica corresponde a la capacidad libre requerida por los proyectos Veracruz I y II (ver Tabla 4.5), y a las centrales carboelectricas y de ciclo combinado se les restó anualmente la capacidad de las nuevas centrales nucleoelectricas.

Para el pronóstico de la generación de energía eléctrica se siguieron las mismas consideraciones que en el escenario medio, y se eliminó de la misma forma el excedente de energía eléctrica provocado por el alto factor de planta de las centrales nucleares.

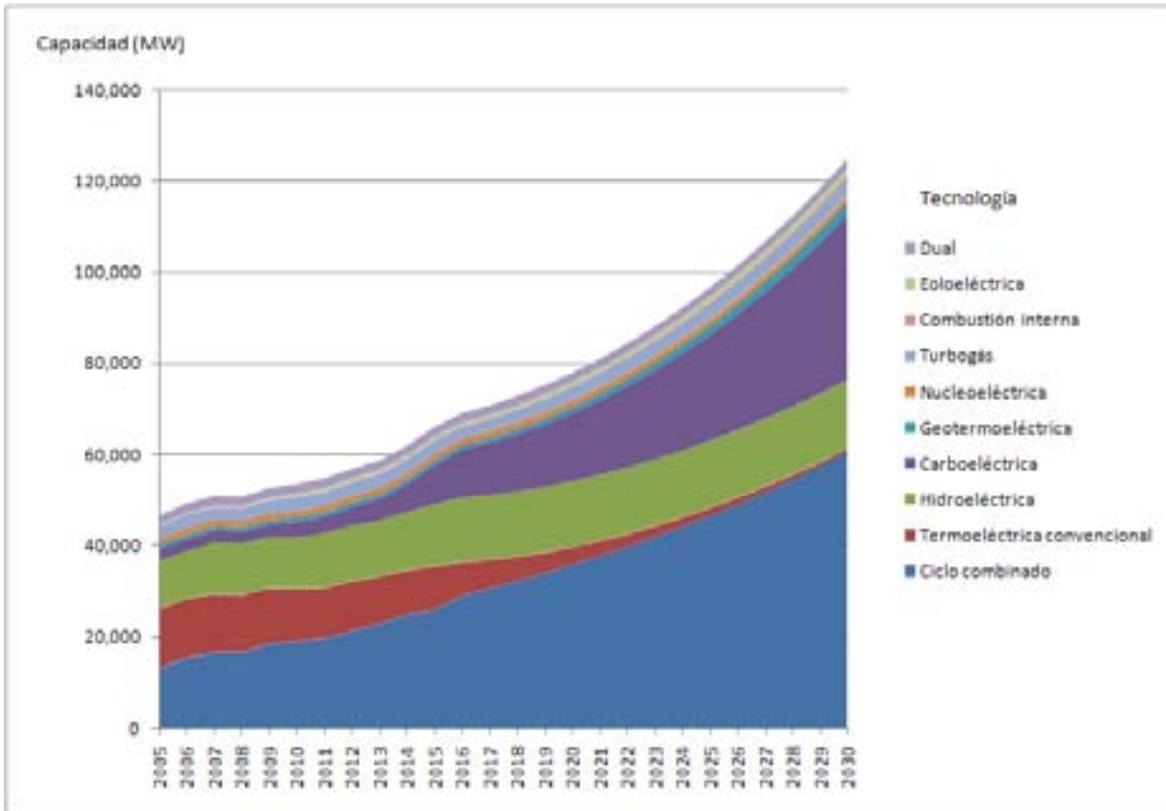
Con base en los lineamientos expuestos anteriormente, y haciendo las mismas consideraciones en torno a la eficiencia de las centrales nucleares que en el escenario medio, se realizó el cálculo del consumo de combustibles y la emisión de contaminantes relativos a la generación de energía eléctrica para el servicio público en el período en cuestión.

5.2. Discusión de resultados

5.2.1. Escenario de referencia

A partir de la metodología descrita anteriormente, se obtuvieron los resultados que se presentan a continuación. Para analizar los pormenores de los datos calculados en torno a cada uno de los escenarios, se recomienda estudiar los Anexos V.1 (Capacidad instalada), V.2 (Generación de energía eléctrica), V.3 (Consumo de combustibles) y V.4 (Emisiones contaminantes).

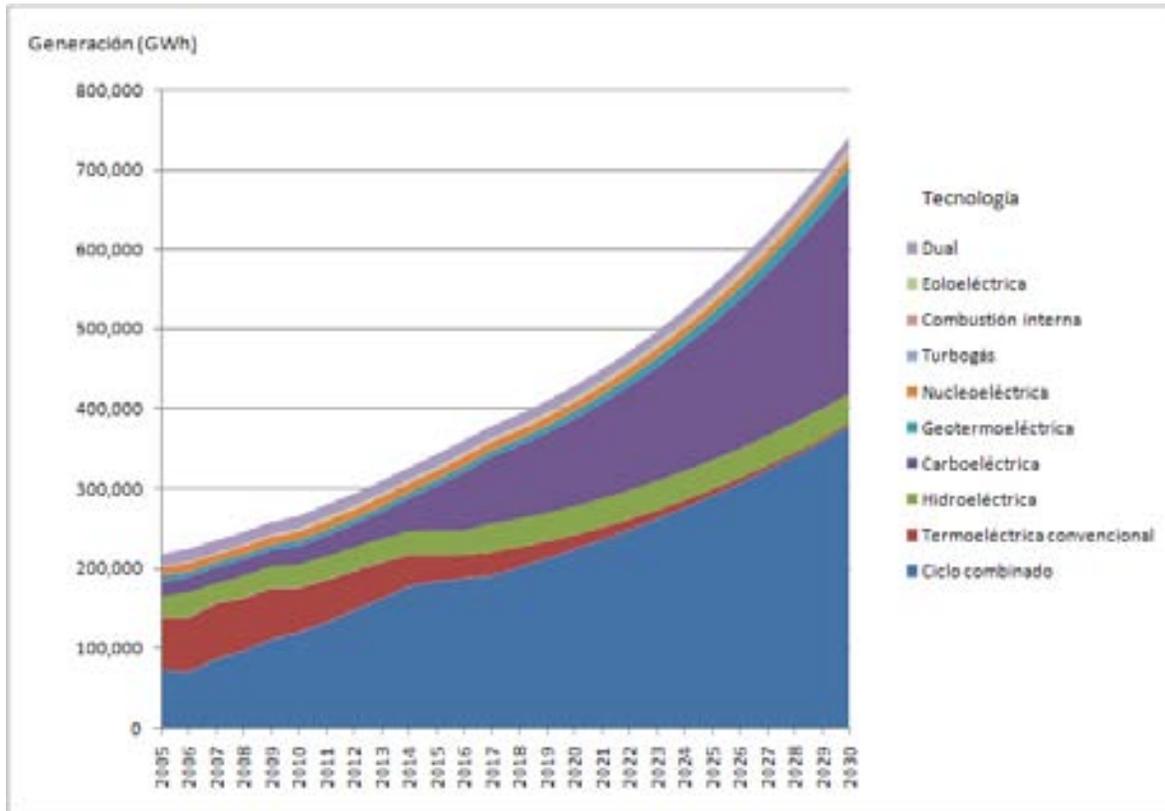
Para el escenario de referencia, la predicción de la evolución de la capacidad instalada por tipo de tecnología en el servicio público se muestra en la Figura 5.1. Nótese la dramática caída de las centrales termoeléctricas convencionales, que serán sustituidas por otras tecnologías menos dañinas al medio ambiente.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de CFE (2006c) y SENER (2006b)

Figura 5.1 Evolución de la capacidad instalada en el servicio público al año 2030 para el escenario de referencia (MW)

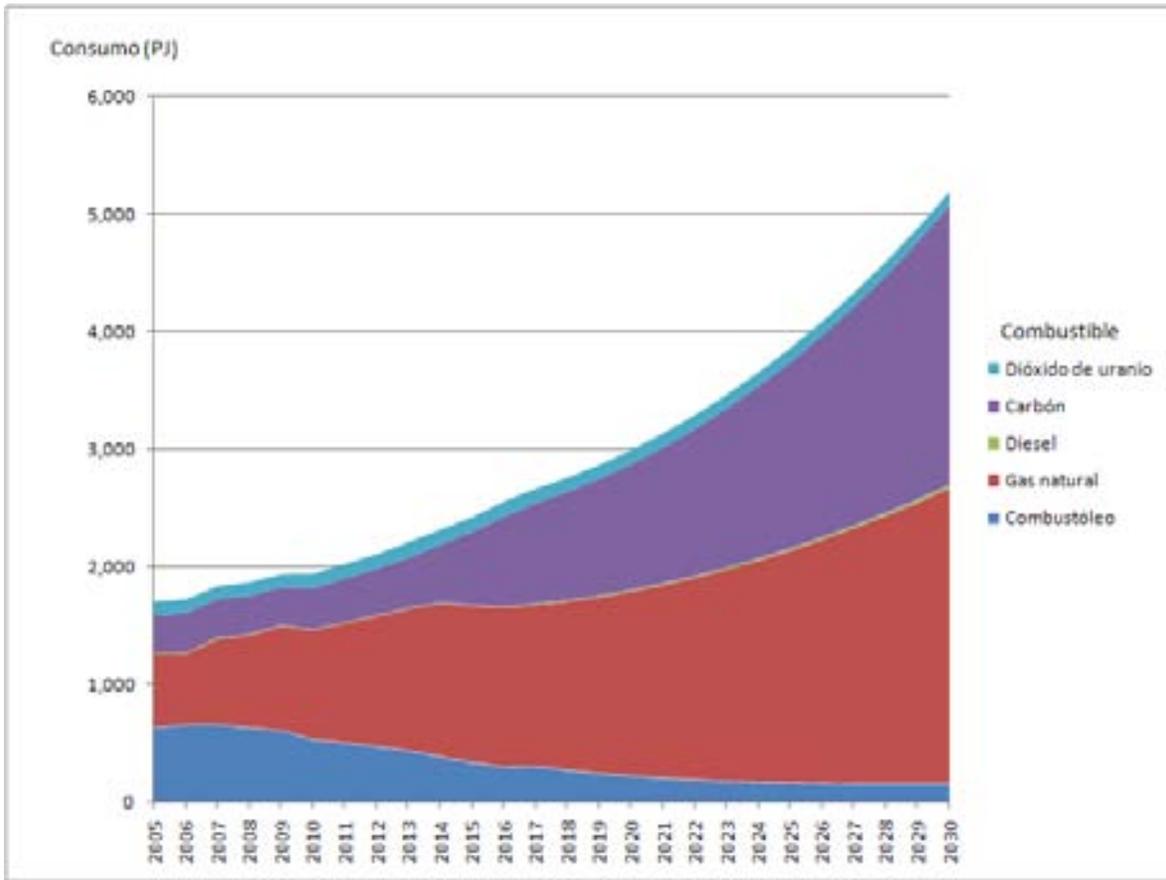
En relación con las proyecciones calculadas para la generación de energía eléctrica al año 2030, los resultados se muestran en la Figura 5.2. Es importante recordar que se tiene previsto que las principales tecnologías de generación empleadas al año 2030 serán la carboeléctrica y la de ciclo combinado.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de CFE (2006c) y SENER (2006b)

Figura 5.2 Evolución de la generación de energía eléctrica en el servicio público al año 2030 para el escenario de referencia (GWh)

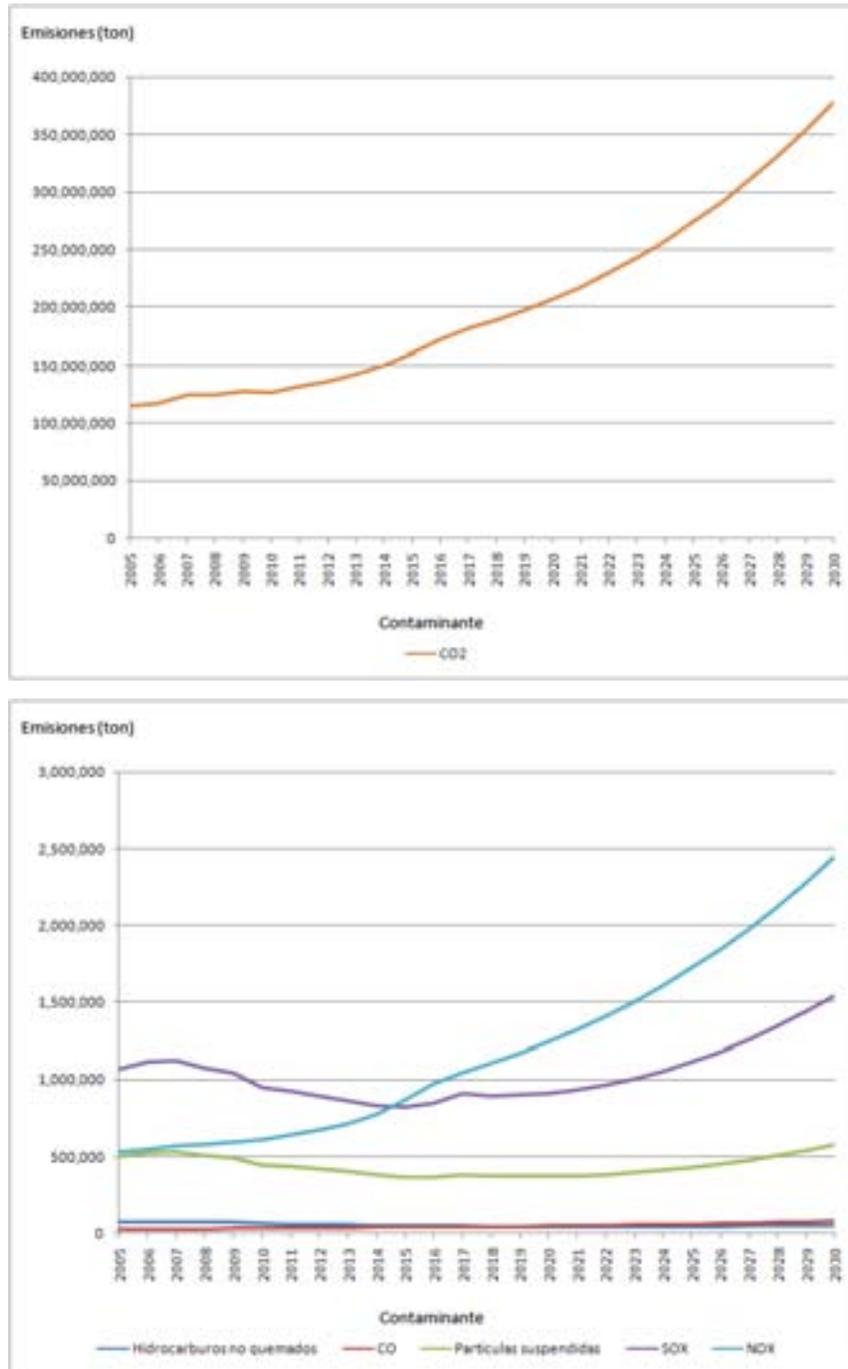
Como se ha mencionado, a partir del pronóstico de generación de electricidad se obtuvo el de consumo de combustibles, mismo que se muestra en la Figura 5.3. Es de notar la disminución del consumo de combustóleo en el parque de generación mexicano, mientras que el consumo de carbón y gas natural se verá incrementado.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de CFE (2000c), CFE (2006c), CFE (2007), SENER (2006a) y SENER (2006b)

Figura 5.3 Consumo de combustibles para la generación de energía eléctrica en el servicio público al año 2030 para el escenario de referencia (PJ)

En lo referente a las emisiones contaminantes para este escenario, la Figura 5.4 muestra las proyecciones obtenidas. El panorama ambiental resulta desalentador, pues las emisiones de dióxido de carbono producidas por las centrales generadoras se verán triplicadas entre los años 2005 y 2030.

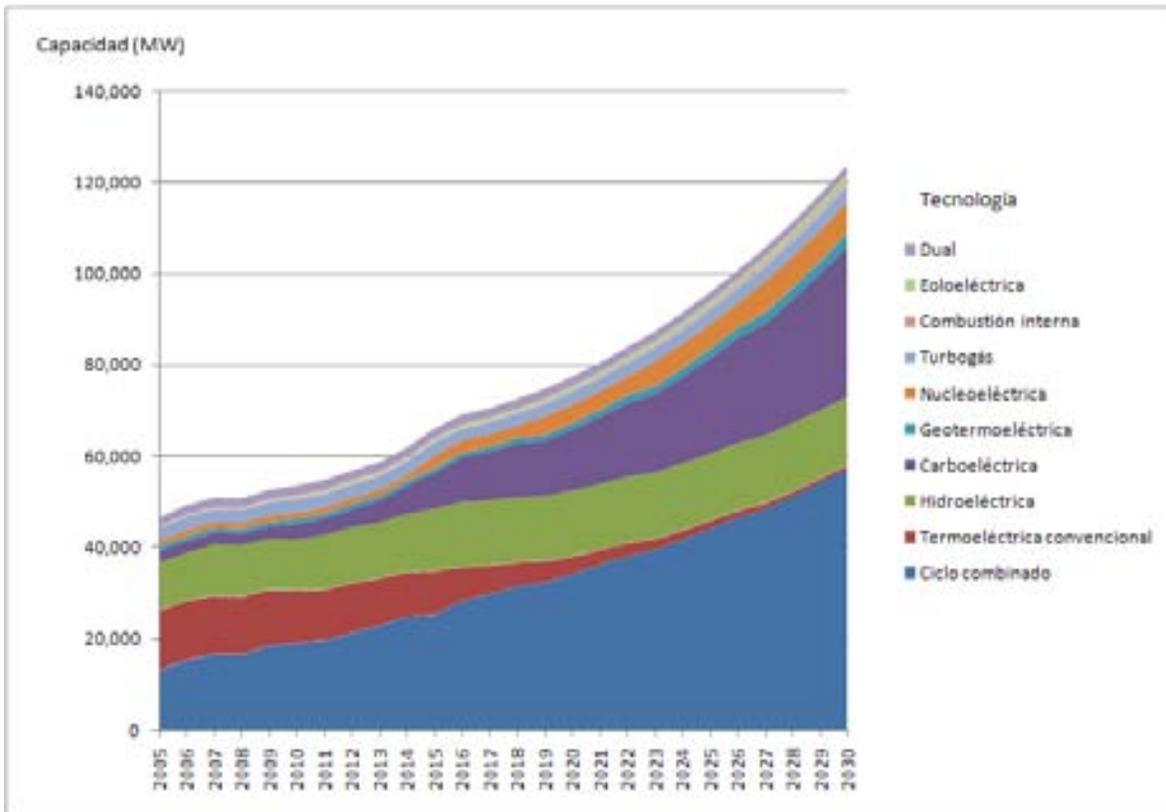


Fuente: Elaboración propia a partir de datos de CFE (2000c), CFE (2006c), CFE (2007), SENER (2006a), SENER (2006b) y UNAM – PEMEX (1995)

Figura 5.4 Emisiones contaminantes producidas por la generación de energía eléctrica en el servicio público al año 2030 para el escenario de referencia (ton)

5.2.2. Escenario medio

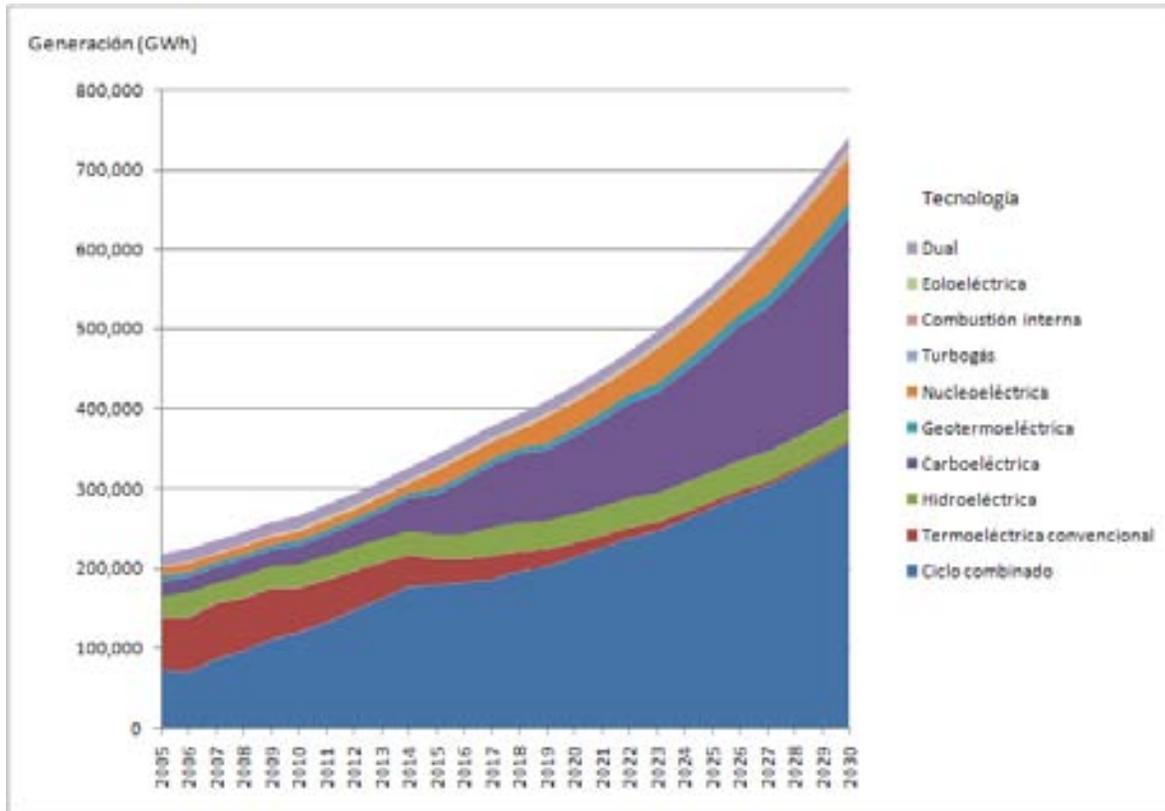
En el caso de este escenario, las proyecciones de capacidad instalada por tipo de tecnología en el servicio público se muestran en la Figura 5.5. La tecnología nuclear pasará a ocupar el cuarto lugar en capacidad instalada al año 2030.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de CFE (2006c) y SENER (2006b)

Figura 5.5 Evolución de la capacidad instalada en el servicio público al año 2030 para el escenario medio (MW)

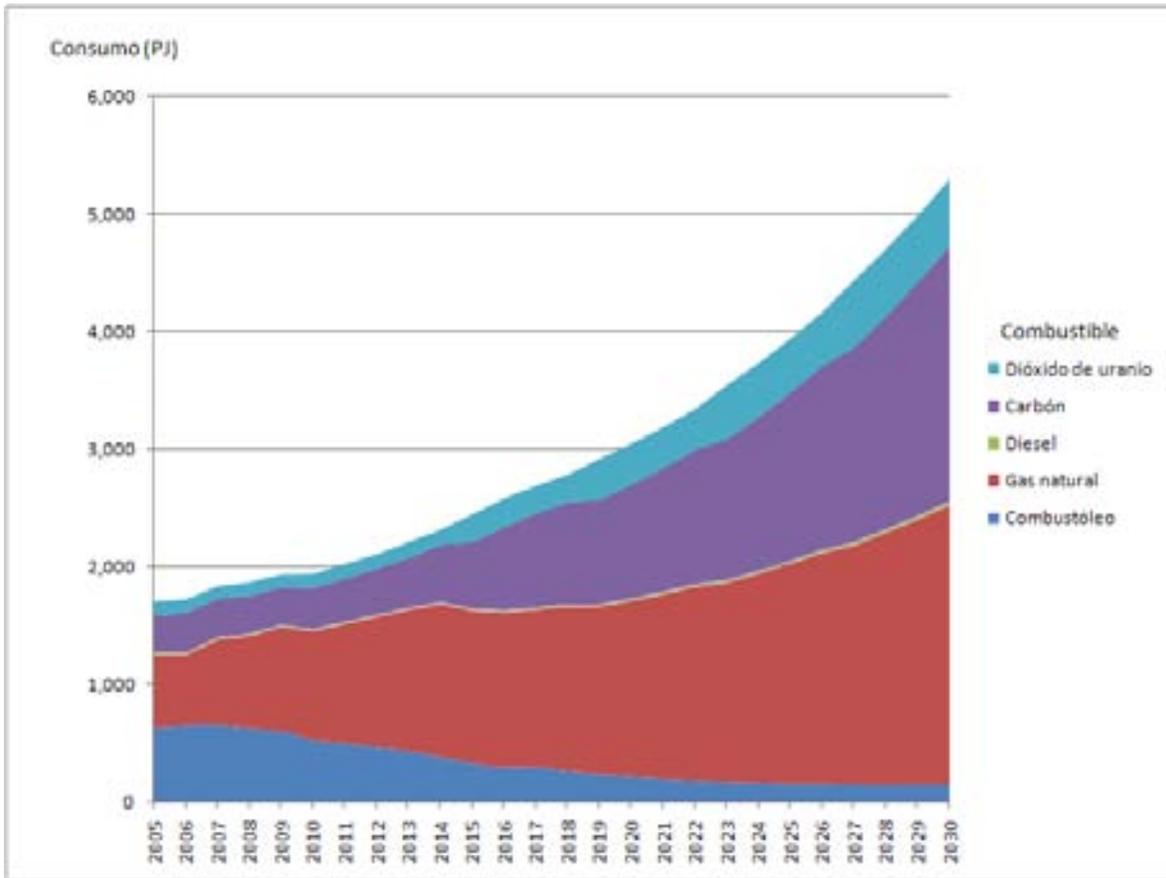
La evolución esperada de la generación de energía eléctrica al año 2030 se muestra en la Figura 5.6. Nótese que en esta materia la tecnología nucleoeléctrica ocupará el tercer lugar en importancia al año 2030, dado su alto factor de planta.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de CFE (2006c) y SENER (2006b)

Figura 5.6 Evolución de la generación de energía eléctrica en el servicio público al año 2030 para el escenario medio (GWh)

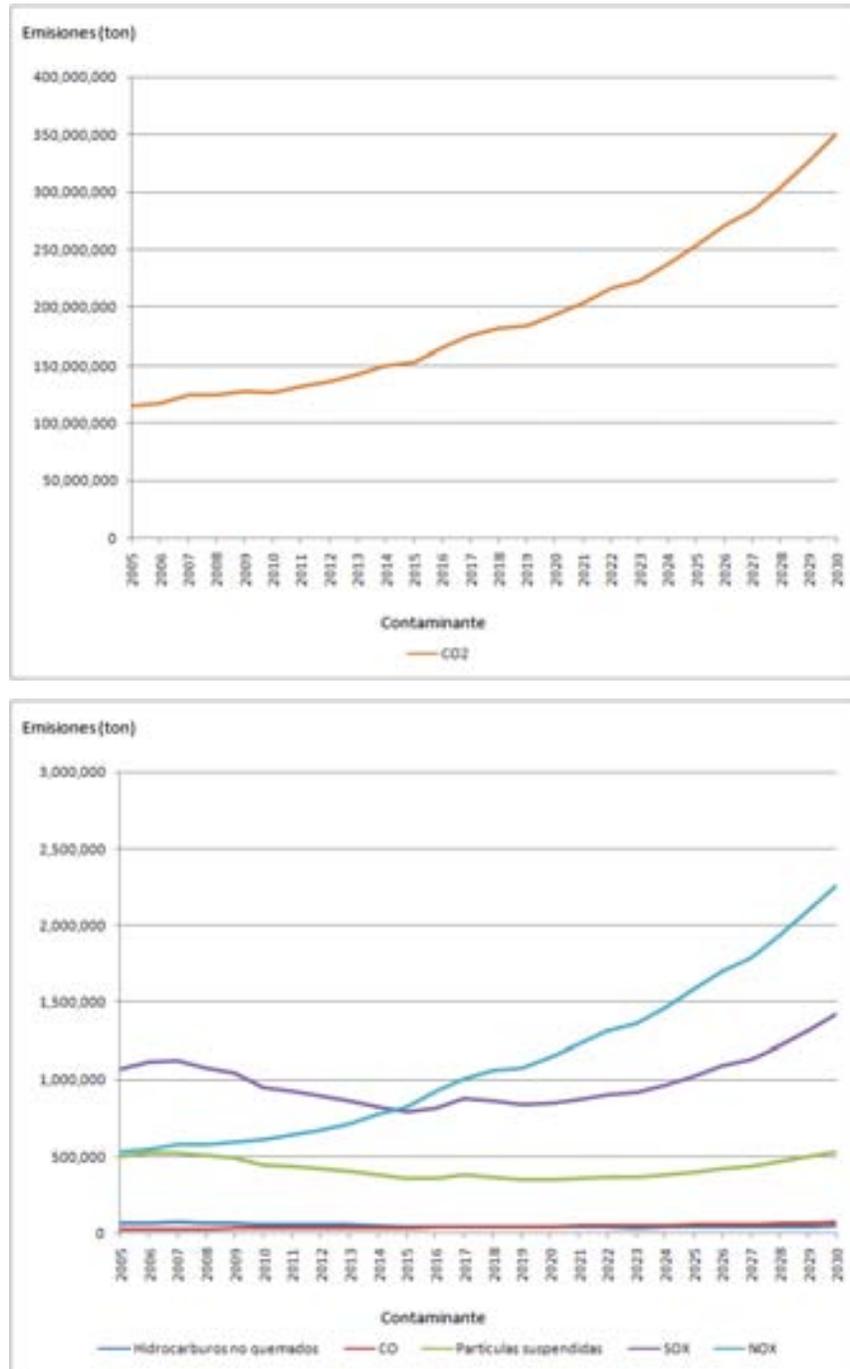
El pronóstico de consumo de combustibles al año 2030 para el escenario medio se muestra en la Figura 5.7. A partir de 2015 aumenta el consumo de combustible nuclear, al verse incrementada la participación de las plantas nucleares en el parque de generación eléctrica de nuestro país.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de CFE (2000c), CFE (2006c), CFE (2007), SENER (2006a) y SENER (2006b)

Figura 5.7 Consumo de combustibles para la generación de energía eléctrica en el servicio público al año 2030 para el escenario medio (PJ)

En cuanto a las emisiones contaminantes para este escenario, la Figura 5.8 muestra la evolución esperada entre 2005 y 2030. Las reducciones que tienen éstas con respecto al escenario de referencia como efecto del uso de la energía nuclear, se estudiarán en la sección 5.3.

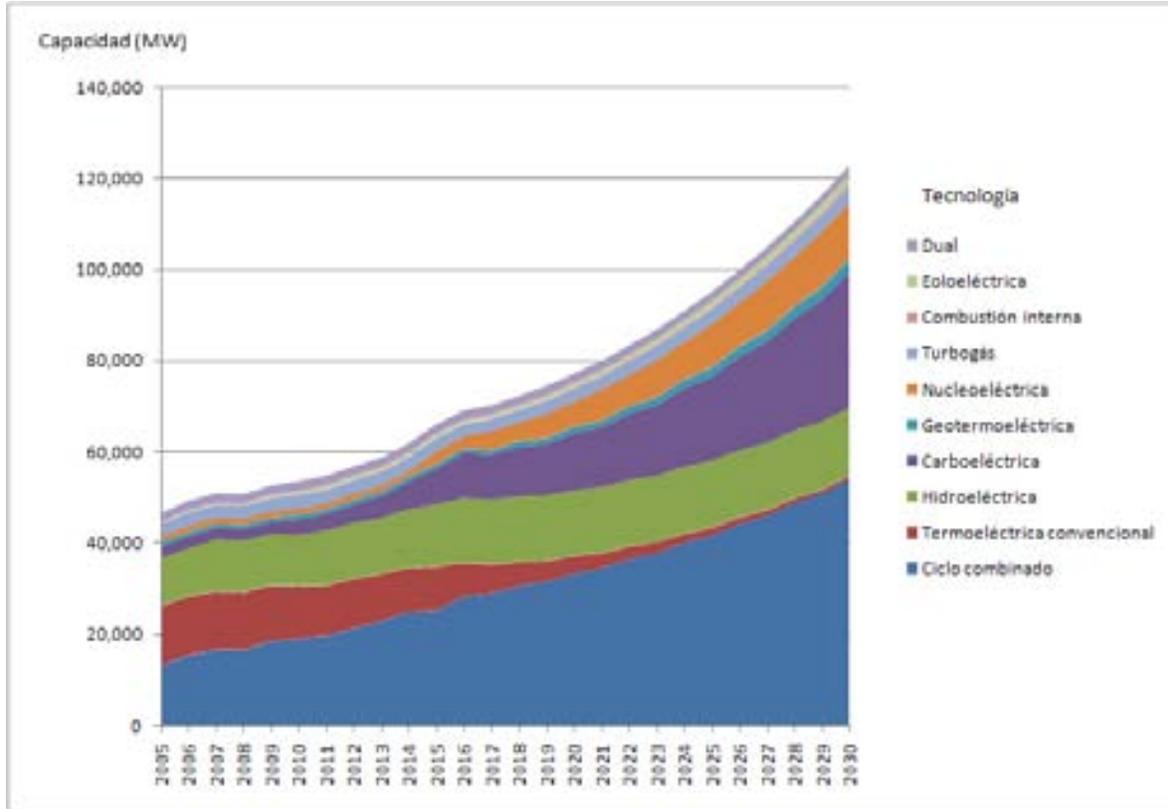


Fuente: Elaboración propia a partir de datos de CFE (2000c), CFE (2006c), CFE (2007), SENER (2006a), SENER (2006b) y UNAM – PEMEX (1995)

Figura 5.8 Emisiones contaminantes producidas por la generación de energía eléctrica en el servicio público al año 2030 para el escenario medio (ton)

5.2.3. Escenario alto

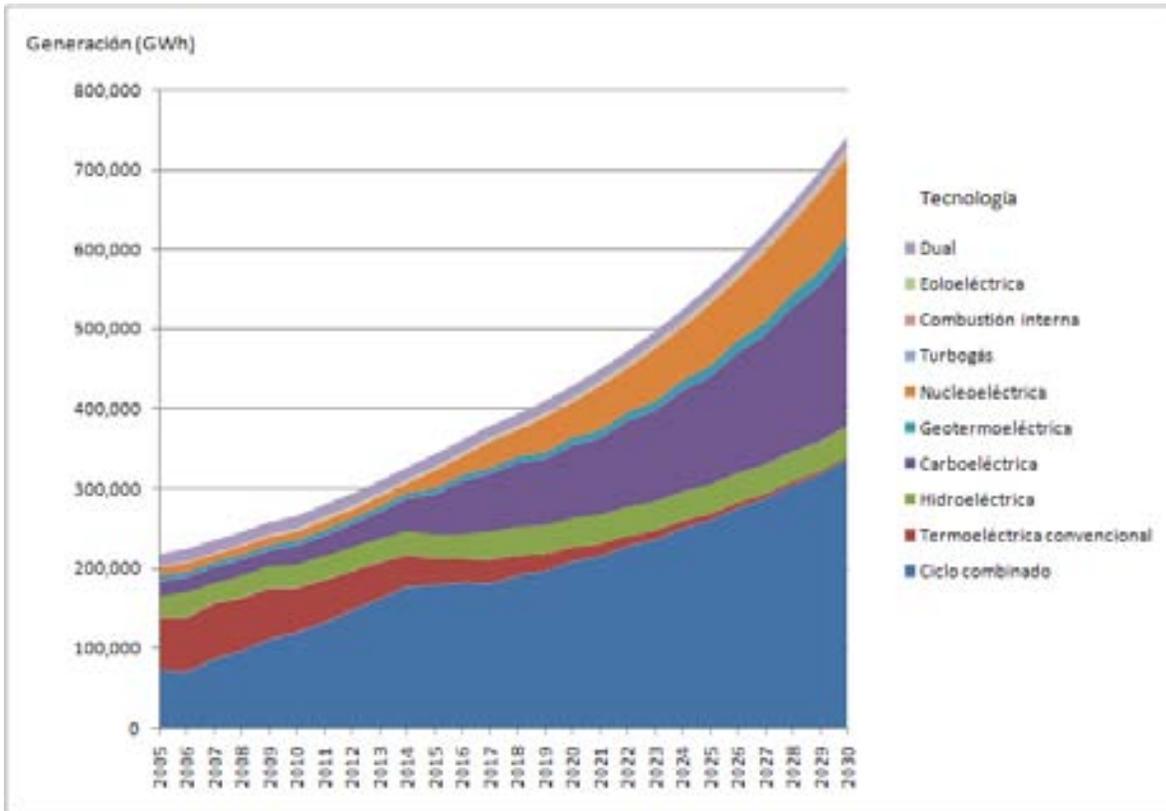
Para el escenario alto, la evolución pronosticada de la capacidad instalada por tipo de tecnología en el servicio público entre los años 2005 y 2030 se muestra en la Figura 5.9.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de CFE (2006c) y SENER (2006b)

Figura 5.9 Evolución de la capacidad instalada en el servicio público al año 2030 para el escenario alto (MW)

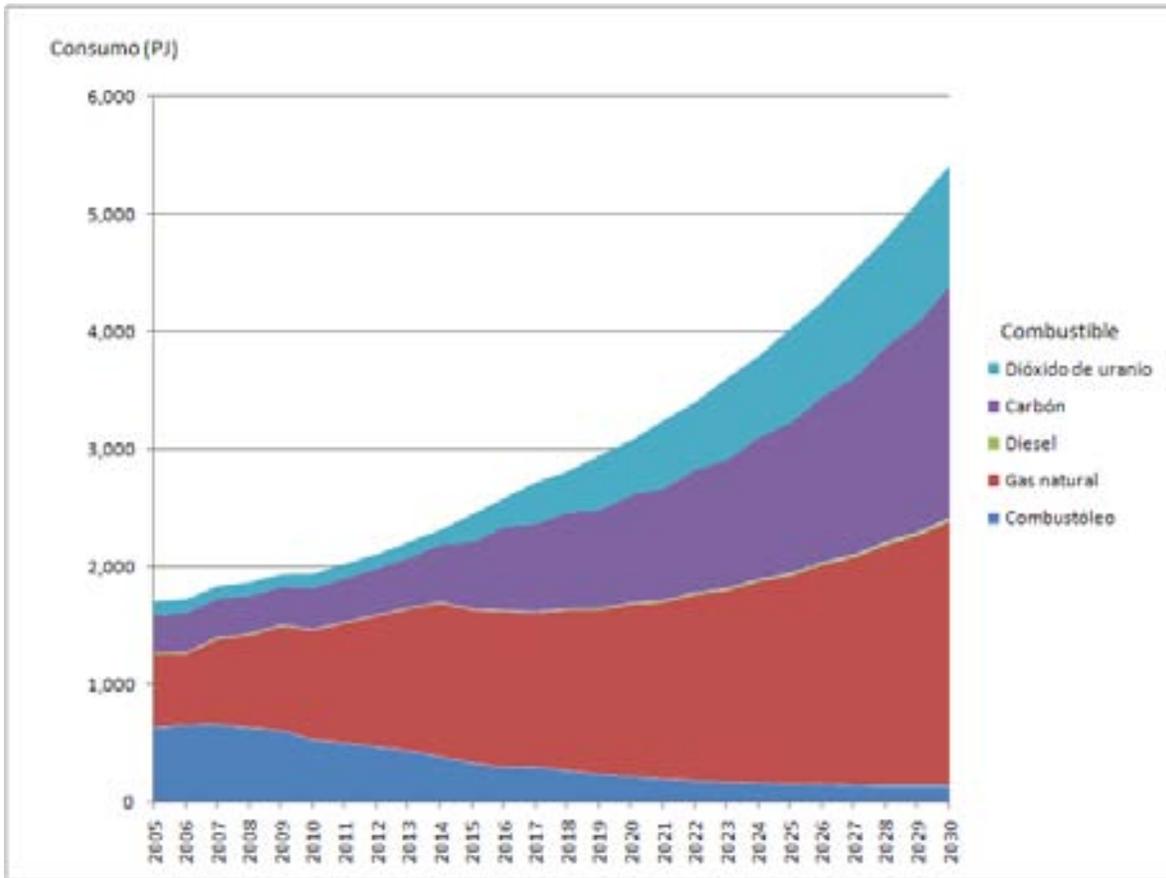
En materia de generación de energía eléctrica, en la Figura 5.10 se muestra su evolución al año 2030. Se aprecia claramente que en este escenario las centrales nucleoelectricas juegan un papel fundamental en la cobertura de la demanda de energía eléctrica que nuestra sociedad exige.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de CFE (2006c) y SENER (2006b)

Figura 5.10 Evolución de la generación de energía eléctrica en el servicio público al año 2030 para el escenario alto (GWh)

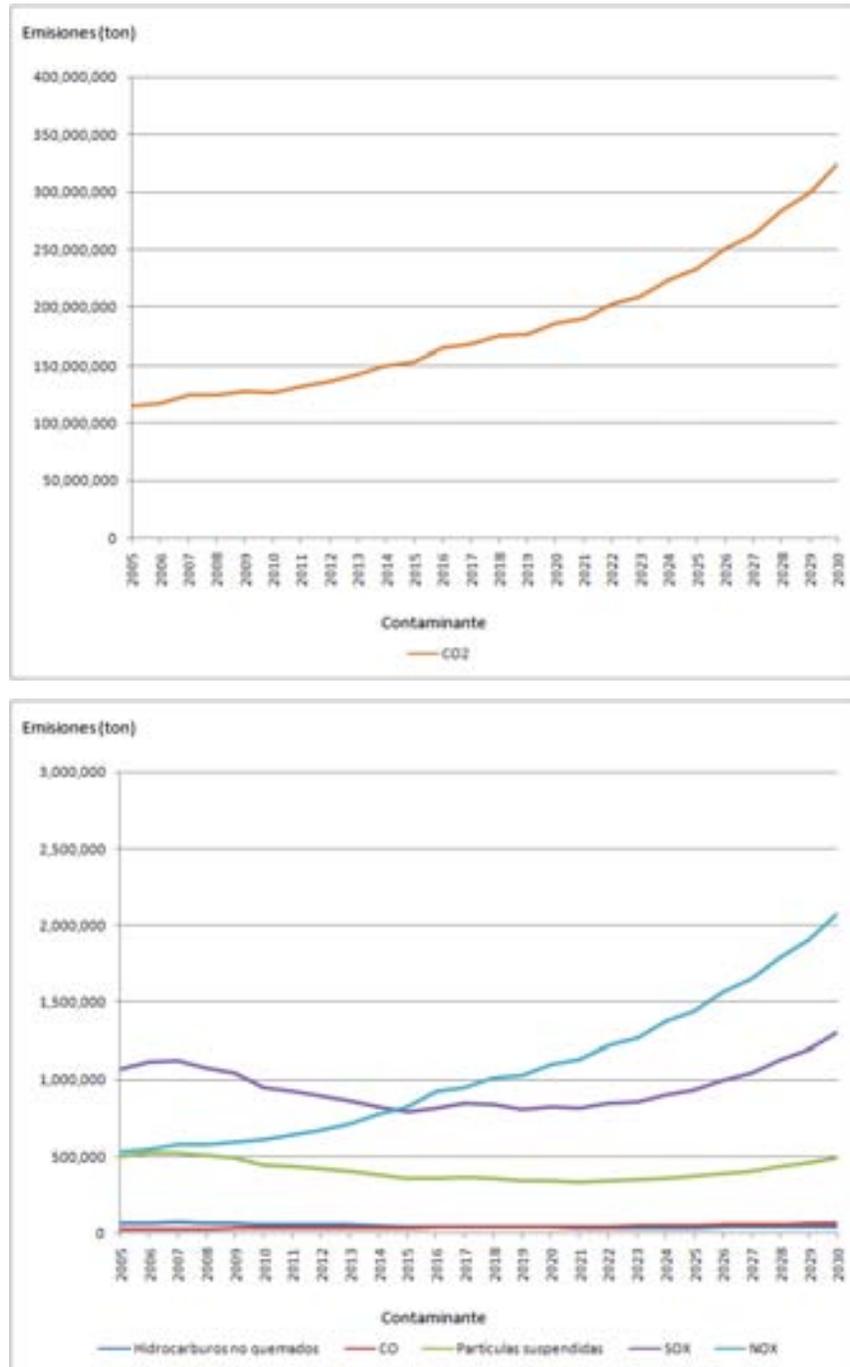
En la Figura 5.11 se muestra el pronóstico de consumo de combustibles al año 2030 para este escenario. Como consecuencia de un mayor uso de la energía nuclear, el consumo de combustibles fósiles se ve reducido. Esto se estudiará a detalle en la sección 5.3.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de CFE (2000c), CFE (2006c), CFE (2007), SENER (2006a) y SENER (2006b)

Figura 5.11 Consumo de combustibles para la generación de energía eléctrica en el servicio público al año 2030 para el escenario alto (PJ)

En relación con las emisiones contaminantes para el escenario alto, la Figura 5.12 muestra su evolución esperada durante el período en estudio.



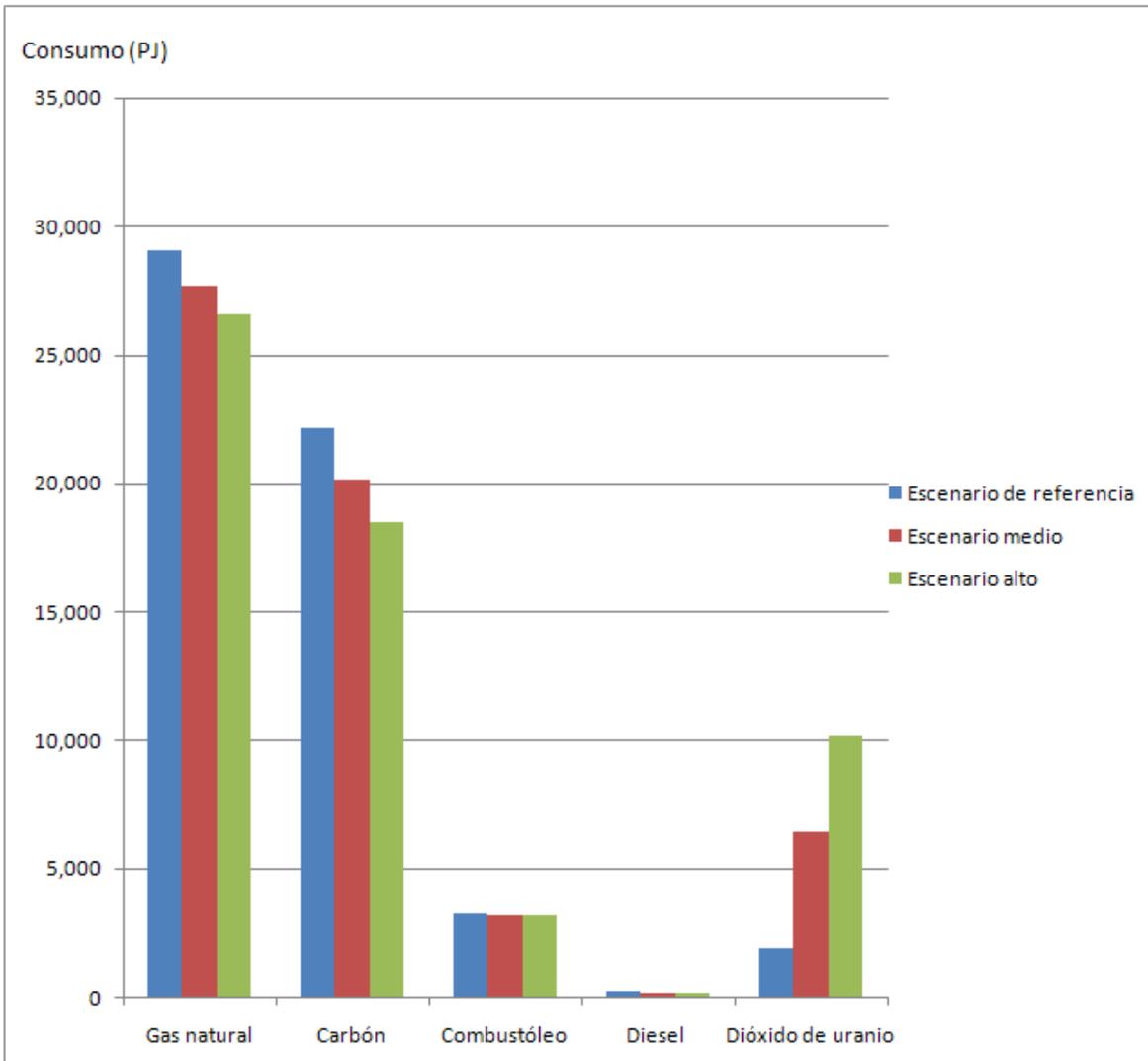
Fuente: Elaboración propia a partir de datos de CFE (2000c), CFE (2006c), CFE (2007), SENER (2006a), SENER (2006b) y UNAM – PEMEX (1995)

Figura 5.12 Emisiones contaminantes producidas por la generación de energía eléctrica en el servicio público al año 2030 para el escenario alto (ton)

5.3. Beneficios energéticos y ambientales de los escenarios medio y alto

Los siguientes datos demuestran el impacto positivo en el consumo de combustibles fósiles y en el medio ambiente que se obtiene al sustituir centrales que hacen uso de estos energéticos por centrales nucleoelectricas. Para hacer un estudio más exhaustivo de los datos, se invita al lector a analizar el Anexo V.5 (Implicaciones energéticas y medioambientales). Como se observará, las estadísticas comienzan en el año 2015, pues es en este punto donde se inicia la operación de las nuevas centrales nucleares. Los cálculos fueron hechos con respecto al escenario de referencia.

A partir de la comparación del consumo acumulado de combustibles para los tres escenarios (Figura 5.13), se tienen los datos sobre ahorro en el consumo de combustibles fósiles que se muestran en la Tabla 5.19. Se aprecia que el consumo de dichos energéticos se reduce de manera significativa, teniéndose ahorros de hasta 8.57% y 16.48% para el gas natural y el carbón, respectivamente.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de CFE (2000c), CFE (2006c), CFE (2007), SENER (2006a) y SENER (2006b)

Figura 5.13 Comparación del consumo acumulado de combustibles para la generación eléctrica entre los años 2015 y 2030 para los tres escenarios estudiados (servicio público)

Tabla 5.19 Ahorros totales en el consumo de combustibles fósiles para la generación eléctrica con respecto al escenario de referencia en el período 2015 – 2030 (servicio público)

Escenario medio

Combustible	Consumo total en el período escenario de referencia (PJ)	Consumo total en el período escenario medio (PJ)	Ahorro total en el período (PJ)	Ahorro total en el período expresado como porcentaje del consumo para el escenario de referencia (%)
Combustóleo	3,302.517	3,254.087	48.430	1.47
Gas natural	29,035.959	27,651.830	1,384.129	4.77
Diesel	243.298	226.409	16.890	6.94
Carbón	22,191.512	20,158.369	2,033.143	9.16

Combustible	Consumo total en el período escenario de referencia (PJ)	Consumo total en el período escenario medio (PJ)	Incremento total en el período (PJ)	Incremento total en el período expresado como porcentaje del consumo para el escenario de referencia (%)
Dióxido de uranio	1,966.645	6,521.214	4,554.569	231.59

Escenario alto

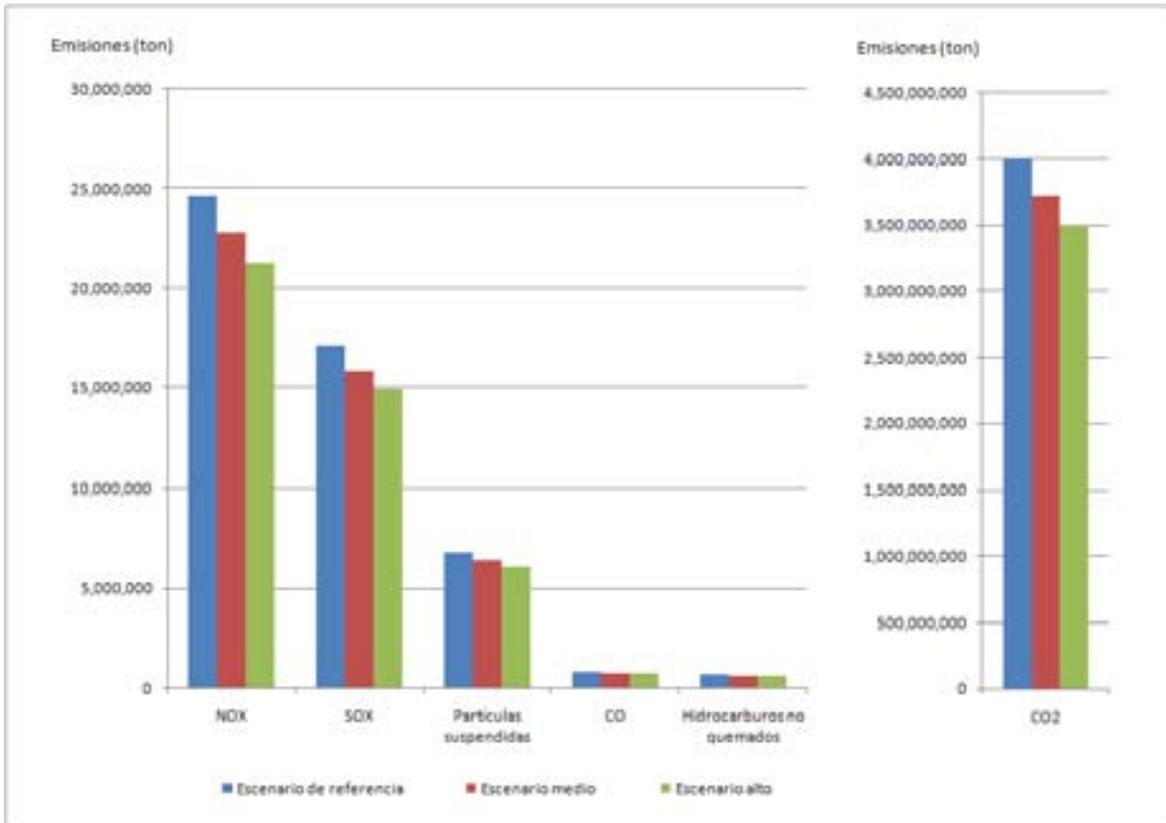
Combustible	Consumo total en el período escenario de referencia (PJ)	Consumo total en el período escenario alto (PJ)	Ahorro total en el período (PJ)	Ahorro total en el período expresado como porcentaje del consumo para el escenario de referencia (%)
Combustóleo	3,302.517	3,215.439	87.078	2.64
Gas natural	29,035.959	26,547.276	2,488.683	8.57
Diesel	243.298	212.922	30.376	12.49
Carbón	22,191.512	18,534.825	3,656.688	16.48

Combustible	Consumo total en el período escenario de referencia (PJ)	Consumo total en el período escenario alto (PJ)	Incremento total en el período (PJ)	Incremento total en el período expresado como porcentaje del consumo para el escenario de referencia (%)
Dióxido de uranio	1,966.645	10,212.410	8,245.765	419.28

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de CFE (2000c), CFE (2006c), CFE (2007), SENER (2006a) y SENER (2006b)

Es evidente que el consumo de combustible nuclear aumenta de manera dramática en los escenarios medio y alto, por lo que en estas condiciones resultaría de extrema importancia asegurar el suministro de dicho energético.

Como consecuencia de los ahorros en el consumo de combustibles fósiles que origina el uso de la energía nuclear, existe una reducción en la emisión de contaminantes a la atmósfera. Este fenómeno se observa en la Figura 5.14.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de CFE (2000c), CFE (2006c), CFE (2007), SENER (2006a), SENER (2006b) y UNAM – PEMEX (1995)

Figura 5.14 Comparación de emisiones contaminantes acumuladas por la generación de electricidad entre los años 2015 y 2030 para los tres escenarios estudiados (servicio público)

De acuerdo con la comparación de datos que se presenta en la figura anterior, tenemos las reducciones totales en la emisión de contaminantes que se observan en la Tabla 5.20. Teniendo como base el escenario de referencia, las emisiones de dióxido de carbono acumuladas entre los años 2015 y 2030 disminuyen en 6.86% para el escenario medio y 12.34% para el escenario alto, de lo cual se desprende que, en efecto, la energía nuclear resulta un arma poderosa para combatir el cambio climático.

Tabla 5.20 Reducciones totales en la emisión de contaminantes provenientes de la generación de electricidad con respecto al escenario de referencia en el período 2015 – 2030 (servicio público)

Escenario medio

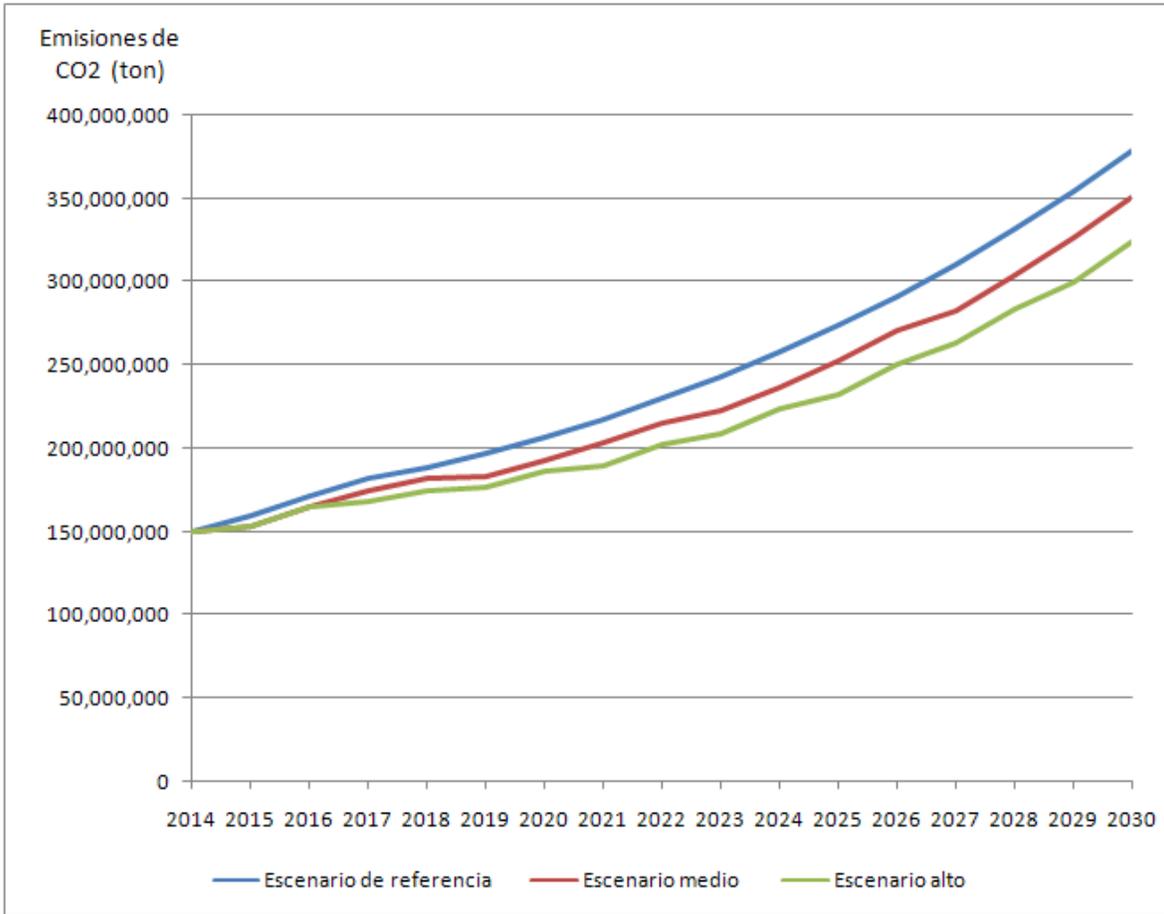
Contaminante	Emisiones totales en el período escenario de referencia (ton)	Emisiones totales en el período escenario medio (ton)	Reducción total en el período (ton)	Reducción total en el período expresada como porcentaje de las emisiones para el escenario de referencia (%)
CO ₂	3,995,168,232	3,720,974,270	274,193,962	6.86
CO	865,066	815,304	49,762	5.75
NO _x	24,661,848	22,780,250	1,881,598	7.63
SO _x	17,102,200	15,908,475	1,193,725	6.98
Hidrocarburos no quemados	688,121	659,535	28,586	4.15
Partículas suspendidas	6,817,382	6,401,537	415,845	6.10
Total	4,045,302,849	3,767,539,371	277,763,478	6.87

Escenario alto

Contaminante	Emisiones totales en el período escenario de referencia (ton)	Emisiones totales en el período escenario alto (ton)	Reducción total en el período (ton)	Reducción total en el período expresada como porcentaje de las emisiones para el escenario de referencia (%)
CO ₂	3,995,168,232	3,502,062,450	493,105,781	12.34
CO	865,066	775,582	89,484	10.34
NO _x	24,661,848	21,277,907	3,383,941	13.72
SO _x	17,102,200	14,955,281	2,146,919	12.55
Hidrocarburos no quemados	688,121	636,717	51,405	7.47
Partículas suspendidas	6,817,382	6,069,505	747,877	10.97
Total	4,045,302,849	3,545,777,443	499,525,407	12.35

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de CFE (2000c), CFE (2006c), CFE (2007), SENER (2006a), SENER (2006b) y UNAM – PEMEX (1995)

La siguiente figura muestra más claramente la reducción en las emisiones de dióxido de carbono, el contaminante más importante, que se presenta para los escenarios medio y alto como consecuencia de un mayor uso de la energía nuclear en la generación eléctrica.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de CFE (2000c), CFE (2006c), CFE (2007), SENER (2006a), SENER (2006b) y UNAM – PEMEX (1995)

Figura 5.15 Evolución de las emisiones de dióxido de carbono producidas por la generación de energía eléctrica entre los años 2014 y 2030 para los tres escenarios analizados (servicio público)

Conclusiones

La definición de los escenarios tanto medio como alto muestra una penetración importante de la energía nuclear en la capacidad instalada en el servicio público. No obstante, dado su alto factor de planta, la tecnología nuclear ve incrementada significativamente su participación en la generación de electricidad.

Como se observa para los tres escenarios, existe una marcada tendencia a la baja en el consumo de combustóleo, de tal forma que si bien en el consumo actual de energéticos predominan el combustóleo y el gas natural, ambos en proporciones muy semejantes, hacia el año 2030 los principales combustibles serán el carbón y el gas natural, dada la evolución esperada de los precios de ambos energéticos y las ventajas ambientales del gas natural.

Es de gran importancia que los gobiernos tomen medidas pertinentes en la lucha contra el cambio climático, pues dados los requerimientos de energía que el mundo actual exige, las emisiones de dióxido de carbono aumentarán en los próximos años, acelerando este fenómeno que amenaza la vida en la Tierra tal como la conocemos.

En este marco, como ha quedado demostrado, la fisión nuclear se presenta como una alternativa amigable con el medio ambiente y la economía energética para satisfacer nuestras necesidades de electricidad. Sin embargo, desde mi perspectiva, esta fuente de energía primaria no debe verse como una solución final al calentamiento global, sino como un medio para ganar tiempo mientras el uso de las energías renovables y la fusión nuclear alcanzan un desarrollo pleno, a fin de tener fuentes de energía que alimenten nuestros hogares e industrias con el menor impacto ambiental posible.

Conclusiones generales

Conclusiones generales

- Las formas más limpias de generar energía eléctrica con una máquina síncrona, con las más bajas emisiones de dióxido de carbono y otros gases contaminantes, son a través del movimiento de una masa de agua como en las centrales hidroeléctricas y maremotrices, con la energía del viento como en las centrales eolieléctricas, o a través de vapor a presión en el caso de las tecnologías nuclear, geotérmica y fototérmica.
- Debido a restricciones económicas, políticas y tecnológicas, la principal fuente de energía primaria que alimentará a las plantas generadoras de México durante los próximos años seguirán siendo los combustibles fósiles. Sin embargo, resulta imperativo dar mayor prioridad al cuidado del medio ambiente a través del uso de tecnologías de generación eléctrica más limpias, capaces de combatir el calentamiento global que estamos sufriendo como consecuencia de más de cien años de emisiones indiscriminadas de gases nocivos, y capaces de reducir el consumo de combustibles fósiles en un ambiente de escasez e inestabilidad en los precios de estos energéticos.
- Como se observa en este trabajo de tesis, los crecientes requerimientos de energía del mundo actual propician un aumento en el consumo de combustibles fósiles, y en consecuencia las emisiones de dióxido de carbono y otros gases contaminantes tenderán también a elevarse, de tal forma que en los próximos años se acelerará el fenómeno del cambio climático que amenaza la vida en nuestro planeta.
- Para combatir este fenómeno de forma efectiva, resulta necesario cesar en la medida de lo posible la liberación de gases de invernadero a la atmósfera, y las centrales nucleares se presentan como una alternativa probada durante ya muchos años para lograr este fin, pues al no hacer uso de los combustibles fósiles, éstas no producen emisiones contaminantes.
- Considerando las ventajas económicas y ambientales de la tecnología nuclear frente a otras más socorridas, resulta difícil de creer el limitado apoyo que en nuestro país se le da a la energía nuclear como fuente de energía primaria para la generación eléctrica. Esto puede deberse en gran medida a los efectos políticos, ecológicos y sociales de un

potencial accidente de gran escala; o a la falta de información entre la población y entre los gobernantes sobre esta fuente de energía, que podría conducir a un rechazo generalizado, carente de fundamentos, en torno a la instalación de más centrales nucleoelectricas en nuestro país. Otra razón de mucho peso son las elevadas inversiones que involucra impulsar esta tecnología en una economía tan débil como la mexicana.

- Con base en las lecciones aprendidas en los accidentes nucleares ocurridos en el pasado, se han mejorado los sistemas de seguridad de las centrales nucleoelectricas y la normatividad en torno a la energía nuclear. Los nuevos diseños de reactores nucleares introducen el concepto de seguridad intrínseca, incorporando sistemas de seguridad que los hacen seguros por naturaleza ante cualquier emergencia, haciendo más atractiva a la energía nuclear como opción para expandir el parque de generación ante inestabilidades en el suministro de combustibles fósiles y ante la amenaza del cambio climático, de tal modo que se tiene previsto un crecimiento en el uso de la energía nuclear en el mundo.
- A pesar de su creciente seguridad y sus beneficios ambientales, esta fuente de energía primaria implica también un serio problema en torno al tratamiento de los desechos radiactivos, pues resulta imposible garantizar su total aislamiento durante miles de años. A pesar de que el reprocesamiento del combustible gastado se antoja como una buena solución (aunque parcial, pues de algún modo deben confinarse los residuos finales no físil), resulta poco viable en el ambiente económico que vive nuestra nación actualmente.
- El programa nuclear más interesante es el de la India, país que cuenta con grandes reservas de torio. El Th-232, que es el isótopo del torio presente en la naturaleza, no es físil, pero al ser fértil resulta bastante atractivo para el sector eléctrico de este país. Así, la India ha decidido desarrollar un ciclo de combustible a base de este elemento, con proyectos de reactores de cría a fin de transmutar el Th-232 en U-233 físil, y con su propio diseño de reactor de generación III, el AHWR.
- La opción nuclear está en pie para México, de tal modo que el papel de esta fuente de energía primaria puede verse beneficiado por las disposiciones ambientales ideadas para

hacer frente al cambio climático y por la falta de recursos petrolíferos. Dadas las semejanzas económicas, de nivel educativo y de contexto sociocultural, México tiene la capacidad de desarrollar un programa nuclear de carácter semejante al de la India, haciendo uso del uranio y otros elementos radiactivos que yacen en nuestro suelo. Para ello, por supuesto, se requiere de una nueva generación de políticos y funcionarios comprometidos con la defensa de los intereses de nuestra nación ante injerencias como las de los Estados Unidos de América, y que no se dejen llevar por intereses personales y de grupo.

- Ante estas posibilidades, México debe fomentar la formación de profesionistas en el área de la ciencia y tecnología nuclear, para que nuestro país pueda desarrollar por sí mismo un ciclo de combustible y un manejo de desechos que favorezca los intereses y necesidades de nuestro pueblo, impulsando la explotación de las reservas de uranio y otros elementos útiles en el ámbito nuclear con que nuestro territorio cuenta, y promoviendo el desarrollo de un programa de cría y reprocesamiento de combustible acorde con las necesidades de un futuro parque de generación nucleoelectrico, para generar así una cadena productiva que dé empleo a miles de mexicanos.
- En cuanto a los escenarios de uso de la energía nuclear en México que se analizaron, el elemento común que tienen los tres es la participación mayoritaria de las tecnologías de ciclo combinado y carboeléctrica en el parque de generación mexicano, que se estableció a partir de los escenarios de evolución de los precios de los combustibles fósiles y los planes de la Secretaría de Energía y la Comisión Federal de Electricidad.
- Para dar respuesta a la primera pregunta de investigación de esta tesis, se definieron los siguientes tres casos referentes a la participación de la energía nuclear en la generación eléctrica en México: un escenario de referencia, en el que se considera que no se instalarán más centrales nucleoelectricas aparte de Laguna Verde al año 2030; un escenario medio, en el que la participación de las centrales nucleoelectricas se incrementó a razón de una nueva central nucleoelectrica ABWR de 1,356 MW cada cuatro años a partir de 2015; y un escenario alto, donde se incrementó la participación de las centrales

nucleoeléctricas en el parque de generación mexicano a razón de una nueva central nucleoeletrica ABWR de 1,356 MW cada dos años a partir de 2015.

- Se observa para los tres escenarios una marcada tendencia a la baja en el consumo de combustóleo, de tal forma que si bien en el consumo actual de energéticos predominan éste y el gas natural, ambos en proporciones muy semejantes, hacia el año 2030 los principales combustibles serán el carbón y el gas natural, dadas sus relaciones costo – beneficio.
- En torno a la segunda pregunta de investigación de este trabajo, teniendo como base el escenario de referencia, las emisiones de dióxido de carbono acumuladas entre los años 2015 y 2030 como producto de la generación de energía eléctrica en el servicio público, disminuyen en 6.86% para el escenario medio y 12.34% para el escenario alto. Los ahorros en el consumo acumulado de combustibles para la generación eléctrica en el servicio público entre 2015 y 2030 ascienden, en el escenario medio, a 4.77% para el gas natural y a 9.16% en el caso del carbón. En el escenario alto se tienen ahorros de 8.57% y 16.48% en el consumo acumulado de gas natural y carbón, respectivamente. De esta manera, ha quedado demostrado que la fisión nuclear se presenta como una alternativa amigable con el medio ambiente y la economía energética para satisfacer nuestras necesidades de electricidad.
- El uso de energías renovables para la generación eléctrica también resulta bastante atractivo desde el punto de vista ambiental; sin embargo, existen tecnologías que aún necesitan madurar para alcanzar los costos y capacidades necesarias a fin de sustituir a aquellas que satisfacen actualmente nuestras necesidades de electricidad, como la eoloeléctrica, solar y maremotriz. Por otra parte, a pesar del alto grado de madurez y capacidad de las centrales hidroeléctricas, su principal inconveniente es el altísimo impacto ambiental que se tiene al construirlas, como se tiene también en el caso de las centrales maremotrices.
- Más aún, es necesaria una evaluación del impacto ambiental del uso a gran escala de los aerogeneradores, tanto por sus posibles efectos en las corrientes de aire como por

constituir un obstáculo indeseable en el viaje de las aves migratorias. De igual forma, se han ideado mecanismos submarinos para la generación de electricidad, que podrían tener impactos en el flujo de las corrientes marinas y en el ciclo de vida de la flora y fauna de los océanos. Dadas las grandes extensiones de tierra que se requieren para construir las centrales fototérmicas y fotovoltaicas, es también necesario estudiar los fenómenos aunados a este cambio en el uso de suelo.

- Resultaría interesante hacer un análisis de escenarios todavía más a futuro, tal vez al año 2050, que considere una penetración de la energía nuclear aún mayor de la que se consideró en este trabajo y que profundice en sus implicaciones políticas, sociales y económicas, considerando la introducción de la energía nuclear como sustituto de otras tecnologías aparte de la carboeléctrica y la de ciclo combinado, y haciendo una evaluación comparativa profunda de los costos de las diversas tecnologías de generación.
- Todas las tecnologías de generación de electricidad presentan riesgos y beneficios, por lo que se requiere una evaluación exhaustiva y multidisciplinaria para definir los pasos que México debe seguir en el combate al cambio climático y la dependencia a los combustibles fósiles. Dados los serios inconvenientes que implica la fabricación de combustible nuclear y el confinamiento de los residuos radiactivos, la energía nuclear de fisión no puede verse como una solución final al calentamiento global y la escasez de recursos petrolíferos, sino como un medio que permita tomar acciones inmediatas para ganar tiempo mientras el uso de las energías renovables y la fusión nuclear alcanzan un desarrollo pleno.

Referencias

Referencias bibliográficas

- *Beltrán Mora H., Urias Romero F. (2005). “Aspectos tecnológicos, económicos y medioambientales del uso de gas natural para la generación de energía eléctrica en México”. Universidad Nacional Autónoma de México. Tesis de Licenciatura de Ingeniería Eléctrica – Electrónica. México (2005).*
- *Bennet, D. J. & Thomson, J. R. (1989). “The elements of nuclear power”. Longman Scientific & Technical. UK (1989).*
- *Boyle, Godfrey et al. (2003). “Energy Systems and Sustainability”. Oxford University Press. UK (2003).*
- *Breeze, Paul (2005). “Power generation technologies”. Newnes. U.S.A. (2005).*
- *Çengel, Yunus A. & Boles, Michael A. (1994). “Thermodynamics. An engineering approach”. McGraw – Hill. U.S.A. (1994).*
- *CFE (1991). “Prontuario de la primera recarga de combustible nuclear 1991. Central Laguna Verde”. Comisión Federal de Electricidad. México (1991).*
- *CFE (2000a). “Estadísticas del Sector Eléctrico Nacional 2000”. Comisión Federal de Electricidad. México (2000).*
- *CFE (2000b). “Estadísticas por Entidad Federativa 2000”. Comisión Federal de Electricidad. México (2000).*
- *CFE (2000c). “Informe de Operación 2000”. Comisión Federal de Electricidad. México (2000).*
- *CFE (2000d). “Resultados de Explotación 2000”. Comisión Federal de Electricidad. México (2000).*
- *CFE (2005). “Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico. Generación”. Comisión Federal de Electricidad. México (2005).*
- *CFE (2006a). “Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico. Generación (Preliminar)”. Comisión Federal de Electricidad. México (2006).*
- *CFE (2006b). “Del fuego a la energía nuclear”. Comisión Federal de Electricidad.*

- México (2006).
- CFE (2006c). “Retos para atender la demanda futura de electricidad”. Comisión Federal de Electricidad. México (2006).
 - CFE (2007). “Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2007 – 2016”. Comisión Federal de Electricidad. México (2007).
 - Glasstone, Samuel & Sesonske, Alexander (1994). “Nuclear reactor engineering”. Vol. II. Chapman & Hall. London (1994).
 - Granet, Irving & Bluestein, Maurice (2000). “Thermodynamics and heat power”. Prentice – Hall. U.S.A. (2000).
 - Graves, Harvey W. (1979). “Nuclear fuel management”. John Wiley & Sons. U.S.A. (1979).
 - Hewitt, Geoffrey F. & Collier, John G. (2000). “Introduction to nuclear power”. Taylor & Francis. U.S.A. (2000).
 - IAEA (1979). “Storage, handling and movement of fuel and related components at nuclear power plants”. International Atomic Energy Agency. Vienna (1979).
 - IAEA (1995). “Safety and engineering aspects of spent fuel storage”. International Atomic Energy Agency. Vienna (1995).
 - IAEA (2007a). “Energy, electricity and nuclear power estimates for the period up to 2030”. International Atomic Energy Agency. Vienna (2007).
 - IAEA (2007b). “Nuclear power reactors in the world”. International Atomic Energy Agency. Vienna (2007).
 - ININ (1993). “Aspectos médicos de los accidentes radiológicos”. Instituto Nacional de Investigaciones Nucleares. México (1993).
 - Jamasb, Tooraj et al. (2006). “Future Electricity Technologies and Systems”. Cambridge University Press. UK (2006).
 - Lamarsh, John R. & Baratta, Anthony J. (2001). “Introduction to nuclear engineering”. Prentice – Hall. U.S.A. (2001).
 - Limas Ballesteros, Roberto (1985). “Procesos de enriquecimiento de uranio”. Instituto Nacional de Investigaciones Nucleares. México (1985).

- *López Rodríguez, Manuel y Pascual Martínez, Francisco (1971). "Materiales nucleares". Tomo I. Servicio de publicaciones de la Junta de Energía Nuclear. Madrid (1971).*
- *Meridian (1989). "Energy System Emissions and Material Requirements". Meridian Corporation. U.S.A. (1989).*
- *Murray, Raymond L. (2001). "Nuclear energy". Butterworth – Heinemann. U.S.A. (2001).*
- *No a Laguna Verde, folleto (1987). "No a Laguna Verde". Campaña de la población en contra de Laguna Verde nuclear. México (1987).*
- *Orille Fernández, Ángel Luis (1996). "Centrales Eléctricas". Vol. I. Universidad Politécnica de Cataluña. Barcelona (1996).*
- *Paniagua Bocanegra, Francisco (1992). "La central nucleoeléctrica de Laguna Verde (México)" en Hewitt, Geoffrey F. y Collier, John G. (1992). "Introducción a la ingeniería nuclear". Harla. México (1992).*
- *Puig, Josep y Corominas, Joaquim (1990). "La ruta de la energía". Anthropos – Universidad del País Vasco. Barcelona (1990).*
- *Raüll Martín, José (1987). "Diseño de subestaciones eléctricas". McGraw – Hill. México (1987).*
- *Reyes Ramírez, Ricardo (2006). "Metodología para la evaluación integral de reactores nucleares evolutivos". Universidad Nacional Autónoma de México. Tesis de Maestría en Ingeniería. México (2006).*
- *Sauteron, Jean (1965). "Les combustibles nucléaires". Hermann. Paris (1965).*
- *SENER (2006a). "Balance Nacional de Energía 2005". Secretaría de Energía. México (2006).*
- *SENER (2006b). "Prospectiva del Sector Eléctrico 2006 – 2015". Secretaría de Energía. México (2006).*
- *UNAM – PEMEX (1995). "PEMEX: Ambiente y Energía. Los retos del futuro". Universidad Nacional Autónoma de México – Petróleos Mexicanos (1995).*
- *Vizcaíno Murray, Francisco (1979). "El uranio mexicano". Uranio Mexicano (URAMEX). México (1979).*

Referencias de Internet

Documentos de la *International Atomic Energy Agency*:

- *50 Years of Nuclear Energy*
www.iaea.org/About/Policy/GC/GC48/Documents/gc48inf-4_fn3.pdf
- *Country Nuclear Power Profiles: Argentina*
http://www-pub.iaea.org/MTCDC/publications/PDF/cnpp2003/CNPP_Webpage/pages/..%5Ccountryprofiles%5CArgentina%5CArgentina2003.htm
- *Country Nuclear Power Profiles: Belgium*
http://www-pub.iaea.org/MTCDC/publications/PDF/cnpp2003/CNPP_Webpage/pages/..%5Ccountryprofiles%5CBelgium%5CBelgium2003.htm
- *Country Nuclear Power Profiles: Brazil*
http://www-pub.iaea.org/MTCDC/publications/PDF/cnpp2003/CNPP_Webpage/pages/..%5Ccountryprofiles%5CBrazil%5CBrazil2003.htm
- *Country Nuclear Power Profiles: France*
http://www-pub.iaea.org/MTCDC/publications/PDF/cnpp2003/CNPP_Webpage/pages/..%5Ccountryprofiles%5CFrance%5CFrance2003.htm
- *Country Nuclear Power Profiles: Hungary*
http://www-pub.iaea.org/MTCDC/publications/PDF/cnpp2003/CNPP_Webpage/pages/..%5Ccountryprofiles%5CHungary%5CHungary2003.htm
- *Country Nuclear Power Profiles: Italy*
http://www-pub.iaea.org/MTCDC/publications/PDF/cnpp2003/CNPP_Webpage/pages/..%5Ccountryprofiles%5CItaly%5CItaly2003.htm
- *Country Nuclear Power Profiles: Japan*
http://www-pub.iaea.org/MTCDC/publications/PDF/cnpp2003/CNPP_Webpage/pages/..%5Ccountryprofiles%5CJapan%5CJapan2003.htm
- *Country Nuclear Power Profiles: Mexico*
http://www-pub.iaea.org/MTCDC/publications/PDF/cnpp2003/CNPP_Webpage/pages/..%5Ccountryprofiles%5CMexico%5CMexico2003.htm

Documentos de la *United States Nuclear Regulatory Commission*:

- *Backgrounder on Chernobyl Nuclear Power Plant Accident*
<http://www.nrc.gov/reading-rm/doc-collections/fact-sheets/chernobyl-bg.html>
- *Fact Sheet on the Accident at the Chernobyl Nuclear Power Plant*
<http://www.nrc.gov/reading-rm/doc-collections/fact-sheets/fschernobyl.html>
- *Fact Sheet on the Three Mile Island Accident*
<http://www.nrc.gov/reading-rm/doc-collections/fact-sheets/3mile-isle.html>

Documentos de la *World Nuclear Association*:

- *Advanced Nuclear Power Reactors*
<http://www.world-nuclear.org/info/inf08.html>
- *Chernobyl Accident*
<http://www.world-nuclear.org/info/chernobyl/inf07.html>
- *Cooperation in the Nuclear Power Industry*
<http://www.world-nuclear.org/info/inf38.html>
- *Generation IV Nuclear Reactors*
<http://www.world-nuclear.org/info/inf77.html>
- *Japanese Approaches to Meeting the Requirements of the Kyoto Protocol*
<http://www.world-nuclear.org/sym/2001/morishima.htm>
- *Nuclear Power in Mexico*
<http://www.world-nuclear.org/info/inf106.html>
- *Nuclear Power in the World Today*
<http://www.world-nuclear.org/info/inf01.html>
- *Nuclear Power Reactors*
<http://www.world-nuclear.org/info/inf32.html>
- *Nuclear Process Heat for Industry*
http://www.world-nuclear.org/info/inf116_processheat.html
- *Outline History of Nuclear Energy*

-
- <http://www.world-nuclear.org/info/inf54.html>*
 - *Plans For New Reactors Worldwide*
<http://www.world-nuclear.org/info/inf17.html>
 - *RBMK Reactors*
<http://www.world-nuclear.org/info/inf31.htm>
 - *Safety of Nuclear Power Reactors*
<http://www.world-nuclear.org/info/inf06.html>
 - *The Nuclear Debate*
<http://www.world-nuclear.org/info/inf50.html>
 - *The Nuclear Renaissance*
<http://www.world-nuclear.org/info/inf104.html>
 - *Three Mile Island: 1979*
<http://www.world-nuclear.org/info/inf36.html>
 - *World Nuclear Power Reactors 2006-07 and Uranium Requirements*
<http://www.world-nuclear.org/info/reactors-sept07.html>

Otras referencias:

- *Artículo de BBC NEWS titulado UK nuclear power: The contenders*
<http://news.bbc.co.uk/2/hi/science/nature/5165182.stm>
- *Artículo de Wikipedia titulado Nuclear reactor technology*
http://en.wikipedia.org/wiki/Nuclear_reactor#Advanced_reactors
- *Artículo titulado El sistema de licenciamiento y el control de las fuentes de radiación en México, del Ing. Ignacio Jiménez Castro de la Comisión Nacional de Seguridad Nuclear y Salvaguardias*
<http://www.sovem.org.ve/biblioteca/Inspeccion%20radiologica.pdf>
- *Documento de Greenpeace México sobre la central nucleoelectrica de Laguna Verde*
<http://www.greenpeace.org/mexico/campaigns/energ-a-y-cambio-climatico/la-amenaza-nuclear/laguna-verde>
- *Documento informativo sobre la central fotovoltaica de Serpa en Portugal*

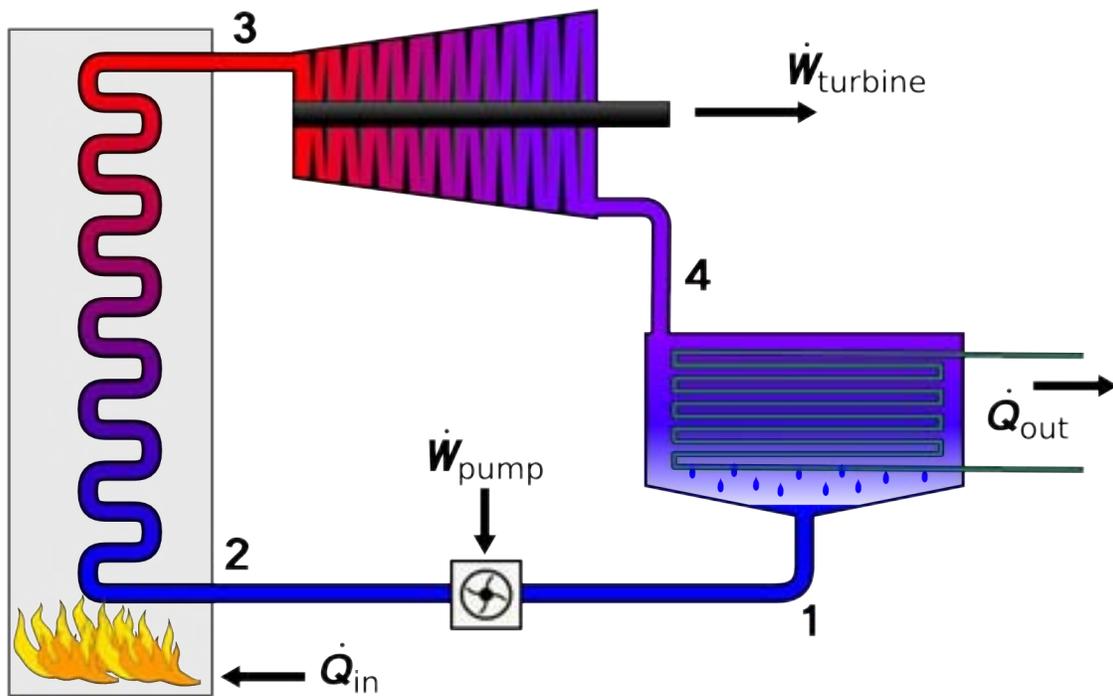
-
- http://www.geenergyfinancialservices.com/press_room/press_releases/prs_2006_0427.pdf*
- *Galería histórica sobre el uso de la energía nuclear*
<http://www.topfoto.co.uk/gallery/WhenTheWindBlows/default.htm>
 - *Página de Internet del Instituto Nacional de Investigaciones Nucleares*
<http://www.inin.mx/>
 - *Página de Internet del Sindicato Único de Trabajadores de la Industria Nuclear*
<http://www.sutin.org.mx/>
 - *Página de Internet de la Comisión Federal de Electricidad*
<http://www.cfe.gob.mx>
 - *Página de Internet de la Comisión Nacional de Seguridad Nuclear y Salvaguardias*
<http://www.cnsns.gob.mx/>
 - *Página de Internet de la empresa brasileña Eletrobrás Termonuclear S. A.*
<http://www.eletronuclear.gov.br/inicio/index.php>
 - *Página de Internet de la empresa Nucleoeléctrica Argentina S.A.*
<http://www.na-sa.com.ar/>
 - *Página de Internet de la World Association of Nuclear Operators*
<http://www.wano.org.uk/>
 - *Página de Internet oficial del proyecto de desarrollo del reactor IRIS*
http://131.175.67.61/index.php?option=com_content&task=view&id=20&Itemid=1
 - *Página informativa sobre la central fototérmica Solar Two en California*
<http://www.sandia.gov/media/solarll.htm>
 - *Página informativa sobre la central fotovoltaica de Pocking en Alemania*
<http://www.german-renewable-energy.com/Renewables/Navigation/Spanisch/root,did=142420.html>
 - *Página informativa sobre la central maremotriz de Annapolis en Canadá*
http://www.nspower.ca/about_nspi/generation/
 - *Página informativa sobre la central maremotriz de la Rance en Francia*
http://www.edf.com/html/panorama/production/renouvelable/hydro/info_autres.html

Anexo I.1

Ciclo termodinámico Rankine

Ciclo termodinámico Rankine

Éste es el ciclo termodinámico ideal a través del cual operan las plantas generadoras que hacen uso del vapor de agua. Consiste en los siguientes procesos (ver Figura I.1):



Fuente: http://en.wikipedia.org/wiki/Rankine_cycle

Figura I.1 Esquema del ciclo termodinámico Rankine ideal

El agua entra a una bomba en el estado 1 como líquido saturado (a punto de evaporarse) y es comprimida a la presión de operación de la caldera. Luego entra a la caldera como líquido comprimido (es decir, que no está a punto de evaporarse) en el estado 2, y la abandona como vapor sobrecalentado (que no está a punto de condensarse) en el estado 3.

La caldera es básicamente un intercambiador de calor donde el calor originado por gases de

combustión, reactores nucleares, u otras fuentes es transferido al agua esencialmente a presión constante. La caldera, junto con la sección donde el vapor es sobrecalentado, comúnmente recibe el nombre de generador de vapor.

El vapor sobrecalentado en el estado 3 entra a una turbina, donde se expande y produce trabajo al hacer girar una flecha conectada a un generador eléctrico. La presión y temperatura caen en este proceso a los valores del estado 4, donde el vapor entra a un condensador. En este punto, el fluido es generalmente una mezcla de líquido saturado y vapor saturado (este último término se refiere a un vapor que está a punto de condensarse) con una alta calidad (mucho más vapor que líquido).

El vapor vuelve a la fase líquida a presión constante en el condensador, que rechaza el calor hacia un lago, un río o la atmósfera. El fluido abandona el condensador como líquido saturado y entra de nuevo a la bomba, completando el ciclo.

Una vía para incrementar la eficiencia térmica del ciclo, es aumentar la temperatura durante el proceso de adición de calor al agua a través de un aumento en la presión de operación de la caldera, elevándose así la temperatura a la que el líquido hierve. Las presiones de operación de las calderas se han incrementado gradualmente a través de los años, de aproximadamente 2.7 MPa en 1922 hasta más de 30 MPa en la actualidad, generando suficiente vapor para producir potencias de 1,000 MW o más.

Muchas centrales de vapor modernas operan a presiones supercríticas (superiores a 22.09 MPa, donde a una temperatura de 374.14 °C se llega al punto crítico del agua, en el que los estados de líquido saturado y vapor saturado son idénticos) y poseen eficiencias térmicas de aproximadamente 40% para las que hacen uso de combustibles fósiles y 34% para las nucleares. La menor eficiencia de las centrales nucleoelectricas se debe a menores temperaturas máximas de operación por razones de seguridad.

Anexo I.2

Ciclo termodinámico Brayton

Ciclo termodinámico Brayton

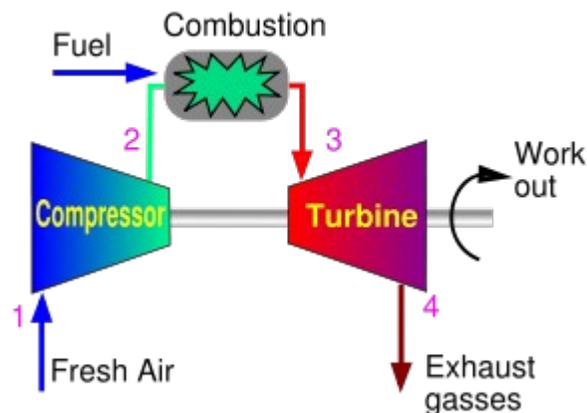
Por medio de este ciclo termodinámico ideal operan las plantas generadoras de turbina de gas. Está conformado por las siguientes etapas (Figura I.2):

1 – 2: El aire del ambiente entra a un compresor, donde su temperatura y presión se elevan.

2 – 3: El aire a alta presión entra a una cámara de combustión donde el combustible se quema a presión constante.

3 – 4: Los gases a alta temperatura resultantes entran a la turbina, donde se expanden hasta llegar a la presión atmosférica, produciendo trabajo al hacer girar una flecha conectada a un generador eléctrico.

Los gases de combustión que abandonan la turbina en el estado 4 son expulsados a la atmósfera, por lo que se trata de un ciclo abierto.



Fuente: http://en.wikipedia.org/wiki/Brayton_cycle

Figura I.2 Esquema del ciclo termodinámico Brayton ideal

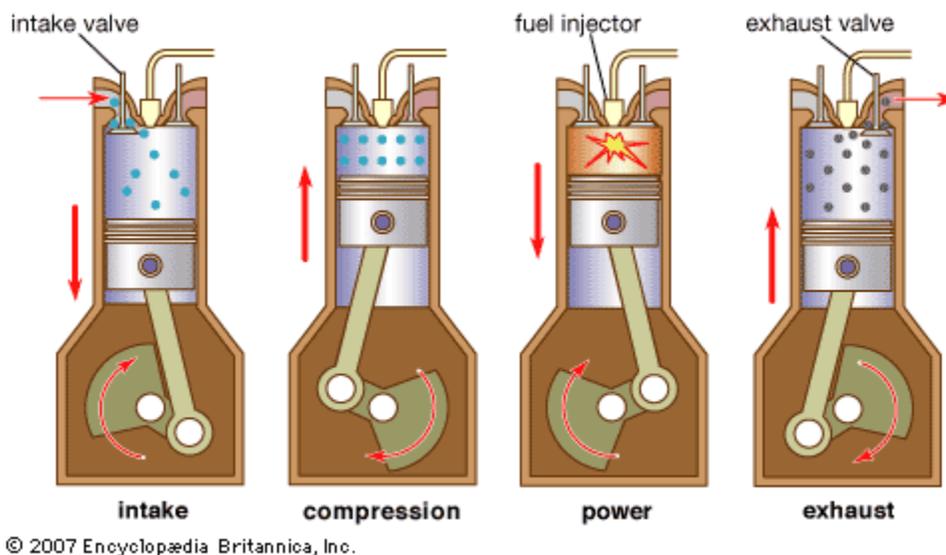
Anexo I.3

Ciclo termodinámico Diesel

Ciclo termodinámico Diesel

Es el ciclo termodinámico ideal por medio del cual operan las plantas generadoras de combustión interna.

En este ciclo termodinámico, que tiene lugar adentro de un motor de combustión interna de cuatro tiempos (ver Figura I.3), el aire entra al cilindro y el pistón lo comprime hasta aproximadamente $1/23$ de su volumen original, elevando su temperatura hasta un punto superior a la temperatura de autoignición del combustible. La combustión inicia cuando éste último se inyecta al aire caliente, y la expansión de los gases hace que el pistón baje, generando trabajo mecánico que por medio de una biela es transmitido al cigüeñal, obteniéndose energía cinética rotacional que al aplicarse a la flecha de un generador eléctrico se convierte en energía eléctrica. Los gases de combustión son liberados a la atmósfera.



Fuente: <http://www.britannica.com/ebc/art-19423/Four-stroke-diesel-engine-The-typical-sequence-of-cycle-events>

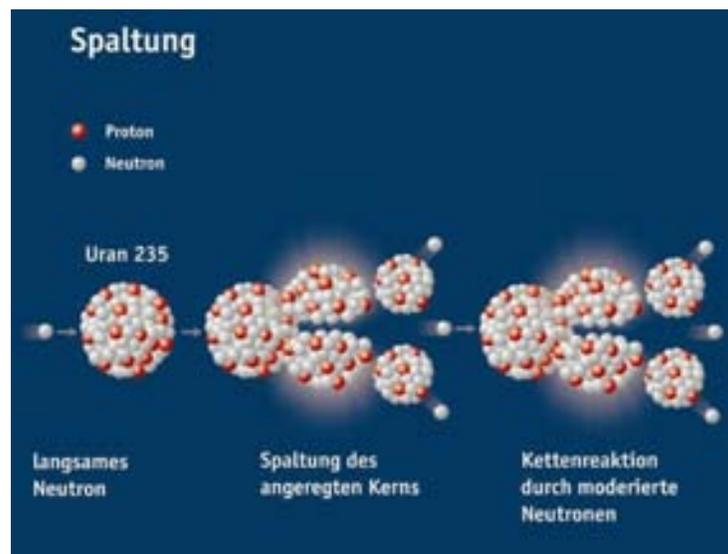
Figura I.3 Esquema del ciclo termodinámico Diesel ideal

Anexo II.1

La fisión nuclear

La fisión nuclear

La fisión nuclear es la división del núcleo atómico de ciertos elementos en otros más pequeños. En los reactores nucleares se pueden utilizar tres isótopos fisibles al bombardearlos con neutrones: el U-235, el U-233 y el Pu-239. Al chocar el neutrón con el núcleo atómico, éste último se torna demasiado inestable y adopta una forma acampanada, distribuyéndose así los protones y neutrones en dos masas que eventualmente se separan debido a la repulsión electrostática que tiene lugar entre las cargas positivas de ambas, dando origen a dos núcleos atómicos más pequeños y de diferentes elementos (Figura II.1).



Fuente: <http://www.kawo1.rwth-aachen.de/~amarock/ess/pages/spaltung.htm>

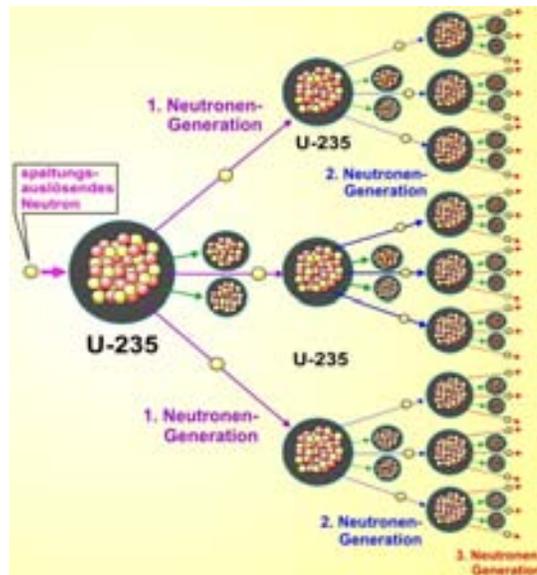
Figura II.1 La fisión nuclear

No se puede predecir qué elementos producirá una reacción de fisión en particular; lo que sí sabemos es que uno de los productos de la fisión se encontrará entre los elementos de número atómico treinta y algo y el otro entre los del cincuenta y algo. Por supuesto, ambos serán radiactivos. La masa total de éstos es menor que la del átomo de U o Pu original, por lo que la masa faltante se transforma en energía según la ecuación de Einstein:

$$E = mc^2 .$$

Y estamos hablando de cantidades gigantescas de energía: la energía liberada en la fisión completa de 1 kg de U-235 puro es de unos 82 TJ, lo cual equivale a la energía liberada en la combustión de algo así como 3,000 toneladas de carbón (Boyle, Godfrey et al., 2003). Cabe señalar que la energía liberada en una fisión nuclear es básicamente la energía cinética de las partículas liberadas en la reacción, la cual se transforma en calor al interactuar éstas con el medio que las rodea.

Para la producción de calor en un reactor nuclear, es necesario llevar a cabo una reacción de fisión en cadena. Esto se logra gracias a que la fisión de un núcleo da lugar a la liberación de unos dos o tres neutrones, que al ser moderados y chocar con otros núcleos de material fisil, dan lugar a fisiones sucesivas (Figura II.2).



Fuente: <http://www.zum.de/dwu/pke002vs.htm>

Figura II.2 Reacción de fisión nuclear en cadena

Anexo II.2

**Costos de inversión para las tecnologías de generación
eléctrica**

Costos de inversión para las tecnologías de generación eléctrica

El costo directo se obtiene al dividir todos los gastos correspondientes a la obra entre la capacidad de la central. Este costo refleja el valor de los materiales, equipos, mano de obra, etc., incorporados a la central y mide el costo de inversión como si todos los gastos tuvieran lugar en el mismo año.

Existen inversiones dentro de la central que no pueden estandarizarse; por ejemplo, el costo de la subestación difiere de una central a otra debido al arreglo y características específicas en cada planta, así como el terreno, camino de acceso, acueducto y la infraestructura provisional para la construcción de la central. De esta manera, estos costos directos son excluidos del monto total de inversión de la planta, por lo que en las evaluaciones de proyectos de generación es necesario agregarlos.

Al añadir al costo directo los costos originados por estudios previos, administración del proyecto, ingeniería, control y otras actividades relacionadas con la obra que ocurren en las oficinas de la Comisión Federal de Electricidad, es obtenido el costo directo más indirecto.

El costo actualizado al inicio de la operación es el resultado de asignar un valor al dinero en el tiempo mediante una tasa de descuento anual, tomando en cuenta el plazo de construcción y el cronograma de inversiones. Este concepto incorpora el costo de los intereses generados durante la construcción de la obra. De este modo, se calcula el valor de la inversión actualizada al inicio de la puesta en operación de la central.

Los costos empleados en los estudios de CFE están denominados en moneda constante; es decir, unidades monetarias con valor de compra constante correspondiente a una fecha de referencia excluyendo el efecto inflacionario (CFE, 2005).

Anexo III.1

Reactores nucleares de la generación III y III+

Reactores nucleares de la generación III y III+

a) Reactores de agua ligera

Uno de estos diseños es el Reactor de Agua Hirviente Avanzado (*Advanced Boiling Water Reactor* – ABWR) de 1,350 MWe, que se deriva de un diseño de General Electric. Cuatro de estos reactores fueron construidos por Hitachi en Japón y ya se encuentran en operación comercial. Su costo de construcción fue de unos 2,000 dólares/kW y su costo de generación es de aproximadamente USD 7 centavos/kWh. Se espera que las unidades futuras de ABWR tengan un costo de 1,700 dólares/kW.

El *Korean Next Generation Reactor* o APR-1400 es desarrollado en la República de Corea y está basado en un diseño americano. Este reactor coreano de 1,450 MWe cuenta con sistemas de seguridad mejorados y gran resistencia sísmica. El costo proyectado es de 1,400 dólares/kW, pudiendo bajar hasta los 1,200, con tiempos de construcción de 48 meses. Su vida útil es de 60 años.

Otro diseño es el AP-1000 de Westinghouse. Se trata de un reactor de agua a presión de 1,100 MWe que incorpora sistemas de seguridad pasivos. Es capaz de operar con combustible MOX y tiene un costo actualizado al inicio de la operación de 1,200 dólares/kW. Su diseño modular reducirá los tiempos de construcción a 36 meses. Se espera que tenga costos de generación por debajo de los USD 3.5 centavos/kWh y una vida operativa de 60 años (<http://www.world-nuclear.org/info/inf08.html>, accesada el 26 de agosto de 2007).

General Electric desarrolló el ESBWR de 1,390 MWe a partir de su diseño de ABWR. Originalmente llamado *European Simplified Boiling Water Reactor*, ahora se le conoce como *Economic and Simplified Boiling Water Reactor* (ESBWR). Utiliza combustible enriquecido al 4.2%, tiene una vida útil de 60 años y podría entrar en operación en el año 2014.

Otro proyecto notable es el Reactor Internacional Innovador y Seguro (*International Reactor*

Innovative and Secure – IRIS). Westinghouse encabeza a los desarrolladores de este reactor evolutivo. IRIS es un reactor de agua a presión modular de 335 MWe con los generadores de vapor y el sistema de enfriamiento primario integrados en la vasija. El combustible utilizado tendría en principio un enriquecimiento de 5% con intervalos de recarga de hasta 4 años, pero está diseñado para operar con combustible enriquecido al 10% y un intervalo de recarga de 8 años, o bien con combustible MOX. Se espera que se empiece a comercializar en la próxima década, con costos de 1,000 a 1,200 dólares/kW.

Areva NP ha desarrollado el Reactor Europeo de Agua a Presión (*European Pressurized Water Reactor* – EPR), de 1,600 y hasta 1,750 MWe. Se deriva de anteriores diseños franceses y alemanes y tendrá la más alta eficiencia térmica entre los reactores de agua ligera, con 36%. Posee varios sistemas de seguridad redundantes en lugar de elementos de seguridad pasivos y su vida operativa será de 60 años. El primero de estos reactores se está construyendo en Finlandia (<http://www.world-nuclear.org/info/inf08.html>, accesada el 26 de agosto de 2007).

En Rusia, Gidropress está desarrollando diseños avanzados de reactores de agua a presión, todos ellos con elementos de seguridad pasivos. El VVER-1200 es un reactor estandarizado de tercera generación de 1,200 MWe, y se trata de un diseño evolucionado del VVER-1000. Su vida útil es de 50 años y cuenta con tiempos de construcción de 54 meses con costos de 1,200 dólares/kW. Tiene sistemas de seguridad mejorados que incluyen protección contra terremotos e impactos de aeronaves, y se espera que el primero de ellos entre en operación en 2012.

El reactor ruso VBER-300 de OKBM es una unidad de 295 MWe desarrollada a partir de plantas nucleares navales, y fue originalmente diseñada para que dos unidades trabajaran en conjunto como una central nucleoelectrica flotante. Se planea su desarrollo como una central terrestre, y la primera se construirá en Kazajstán. Su vida operativa será de 60 años.

b) Reactores de agua pesada

En Canadá, Atomic Energy of Canada Limited tiene en desarrollo diseños basados en su reactor CANDU-6 de 700 MWe. Uno de ellos es el CANDU-9, de 925 a 1,300 MWe, planeado como planta nuclear de una sola unidad. Tiene requerimientos de combustible bastante flexibles, pudiendo usarse uranio natural, uranio ligeramente enriquecido, uranio recuperado por medio del reprocesamiento de combustible gastado de reactores PWR, combustible MOX, torio e incluso puede usarse directamente el combustible gastado de reactores PWR. Es también capaz de funcionar con plutonio de uso militar o actínidos separados del reprocesamiento de combustible de reactores PWR y BWR.

Algunas de estas innovaciones, aunadas a la experiencia adquirida en la construcción de unidades chinas y coreanas, dieron origen al reactor CANDU-6 Mejorado (*Enhanced CANDU-6*), planeado como unidades gemelas, cada una de 750 MWe, con opciones flexibles de combustible, tiempos de construcción de 4.5 años y vida útil de 60 años con ayuda del reemplazo de los tubos de presión.

El Reactor CANDU Avanzado (*Advanced CANDU Reactor – ACR*) es un reactor de tercera generación que incorpora algunas características de los PWR. Mantiene el agua pesada a baja presión como moderador, pero adopta agua ligera como refrigerante y un núcleo más compacto a fin de reducir los costos. Posee también una mayor eficiencia térmica. El ACR-700 es una unidad de 750 MWe físicamente más pequeña, simple, eficiente y 40% más barata que el CANDU-6.

De igual modo, Atomic Energy of Canada Limited está desarrollando el reactor ACR-1000, de 1,080 a 1,200 MWe. Posee más tubos de presión, cada uno de los cuales puede considerarse como un módulo de 2.5 MWe¹. Fue proyectado con un costo actualizado al inicio de la operación de 1,000 dólares/kW y un costo de generación de USD 3 centavos/kWh. Funcionará con uranio

¹ Es importante recordar que dentro de los tubos de presión se aloja el combustible nuclear (sección 2.1.2.2, inciso a).

ligeramente enriquecido (1.5 a 2.0% de U-235). Las unidades se ensamblarán a partir de módulos prefabricados, reduciendo los tiempos de construcción a 3.5 años y podrán construirse como unidades únicas, si bien en parejas su desempeño es óptimo. Por medio del reemplazo de los tubos de presión se alcanzarán vidas útiles de 60 años. Se espera que la primera unidad ACR-1000 entre en operación en 2014 en Ontario (<http://www.world-nuclear.org/info/inf08.html>, accesada el 26 de agosto de 2007).

Por su parte, India está desarrollando su Reactor Avanzado de Agua Pesada (*Advanced Heavy Water Reactor – AHWR*), que forma parte de sus planes de desarrollar un ciclo de combustible a base de torio para su programa nuclear. El AHWR es un reactor de 300 MWe moderado por agua pesada a baja presión. La calandria tiene tubos a presión verticales (a diferencia de los reactores CANDU, que cuentan con tubos a presión horizontales) y el refrigerante es agua ligera que circula por convección. Emplea como combustible una mezcla de torio, uranio y plutonio. Está diseñado para ser autosuficiente al criar U-233 fisible a partir del Th-232.

c) Reactores de alta temperatura enfriados por gas

Estos reactores utilizan helio como refrigerante, el cual a 950 °C hace funcionar directamente una turbina de gas para generar electricidad. El gas regresa al núcleo del reactor por medio de un compresor. Usan un combustible que consiste en partículas con menos de 1 mm de diámetro con un núcleo de oxocarburo de uranio enriquecido hasta un 17% de U-235, revestido por varias capas de carbono y carburo de silicio para retener los productos de la fisión a altas temperaturas. Estas partículas pueden confinarse en prismas o esferas de grafito del tamaño de una bola de billar.

En Sudáfrica se está desarrollando el Reactor Modular de Cama de Esferas (*Pebble Bed Modular Reactor – PBMR*) en un esfuerzo conjunto liderado por la compañía Eskom. Se trata de unidades de 165 MWe que tendrán una eficiencia térmica de 42%. Las esferas de combustible se reciclan continuamente en el núcleo del reactor hasta que el enriquecimiento resulta insuficiente para mantener la reacción en cadena. La recarga puede llevarse a cabo con el reactor funcionando al ir

reemplazando las esferas de combustible gastado.

Si cesa la circulación del refrigerante, el combustible soporta las altas temperaturas hasta que el reactor se apaga por sí solo, teniéndose así un sistema de seguridad inherente. Cada unidad producirá 19 toneladas de combustible gastado al año, las cuales se pueden almacenar *in situ* en áreas ventiladas.

El costo actualizado al inicio de la operación para conjuntos de ocho unidades será de 1,000 dólares/kW, y el costo de generación estará por debajo de los USD 3 centavos/kWh. Se espera que una planta de demostración comience a operar en 2010 (<http://www.world-nuclear.org/info/inf08.html>, accesada el 26 de agosto de 2007).

Estados Unidos desarrolla un diseño un poco más grande (285 MWe), conocido como Reactor Modular de Helio con Turbina de Gas (*Gas Turbine – Modular Helium Reactor – GT-MHR*), que en principio consumirá como combustible el material proveniente del desmantelamiento de armas nucleares.

d) Reactores de neutrones rápidos

En India, en 2004 inició la construcción de un prototipo de reactor de neutrones rápidos de 470 MWe en Kalpakkam. Se espera que esta unidad empiece a operar en 2010, teniendo como combustible carburo de uranio y plutonio, siendo éste último obtenido de los reactores hindúes PHWR existentes. Tendrá un manto de torio a fin de criar U-233 físil, para de tal modo aprovechar el abundante torio con que cuenta la India.

En Beloyarsk, Rusia, OKBM comenzó la construcción del primer reactor BN-800. Se trata de una unidad de 750 MWe que posee gran flexibilidad de combustible, pudiendo usarse uranio, plutonio o MOX, con una proporción de cría de 1 a 3. Cuenta con sistemas de seguridad mejorados y costos bajos (<http://www.world-nuclear.org/info/inf08.html>, accesada el 26 de agosto de 2007).

Este diseño puede reconfigurarse a fin de consumir el plutonio proveniente de armas desmanteladas sin criar más combustible, para así reducir la proliferación de armas nucleares (ver sección 2.3.5).

La Tabla III.1 muestra un resumen de las tecnologías de reactores discutidas en este anexo.

Tabla III.1 Tecnologías de reactores de generación III y III+

País y desarrollador	Reactor	Capacidad (MWe)	Principales características (seguridad mejorada en todos los casos)
EUA – Japón (GE – Hitachi)	ABWR	1,350	- Diseño evolucionado. - Más eficiente, menos desechos. - Construcción y operación simplificadas.
República de Corea (KHNP)	APR-1400 (PWR)	1,450	- Diseño evolucionado. - Muy confiable. - Construcción y operación simplificadas.
EUA (Westinghouse)	AP-1000 (PWR)	1,100	- Construcción y operación simplificadas. - 3 años de construcción. - Vida útil de 60 años.
EUA (GE)	ESBWR	1,390	- Diseño evolucionado. - Corto tiempo de construcción.
Internacional (Westinghouse)	IRIS (PWR)	335	- Diseño integral. - Largos intervalos de recarga. - Flexibilidad en el uso de combustible.
Francia – Alemania (Areva NP)	EPR (PWR)	1,600	- Diseño evolucionado. - Alta eficiencia en el uso del combustible. - Electricidad de bajo costo.
Rusia (Gidropress)	VVER-1200	1,200	- Alta eficiencia en el uso del combustible.
Rusia (OKBM)	VBER-300	295	- Módulos pequeños. - Vida útil de 60 años.
Canadá (AECL)	CANDU-6 Mejorado	750	- Diseño evolucionado.
Canadá (AECL)	CANDU-9	925 – 1,300	- Flexibilidad en el uso de combustible.
Canadá (AECL)	ACR	750 1,080	- Diseño evolucionado. - Enfriado por agua ligera.
India	AHWR	300	- Sistema de refrigeración simplificado. - Autosuficiente.
Sudáfrica (Eskom, Westinghouse)	PBMR	165 (módulo)	- Planta modular, bajo costo. - Alta eficiencia en el uso del combustible. - Ciclo directo de turbina de gas.
EUA, Rusia et al. (General Atomics – OKBM)	GT-MHR	285 (módulo)	- Planta modular, bajo costo. - Alta eficiencia en el uso del combustible. - Ciclo directo de turbina de gas.
India	FBR	470	- Criará U-233 fisible a partir del Th-232.
Rusia (OKBM)	BN-800 (FBR)	750	- Flexibilidad en el uso de combustible. - Puede reconfigurarse como reactor quemador.

Fuente: <http://www.world-nuclear.org/info/inf08.html>

Anexo III.2

Producción termoquímica de hidrógeno

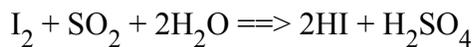
Producción termoquímica de hidrógeno

Se están desarrollando varios procesos termoquímicos para la producción de hidrógeno a partir del agua. Estos requieren muy altas temperaturas para que se lleven a cabo de manera eficiente.

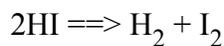
En cada uno de los principales procesos termoquímicos, la descomposición endotérmica a alta temperatura (800 a 1,000 °C) y baja presión del ácido sulfúrico produce oxígeno y dióxido de azufre:



Luego de esto se tienen varias posibilidades. En uno de los principales procesos, el de yodo – azufre, el yodo se combina con el SO_2 y el agua para producir yoduro de hidrógeno. Esta reacción se conoce como reacción Bunsen y es exotérmica, teniendo lugar a baja temperatura (120 °C):

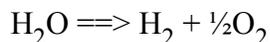


Luego, el HI se disocia en hidrógeno y yodo a aproximadamente 350 °C, de forma endotérmica:



Produciéndose así hidrógeno a alta presión.

La reacción global es:



Todos los reactivos, a excepción del agua, son reciclados en este proceso y no se producen desechos contaminantes.

Anexo III.3

Reactores nucleares de la generación IV

Reactores nucleares de la generación IV

a) Reactores de neutrones rápidos enfriados por gas

Estos reactores funcionarán a altas temperaturas (850 °C), permitiendo la producción termoquímica de hidrógeno además de la generación de energía eléctrica. Para esto último, el gas refrigerante hará funcionar directamente una turbina de gas acoplada a un generador eléctrico. Los combustibles podrán incluir uranio empobrecido y otros materiales físis o fértiles. El combustible gastado puede ser reprocesado *in situ*, reciclando todos los actínidos para minimizar la producción de desechos de vida media larga.

b) Reactores de neutrones rápidos enfriados por plomo

En estos reactores, el enfriamiento por medio de metal líquido (Pb o Pb – Bi) se lleva a cabo por convección. El combustible es uranio empobrecido, con reciclaje completo de actínidos provenientes de plantas de reprocesamiento de combustible. Se tiene previsto un amplio rango de capacidades, desde “baterías” pequeñas de 50 o 150 MWe con vida útil de 15 a 20 años para redes pequeñas o países en vías de desarrollo, pasando por unidades modulares de 300 a 400 MWe y hasta plantas nucleares grandes con una unidad de 1,400 MWe. Se espera una temperatura de operación de 550 °C; sin embargo, el uso de nuevos materiales permitiría alcanzar temperaturas de 800 °C para la producción termoquímica de hidrógeno.

Esto corresponde con la tecnología rusa BREST de reactores enfriados por plomo, basada en los 40 años de experiencia rusa en el diseño de reactores enfriados por Pb – Bi para submarinos. Su combustible es nitruro de uranio y plutonio.

c) Reactores enfriados por sal fundida

En este sistema, el combustible de uranio se encuentra disuelto en fluoruro de sodio que actúa como refrigerante. Éste circula a través de canales en un núcleo de grafito produciéndose una baja moderación de los neutrones. Los productos de la fisión son el único desecho, siendo removidos continuamente y dando lugar a un reciclaje completo de actínidos. También se puede añadir plutonio y otros actínidos, junto con U-238. La temperatura del refrigerante es de 700 °C y éste se encuentra a muy baja presión, pudiendo lograrse temperaturas de 800 °C para la producción termoquímica de hidrógeno. La generación de electricidad se realiza por medio de un sistema de refrigeración secundario y el consumo de combustible es bajo.

d) Reactores de neutrones rápidos enfriados por sodio

Estos reactores cuentan con la experiencia internacional en el uso de reactores rápidos a lo largo de 5 décadas. Utilizan uranio empobrecido como combustible y el refrigerante de sodio fundido tiene una temperatura de 550 °C y una presión cercana a la atmosférica. La generación de electricidad se da con ayuda de un circuito de refrigeración secundario también de sodio. Se han propuesto dos variantes: una de 150 a 500 MWe con actínidos incorporados en el combustible, y otra de 500 a 1,500 MWe con combustible MOX proveniente de plantas de reprocesamiento.

e) Reactores supercríticos enfriados por agua

Se trata de reactores enfriados por agua a muy alta presión, de tal modo que operan por encima del punto crítico del agua para proporcionar una eficiencia térmica un tercio más alta que la de los reactores de agua ligera actuales (ver Anexo I.1). El agua supercrítica (25 MPa y 510 a 550 °C) acciona directamente la turbina, sin ningún generador de vapor secundario. El combustible es óxido de uranio, que puede ser enriquecido si se elige un ciclo de combustible abierto con neutrones lentos. Sin embargo, puede ser construido como un reactor rápido con reciclaje completo de actínidos.

f) Reactores de muy alta temperatura enfriados por gas

Estos reactores de neutrones lentos son moderados por grafito y enfriados por helio. El núcleo puede estar compuesto por bloques de combustible en forma de prisma o bien puede ser de cama de esferas como el PBMR. Su temperatura de operación de 1,000 °C permite la producción termoquímica de hidrógeno por medio de un intercambiador de calor con cogeneración de electricidad, o bien puede hacerse funcionar directamente una turbina de gas con alta eficiencia. Hay flexibilidad en el uso de combustible, pero no es posible el reciclaje. Se planean módulos de 600 MWt (<http://www.world-nuclear.org/info/inf77.html>, accesada el 26 de agosto de 2007).

La siguiente tabla esboza las características principales de los diseños de reactores de cuarta generación.

Tabla III.2 Tecnologías de reactores de generación IV

Tecnología	Velocidad de los neutrones	Refrigerante	Temperatura (°C)	Presión*	Combustible	Ciclo de combustible	Capacidad (MWe)	Usos
Reactores de neutrones rápidos enfriados por gas	rápidos	helio	850	Alta	U-238 + U-235 o Pu-239	cerrado	288	electricidad e hidrógeno
Reactores de neutrones rápidos enfriados por plomo	rápidos	Pb – Bi	550 – 800	Baja	U-238 + U-235 o Pu-239	cerrado	50 – 1,400	electricidad e hidrógeno
Reactores enfriados por sal fundida	poco moderados	fluoruros	700 – 800	Baja	UF	cerrado	1,000	electricidad e hidrógeno
Reactores de neutrones rápidos enfriados por sodio	rápidos	sodio	550	Baja	U-238 y MOX	cerrado	150 – 500 500 – 1,500	electricidad
Reactores supercríticos enfriados por agua	rápidos o lentos	agua	510 – 550	Muy alta	UO ₂	abierto (neutrones lentos) cerrado (neutrones rápidos)	1,500	electricidad
Reactores de muy alta temperatura enfriados por gas	lentos	helio	1,000	Alta	Prismas o esferas de UO ₂	abierto	250	hidrógeno y electricidad

*Se considera como presión alta la ubicada en el rango de 7 a 15 MPa.

Fuente: <http://www.world-nuclear.org/info/inf77.html>

Anexo V.1

**Evolución de la capacidad instalada para los
escenarios de referencia, medio y alto**

**Evolución de la capacidad bruta instalada en el servicio público al año 2030 para el
escenario de referencia (MW)**

Tecnología	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Ciclo combinado	13,256	15,526	16,694	16,694	18,516	19,273	19,751	21,349	23,030	25,071	25,909	29,153	30,716
Termoeléctrica convencional	12,935	12,809	12,771	12,547	12,230	11,314	11,014	10,856	10,290	9,590	9,590	7,248	6,157
Hidroeléctrica	10,536	10,536	11,290	11,290	11,290	11,290	12,040	12,179	12,179	12,779	13,679	14,219	14,267
Carboeléctrica	2,600	2,600	2,600	2,600	2,600	3,309	3,547	4,076	4,775	6,087	8,479	10,467	11,434
Geotermoeléctrica	960	960	960	960	960	1,043	1,043	1,043	1,043	1,043	1,043	1,035	1,120
Nucleoeléctrica	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,380	1,380
Turbogás	2,599	3,047	2,761	2,761	2,984	2,984	2,984	2,984	2,984	2,984	2,984	2,623	2,688
Combustión interna	182	182	228	228	239	239	239	242	242	242	242	207	226
Eoloeléctrica	2	85	85	186	287	591	591	591	591	591	591	621	668
Dual	2,100	2,100	2,100	2,100	2,100	2,100	2,100	2,100	2,100	2,100	2,100	2,071	2,066
Total	46,535	49,209	50,854	50,731	52,571	53,508	54,675	56,785	58,600	61,853	65,983	69,024	70,723

Tecnología	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Ciclo combinado	32,362	34,097	35,925	37,851	39,880	42,018	44,270	46,643	49,144	51,778	54,554	57,478	60,559
Termoeléctrica convencional	5,231	4,444	3,776	3,208	2,725	2,315	1,967	1,671	1,420	1,206	1,025	871	740
Hidroeléctrica	14,315	14,363	14,411	14,460	14,508	14,557	14,606	14,655	14,705	14,754	14,804	14,854	14,904
Carboeléctrica	12,491	13,645	14,906	16,283	17,788	19,432	21,228	23,189	25,332	27,673	30,230	33,024	36,076
Geotermoeléctrica	1,211	1,310	1,416	1,532	1,656	1,791	1,937	2,095	2,266	2,450	2,650	2,866	3,099
Nucleoeléctrica	1,380	1,380	1,380	1,380	1,380	1,380	1,380	1,380	1,380	1,380	1,380	1,380	1,380
Turbogás	2,754	2,822	2,891	2,963	3,036	3,111	3,187	3,266	3,347	3,429	3,514	3,600	3,689
Combustión interna	248	271	296	324	354	388	424	464	507	555	607	663	725
Eoloeléctrica	718	772	831	893	960	1,033	1,110	1,194	1,284	1,380	1,484	1,596	1,716
Dual	2,062	2,058	2,054	2,049	2,045	2,041	2,037	2,032	2,028	2,024	2,020	2,016	2,011
Total	72,772	75,162	77,886	80,943	84,334	88,066	92,147	96,590	101,412	106,630	112,267	118,348	124,900

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de CFE (2006c) y SENER (2006b)

**Evolución de la capacidad bruta instalada en el servicio público al año 2030 para el
escenario medio (MW)**

Tecnología	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Ciclo combinado	13,256	15,526	16,694	16,694	18,516	19,273	19,751	21,349	23,030	25,071	25,231	28,475	29,895
Termoeléctrica convencional	12,935	12,809	12,771	12,547	12,230	11,314	11,014	10,856	10,290	9,590	9,590	7,248	6,157
Hidroeléctrica	10,536	10,536	11,290	11,290	11,290	11,290	12,040	12,179	12,179	12,779	13,679	14,219	14,267
Carboeléctrica	2,600	2,600	2,600	2,600	2,600	3,309	3,547	4,076	4,775	6,087	7,801	9,789	10,634
Geotermoeléctrica	960	960	960	960	960	1,043	1,043	1,043	1,043	1,043	1,043	1,035	1,120
Nucleoeléctrica	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	2,721	2,736	2,736
Turbogás	2,599	3,047	2,761	2,761	2,984	2,984	2,984	2,984	2,984	2,984	2,984	2,623	2,688
Combustión interna	182	182	228	228	239	239	239	242	242	242	242	207	226
Eoloeléctrica	2	85	85	186	287	591	591	591	591	591	591	621	668
Dual	2,100	2,100	2,100	2,100	2,100	2,100	2,100	2,100	2,100	2,100	2,100	2,071	2,066
Total	46,535	49,209	50,854	50,731	52,571	53,508	54,675	56,785	58,600	61,853	65,983	69,024	70,458

Tecnología	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Ciclo combinado	31,541	32,455	34,283	36,208	38,237	39,554	41,806	44,180	46,680	48,493	51,269	54,193	57,275
Termoeléctrica convencional	5,231	4,444	3,776	3,208	2,725	2,315	1,967	1,671	1,420	1,206	1,025	871	740
Hidroeléctrica	14,315	14,363	14,411	14,460	14,508	14,557	14,606	14,655	14,705	14,754	14,804	14,854	14,904
Carboeléctrica	11,691	12,045	13,306	14,684	16,188	17,032	18,828	20,790	22,933	24,474	27,031	29,824	32,876
Geotermoeléctrica	1,211	1,310	1,416	1,532	1,656	1,791	1,937	2,095	2,266	2,450	2,650	2,866	3,099
Nucleoeléctrica	2,736	4,092	4,092	4,092	4,092	5,448	5,448	5,448	5,448	6,804	6,804	6,804	6,804
Turbogás	2,754	2,822	2,891	2,963	3,036	3,111	3,187	3,266	3,347	3,429	3,514	3,600	3,689
Combustión interna	248	271	296	324	354	388	424	464	507	555	607	663	725
Eoloeléctrica	718	772	831	893	960	1,033	1,110	1,194	1,284	1,380	1,484	1,596	1,716
Dual	2,062	2,058	2,054	2,049	2,045	2,041	2,037	2,032	2,028	2,024	2,020	2,016	2,011
Total	72,507	74,632	77,356	80,413	83,804	87,270	91,352	95,795	100,617	105,570	111,207	117,288	123,840

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de CFE (2006c) y SENER (2006b)

**Evolución de la capacidad bruta instalada en el servicio público al año 2030 para el
escenario alto (MW)**

Tecnología	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Ciclo combinado	13,256	15,526	16,694	16,694	18,516	19,273	19,751	21,349	23,030	25,071	25,231	28,475	29,073
Termoeléctrica convencional	12,935	12,809	12,771	12,547	12,230	11,314	11,014	10,856	10,290	9,590	9,590	7,248	6,157
Hidroeléctrica	10,536	10,536	11,290	11,290	11,290	11,290	12,040	12,179	12,179	12,779	13,679	14,219	14,267
Carboeléctrica	2,600	2,600	2,600	2,600	2,600	3,309	3,547	4,076	4,775	6,087	7,801	9,789	9,834
Geotermoeléctrica	960	960	960	960	960	1,043	1,043	1,043	1,043	1,043	1,043	1,035	1,120
Nucleoeléctrica	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	2,721	2,736	4,092
Turbogás	2,599	3,047	2,761	2,761	2,984	2,984	2,984	2,984	2,984	2,984	2,984	2,623	2,688
Combustión interna	182	182	228	228	239	239	239	242	242	242	242	207	226
Eoloeléctrica	2	85	85	186	287	591	591	591	591	591	591	621	668
Dual	2,100	2,100	2,100	2,100	2,100	2,100	2,100	2,100	2,100	2,100	2,100	2,071	2,066
Total	46,535	49,209	50,854	50,731	52,571	53,508	54,675	56,785	58,600	61,853	65,983	69,024	70,193

Tecnología	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Ciclo combinado	30,720	31,634	33,461	34,566	36,595	37,912	40,164	41,716	44,216	46,030	48,805	50,909	53,990
Termoeléctrica convencional	5,231	4,444	3,776	3,208	2,725	2,315	1,967	1,671	1,420	1,206	1,025	871	740
Hidroeléctrica	14,315	14,363	14,411	14,460	14,508	14,557	14,606	14,655	14,705	14,754	14,804	14,854	14,904
Carboeléctrica	10,891	11,245	12,506	13,084	14,589	15,433	17,228	18,390	20,533	22,074	24,631	26,625	29,677
Geotermoeléctrica	1,211	1,310	1,416	1,532	1,656	1,791	1,937	2,095	2,266	2,450	2,650	2,866	3,099
Nucleoeléctrica	4,092	5,448	5,448	6,804	6,804	8,160	8,160	9,516	9,516	10,872	10,872	12,228	12,228
Turbogás	2,754	2,822	2,891	2,963	3,036	3,111	3,187	3,266	3,347	3,429	3,514	3,600	3,689
Combustión interna	248	271	296	324	354	388	424	464	507	555	607	663	725
Eoloeléctrica	718	772	831	893	960	1,033	1,110	1,194	1,284	1,380	1,484	1,596	1,716
Dual	2,062	2,058	2,054	2,049	2,045	2,041	2,037	2,032	2,028	2,024	2,020	2,016	2,011
Total	72,242	74,367	77,091	79,883	83,274	86,740	90,822	95,000	99,822	104,775	110,412	116,228	122,780

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de CFE (2006c) y SENER (2006b)

Anexo V.2

**Evolución de la generación de energía eléctrica para
los escenarios de referencia, medio y alto**

Evolución de la generación bruta de energía eléctrica en el servicio público al año 2030 para el escenario de referencia (GWh)

Tecnología	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Ciclo combinado	73,381	70,278	87,832	97,090	111,806	120,308	133,114	147,643	162,159	178,098	184,271	188,289	191,549
Termoeléctrica convencional	65,077	68,356	68,730	66,024	63,756	55,356	52,917	48,932	45,248	39,040	32,871	28,866	29,289
Hidroeléctrica	27,612	32,904	26,148	29,328	28,580	30,302	30,800	30,858	30,802	30,796	31,753	31,752	36,607
Carboeléctrica	18,380	19,228	19,890	19,871	19,803	23,163	25,780	29,038	33,434	41,034	55,695	72,583	83,791
Geotermoeléctrica	7,299	5,896	6,264	6,125	6,394	7,041	6,760	6,615	6,621	7,094	7,435	7,577	7,447
Nucleoeléctrica	10,805	10,818	9,648	10,448	10,370	11,214	11,475	11,509	12,374	11,475	11,475	12,268	11,181
Turbogás	1,359	143	272	334	572	444	350	530	448	448	404	361	455
Combustión interna	779	1,183	1,508	1,537	1,581	1,596	1,528	1,564	1,643	1,539	1,560	1,443	1,438
Eoloeléctrica	5	59	322	426	731	1,447	2,196	2,202	2,194	2,175	2,235	2,165	1,973
Dual	14,275	16,240	15,469	15,361	15,141	15,235	15,655	15,357	15,006	15,214	15,655	15,515	15,083
Total	218,972	225,105	236,083	246,544	258,734	266,106	280,575	294,248	309,929	326,913	343,354	360,819	378,815

Tecnología	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Ciclo combinado	201,818	212,636	224,035	236,045	248,698	262,030	276,077	290,876	306,469	322,898	340,207	358,444	377,659
Termoeléctrica convencional	24,884	21,141	17,961	15,259	12,964	11,014	9,357	7,949	6,754	5,738	4,875	4,141	3,518
Hidroeléctrica	36,731	36,854	36,978	37,103	37,227	37,353	37,478	37,605	37,731	37,858	37,985	38,113	38,241
Carboeléctrica	91,535	99,993	109,234	119,328	130,355	142,401	155,561	169,936	185,640	202,795	221,535	242,007	264,371
Geotermoeléctrica	8,054	8,710	9,420	10,187	11,017	11,914	12,884	13,934	15,069	16,297	17,624	19,060	20,612
Nucleoeléctrica	11,181	11,181	11,181	11,181	11,181	11,181	11,181	11,181	11,181	11,181	11,181	11,181	11,181
Turbogás	466	477	489	501	513	526	539	552	566	580	594	609	624
Combustión interna	1,573	1,720	1,881	2,057	2,250	2,461	2,691	2,943	3,219	3,521	3,851	4,211	4,606
Eoloeléctrica	2,122	2,282	2,454	2,638	2,837	3,051	3,280	3,527	3,793	4,078	4,385	4,715	5,070
Dual	15,052	15,021	14,989	14,958	14,927	14,897	14,866	14,835	14,804	14,774	14,743	14,712	14,682
Total	393,413	410,015	428,621	449,257	471,970	496,826	523,914	553,339	585,225	619,718	656,980	697,195	740,566

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de CFE (2006c) y SENER (2006b)

Evolución de la generación bruta de energía eléctrica en el servicio público al año 2030 para el escenario medio (GWh)

Tecnología	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Ciclo combinado	73,381	70,278	87,832	97,090	111,806	120,308	133,114	147,643	162,159	178,098	179,150	183,168	186,428
Termoeléctrica convencional	65,077	68,356	68,730	66,024	63,756	55,356	52,917	48,932	45,248	39,040	32,871	28,866	29,289
Hidroeléctrica	27,612	32,904	26,148	29,328	28,580	30,302	30,800	30,858	30,802	30,796	31,753	31,752	36,607
Carboeléctrica	18,380	19,228	19,890	19,871	19,803	23,163	25,780	29,038	33,434	41,034	49,833	66,721	77,930
Geotermoeléctrica	7,299	5,896	6,264	6,125	6,394	7,041	6,760	6,615	6,621	7,094	7,435	7,577	7,447
Nucleoeléctrica	10,805	10,818	9,648	10,448	10,370	11,214	11,475	11,509	12,374	11,475	22,458	23,251	22,164
Turbogás	1,359	143	272	334	572	444	350	530	448	448	404	361	455
Combustión interna	779	1,183	1,508	1,537	1,581	1,596	1,528	1,564	1,643	1,539	1,560	1,443	1,438
Eoloeléctrica	5	59	322	426	731	1,447	2,196	2,202	2,194	2,175	2,235	2,165	1,973
Dual	14,275	16,240	15,469	15,361	15,141	15,235	15,655	15,357	15,006	15,214	15,655	15,515	15,083
Total	218,972	225,105	236,083	246,544	258,734	266,106	280,575	294,248	309,929	326,913	343,354	360,819	378,815

Tecnología	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Ciclo combinado	196,697	202,394	213,793	225,803	238,456	246,667	260,713	275,513	291,106	302,413	319,723	337,960	357,175
Termoeléctrica convencional	24,884	21,141	17,961	15,259	12,964	11,014	9,357	7,949	6,754	5,738	4,875	4,141	3,518
Hidroeléctrica	36,731	36,854	36,978	37,103	37,227	37,353	37,478	37,605	37,731	37,858	37,985	38,113	38,241
Carboeléctrica	85,673	88,270	97,511	107,605	118,632	124,817	137,976	152,351	168,055	179,349	198,089	218,561	240,925
Geotermoeléctrica	8,054	8,710	9,420	10,187	11,017	11,914	12,884	13,934	15,069	16,297	17,624	19,060	20,612
Nucleoeléctrica	22,164	33,146	33,146	33,146	33,146	44,129	44,129	44,129	44,129	55,112	55,112	55,112	55,112
Turbogás	466	477	489	501	513	526	539	552	566	580	594	609	624
Combustión interna	1,573	1,720	1,881	2,057	2,250	2,461	2,691	2,943	3,219	3,521	3,851	4,211	4,606
Eoloeléctrica	2,122	2,282	2,454	2,638	2,837	3,051	3,280	3,527	3,793	4,078	4,385	4,715	5,070
Dual	15,052	15,021	14,989	14,958	14,927	14,897	14,866	14,835	14,804	14,774	14,743	14,712	14,682
Total	393,413	410,015	428,621	449,257	471,970	496,826	523,914	553,339	585,225	619,718	656,980	697,195	740,566

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de CFE (2006c) y SENER (2006b)

Evolución de la generación bruta de energía eléctrica en el servicio público al año 2030 para el escenario alto (GWh)

Tecnología	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Ciclo combinado	73,381	70,278	87,832	97,090	111,806	120,308	133,114	147,643	162,159	178,098	179,150	183,168	181,307
Termoeléctrica convencional	65,077	68,356	68,730	66,024	63,756	55,356	52,917	48,932	45,248	39,040	32,871	28,866	29,289
Hidroeléctrica	27,612	32,904	26,148	29,328	28,580	30,302	30,800	30,858	30,802	30,796	31,753	31,752	36,607
Carboeléctrica	18,380	19,228	19,890	19,871	19,803	23,163	25,780	29,038	33,434	41,034	49,833	66,721	72,068
Geotermoeléctrica	7,299	5,896	6,264	6,125	6,394	7,041	6,760	6,615	6,621	7,094	7,435	7,577	7,447
Nucleoeléctrica	10,805	10,818	9,648	10,448	10,370	11,214	11,475	11,509	12,374	11,475	22,458	23,251	33,146
Turbogás	1,359	143	272	334	572	444	350	530	448	448	404	361	455
Combustión interna	779	1,183	1,508	1,537	1,581	1,596	1,528	1,564	1,643	1,539	1,560	1,443	1,438
Eoloeléctrica	5	59	322	426	731	1,447	2,196	2,202	2,194	2,175	2,235	2,165	1,973
Dual	14,275	16,240	15,469	15,361	15,141	15,235	15,655	15,357	15,006	15,214	15,655	15,515	15,083
Total	218,972	225,105	236,083	246,544	258,734	266,106	280,575	294,248	309,929	326,913	343,354	360,819	378,815

Tecnología	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Ciclo combinado	191,575	197,273	208,672	215,560	228,214	236,425	250,471	260,149	275,742	287,050	304,359	317,475	336,690
Termoeléctrica convencional	24,884	21,141	17,961	15,259	12,964	11,014	9,357	7,949	6,754	5,738	4,875	4,141	3,518
Hidroeléctrica	36,731	36,854	36,978	37,103	37,227	37,353	37,478	37,605	37,731	37,858	37,985	38,113	38,241
Carboeléctrica	79,812	82,409	91,649	95,882	106,909	113,094	126,253	134,767	150,471	161,764	180,504	195,115	217,479
Geotermoeléctrica	8,054	8,710	9,420	10,187	11,017	11,914	12,884	13,934	15,069	16,297	17,624	19,060	20,612
Nucleoeléctrica	33,146	44,129	44,129	55,112	55,112	66,094	66,094	77,077	77,077	88,059	88,059	99,042	99,042
Turbogás	466	477	489	501	513	526	539	552	566	580	594	609	624
Combustión interna	1,573	1,720	1,881	2,057	2,250	2,461	2,691	2,943	3,219	3,521	3,851	4,211	4,606
Eoloeléctrica	2,122	2,282	2,454	2,638	2,837	3,051	3,280	3,527	3,793	4,078	4,385	4,715	5,070
Dual	15,052	15,021	14,989	14,958	14,927	14,897	14,866	14,835	14,804	14,774	14,743	14,712	14,682
Total	393,413	410,015	428,621	449,257	471,970	496,826	523,914	553,339	585,225	619,718	656,980	697,195	740,566

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de CFE (2006c) y SENER (2006b)

Anexo V.3

**Evolución del consumo de combustibles para los
escenarios de referencia, medio y alto**

Evolución del consumo de combustibles para la generación de energía eléctrica en el servicio público al año 2030 para el escenario de referencia (PJ)

Tecnología y energía primaria		2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Ciclo combinado														
Combustibles		17 858	17 103	21 375	23 628	27 209	29 278	32 395	35 930	39 463	43 342	44 844	45 822	46 457
Gas natural		510 380	488 798	610 839	675 280	777 633	836 769	925 835	1 026 885	1 127 850	1 238 708	1 281 642	1 309 587	1 327 738
Diesel		0 166	0 101	0 126	0 140	0 161	0 173	0 192	0 213	0 234	0 256	0 265	0 271	0 275
Suma		528 343	506 002	632 300	699 048	805 003	866 220	958 421	1 063 028	1 167 547	1 282 307	1 326 752	1 355 680	1 374 470
Termoeléctrica convencional														
Combustibles		600 602	623 687	619 966	588 782	562 089	482 480	455 975	416 841	381 073	325 050	270 373	234 899	238 288
Gas natural		108 051	112 205	111 535	105 925	101 123	86 801	82 032	74 392	68 557	58 478	48 678	42 260	42 869
Diesel		1 278	1 237	1 319	1 253	1 196	1 027	0 970	0 887	0 811	0 692	0 576	0 500	0 507
Suma		709 931	737 219	732 820	695 960	664 407	570 308	538 978	492 720	450 441	384 219	319 826	277 659	281 664
Carboeléctrica														
Diesel		1 502	1 554	1 589	1 569	1 546	1 788	1 967	2 191	2 494	3 026	4 060	5 231	6 026
Carbón		183 946	190 246	194 560	192 165	189 331	218 935	240 905	268 270	305 367	370 524	497 194	640 594	737 959
Suma		185 448	191 800	196 149	193 734	190 877	220 713	242 873	270 461	307 860	373 550	501 254	645 826	743 986
Nucleoeléctrica														
División de uranio		117 873	118 015	105 251	113 978	113 127	122 335	125 182	125 553	134 989	125 182	125 182	133 831	121 974
Suma		117 873	118 015	105 251	113 978	113 127	122 335	125 182	125 553	134 989	125 182	125 182	133 831	121 974
Turbinas														
Gas natural		10 027	1 093	2 141	2 696	4 714	3 725	2 980	4 568	3 901	3 934	3 572	3 174	3 990
Diesel		3 892	0 364	0 616	0 673	1 025	0 708	0 496	0 668	0 502	0 447	0 358	0 318	0 400
Suma		13 919	1 457	2 757	3 369	5 739	4 432	3 476	5 237	4 404	4 381	3 931	3 493	4 390
Combustión interna														
Combustibles		3 840	6 420	8 823	9 545	10 296	10 796	10 654	11 170	11 957	11 364	11 644	10 625	10 464
Diesel		4 214	5 642	6 341	5 698	5 168	4 600	3 883	3 504	3 246	2 680	2 396	2 186	2 153
Suma		8 054	12 062	15 165	15 243	15 464	15 395	14 536	14 674	15 203	14 044	14 040	12 811	12 617
Dual														
Combustibles		6 943	7 772	7 284	7 117	6 903	6 835	6 910	6 670	6 413	6 398	6 478	6 317	6 133
Diesel		0 194	0 218	0 204	0 199	0 193	0 191	0 193	0 187	0 180	0 179	0 181	0 177	0 172
Carbón		131 717	147 447	138 196	135 031	130 964	129 665	131 104	126 548	121 673	121 383	122 899	119 850	116 363
Suma		138 854	155 436	145 684	142 348	138 061	136 691	138 208	133 405	128 266	127 960	129 559	126 344	122 609
Hidroeléctrica (agua)														
		278 440	331 805	263 677	295 745	288 202	305 566	310 588	311 173	310 668	310 548	320 198	320 189	369 149
Geotermoeléctrica (vapor endógena)														
		73 603	59 455	63 166	61 765	64 477	71 002	68 168	66 706	66 766	71 536	74 975	76 469	75 079
Eololéctrica (viento)														
		0 050	0 590	3 220	4 260	7 310	14 470	21 960	22 020	21 940	21 750	22 350	21 649	19 734
Consumo total de energía primaria		2 054 516	2 113 841	2 160 280	2 225 449	2 292 668	2 327 143	2 422 391	2 504 975	2 608 025	2 715 477	2 838 066	2 973 890	3 125 751
Consumo total de combustibles		629 242	654 982	637 448	629 072	606 496	529 389	505 934	470 611	438 307	386 154	333 539	297 663	301 342
Consumo total de gas natural		628 438	602 695	724 566	783 901	883 470	927 294	1 010 847	1 106 445	1 200 309	1 301 121	1 333 892	1 355 021	1 374 596
Consumo total de diesel		11 186	9 206	10 196	9 533	9 289	8 487	7 702	7 649	7 466	7 280	7 837	8 683	9 533
Consumo total de carbón		315 664	337 693	327 756	327 197	320 296	348 601	372 010	394 817	427 040	491 907	620 094	760 444	854 323
Consumo total de división de uranio		117 873	118 015	105 251	113 978	113 127	122 335	125 182	125 553	134 989	125 182	125 182	133 831	121 974
Consumo total de combustibles (incluye uranio)		1 702 422	1 721 991	1 830 216	1 863 680	1 932 679	1 936 105	2 021 675	2 105 076	2 208 710	2 311 643	2 420 543	2 555 643	2 661 768

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de CFE (2000c), CFE (2006c), CFE (2007), SENER (2006a) y SENER (2006b)

Evolución del consumo de combustibles para la generación de energía eléctrica en el servicio público al año 2030 para el escenario de referencia (continuación)

Tecnología y energía primaria	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Ciclo combinado													
Combustibles	48 781	51 222	53 784	56 475	59 300	62 266	65 381	68 652	72 087	75 693	79 480	83 456	87 631
Gas natural	1 394 160	1 463 905	1 537 140	1 614 038	1 694 783	1 779 568	1 868 594	1 962 073	2 060 230	2 163 296	2 271 519	2 385 156	2 504 477
Diesel	0 289	0 303	0 318	0 334	0 351	0 368	0 387	0 406	0 427	0 448	0 470	0 494	0 519
Suma	1 443 230	1 515 430	1 591 242	1 670 847	1 754 434	1 842 202	1 934 362	2 031 132	2 132 743	2 239 437	2 351 469	2 469 105	2 592 627
Termoelectrica convencional													
Combustibles	202 392	171 904	146 068	124 013	105 332	89 465	75 988	64 541	54 819	46 561	39 547	33 589	28 529
Gas natural	36 411	30 926	26 268	22 311	18 950	16 095	13 671	11 611	9 862	8 377	7 115	6 043	5 133
Diesel	0 431	0 366	0 311	0 264	0 224	0 190	0 162	0 137	0 117	0 099	0 084	0 071	0 061
Suma	209 234	203 196	172 586	146 588	124 506	105 750	89 820	76 290	64 797	55 036	46 746	39 704	33 723
Carboeléctrica													
Diesel	6 569	7 161	7 807	8 510	9 277	10 113	11 024	12 018	13 101	14 281	15 568	16 971	18 500
Carbón	804 459	876 951	955 975	1 042 121	1 136 029	1 238 400	1 349 995	1 471 647	1 604 261	1 748 826	1 906 417	2 078 209	2 265 483
Suma	811 028	884 112	963 782	1 050 631	1 145 306	1 248 513	1 361 020	1 483 665	1 617 362	1 763 107	1 921 985	2 095 180	2 283 983
Nucleoeléctrica													
División de uranio	121 974	121 974	121 974	121 974	121 974	121 974	121 974	121 974	121 974	121 974	121 974	121 974	121 974
Suma	121 974												
Turbinas													
Gas natural	4 079	4 170	4 263	4 358	4 455	4 555	4 656	4 760	4 867	4 975	5 086	5 200	5 316
Diesel	0 409	0 418	0 428	0 437	0 447	0 457	0 467	0 478	0 488	0 499	0 510	0 522	0 533
Suma	4 488	4 588	4 690	4 795	4 902	5 012	5 124	5 238	5 355	5 474	5 597	5 722	5 849
Combustión interna													
Combustibles	11 314	12 233	13 227	14 302	15 464	16 720	18 078	19 547	21 135	22 852	24 708	26 715	28 885
Diesel	2 328	2 517	2 721	2 942	3 181	3 440	3 719	4 021	4 348	4 701	5 083	5 496	5 943
Suma	13 642	14 750	15 948	17 244	18 645	20 160	21 797	23 568	25 483	27 553	29 791	32 211	34 828
Dual													
Combustibles	6 113	6 093	6 072	6 052	6 032	6 012	5 992	5 972	5 952	5 932	5 912	5 892	5 873
Diesel	0 171	0 171	0 170	0 169	0 169	0 168	0 168	0 167	0 167	0 166	0 166	0 165	0 164
Carbón	115 975	115 589	115 203	114 819	114 436	114 054	113 674	113 295	112 917	112 541	112 165	111 791	111 419
Suma	122 259	121 852	121 445	121 040	120 637	120 235	119 834	119 434	119 036	118 639	118 243	117 849	117 456
Hidroeléctrica (agua)	370 392	371 638	372 889	374 143	375 402	376 666	377 933	379 205	380 481	381 762	383 046	384 335	385 629
Geotermoelectrica (vapor endógena)	81 216	87 832	94 987	102 724	111 092	120 141	129 928	140 511	151 957	164 335	177 722	192 199	207 855
Eoloelectrica (viento)	21 220	22 818	24 536	26 383	28 369	30 505	32 802	35 271	37 927	40 782	43 853	47 154	50 705
Consumo total de energía primaria	3 228 683	3 348 189	3 484 079	3 636 369	3 805 267	3 991 157	4 194 592	4 416 288	4 657 114	4 918 099	5 200 425	5 505 433	5 834 627
Consumo total de combustibles	268 600	241 451	219 091	200 842	186 127	174 463	165 439	158 712	153 992	151 037	149 647	149 653	150 919
Consumo total de gas natural	1 434 650	1 499 001	1 567 670	1 640 707	1 718 188	1 800 217	1 886 921	1 978 445	2 074 958	2 176 648	2 283 720	2 396 198	2 514 926
Consumo total de diesel	10 197	10 936	11 754	12 657	13 649	14 737	15 927	17 227	18 647	20 195	21 881	23 719	25 720
Consumo total de carbón	920 434	992 539	1 071 178	1 156 940	1 250 465	1 352 454	1 463 669	1 584 942	1 717 179	1 861 366	2 018 582	2 190 001	2 376 901
Consumo total de división de uranio	121 974												
Consumo total de combustibles (incluye uranio)	2 755 855	2 865 901	2 991 668	3 133 119	3 290 403	3 463 845	3 653 930	3 861 300	4 086 749	4 331 220	4 595 804	4 881 745	5 190 439

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de CFE (2000c), CFE (2006c), CFE (2007), SENER (2006a) y SENER (2006b)

Evolución del consumo de combustibles para la generación de energía eléctrica en el servicio público al año 2030 para el escenario medio (PJ)

Tecnología y energía primaria	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Ciclo combinado													
Combustibles	17 858	17 103	21 375	23 628	27 209	29 278	32 395	35 930	39 463	43 342	43 598	44 576	45 215
Gas natural	510 380	488 798	610 839	675 280	777 633	836 769	925 835	1 026 885	1 127 850	1 238 708	1 246 023	1 273 969	1 292 240
Diesel	0 166	0 101	0 126	0 140	0 161	0 173	0 192	0 213	0 234	0 256	0 258	0 268	0 268
Suma	528 343	506 002	632 300	699 048	805 003	866 210	958 421	1 063 028	1 167 547	1 282 307	1 289 879	1 318 808	1 337 723
Termoeléctrica convencional													
Combustibles	600 602	623 687	619 966	588 782	562 089	482 480	455 975	416 841	381 073	325 050	270 373	234 899	238 288
Gas natural	108 051	112 205	111 535	105 925	101 123	86 801	82 032	74 992	68 557	58 478	48 678	42 260	42 869
Diesel	1 278	1 237	1 319	1 253	1 196	1 027	0 970	0 887	0 811	0 692	0 576	0 500	0 507
Suma	709 931	737 219	732 820	695 960	664 407	570 308	538 978	492 720	450 441	384 219	319 826	277 659	281 664
Carboeléctrica													
Diesel	1 502	1 554	1 589	1 569	1 546	1 788	1 967	2 191	2 494	3 026	3 633	4 809	5 605
Carbón	183 946	190 246	194 560	192 165	189 331	218 935	240 905	268 270	305 367	370 524	444 866	588 860	686 336
Suma	185 448	191 800	196 149	193 734	190 877	220 713	242 873	270 461	307 860	373 550	448 499	593 669	691 941
Nucleoeléctrica													
División de uranio	117 873	118 015	105 251	113 978	113 127	122 335	125 182	125 553	134 989	125 182	239 409	247 861	235 891
Suma	117 873	118 015	105 251	113 978	113 127	122 335	125 182	125 553	134 989	125 182	239 409	247 861	235 891
Turbinas													
Gas natural	10 027	1 093	2 141	2 696	4 714	3 725	2 980	4 568	3 901	3 934	3 572	3 174	3 990
Diesel	3 892	0 364	0 616	0 673	1 025	0 708	0 496	0 668	0 502	0 447	0 358	0 318	0 400
Suma	13 919	1 457	2 757	3 369	5 739	4 432	3 476	5 237	4 404	4 381	3 931	3 493	4 390
Combustión interna													
Combustibles	3 840	6 420	8 823	9 545	10 296	10 796	10 654	11 170	11 957	11 364	11 644	10 625	10 464
Diesel	4 214	5 642	6 341	5 698	5 168	4 600	3 883	3 504	3 246	2 680	2 396	2 186	2 153
Suma	8 054	12 062	15 165	15 243	15 464	15 395	14 536	14 674	15 203	14 044	14 040	12 811	12 617
Dual													
Combustibles	6 943	7 772	7 284	7 117	6 903	6 835	6 910	6 670	6 413	6 398	6 478	6 317	6 133
Diesel	0 194	0 218	0 204	0 199	0 193	0 191	0 193	0 187	0 180	0 179	0 181	0 177	0 172
Carbón	131 717	147 447	138 196	135 031	130 964	129 665	131 104	126 548	121 673	121 383	122 899	119 850	116 363
Suma	138 854	155 436	145 684	142 348	138 061	136 691	138 208	133 405	128 266	127 960	129 559	126 344	122 609
Hidroeléctrica (agua)	278 440	331 805	263 677	295 745	288 202	305 566	310 588	311 173	310 668	310 548	320 198	320 189	369 149
Geotermoelectrica (vapor endógena)	73 603	59 455	63 166	61 765	64 477	71 002	68 168	66 706	66 766	71 536	74 975	76 469	75 079
Eoloelectrica (viento)	0 050	0 590	3 220	4 260	7 310	14 470	21 960	22 020	21 940	21 750	22 350	21 649	19 734
Consumo total de energía primaria	2 054 516	2 113 841	2 160 280	2 215 449	2 292 668	2 327 143	2 422 391	2 504 975	2 608 025	2 715 477	2 862 666	2 998 891	3 150 877
Consumo total de combustibles	629 242	654 982	637 448	629 072	606 496	529 389	505 934	470 611	438 907	386 154	332 293	296 417	300 100
Consumo total de gas natural	628 438	602 695	724 566	783 901	883 470	927 294	1 010 847	1 106 445	1 200 309	1 301 121	1 298 273	1 319 402	1 339 099
Consumo total de diesel	11 186	9 206	10 196	9 533	9 289	8 487	7 702	7 466	7 466	7 280	7 462	8 253	9 104
Consumo total de carbón	315 664	337 693	327 756	327 197	320 296	348 601	372 010	394 817	427 040	491 907	567 765	708 710	802 700
Consumo total de división de uranio	117 873	118 015	105 251	113 978	113 127	122 335	125 182	125 553	134 989	125 182	239 409	247 861	235 891
Consumo total de combustibles (incluye uranio)	1 702 422	1 721 991	1 830 216	1 863 680	1 932 679	1 936 105	2 021 675	2 105 076	2 208 710	2 311 643	2 445 143	2 580 644	2 686 894

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de CFE (2000c), CFE (2006c), CFE (2007), SENER (2006a) y SENER (2006b)

Evolución del consumo de combustibles para la generación de energía eléctrica en el servicio público al año 2030 para el escenario medio (continuación)

Tecnología y energía primaria	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Ciclo combinado													
Combustibles	47 543	48 754	51 325	54 024	56 858	58 616	61 743	65 026	68 473	70 891	74 694	78 686	82 878
Gas natural	1 358 783	1 393 392	1 466 866	1 544 003	1 624 986	1 675 228	1 764 608	1 858 441	1 956 930	2 026 058	2 134 747	2 248 848	2 368 633
Diesel	0 281	0 288	0 304	0 330	0 336	0 347	0 365	0 385	0 405	0 419	0 442	0 466	0 490
Suma	1 406 608	1 442 435	1 518 495	1 598 347	1 682 180	1 734 190	1 826 717	1 923 852	2 025 828	2 097 368	2 209 883	2 328 000	2 452 001
Termoelectrica convencional													
Combustibles	202 392	171 904	146 068	124 013	105 332	89 465	75 988	64 541	54 819	46 561	39 547	33 589	28 529
Gas natural	36 411	30 926	26 268	22 311	18 950	16 095	13 671	11 611	9 862	8 377	7 115	6 043	5 133
Diesel	0 431	0 366	0 311	0 264	0 224	0 190	0 162	0 137	0 117	0 099	0 084	0 071	0 061
Suma	239 234	203 196	172 586	146 588	124 506	105 750	89 820	76 290	64 797	55 036	46 746	39 704	33 723
Carboeléctrica													
Diesel	6 149	6 322	6 969	7 674	8 443	8 864	9 778	10 774	11 860	12 630	13 920	15 327	16 860
Carbón	752 944	774 138	853 379	939 740	1 033 864	1 083 474	1 197 392	1 319 364	1 452 299	1 546 635	1 704 652	1 876 868	2 064 565
Suma	759 093	780 460	860 348	947 414	1 042 307	1 094 339	1 207 170	1 330 138	1 464 158	1 559 265	1 718 572	1 892 195	2 081 424
Nucleoeléctrica													
División de uranio	235 512	351 647	351 082	350 517	349 953	465 156	464 408	463 660	462 914	577 193	576 264	575 337	574 411
Suma	235 512	351 647	351 082	350 517	349 953	465 156	464 408	463 660	462 914	577 193	576 264	575 337	574 411
Turbinas													
Gas natural	4 079	4 170	4 263	4 358	4 455	4 555	4 656	4 760	4 867	4 975	5 086	5 200	5 316
Diesel	0 409	0 418	0 428	0 437	0 447	0 457	0 467	0 478	0 488	0 499	0 510	0 522	0 533
Suma	4 488	4 588	4 690	4 795	4 902	5 012	5 124	5 238	5 355	5 474	5 597	5 722	5 849
Combustión interna													
Combustibles	11 314	12 233	13 227	14 302	15 464	16 720	18 078	19 547	21 135	22 852	24 708	26 715	28 885
Diesel	2 328	2 517	2 721	2 942	3 181	3 440	3 719	4 021	4 348	4 701	5 083	5 496	5 943
Suma	13 642	14 750	15 948	17 244	18 645	20 160	21 797	23 568	25 483	27 553	29 791	32 211	34 828
Dual													
Combustibles	6 113	6 093	6 072	6 052	6 032	6 012	5 992	5 972	5 952	5 932	5 912	5 892	5 873
Diesel	0 171	0 171	0 170	0 169	0 169	0 168	0 168	0 167	0 167	0 166	0 166	0 165	0 164
Carbón	115 975	115 589	115 203	114 819	114 436	114 054	113 674	113 295	112 917	112 541	112 165	111 791	111 419
Suma	122 259	121 852	121 445	121 040	120 637	120 235	119 834	119 434	119 036	118 639	118 243	117 849	117 456
Hidroeléctrica (agua)	370 392	371 638	372 889	374 143	375 402	376 666	377 933	379 205	380 481	381 762	383 046	384 335	385 629
Geotermoelectrica (vapor endógena)	81 216	87 832	94 987	102 724	111 092	120 141	129 928	140 511	151 957	164 335	177 722	192 199	207 855
Eoloelectrica (viento)	21 220	22 818	24 536	26 383	28 369	30 505	32 802	35 271	37 927	40 782	43 853	47 154	50 705
Consumo total de energía primaria	3 253 664	3 401 216	3 537 006	3 689 196	3 857 993	4 072 153	4 275 531	4 497 168	4 737 936	5 027 407	5 309 716	5 614 706	5 943 880
Consumo total de combustibles	267 363	238 984	216 633	198 391	183 685	170 812	161 801	155 086	150 378	146 235	144 861	144 883	146 165
Consumo total de gas natural	1 399 273	1 428 488	1 497 397	1 570 672	1 648 391	1 695 878	1 782 935	1 874 813	1 971 679	2 039 409	2 146 948	2 260 091	2 379 081
Consumo total de diesel	9 769	10 082	10 902	11 807	12 800	13 466	14 659	15 962	17 384	18 515	20 206	22 047	24 051
Consumo total de carbón	868 920	889 727	968 582	1 054 559	1 148 300	1 199 529	1 311 066	1 432 659	1 565 216	1 659 176	1 816 817	1 988 660	2 175 983
Consumo total de división de uranio	235 512	351 647	351 082	350 517	349 953	465 156	464 408	463 660	462 914	577 193	576 264	575 337	574 411
Consumo total de combustibles (incluye uranio)	2 780 836	2 918 928	3 044 595	3 185 946	3 343 129	3 544 841	3 734 869	3 942 181	4 167 571	4 440 528	4 705 095	4 991 017	5 299 692

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de CFE (2000c), CFE (2006c), CFE (2007), SENER (2006a) y SENER (2006b)

Evolución del consumo de combustibles para la generación de energía eléctrica en el servicio público al año 2030 para el escenario alto (Pj)

Tecnología y energía primaria	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Ciclo combinado													
Combustibles	17 858	17 103	21 375	23 628	27 209	29 278	32 395	35 930	39 463	43 342	43 598	44 576	43 973
Gas natural	510 380	488 798	610 839	675 280	777 633	836 769	925 835	1 026 885	1 127 850	1 238 708	1 246 023	1 273 969	1 256 743
Diesel	0 166	0 101	0 126	0 140	0 161	0 173	0 192	0 213	0 234	0 256	0 258	0 264	0 260
Suma	528 343	506 002	632 300	699 048	805 003	866 210	958 421	1 063 028	1 167 547	1 282 307	1 289 879	1 318 808	1 300 976
Termoeléctrica convencional													
Combustibles	600 602	623 687	619 966	588 782	562 089	482 480	455 975	416 841	381 073	325 050	270 373	234 899	238 288
Gas natural	108 051	112 205	111 535	105 925	101 123	86 801	82 032	74 992	68 557	58 478	48 678	42 260	42 869
Diesel	1 278	1 237	1 319	1 253	1 196	1 027	0 970	0 887	0 811	0 692	0 576	0 500	0 507
Suma	709 931	737 219	732 820	695 960	664 407	570 308	538 978	492 720	450 441	384 219	319 826	277 659	281 664
Carboeléctrica													
Diesel	1 502	1 554	1 589	1 569	1 546	1 788	1 967	2 191	2 494	3 026	3 633	4 809	5 183
Carbón	183 946	190 246	194 560	192 165	189 331	218 935	240 905	268 270	305 367	370 524	444 866	588 860	634 713
Suma	185 448	191 800	196 149	193 734	190 877	220 723	242 873	270 461	307 860	373 550	448 499	593 669	639 896
Nucleoeléctrica													
División de uranio	117 873	118 015	105 251	113 978	113 127	122 335	125 182	125 553	134 989	125 182	239 409	247 861	352 782
Suma	117 873	118 015	105 251	113 978	113 127	122 335	125 182	125 553	134 989	125 182	239 409	247 861	352 782
Turbo gas													
Gas natural	10 027	1 093	2 141	2 696	4 714	3 725	2 980	4 568	3 901	3 934	3 572	3 174	3 990
Diesel	3 892	0 364	0 616	0 673	1 025	0 708	0 496	0 668	0 502	0 447	0 358	0 318	0 400
Suma	13 919	1 457	2 757	3 369	5 739	4 432	3 476	5 237	4 404	4 381	3 931	3 493	4 390
Combustión interna													
Combustibles	3 840	6 420	8 823	9 545	10 296	10 796	10 654	11 170	11 957	11 364	11 644	10 625	10 464
Diesel	4 214	5 642	6 341	5 698	5 168	4 600	3 883	3 504	3 246	2 680	2 396	2 186	2 153
Suma	8 054	12 062	15 165	15 243	15 464	15 395	14 536	14 674	15 203	14 044	14 040	12 811	12 617
Dual													
Combustibles	6 943	7 772	7 284	7 117	6 903	6 835	6 910	6 670	6 413	6 398	6 478	6 317	6 133
Diesel	0 194	0 218	0 204	0 199	0 193	0 191	0 193	0 187	0 180	0 179	0 181	0 177	0 172
Carbón	131 717	147 447	138 196	135 031	130 964	129 665	131 104	126 548	121 673	121 383	122 899	119 850	116 363
Suma	138 854	155 436	145 684	142 348	138 061	136 691	138 208	133 405	128 266	127 960	129 559	126 344	122 669
Hidroeléctrica (agua)	278 440	331 805	263 677	295 745	288 202	305 566	310 588	311 173	310 668	310 548	320 198	320 189	369 149
Geotermoeléctrica (vapor endógena)	73 603	59 455	63 166	61 765	64 477	71 002	68 168	66 706	66 766	71 536	74 975	76 469	75 079
Eololéctrica (viento)	0 050	0 590	3 220	4 260	7 310	14 470	21 960	22 020	21 940	21 750	22 350	21 649	19 734
Consumo total de energía primaria	2 054 516	2 113 841	2 160 280	2 215 449	2 292 668	2 327 143	2 422 391	2 504 975	2 608 025	2 715 477	2 862 666	2 998 891	3 178 976
Consumo total de combustibles	629 242	654 982	637 448	629 072	606 496	529 389	505 934	470 611	438 307	386 154	332 293	296 417	298 858
Consumo total de gas natural	628 438	602 695	724 566	783 901	883 470	927 294	1 010 847	1 106 445	1 200 309	1 301 121	1 298 273	1 319 402	1 303 602
Consumo total de diesel	11 186	9 206	10 196	9 533	9 289	8 487	7 702	7 466	7 466	7 280	7 462	8 253	8 675
Consumo total de carbón	315 664	337 693	332 756	327 197	320 296	348 601	372 010	394 817	427 040	491 907	567 765	708 710	751 077
Consumo total de división de uranio	117 873	118 015	105 251	113 978	113 127	122 335	125 182	125 553	134 989	125 182	239 409	247 861	352 782
Consumo total de combustibles (incluye uranio)	1 702 422	1 721 991	1 830 216	1 863 680	1 932 679	1 936 105	2 021 675	2 105 076	2 208 710	2 311 643	2 445 143	2 580 644	2 714 993

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de CFE (2000c), CFE (2006c), CFE (2007), SENER (2006a) y SENER (2006b)

Evolución del consumo de combustibles para la generación de energía eléctrica en el servicio público al año 2030 para el escenario alto (continuación)

Tecnología y energía primaria	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Ciclo combinado													
Combustibles	46.306	47.521	50.096	51.574	54.416	56.182	59.317	61.400	64.859	67.290	71.105	73.917	78.124
Gas natural	1.323.406	1.358.136	1.431.729	1.473.968	1.555.189	1.605.668	1.695.285	1.754.810	1.833.670	1.923.129	2.032.168	2.112.541	2.232.788
Diesel	0.274	0.281	0.296	0.305	0.322	0.332	0.351	0.363	0.384	0.398	0.421	0.437	0.462
Suma	1.369.986	1,405,937	1,482,112	1,525,847	1,609,927	1,662,182	1,754,953	1,816,573	1,918,913	1,990,817	2,103,693	2,186,895	2,311,375
Termoelectrica convencional													
Combustibles	202.392	171.904	146.068	124.013	105.332	89.465	75.988	64.541	54.819	46.561	39.547	33.589	28.529
Gas natural	36.411	30.926	26.268	22.311	18.950	16.095	13.671	11.611	9.862	8.377	7.115	6.043	5.133
Diesel	0.431	0.366	0.311	0.264	0.224	0.190	0.162	0.137	0.117	0.099	0.084	0.071	0.061
Suma	239.234	203.196	172,586	146,588	124,506	105,750	89,820	76,290	64,797	55,036	46,746	39,704	33,723
Carboeléctrica													
Diesel	5.728	5.902	6.550	6.838	7.608	8.032	8.947	9.531	10.619	11.392	12.685	13.683	15.219
Carbón	701.430	722.732	802.081	837.360	931.699	983.524	1,095.656	1,167.082	1,300.336	1,394.992	1,553.328	1,675.527	1,863.647
Suma	707.158	728.634	808.631	844.198	939.307	991.556	1,104.603	1,176.612	1,310.955	1,406.384	1,566.012	1,689.210	1,878.866
Nucleoeléctrica													
División de uranio	352.214	468.162	467.409	582.797	581.859	696.689	695.568	809.843	808.540	922.262	920.778	1,033.950	1,032.286
Suma	352.214	468.162	467.409	582.797	581.859	696.689	695.568	809.843	808.540	922.262	920.778	1,033.950	1,032.286
Turbo gas													
Gas natural	4.079	4.170	4.263	4.358	4.455	4.555	4.656	4.760	4.867	4.975	5.086	5.200	5.316
Diesel	0.409	0.418	0.428	0.437	0.447	0.457	0.467	0.478	0.488	0.499	0.510	0.522	0.533
Suma	4.488	4.588	4.690	4.795	4.902	5.012	5.124	5.238	5.355	5.474	5.597	5.722	5.849
Combustión interna													
Combustibles	11.314	12.233	13.227	14.302	15.464	16.720	18.078	19.547	21.135	22.852	24.708	26.715	28.885
Diesel	2.328	2.517	2.721	2.942	3.181	3.440	3.719	4.021	4.348	4.701	5.083	5.496	5.943
Suma	13.642	14.750	15.948	17.244	18.645	20.160	21.797	23.568	25.483	27.553	29.791	32.211	34.828
Dual													
Combustibles	6.113	6.093	6.072	6.052	6.032	6.012	5.992	5.972	5.952	5.932	5.912	5.892	5.873
Diesel	0.171	0.171	0.170	0.169	0.169	0.168	0.168	0.167	0.167	0.166	0.166	0.165	0.164
Carbón	315.975	315.589	315.203	314.819	314.436	314.054	313.674	313.295	312.917	312.541	312.165	311.791	311.419
Suma	122.259	121.852	121.445	121.040	120.637	120.235	119.834	119.434	119.036	118.639	118.243	117.849	117.456
Hidroeléctrica (agua)	370.392	371.638	372.889	374.143	375.402	376.666	377.933	379.205	380.481	381.762	383.046	384.335	385.629
Geotermoelectrica (vapor endógena)	81.216	87.832	94.987	102.724	111.092	120.141	129.928	140.511	151.957	164.335	177.722	192.199	207.855
Eoloelectrica (viento)	21.220	22.818	24.536	26.383	28.369	30.505	32.802	35.271	37.927	40.782	43.853	47.154	50.705
Consumo total de energía primaria	3,281,809	3,429,407	3,565,243	3,745,760	3,924,646	4,128,895	4,332,362	4,581,546	4,873,444	5,113,044	5,395,481	5,729,229	6,058,572
Consumo total de combustibles	266.125	237.750	215.403	195.941	181.243	168.378	159.375	151.460	146.764	142.634	141.272	140.114	141.412
Consumo total de gas natural	1,363,897	1,393,232	1,462,260	1,500,637	1,578,594	1,626,318	1,713,612	1,771,181	1,868,399	1,936,481	2,044,369	2,123,783	2,243,237
Consumo total de diesel	9.341	9.655	10.476	10.956	11.952	12.619	13.814	14.697	16.122	17.255	18.949	20.374	22.382
Consumo total de carbón	817.405	838.321	917.284	952.179	1,046.135	1,097.579	1,209.330	1,280.377	1,413.253	1,507.533	1,665.493	1,787.319	1,975.066
Consumo total de división de uranio	352.214	468.162	467.409	582.797	581.859	696.689	695.568	809.843	808.540	922.262	920.778	1,033.950	1,032.286
Consumo total de combustibles (incluye uranio)	2,808,981	2,947,119	3,071,832	3,242,509	3,399,783	3,601,583	3,791,699	4,021,558	4,253,078	4,526,165	4,790,860	5,105,540	5,414,384

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de CFE (2000c), CFE (2006c), CFE (2007), SENER (2006a) y SENER (2006b)

Anexo V.4

**Evolución de las emisiones contaminantes para los
escenarios de referencia, medio y alto**

Evolución de las emisiones contaminantes provenientes de cada combustible fósil al año 2030 para el escenario de referencia, servicio público (ton)

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Combustibles y contaminante													
Combustibles													
CO ₂	49,143,832	51,154,106	51,346,695	49,130,515	47,367,373	41,845,385	39,531,654	36,754,755	34,278,607	30,158,596	26,049,429	23,267,561	23,534,838
CO	8,998	9,366	9,402	8,996	8,673	7,579	7,235	6,728	6,276	5,522	4,770	4,257	4,369
NO _x	128,895	134,271	134,777	128,332	124,332	108,525	103,716	96,475	89,976	79,161	68,376	61,021	61,775
PO _x	887,252	923,525	927,002	886,991	855,160	746,438	713,367	663,562	618,858	544,477	470,290	419,705	424,893
Hidrocarburos no quemados													
Partículas suspendidas	58,977	61,596	61,577	58,881	56,768	49,551	47,335	44,049	41,082	36,144	31,219	27,861	28,208
Gas natural													
CO ₂	35,256,494	33,777,536	40,648,125	43,976,846	49,562,678	52,021,209	56,768,529	62,071,568	67,337,331	72,992,878	74,831,339	76,016,678	77,114,859
CO	12,569	12,042	14,491	15,678	17,669	18,546	20,217	22,129	24,066	26,022	26,678	27,100	27,492
NO _x	157,114	150,574	181,141	195,975	220,848	231,824	252,712	276,611	300,077	325,280	338,473	358,755	343,449
PO _x	5,505	5,274	6,347	6,867	7,739	8,129	8,855	9,692	10,515	11,398	11,685	11,870	12,041
Hidrocarburos no quemados													
Partículas suspendidas	4,864	4,660	5,608	6,067	6,838	7,177	7,824	8,564	9,290	10,071	10,324	10,488	10,639
Diesel													
CO ₂	825,607	679,473	752,544	703,394	685,657	626,396	568,458	564,602	551,033	537,358	578,418	640,912	703,627
CO	699	575	637	596	581	530	481	478	467	455	490	543	596
NO _x	13,982	11,507	12,745	11,916	11,612	10,608	9,627	9,562	9,332	9,180	9,796	10,854	11,916
PO _x	7,517	6,186	6,852	6,466	6,243	5,703	5,176	5,140	5,017	4,892	5,266	5,835	6,406
Hidrocarburos no quemados													
Partículas suspendidas	1,644	1,353	1,499	1,401	1,366	1,248	1,132	1,124	1,097	1,070	1,152	1,276	1,401
Carbón													
CO ₂	29,734,454	31,809,567	31,344,473	30,620,834	30,170,783	32,817,005	35,042,077	37,190,482	40,225,753	46,335,970	56,410,752	71,691,300	80,474,347
CO	3,157	3,377	3,328	3,272	3,293	3,486	3,720	3,948	4,276	4,919	6,201	7,604	8,543
NO _x	233,391	249,893	246,239	242,126	237,019	257,064	273,287	292,165	316,010	364,011	438,009	562,729	632,199
PO _x	171,090	183,030	180,354	177,341	173,600	188,941	201,629	213,991	231,456	266,613	336,091	412,161	463,043
Hidrocarburos no quemados													
Partículas suspendidas	1,686	1,863	1,777	1,747	1,719	1,862	1,987	2,108	2,289	2,627	3,311	4,061	4,562
Emisiones totales por tipo de contaminante													
CO ₂	114,960,387	117,420,683	124,091,838	124,631,789	127,786,491	126,829,876	131,832,518	136,581,407	142,392,725	150,024,802	159,869,929	171,536,393	181,827,671
CO	25,423	25,360	27,858	28,541	30,126	30,133	31,653	33,285	35,020	36,918	38,138	39,504	40,940
NO _x	533,682	546,195	574,902	578,976	593,830	608,921	641,349	674,813	713,395	777,553	870,514	973,359	1,049,539
PO _x	1,071,343	1,118,015	1,126,554	1,077,605	1,042,742	949,206	929,027	892,886	863,846	827,380	823,332	849,571	906,183
Hidrocarburos no quemados													
Partículas suspendidas	67,091	69,123	79,421	88,097	96,682	93,837	98,298	103,944	107,520	109,912	116,007	123,686	130,808
Total	117,160,985	119,702,114	126,412,774	126,893,175	130,013,960	128,924,983	133,929,581	138,656,651	144,467,757	152,098,973	162,016,946	173,831,428	184,257,236

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de CFE (2000c), CFE (2006c), CFE (2007), SENER (2006a), SENER (2006b) y UNAM – PEMEX (1995)

Evolución de las emisiones contaminantes provenientes de cada combustible fósil al año 2030 para el escenario de referencia, servicio público (continuación)

Combustible y contaminante	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Combustibles													
CO ₂	20,977,690	18,857,334	17,111,045	15,681,740	14,536,538	13,625,538	12,920,782	12,395,377	12,026,745	11,795,968	11,687,392	11,687,884	11,786,739
CO	3,841	3,453	3,133	2,872	2,662	2,495	2,366	2,270	2,202	2,160	2,140	2,140	2,158
NO _x	55,063	49,497	44,934	41,173	38,156	35,765	33,915	32,536	31,568	30,963	30,678	30,679	30,938
PO _x	378,727	340,446	308,919	283,187	262,439	245,992	233,269	223,783	217,128	212,962	211,002	211,010	212,795
Hidrocarburos no quemados	25,141	22,600	20,507	18,799	17,422	16,330	15,485	14,855	14,414	14,137	14,007	14,008	14,128
Partículas suspendidas	183,185	164,670	149,420	136,974	126,939	118,984	112,829	108,241	105,022	103,607	102,059	102,063	102,256
Gas natural													
CO ₂	80,483,869	84,093,981	87,646,300	92,043,639	96,390,352	100,692,201	105,856,246	110,990,760	116,405,159	122,109,948	128,116,685	134,437,952	141,087,348
CO	28,693	29,980	31,353	32,814	34,364	36,004	37,738	39,569	41,499	43,533	45,674	47,928	50,299
NO _x	358,663	374,750	391,918	410,177	429,547	450,054	471,780	494,611	518,740	544,162	570,930	599,100	628,731
PO _x	12,568	13,131	13,733	14,373	15,051	15,770	16,529	17,331	18,177	19,067	20,005	20,992	22,031
Hidrocarburos no quemados	11,104	11,602	12,134	12,699	13,299	13,934	14,605	15,313	16,060	16,847	17,676	18,548	19,466
Partículas suspendidas	37,157	38,824	40,603	42,494	44,501	46,626	48,871	51,242	53,741	56,375	59,148	62,067	65,137
Diesel													
CO ₂	752,612	807,173	867,595	934,219	1,007,443	1,087,721	1,175,565	1,271,550	1,376,313	1,490,562	1,615,072	1,750,699	1,898,380
CO	637	683	735	791	853	921	995	1,077	1,165	1,262	1,368	1,482	1,607
NO _x	12,746	13,670	14,693	15,821	17,061	18,421	19,909	21,534	23,308	25,243	27,352	29,649	32,150
PO _x	6,852	7,349	7,899	8,506	9,172	9,903	10,703	11,577	12,531	13,571	14,704	15,929	17,354
Hidrocarburos no quemados	1,499	1,608	1,728	1,861	2,006	2,166	2,341	2,532	2,741	2,969	3,217	3,487	3,781
Partículas suspendidas	4,487	4,812	5,172	5,569	6,006	6,484	7,008	7,580	8,205	8,886	9,628	10,436	11,317
Carbón													
CO ₂	86,701,829	93,493,902	100,961,431	108,879,866	117,789,652	127,396,682	137,872,787	149,296,271	161,752,492	175,334,562	190,143,739	206,290,781	223,894,568
CO	9,204	9,925	10,712	11,569	12,505	13,523	14,637	15,849	17,172	18,614	20,186	21,900	23,769
NO _x	681,121	734,479	792,672	856,135	925,344	1,000,816	1,083,115	1,172,857	1,276,712	1,377,411	1,493,251	1,620,601	1,758,907
PO _x	498,875	537,056	580,579	627,061	677,252	733,030	793,309	859,039	930,711	1,008,863	1,094,072	1,186,980	1,288,280
Hidrocarburos no quemados	4,915	5,300	5,720	6,178	6,677	7,222	7,816	8,464	9,170	9,940	10,779	11,685	12,693
Partículas suspendidas	153,713	165,754	178,887	193,209	208,828	225,860	244,433	264,685	286,769	310,848	337,103	365,730	396,342
Emisiones totales por tipo de contaminante													
CO ₂	188,916,001	197,252,389	206,826,871	217,643,664	229,723,985	243,102,142	257,825,380	273,953,957	291,560,709	310,731,010	331,562,839	354,187,315	378,608,627
CO	42,376	44,042	45,933	48,047	50,383	52,945	55,736	58,765	62,028	65,569	69,348	73,450	77,833
NO _x	1,107,593	1,172,397	1,244,196	1,323,306	1,410,109	1,505,056	1,608,689	1,721,538	1,844,328	1,977,779	2,122,710	2,280,028	2,450,728
PO _x	897,022	898,883	911,129	933,126	964,415	1,004,696	1,053,810	1,111,790	1,178,546	1,254,461	1,339,783	1,434,923	1,540,390
Hidrocarburos no quemados	42,659	41,110	40,089	39,537	39,404	39,652	40,247	41,165	42,385	43,893	45,679	47,737	50,665
Partículas suspendidas	378,542	374,060	374,082	378,246	386,273	397,953	413,141	431,747	453,377	479,116	507,928	540,296	576,322
Total	191,384,191	199,782,880	209,441,800	220,365,736	232,524,570	246,302,444	260,996,984	277,338,903	295,141,244	314,551,827	335,648,367	358,543,290	383,363,964

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de CFE (2000c), CFE (2006c), CFE (2007), SENER (2006a), SENER (2006b) y UNAM – PEMEX (1995)

Evolución de las emisiones contaminantes provenientes de cada combustible fósil al año 2030 para el escenario medio, servicio público (ton)

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Combustible y contaminante													
Combustibles													
CO ₂	49,143,832	51,154,106	51,346,695	49,130,515	47,367,373	41,945,385	39,531,654	36,754,755	34,278,607	30,158,596	25,952,085	23,150,167	21,497,835
CO	8,998	9,366	9,402	8,996	8,673	7,579	7,235	6,728	6,276	5,522	4,752	4,239	4,291
NO _x	128,895	134,271	134,777	128,332	124,332	108,525	103,716	96,475	89,976	79,161	68,120	60,765	61,521
PO _x	887,252	923,525	927,002	886,991	855,160	746,438	713,367	663,562	618,858	544,477	468,533	412,948	423,341
Hidrocarburos no quemados													
Partículas suspendidas	58,397	61,396	61,337	58,881	56,768	49,551	47,335	44,049	41,082	36,144	31,103	27,745	28,089
	429,143	446,698	448,380	429,877	413,631	361,043	345,047	320,957	299,334	263,357	226,634	202,156	204,668
Gas natural													
CO ₂	35,256,494	33,777,536	40,648,125	43,976,846	49,562,678	52,021,209	56,768,529	62,071,568	67,337,331	72,992,878	72,833,137	74,018,476	75,122,456
CO	12,569	12,042	14,491	15,678	17,669	18,546	20,217	22,129	24,006	26,022	28,965	36,388	36,782
NO _x	157,114	150,574	181,141	195,975	220,848	231,824	252,712	276,611	300,077	325,280	354,568	379,851	394,775
PO _x	5,505	5,274	6,347	6,867	7,739	8,123	8,855	9,692	10,515	11,398	11,373	11,558	11,791
Hidrocarburos no quemados													
Partículas suspendidas	4,864	4,660	5,608	6,067	6,838	7,177	7,824	8,564	9,290	10,071	10,049	10,212	10,365
	16,277	15,594	18,766	20,303	22,882	24,017	26,181	28,657	31,088	33,699	35,625	34,173	34,683
Diesel													
CO ₂	825,607	679,473	752,544	703,394	685,657	626,396	568,458	564,602	551,033	537,358	546,333	609,186	671,269
CO	699	575	637	596	581	530	481	478	467	455	463	516	569
NO _x	13,982	11,507	12,745	11,916	11,612	10,608	9,627	9,562	9,332	9,180	9,252	10,317	11,389
PO _x	7,517	6,186	6,852	6,466	6,243	5,703	5,176	5,140	5,017	4,892	4,974	5,546	6,118
Hidrocarburos no quemados													
Partículas suspendidas	1,644	1,353	1,499	1,401	1,366	1,248	1,132	1,134	1,097	1,070	1,088	1,213	1,338
	4,922	4,051	4,486	4,194	4,087	3,734	3,389	3,366	3,285	3,203	3,257	3,632	4,006
Carbón													
CO ₂	29,734,454	31,809,567	31,344,473	30,620,834	30,170,783	32,817,005	35,042,077	37,190,482	40,225,753	46,335,970	51,481,579	66,758,131	75,611,626
CO	3,157	3,377	3,328	3,272	3,203	3,486	3,720	3,948	4,279	4,919	5,678	7,087	8,027
NO _x	233,391	249,893	246,239	242,126	237,019	257,064	273,287	292,165	316,010	364,011	420,146	524,445	593,998
PO _x	171,090	183,030	180,354	177,341	173,600	188,941	201,629	213,991	231,456	266,613	307,729	384,121	435,063
Hidrocarburos no quemados													
Partículas suspendidas	1,686	1,863	1,777	1,747	1,719	1,862	1,987	2,108	2,289	2,627	3,032	3,785	4,286
	52,716	56,395	55,570	54,642	53,489	58,216	62,126	65,935	71,316	82,148	94,817	118,355	134,051
Emisiones totales por tipo de contaminante													
CO ₂	114,960,387	117,420,683	124,091,838	124,631,789	127,786,491	126,829,876	131,832,518	136,381,407	142,392,725	150,024,802	152,813,124	164,335,959	174,844,885
CO	25,423	25,360	27,858	28,541	30,126	30,133	31,653	33,285	35,020	36,918	38,858	38,230	39,669
NO _x	533,682	546,195	574,902	578,976	593,830	608,921	641,343	674,813	713,395	777,553	822,087	925,378	1,001,673
PO _x	1,071,343	1,118,015	1,126,554	1,077,605	1,042,742	949,206	929,027	892,386	863,846	827,380	792,609	819,173	876,093
Hidrocarburos no quemados													
Partículas suspendidas	67,091	69,113	79,421	88,097	96,682	93,837	98,298	103,946	113,750	126,427	143,271	172,955	188,079
	503,058	522,737	527,202	508,166	494,689	447,010	436,742	418,214	403,023	382,408	358,323	358,315	377,408
Total	117,160,985	119,702,114	126,412,774	126,893,125	130,013,960	128,924,983	133,929,581	138,656,651	144,467,787	152,098,973	154,868,272	166,720,010	177,183,767

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de CFE (2000c), CFE (2006c), CFE (2007), SENER (2006a), SENER (2006b) y UNAM – PEMEX (1995)

Evolución de las emisiones contaminantes provenientes de cada combustible fósil al año 2030 para el escenario medio, servicio público (continuación)

Combustible y contaminante	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Combustibles													
CO ₂	20,881,016	18,664,643	16,919,009	15,494,356	14,345,805	13,340,410	12,536,623	12,112,183	11,744,514	11,420,967	11,133,636	11,315,398	11,415,518
CO	3,823	3,417	3,098	2,877	2,627	2,443	2,314	2,218	2,150	2,091	2,072	2,072	2,090
NO _x	54,309	48,992	44,410	40,670	37,655	35,016	33,169	31,793	30,827	29,978	29,696	29,701	29,964
PO _x	378,381	336,967	305,452	279,732	258,996	240,845	228,139	218,671	212,033	206,192	204,254	204,286	206,993
Hidrocarburos no quemados	25,025	22,369	20,777	18,569	17,193	15,988	15,145	14,516	14,075	13,688	13,559	13,561	13,681
Partículas suspendidas	182,341	162,587	147,743	135,383	125,273	116,494	110,348	105,768	102,558	99,732	98,795	98,811	99,683
Gas natural													
CO ₂	78,499,232	80,138,192	84,603,951	88,114,684	92,474,746	95,138,747	100,022,680	105,177,014	110,611,165	114,410,870	120,443,765	128,791,101	133,466,478
CO	27,985	28,570	29,948	31,413	32,968	33,918	35,659	37,496	39,434	40,788	42,939	45,202	47,582
NO _x	349,818	357,122	374,349	392,668	412,098	433,969	445,734	468,703	492,920	509,852	536,737	563,023	594,770
PO _x	12,258	12,514	13,117	13,759	14,440	14,856	15,619	16,433	17,272	17,865	18,807	19,798	20,841
Hidrocarburos no quemados	10,830	11,056	11,390	11,757	12,159	12,591	13,000	13,511	14,261	15,785	16,617	17,493	18,414
Partículas suspendidas	36,241	36,998	38,783	40,680	42,693	43,923	46,178	48,558	51,066	52,821	55,606	58,536	61,618
Diesel													
CO ₂	723,022	744,126	804,682	871,440	944,797	993,952	1,081,995	1,178,179	1,283,141	1,366,595	1,491,369	1,627,259	1,773,202
CO	611	630	681	738	800	842	916	998	1,087	1,157	1,263	1,378	1,503
NO _x	12,211	12,692	13,628	14,758	16,000	16,833	18,324	19,953	21,730	23,144	25,237	27,598	30,064
PO _x	6,565	6,775	7,328	7,934	8,682	9,049	9,851	10,727	11,682	12,442	13,578	14,815	16,162
Hidrocarburos no quemados	1,436	1,482	1,603	1,736	1,882	1,980	2,155	2,346	2,556	2,722	2,970	3,241	3,535
Partículas suspendidas	4,298	4,436	4,797	5,195	5,632	5,925	6,450	7,023	7,649	8,147	8,890	9,701	10,582
Carbón													
CO ₂	81,849,334	83,809,321	91,237,217	99,435,976	108,166,043	112,991,626	123,498,625	134,951,739	147,438,126	156,288,819	171,138,110	187,325,129	204,970,992
CO	8,689	8,897	9,686	10,546	11,483	11,993	13,111	14,327	15,652	16,592	18,148	19,887	21,760
NO _x	643,001	658,398	716,751	780,374	849,742	887,651	970,189	1,060,368	1,138,200	1,227,790	1,344,445	1,471,698	1,610,228
PO _x	479,954	482,232	524,972	571,571	622,379	650,145	710,598	776,501	848,347	899,273	984,713	1,077,854	1,179,383
Hidrocarburos no quemados	4,649	4,751	5,172	5,631	6,132	6,495	7,081	7,650	8,338	8,860	9,702	10,619	11,620
Partículas suspendidas	145,110	148,584	161,753	176,111	191,766	200,321	218,948	239,254	261,391	277,682	303,408	332,106	363,389
Emisiones totales por tipo de contaminante													
CO ₂	181,950,693	183,356,282	192,964,859	203,816,456	215,931,391	222,464,735	237,239,323	253,419,114	271,676,946	283,487,252	304,386,880	327,698,877	351,627,982
CO	41,108	41,515	43,413	45,534	47,878	49,197	51,999	55,038	58,323	60,628	64,441	68,538	72,935
NO _x	1,059,839	1,077,114	1,148,137	1,226,470	1,315,496	1,383,470	1,467,416	1,580,617	1,703,737	1,790,764	1,936,135	2,093,890	2,265,028
PO _x	866,758	878,488	950,867	1,027,996	1,114,416	1,184,395	1,284,206	1,402,322	1,489,334	1,535,772	1,651,354	1,742,479	1,842,479
Hidrocarburos no quemados	41,932	39,659	38,641	38,093	37,965	37,499	38,100	39,024	40,230	41,504	42,848	44,914	47,250
Partículas suspendidas	867,990	853,005	853,076	857,290	865,365	866,663	881,524	900,604	922,644	937,782	966,700	999,154	1,033,275
Total	184,338,230	185,706,082	195,399,994	206,358,839	218,602,511	225,196,460	240,142,968	256,516,718	274,391,254	286,953,253	308,118,359	331,082,127	355,970,547

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de CFE (2000c), CFE (2006c), CFE (2007), SENER (2006a), SENER (2006b) y UNAM – PEMEX (1995)

Evolución de las emisiones contaminantes provenientes de cada combustible fósil al año 2030 para el escenario alto, servicio público (ton)

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Combustible y contaminante													
Combustibles													
CO ₂	49,143,832	51,154,106	51,346,695	49,130,515	47,367,373	41,845,285	39,513,654	36,754,755	34,278,607	30,158,596	25,952,085	23,150,167	21,340,831
CO	8,998	9,366	9,402	8,996	8,673	7,579	7,235	6,728	6,276	5,522	4,752	4,239	4,274
NO _x	128,895	134,271	134,777	128,332	124,332	108,525	103,716	96,475	89,976	79,161	68,120	60,765	61,266
PO _x	887,252	923,525	927,002	886,991	855,160	746,438	713,367	663,562	618,858	544,477	468,533	412,948	421,899
Hidrocarburos no quemados	58,977	61,396	61,537	58,881	56,768	49,551	47,335	44,049	41,082	36,144	31,103	27,745	27,973
Partículas suspendidas	429,143	446,698	448,380	429,077	413,631	361,043	345,047	320,957	299,334	263,357	226,624	202,156	203,821
Gas natural													
CO ₂	35,256,494	33,777,536	40,648,125	43,976,846	49,562,678	52,021,209	56,768,529	62,071,568	67,337,331	72,992,878	72,833,137	74,018,476	71,132,052
CO	12,569	12,042	14,491	15,678	17,669	18,546	20,217	22,129	24,006	26,022	28,965	36,388	36,072
NO _x	157,114	150,524	181,141	195,975	220,848	231,824	252,712	276,611	300,077	325,280	324,568	329,851	325,900
PO _x	5,505	5,274	6,347	6,867	7,739	8,123	8,855	9,692	10,515	11,398	11,373	11,558	11,420
Hidrocarburos no quemados	4,864	4,660	5,608	6,067	6,838	7,177	7,824	8,564	9,290	10,071	10,049	10,212	10,090
Partículas suspendidas	16,277	15,594	18,766	20,303	22,882	24,017	26,181	28,657	31,088	33,699	35,625	34,173	33,763
Diesel													
CO ₂	825,607	679,473	752,544	703,394	685,657	626,396	568,458	564,602	551,033	537,358	546,333	609,186	646,311
CO	699	575	637	596	581	530	481	478	467	455	463	516	542
NO _x	13,982	11,507	12,745	11,916	11,612	10,608	9,627	9,562	9,332	9,180	9,252	10,317	10,844
PO _x	7,517	6,186	6,852	6,466	6,243	5,703	5,176	5,140	5,017	4,892	4,974	5,546	5,830
Hidrocarburos no quemados	1,644	1,353	1,499	1,401	1,366	1,248	1,132	1,124	1,097	1,070	1,088	1,213	1,275
Partículas suspendidas	4,922	4,051	4,486	4,194	4,087	3,734	3,389	3,366	3,285	3,203	3,257	3,632	3,817
Carbón													
CO ₂	29,734,454	31,809,567	31,344,473	30,620,834	30,170,783	32,817,005	35,042,077	37,190,482	40,225,753	46,335,970	53,481,579	66,758,131	70,748,904
CO	3,157	3,377	3,328	3,272	3,203	3,486	3,720	3,948	4,279	4,919	5,678	7,087	7,511
NO _x	233,391	249,893	246,239	242,126	237,019	257,064	273,287	292,165	316,010	364,011	420,146	524,445	555,797
PO _x	171,090	183,030	180,354	177,341	173,600	188,941	201,629	213,991	231,456	266,613	307,729	384,121	407,083
Hidrocarburos no quemados	1,686	1,863	1,777	1,747	1,719	1,862	1,987	2,108	2,289	2,627	3,032	3,785	4,011
Partículas suspendidas	52,716	56,395	55,570	54,642	53,489	58,216	62,128	65,935	71,316	82,148	94,817	118,355	124,430
Emisiones totales por tipo de contaminante													
CO ₂	114,960,387	117,420,683	124,091,838	124,631,789	127,786,491	126,829,876	131,832,518	136,381,407	142,392,725	150,024,802	152,813,124	164,335,959	167,862,098
CO	25,423	25,360	27,858	28,541	30,126	30,133	31,653	33,285	35,020	36,918	38,858	38,230	38,399
NO _x	533,682	546,195	574,902	578,978	593,830	608,921	641,343	674,813	713,395	777,553	822,087	925,378	953,807
PO _x	1,071,343	1,118,015	1,126,554	1,077,605	1,042,742	949,206	929,027	892,386	863,846	827,380	792,609	819,173	845,723
Hidrocarburos no quemados	67,091	69,123	79,421	88,097	96,682	93,837	98,298	103,946	111,750	124,912	143,271	172,955	183,349
Partículas suspendidas	503,058	522,737	527,202	508,166	494,699	447,010	436,742	418,914	403,023	382,408	358,323	358,315	366,831
Total	117,160,985	119,702,114	126,412,774	126,893,125	130,013,960	128,924,983	133,929,581	138,656,651	144,467,787	152,098,973	154,668,272	166,720,010	170,110,107

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de CFE (2000c), CFE (2006c), CFE (2007), SENER (2006a), SENER (2006b) y UNAM – PEMEX (1995)

Evolución de las emisiones contaminantes provenientes de cada combustible fósil al año 2030 para el escenario alto, servicio público (continuación)

Combustible y contaminante	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Combustibles													
CO ₂	20,784,342	18,568,298	16,822,991	15,902,973	14,155,071	13,150,325	12,447,183	11,828,989	11,462,282	11,139,694	11,033,319	10,942,911	11,044,297
CO	8,896	8,400	8,080	7,892	7,592	7,408	7,279	7,166	7,099	7,040	7,020	7,004	7,022
NO _x	54,536	48,739	44,138	40,168	37,155	34,517	32,672	31,049	30,087	29,240	28,961	28,723	28,990
PO _x	373,236	339,228	303,719	276,276	255,553	237,413	224,719	213,558	206,937	201,314	199,193	197,561	199,391
Hidrocarburos no quemados	24,909	22,253	20,182	18,340	16,964	15,760	14,917	14,177	13,737	13,351	13,223	13,115	13,236
Partículas suspendidas	181,497	162,146	146,995	133,632	123,608	114,834	108,694	103,295	100,093	97,276	96,347	95,538	96,443
Gas natural													
CO ₂	76,514,595	78,160,297	82,892,776	84,185,730	88,559,140	91,236,445	94,133,636	99,363,267	104,817,171	108,636,562	114,689,075	119,144,250	125,845,606
CO	27,278	27,865	29,245	30,613	31,972	33,526	34,272	35,424	37,368	38,730	40,887	42,476	44,865
NO _x	340,974	348,308	365,565	375,159	394,649	406,580	428,403	442,795	467,160	484,120	511,092	530,946	560,809
PO _x	11,948	12,205	12,809	13,146	13,828	14,247	15,011	15,516	16,367	16,964	17,909	18,604	19,651
Hidrocarburos no quemados	10,357	10,784	11,318	11,615	12,218	12,988	13,263	13,769	14,461	14,988	15,823	16,438	17,363
Partículas suspendidas	35,325	36,083	37,873	38,966	40,886	42,122	44,383	45,874	48,392	50,155	52,949	55,006	58,100
Diesel													
CO ₂	689,431	712,603	773,226	808,661	882,151	931,439	1,019,615	1,084,808	1,189,968	1,273,621	1,398,392	1,503,819	1,652,024
CO	584	603	655	685	747	789	863	919	1,008	1,078	1,184	1,273	1,399
NO _x	11,676	12,068	13,095	13,695	14,940	15,774	17,268	18,372	20,153	21,569	23,686	25,468	27,978
PO _x	6,277	6,488	7,040	7,382	8,032	8,480	9,283	9,877	10,834	11,596	12,733	13,691	15,041
Hidrocarburos no quemados	1,373	1,419	1,540	1,631	1,757	1,855	2,031	2,163	2,370	2,537	2,785	2,995	3,290
Partículas suspendidas	4,110	4,248	4,609	4,821	5,259	5,553	6,078	6,467	7,094	7,592	8,337	8,965	9,848
Carbón													
CO ₂	76,996,839	78,987,031	86,403,110	89,692,085	98,542,434	103,388,256	113,914,850	120,607,207	133,123,761	142,004,557	156,883,887	168,359,459	186,044,616
CO	8,174	8,383	9,173	9,522	10,461	10,976	12,093	12,804	14,133	15,075	16,655	17,873	19,731
NO _x	604,880	620,357	678,790	704,632	774,140	812,208	894,504	947,479	1,045,808	1,115,574	1,232,465	1,322,616	1,461,549
PO _x	443,034	454,370	497,168	516,081	567,005	594,888	655,457	693,964	765,983	817,083	902,097	968,727	1,070,486
Hidrocarburos no quemados	4,365	4,477	4,898	5,085	5,588	5,861	6,438	6,837	7,547	8,050	8,894	9,544	10,547
Partículas suspendidas	136,507	140,000	153,186	159,034	174,705	183,296	201,858	213,823	236,033	251,758	278,137	298,482	328,836
Emisiones totales por tipo de contaminante													
CO ₂	174,985,206	176,408,228	186,034,103	189,989,449	202,198,797	208,706,464	223,515,285	232,884,271	250,593,182	263,054,434	284,004,873	299,950,440	324,586,537
CO	39,841	40,251	42,153	43,021	45,372	46,699	49,508	51,312	54,607	56,923	60,747	63,626	68,036
NO _x	1,012,085	1,029,472	1,101,608	1,133,634	1,220,883	1,289,080	1,373,247	1,439,695	1,583,146	1,650,594	1,796,263	1,907,753	2,079,325
PO _x	836,494	808,290	820,736	812,865	844,418	855,027	904,470	932,914	1,000,122	1,046,755	1,132,332	1,198,583	1,304,568
Hidrocarburos no quemados	41,204	38,933	37,918	36,650	36,526	36,004	36,669	36,883	38,115	38,928	40,726	42,992	44,436
Partículas suspendidas	377,439	342,478	342,573	336,333	344,457	345,804	361,113	369,459	391,592	406,781	435,771	458,011	494,227
Total	177,272,269	178,667,653	188,379,090	192,351,952	204,630,452	211,259,137	226,240,291	235,714,534	253,640,765	266,254,323	287,470,853	303,620,504	328,577,131

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de CFE (2000c), CFE (2006c), CFE (2007), SENER (2006a), SENER (2006b) y UNAM – PEMEX (1995)

Anexo V.5

**Implicaciones energéticas y ambientales del uso de la
energía nuclear en los escenarios medio y alto**

Ahorros en el consumo de combustibles fósiles para los escenarios medio y alto, servicio público (PJ)

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
--	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

Combustible	Ahorro anual en el consumo de combustibles fósiles para el escenario medio (PJ)															
	1 246	1 246	1 242	1 238	2 467	2 459	2 450	2 442	3 651	3 638	3 626	3 614	4 802	4 786	4 769	4 753
Combustible	1 246	1 246	1 242	1 238	2 467	2 459	2 450	2 442	3 651	3 638	3 626	3 614	4 802	4 786	4 769	4 753
Gas natural	35 619	35 619	35 497	35 377	70 513	70 274	70 035	69 797	104 340	103 985	103 632	103 280	137 238	136 772	136 308	135 844
Diesel	0 435	0 430	0 429	0 428	0 854	0 852	0 851	0 849	1 270	1 268	1 265	1 262	1 680	1 676	1 672	1 669
Carbón	52 329	51 734	51 623	51 515	102 812	102 596	102 380	102 165	152 925	152 604	152 283	151 963	202 191	201 765	201 341	200 918
Ahorro total anual	89 628	89 029	88 791	88 557	176 647	176 181	175 716	175 253	262 186	261 495	260 806	260 118	345 911	344 999	344 090	343 184

Combustible	Ahorro acumulado en el consumo de combustibles fósiles para el escenario medio (PJ)															
	1 246	2 493	3 735	4 972	7 440	9 899	12 349	14 791	18 442	22 080	25 706	29 320	34 122	38 908	43 677	48 430
Combustible	1 246	2 493	3 735	4 972	7 440	9 899	12 349	14 791	18 442	22 080	25 706	29 320	34 122	38 908	43 677	48 430
Gas natural	35 619	71 237	106 735	142 111	212 624	282 898	352 933	422 730	527 069	631 055	734 686	837 966	975 205	1 111 977	1 248 284	1 384 129
Diesel	0 435	0 865	1 293	1 721	2 576	3 428	4 279	5 127	6 398	7 665	8 930	10 193	11 872	13 548	15 221	16 890
Carbón	52 329	104 063	155 686	207 200	310 013	412 609	514 989	617 154	770 079	922 683	1 074 966	1 226 929	1 429 119	1 630 885	1 832 226	2 033 143
Ahorro total acumulado	89 628	178 657	267 448	356 005	531 652	708 833	884 550	1 059 802	1 321 989	1 583 484	1 844 289	2 104 408	2 450 318	2 795 317	3 139 408	3 482 592

Combustible	Ahorro anual en el consumo de combustibles fósiles para el escenario alto (PJ)															
	1 246	1 246	2 484	2 476	3 701	3 688	4 901	4 884	6 085	6 064	7 252	7 227	8 403	8 375	9 539	9 506
Combustible	1 246	1 246	2 484	2 476	3 701	3 688	4 901	4 884	6 085	6 064	7 252	7 227	8 403	8 375	9 539	9 506
Gas natural	35 619	35 619	70 995	70 754	105 770	105 410	140 070	139 594	173 899	173 309	207 264	206 559	240 187	239 351	272 615	271 689
Diesel	0 435	0 430	0 858	0 856	1 281	1 279	1 701	1 697	2 117	2 113	2 530	2 525	2 939	2 933	3 345	3 338
Carbón	52 329	51 734	103 246	103 029	154 219	153 894	204 761	204 330	254 876	254 340	304 566	303 925	353 834	353 089	402 682	401 835
Ahorro total anual	89 628	89 029	177 583	177 114	264 970	264 271	351 433	350 506	436 977	435 825	521 611	520 137	605 343	603 749	688 181	686 368

Combustible	Ahorro acumulado en el consumo de combustibles fósiles para el escenario alto (PJ)															
	1 246	2 493	4 977	7 452	11 153	14 841	19 742	24 627	30 711	36 775	44 028	51 255	59 658	68 033	77 572	87 078
Combustible	1 246	2 493	4 977	7 452	11 153	14 841	19 742	24 627	30 711	36 775	44 028	51 255	59 658	68 033	77 572	87 078
Gas natural	35 619	71 237	142 232	212 985	318 755	424 166	564 235	703 829	877 729	1 051 037	1 248 301	1 464 860	1 705 028	1 944 379	2 216 994	2 488 683
Diesel	0 435	0 865	1 722	2 578	3 860	5 138	6 839	8 537	10 654	12 767	15 297	17 822	20 761	23 694	27 039	30 376
Carbón	52 329	104 063	207 309	310 338	464 556	618 451	823 211	1 027 541	1 282 417	1 536 757	1 841 322	2 145 247	2 499 081	2 852 170	3 254 852	3 656 688
Ahorro total acumulado	89 628	178 657	356 240	533 354	798 324	1 062 596	1 414 028	1 764 534	2 201 511	2 637 336	3 158 947	3 679 184	4 284 528	4 888 276	5 576 457	6 262 825

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
--	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de CFE (2000c), CFE (2006c), CFE (2007), SENER (2006a) y SENER (2006b)

Reducción de emisiones contaminantes para los escenarios medio y alto, servicio público (ton)

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Reducción anual de emisiones contaminantes para el escenario medio (ton)																
CO ₂	7,056,805	7,006,432	6,982,786	6,965,397	13,896,108	13,861,512	13,827,008	13,792,504	26,677,487	26,586,958	20,534,843	20,483,764	27,243,757	27,176,009	27,108,478	27,041,045
CO	1,281	1,274	1,271	1,267	5,527	5,520	5,513	5,506	3,748	3,737	3,726	3,716	4,940	4,926	4,912	4,898
NO _x	48,427	47,981	47,366	47,254	95,329	94,813	94,296	94,124	141,266	141,254	140,922	140,591	187,034	186,575	186,116	185,701
SO _x	30,724	30,398	30,336	30,264	60,395	60,262	60,130	59,999	89,801	89,604	89,408	89,212	118,689	118,429	118,170	117,911
hidrocarburos no quemados	736	732	730	728	3,431	3,427	3,423	3,419	2,153	2,147	2,141	2,135	2,828	2,822	2,815	2,813
Partículas respirables	10,703	10,601	10,578	10,552	21,054	21,006	20,957	20,908	31,296	31,217	31,145	31,073	41,334	41,238	41,143	41,048
Reducción total anual	7,148,674	7,093,418	7,079,559	7,065,961	14,041,807	14,006,887	13,972,009	13,937,089	20,905,984	20,854,036	20,802,185	20,750,400	27,508,574	27,450,006	27,401,623	27,353,417

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Reducción acumulada de emisiones contaminantes para el escenario medio (ton)																
CO ₂	7,056,805	14,057,237	21,040,023	28,005,420	41,901,528	55,763,040	69,590,048	83,392,042	104,020,049	124,696,107	145,340,950	165,624,719	192,868,471	220,044,480	247,352,917	274,393,062
CO	1,281	2,555	3,826	5,093	7,620	10,140	12,653	15,158	18,906	22,643	26,369	30,085	35,025	39,952	44,884	49,762
NO _x	48,427	96,407	144,273	192,027	287,310	382,369	477,265	571,818	713,604	854,837	995,379	1,136,170	1,323,185	1,509,760	1,695,898	1,881,596
SO _x	30,724	61,121	91,452	121,715	182,110	242,373	302,503	362,502	452,903	541,907	631,315	720,527	839,216	937,645	1,035,814	1,133,725
hidrocarburos no quemados	736	1,467	2,197	2,925	4,376	5,823	7,267	8,706	10,858	13,005	15,146	17,280	20,119	22,949	25,771	28,586
Partículas respirables	10,703	21,304	31,880	42,442	63,486	84,492	105,449	126,357	157,647	188,864	209,009	231,082	292,416	333,654	374,797	415,845
Reducción total acumulada	7,148,674	14,240,092	21,313,651	28,369,612	42,446,430	56,488,237	70,495,124	84,467,183	105,579,167	126,227,183	147,029,368	167,729,857	195,376,431	222,908,439	250,370,062	277,763,478

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Reducción anual de emisiones contaminantes para el escenario alto (ton)																
CO ₂	7,056,805	7,006,432	13,965,572	13,930,794	20,844,161	20,792,248	27,654,016	27,583,189	34,393,678	34,310,096	41,069,888	40,967,527	47,676,576	47,538,015	54,216,876	54,082,089
CO	1,281	1,274	2,541	2,534	3,793	3,780	5,025	5,011	6,246	6,228	7,453	7,432	8,646	8,621	9,825	9,797
NO _x	48,427	47,981	95,732	95,507	142,924	142,589	189,671	189,226	235,977	235,423	281,844	281,182	327,275	326,507	372,275	371,481
SO _x	30,724	30,398	60,660	60,527	90,592	90,394	120,281	119,997	149,668	149,340	178,816	178,424	207,706	207,251	246,339	245,822
hidrocarburos no quemados	736	732	1,459	1,455	2,177	2,171	2,886	2,878	3,588	3,578	4,281	4,269	4,967	4,953	5,645	5,629
Partículas respirables	10,703	10,601	21,152	21,103	31,582	31,508	41,914	41,817	52,150	52,029	62,290	62,145	72,315	72,167	82,286	82,093
Reducción total anual	7,093,418	14,147,119	14,331,922	14,311,922	21,115,217	21,062,710	28,013,774	27,944,118	34,843,306	34,756,084	41,604,370	41,500,979	48,297,504	48,177,514	54,933,245	54,786,833

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Reducción acumulada de emisiones contaminantes para el escenario alto (ton)																
CO ₂	7,056,805	14,057,237	28,022,809	41,953,604	62,797,765	83,590,013	111,244,049	138,829,238	173,224,916	207,535,012	246,604,698	289,572,225	337,248,801	384,806,816	439,023,692	493,165,781
CO	1,281	2,555	5,097	7,631	11,421	15,201	20,227	25,238	31,484	37,712	45,165	52,596	61,242	69,863	79,688	89,484
NO _x	48,427	96,407	192,340	287,847	430,771	578,160	762,831	952,057	1,188,034	1,423,437	1,705,300	1,968,482	2,313,758	2,640,285	3,032,540	3,383,941
SO _x	30,724	61,121	121,782	182,309	272,801	383,295	483,586	603,553	753,222	902,562	1,081,378	1,290,802	1,467,587	1,674,758	1,911,097	2,146,519
hidrocarburos no quemados	736	1,467	2,927	4,382	6,559	8,730	11,616	14,495	18,082	21,669	25,942	30,211	35,178	40,131	45,776	51,405
Partículas respirables	10,703	21,304	42,456	63,560	95,141	126,650	168,564	209,380	262,530	314,539	376,848	438,994	511,228	583,496	665,781	747,877
Reducción total acumulada	7,148,674	14,240,092	28,387,210	42,479,132	63,614,360	84,677,670	112,690,843	140,634,961	175,479,268	210,234,961	253,839,331	293,340,328	341,637,814	389,815,328	444,758,574	499,525,407

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de CFE (2000c), CFE (2006c), CFE (2007), SENER (2006a), SENER (2006b) y UNAM – PEMEX (1995)