

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**“ANÁLISIS DE LAS PRINCIPALES VENTAJAS Y DESVENTAJAS
DE LA INSTALACIÓN DE UN NUEVO TIPO DE REACTOR
NUCLEAR EN MÉXICO”**

**TESIS
QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERA ELÉCTRICA ELECTRÓNICA
PRESENTA:
MAYVERENA JURADO PINEDA**

**DIRECTORA DE TESIS
CECILIA MARTÍN DEL CAMPO MÁRQUEZ**

MÉXICO, D. F.

2005

AGRADECIMIENTOS

A Dios, por permitirme llegar a realizar esta meta, por concederme tantas bendiciones y oportunidades.

A la Dra. Cecilia Martín del Campo, por haber aceptado dirigir este tema de tesis, por su paciencia y dedicación durante la realización de la misma, por su aportación de conocimientos y críticas. Le doy las gracias por todo el apoyo que me ha brindado, ya que sin él no hubiera sido posible la realización y conclusión de la tesis.

A Rigel Gámez Leal, que desde el principio de mi formación profesional me ha ayudado, por la paciencia que me ha tenido, por los comentarios constructivos durante mis estudios, por la amistad y la confianza que me ha brindado. Una vez más le reitero mi profundo agradecimiento.

A Rocío Ávila Núñez, que desde que la conocí siempre me ha aconsejado y ayudado sin reserva alguna. Gracias por la amistad y la confianza que me has brindado, espero no haberla defraudado. Muchas gracias.

A mis sinodales por el tiempo empleado en la revisión y supervisión de este trabajo.

A la Facultad de Ingeniería, por contribuir a mi formación y porque en sus aulas aprendí a ser perseverante.

A Dios, por estar siempre a mi lado, por bendecir cada uno de los momentos de mi vida y por guiar mi camino con amor y felicidad.

A mis padres: María Paz Pineda Pineda y Antonio Jurado Medina, *quienes me han brindado su amor, su dedicación y su mejor ejemplo a lo largo de mi vida, porque a través de su trabajo honrado y honesto, esculpieron mi carácter, por una vida de esfuerzos y sacrificios que me ayudó a encontrar mi vocación y mi ser, por brindarme su apoyo en todo momento. No existen palabras para expresarles cuanto los admiro y los quiero. A ustedes, mi eterno y sincero agradecimiento.*

A mis hermanos: Justino, Elsa y Antonio, *por compartir tantos momentos inolvidables, por haber crecido juntos. Gracias por el cariño, apoyo y la confianza que hemos conservado desde la infancia. Los quiero mucho.*

A toda mi familia, *que siempre me ha aconsejado para seguir adelante. A cada uno de ellos gracias por contribuir de manera directa o indirecta en mi formación como profesionista.*

A la familia Suárez Escamilla (Adriana, Francisco, David, la Sra. Francisca y el Sr. Julio), *por apoyarme de manera incondicional siempre que lo he necesitado, muchas gracias por la amistad y la confianza que me han brindado. No existen palabras que me permitan agradecerles, únicamente les puedo decir GRACIAS.*

A todos mis amigos y amigas, *por la amistad que me brindaron, por recorrer conmigo experiencias inolvidables, por haber compartido tristezas, alegrías y sobre todo gracias por apoyarme en los momentos difíciles.*

Índice

Índice de figuras.....	iii
Índice de tablas.....	iv
Lista de acrónimos.....	vi
Introducción.....	viii
1. Estudio de las características del Sector Eléctrico en México.....	1
1.1 Prospectiva de demanda del Sector Eléctrico durante el período 2004-2013.....	1
1.1.1 Consumo Nacional.....	1
1.1.2 Consumo sectorial y regional del país.....	1
1.1.3 Comportamiento estacional y horario de la demanda del Sistema Interconectado.....	4
1.1.4 Comercio exterior.....	4
1.1.5 Estructura del sistema de generación eléctrica.....	6
1.1.5.1 Capacidad instalada nacional.....	6
1.1.5.2 Capacidad de generación por región estadística.....	7
1.1.6 Producción de energía eléctrica.....	9
1.1.7 Pronósticos del consumo nacional de electricidad 2003-2012.....	10
1.1.8 Análisis regional del mercado de energía eléctrica.....	11
1.1.9 Demanda máxima por área operativa del Sistema Eléctrico Nacional.....	12
1.2 Planes de instalación de capacidad de generación.....	14
1.2.1 Programa de expansión 2004-2013.....	15
1.2.1.1 Capacidad comprometida o en construcción.....	15
1.2.1.2 Capacidad adicional no comprometida.....	17
2. Experiencia de la energía nuclear en México y en el contexto mundial.....	21
2.1 Tipos de reactores y su potencia.....	22
2.2 Factores de planta, costos de generación eléctrica.....	24

2.2.1.1 Costos de inversión.....	25
2.2.1.2 Costos de combustible.....	26
2.2.1.3 Costos de operación y mantenimiento.....	28
2.3 Aspectos de seguridad.....	29
2.4 Reservas de combustible.....	31
2.5 Características de los nuevos reactores nucleares.....	32
3. Indicadores de sustentabilidad de tecnologías de generación eléctrica.....	37
3.1 Aplicación al ciclo de vida de las plantas nucleares.....	39
3.2 Comparación con otras plantas de generación eléctrica.....	41
4. Selección de algunos reactores candidatos para construirse en México.....	43
4.1 Aspectos económicos.....	48
4.2 Aspectos ambientales.....	49
5. Selección del sitio para la instalación de la planta nuclear en México.....	51
5.1 Demanda de electricidad por regiones.....	52
5.2 Actividad sísmica por regiones.....	53
5.3 Disponibilidad de agua.....	54
5.4 Red eléctrica de transmisión y distribución nacional.....	55
6. Conclusiones.....	59
Bibliografía.....	61

Índice de figuras

Figura 1.1 Crecimiento medio anual de las ventas de electricidad por región, 1993-2003.....	2
Figura 1.2 Enlaces de interconexión existentes, 2003.....	5
Figura 1.3. Centrales en proceso de construcción o comprometidas.....	16
Figura 1.4. Requerimientos de capacidad adicional no comprometida (MW).....	20
Figura 2.1 Evolución del Factor de Planta en los Estados Unidos.....	24
Figura 4.1 Corte general de una planta ABWR (Advanced Boiling Water Reactor) para una unidad.....	44
Figura 4.2 Sistemas principales del ABWR.....	46
Figura 4.3 Reactor EPR (European Pressurized water Reactor).....	47
Figura 5.1 Regiones sísmicas en México.....	54
Figura 5.2 Principales ríos de México.....	55
Figura 5.3 Evolución de la capacidad de transmisión del Sistema Eléctrico Nacional (MW).....	57

Índice de tablas

Tabla 1.1 Ventas totales por región estadística 1993-2003 (GWh).....	3
Tabla 1.2 Exportación e importación de energía eléctrica, 1993-2003 (GWh).....	5
Tabla 1.3 Generación bruta por tipo de combustible, 1994-2003.....	9
Tabla 1.4 Ventas totales por región estadística, 2003-2013 (GWh).....	12
Tabla 1.5 Pronósticos de la demanda bruta por área operativa, 2004-2013 (MWh/h).....	13
Tabla 1.6 Proyectos de generación en proceso de construcción o comprometidos.....	17
Tabla 1.7 Requerimientos de capacidad adicional no comprometida.....	18
Tabla 2.1. Clasificación de algunos reactores nucleares que se encuentran bajo construcción.....	22
Tabla 2.2 Programa de inversión para algunas plantas de generación.....	26
Tabla 2.3 Costos de generación por concepto de combustible tomando una tasa de descuento del 12% (precios medios de 2004).....	28
Tabla 2.4 Costos de Operación y Mantenimiento (precios medios 2004).....	29
Tabla 2.5. Período de desintegración radiactiva y abundancia en la Tierra de uranio.....	31
Tabla 2.6. Principales características de los reactores clasificados como Tercera-generación.....	35
Tabla 3.1 Matriz de indicadores de comparación de diferentes sistemas energéticos, cada uno considerando el mismo nivel de desarrollo.....	37
Tabla 3.2 Valores de los indicadores de algunas plantas de generación eléctrica.....	41

Tabla 4.1 Costo unitario de generación.....	48
Tabla 5.1 Servicio Público: ventas totales por región estadística, 2003-2013 (GWh).....	53
Tabla 5.2 Capacidad instalada en subestaciones y transformadores (MVA)...	56

Lista de acrónimos

SE:	Sistema Eléctrico
SI:	Sistema Interconectado
SENER:	Secretaría de Energía
CFE:	Comisión Federal de Electricidad
LFC:	Luz y Fuerza del Centro
PIE's:	Productores Independientes
SEN:	Sistema Eléctrico Nacional
ABWR:	Advanced Boiling Water Reactor
BWR:	Boiling Water Reactor
NEI:	Nuclear Energy Institute
IAEA:	International Atomic Energy Agency
IEA:	International Energy Agency
COPAR:	Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión
APS:	Análisis Probabilista de Seguridad
INSAG:	Grupo Internacional Asesor en Seguridad Nuclear
GIF:	Foro Internacional de la Generación IV
OCDE:	Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico
NEA:	Nuclear Energy Agency

EPR:	European Pressurized water Reactor
ECCS:	Sistemas de Emergencia de Enfriamiento del Reactor
CNSNS:	Comisión Nacional de Seguridad Nuclear y Salvaguardias
SSN:	Servicio Sismológico Nacional

Introducción

Es muy importante observar que la demanda de generación de electricidad día a día va en aumento y que es indispensable diversificar las fuentes de generación eléctrica, hacer uso de nuevas tecnologías para mejorar la confiabilidad del suministro de energía eléctrica, y sobre todo dar abastecimiento a la demanda actual y futura. La central nucleoelectrica mexicana ha ofrecido desde 1990 electricidad confiable y competitivamente económica, por lo que actualmente se ha estudiado la viabilidad de llegar a construir un nuevo tipo de reactor nuclear en México, tomando en cuenta las nuevas modalidades de reactores nucleares.

El sector eléctrico es de gran importancia para cualquier país, ya que su principal objetivo es satisfacer oportunamente la demanda de la población, y así, incrementar el bienestar social; por ello es necesario considerar las distintas fuentes de generación eléctrica que existen hoy en día y hacer un análisis desde un punto de vista económico, político, social y ambiental.

En México, la expansión del sistema eléctrico en los últimos años ha contribuido a mejorar las condiciones de vida cotidianas de todos los ciudadanos. De esta manera, cualquier país que pretenda crecer de manera sostenida y generalizada debe contar con un sector eléctrico sólido y estable.

En nuestro país contamos con combustibles fósiles, principalmente el petróleo, el cual es utilizado en la industria química para la producción de plásticos y también se utiliza para producir combustibles. México cuenta con pocas reservas de carbón las cuales se planea que sean utilizadas para abastecer a las plantas carboeléctricas del estado de Coahuila y para la industria siderúrgica mexicana. También tiene reservas de gas natural principalmente asociado al petróleo y dada la creciente demanda de este combustible y la poca inversión en la infraestructura para poderlo extraer, actualmente México es un fuerte importador de gas natural. Al igual que el petróleo, el gas natural y el carbón tienen diversas aplicaciones independientemente se servir como combustible a plantas de generación eléctrica. Por otro lado, aunque poco se han explorado las reservas de mineral de uranio en nuestro país, México cuenta con reservas suficientes para abastecer de combustible durante todo su ciclo de vida a la central nuclear Laguna Verde. Existen indicios de que en los estados de Oaxaca, Chiapas y Chihuahua se tienen abundantes reservas de uranio no cuantificadas y no probadas. Independientemente de la situación de México en cuanto a reservas de uranio, se puede tener la confianza de que el abasto de uranio a nivel mundial no representa una limitante para el crecimiento de la energía nuclear en el mundo y en México en particular.

La energía nuclear en México representa una opción de generación eléctrica alterna a los combustibles fósiles que permite diversificar el parque de generación ofreciendo electricidad de manera confiable, segura y ambientalmente limpia.

El objetivo de esta tesis es analizar las principales ventajas y desventajas que se pueden presentar con la instalación de un nuevo tipo de reactor nuclear en México para cubrir parte de la demanda de generación eléctrica a mediano y largo plazo, basándose en el desarrollo sustentable del país.

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

El capítulo 1 trata del estudio de las características del sector eléctrico en México. En él se analiza la prospectiva de demanda que posee cada región del país, en las cuales se puede observar que las zonas de mayor demanda son las regiones noroeste y noreste; también se analizan los planes de instalación de capacidad de generación en nuestro país, tomando en consideración el desarrollo de cada zona para que en un futuro se llegue a satisfacer la demanda de electricidad.

En el capítulo 2 se muestra la situación que se tiene en la generación de electricidad a través de reactores nucleares en México y en el mundo. Se presentan además las características de los nuevos reactores, así como sus aspectos de seguridad. Se mencionan los reactores más avanzados que existen actualmente así como de algunas de las ventajas sobre sus predecesores.

En el capítulo 3 se presentan algunos indicadores de sustentabilidad de las plantas de generación eléctrica, pues debemos tener en cuenta que en la actualidad el aspecto sustentable de cada combustible energético es de suma importancia. Además se muestra una comparación de algunas fuentes de generación desde el punto de vista sustentable para poder resaltar las ventajas que tiene la energía nuclear sobre otro tipo de plantas.

En el capítulo 4 se describen algunos aspectos de seguridad, económicos y ambientales de los posibles reactores nucleares candidatos a instalarse en México, los cuales entran en la modalidad de reactores nucleares de tercera generación. Se resaltan las ventajas que presentan dos reactores avanzados que evolucionaron a partir de los reactores más abundantes a nivel mundial.

En el capítulo 5 se analizan las posibles zonas en las que se puede llegar a instalar un nuevo tipo de reactor nuclear en nuestro país, considerando la demanda por regiones en las cuales se prevé un mayor crecimiento de demanda eléctrica. Además se realiza un análisis de cada zona con respecto a la disponibilidad de agua y al nivel sísmico que posee cada región.

En el capítulo 6 se encuentran las conclusiones, en las que se destacan los principales resultados del análisis, junto con las consideraciones más importantes que se tomaron en cuenta.

CAPÍTULO 1

1. ESTUDIO DE LAS CARACTERÍSTICAS DEL SECTOR ELÉCTRICO EN MÉXICO

1.1 Prospectiva de demanda del Sector Eléctrico durante el período 2004- 2013.

Antes de hacer mención directamente sobre el análisis de la prospectiva de demanda del Sector Eléctrico es necesario comentar algunos aspectos que son esenciales para la comprensión de las condiciones de generación eléctrica en nuestro país como lo son: el consumo nacional de electricidad, el consumo sectorial y regional de electricidad, el comportamiento estacional y horario de la demanda del Sistema Interconectado (SI), entre otros.

1.1.1 Consumo nacional

Se habla del consumo nacional como la energía consumida por cada uno de los usuarios que forman parte del sistema eléctrico, a partir de recursos generados que son proporcionados por el Sector público y permisionarios particulares. Durante el período 1993-2003 el consumo nacional de electricidad tuvo un crecimiento del 4.9%.¹

Las ventas internas de electricidad tuvieron un incremento de 0.1% en el 2003, esto reflejó un fuerte contraste con respecto al crecimiento de los últimos dos años que en promedio aumentó 1.6%.

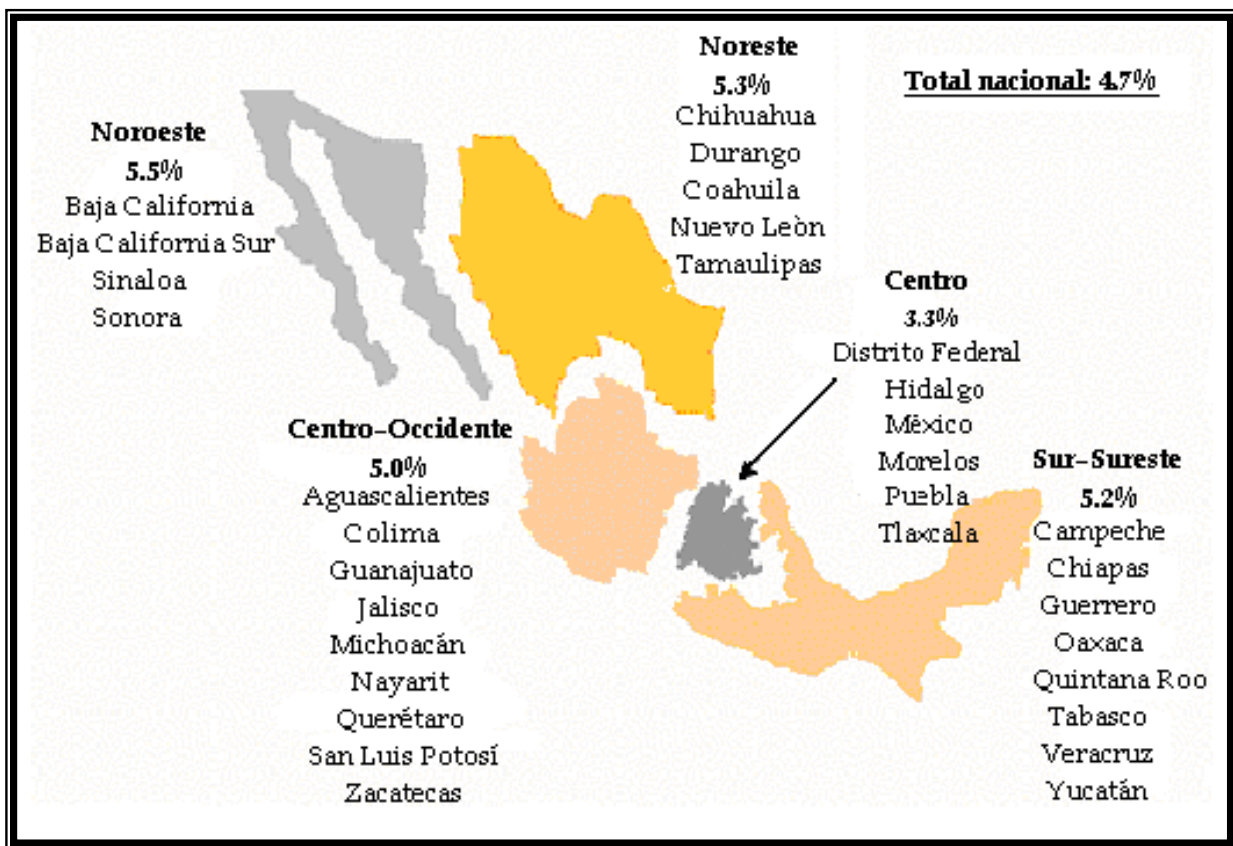
1.1.2 Consumo sectorial y regional del país

En el período 1993-2003 las ventas internas de electricidad registraron una tasa promedio anual del 4.7%, tasa más baja a la registrada durante el período 1992-2002 que fue de 5.4%. Esto se debe a la disminución de ventas en los sectores residencial, comercial, servicios, industrial y agrícola.

La participación del sector industrial continúa siendo la más importante dentro de las ventas de energía eléctrica con 59% con respecto al total. Durante el período 1993-2003 la participación de este sector no ha cambiado, al igual que el sector residencial mostrando un 25%, ubicándose así como el segundo demandante en importancia. Por otro lado, los sectores con menos participación son los sectores agrícola, servicios y comercial que en conjunto representan el 17% de la demanda de energía eléctrica.

¹ Secretaría de Energía. *Prospectiva del sector eléctrico 2004-2013*. p. 31.

De acuerdo con la división geográfica y estadística propuesta por el Ejecutivo Federal (Figura 1.1), las ventas internas de electricidad son analizadas con mayor detalle haciendo uso de dichas divisiones que se encuentran integradas por las siguientes regiones: las regiones del norte del país (noroeste y noreste) están conformadas por los estados de Chihuahua, Durango, Coahuila, Nuevo León y Tamaulipas por la región Noreste, y los estados de Baja California, Baja California Sur, Sinaloa y Sonora por la región Noroeste. La región Centro está conformada por los estados de Distrito Federal, Hidalgo, México, Morelos, Puebla y Tlaxcala, por parte de la región Sur-Sureste se encuentran los estados de Campeche, Chiapas, Guerrero, Oaxaca, Quintana Roo, Tabasco, Veracruz y Yucatán, y en la región Centro Occidente se encuentran los estados de Aguascalientes, Colima, Guanajuato, Jalisco, Michoacán, Nayarit, Querétaro, San Luis Potosí y Zacatecas.



Fuente: *Prospectiva del Sector Eléctrico 2004-2013*

Figura 1.1 Crecimiento medio anual de las ventas de electricidad por región, 1993-2003

La región Noroeste registró durante el período 1993-2003 la tasa de crecimiento más alta a nivel nacional con 5.5% como se puede apreciar en la Tabla 1.1. Las características generales por las cuales se da este crecimiento son por las altas temperaturas y por los grandes desarrollos industriales que se registran en estas zonas.

Durante el 2003 la zona Noreste registró la tasa más baja de crecimiento con respecto al año anterior con -4.0%. Esta caída se reflejó de manera importante en las ventas totales del país debido a que esta región representa el 24.5% de las ventas internas totales de energía eléctrica. El estado que resalta con mayor cambio respecto al 2002 en las ventas internas de energía eléctrica es Nuevo León al presentar un decremento de -11.2%.

En la región Centro-Occidente los motores de crecimiento que han servido de pauta para el aumento en el consumo de electricidad son las industrias ahí instaladas, como: SERSIINSA, Industrial Minera de México, Cementos Apasco, Celanese, Las Encinas y el desarrollo de parques industriales. Los estados de Querétaro y Guanajuato registraron en el 2003 tasas de -2.4% y 0% en ventas internas de energía eléctrica, respectivamente. Sin embargo, el crecimiento regional de 1.9% se debe a los estados de Michoacán, Jalisco y San Luis Potosí, los cuales representan el 58% de las ventas de energía eléctrica de cada región.

Tabla 1.1 Ventas totales por región estadística 1993-2003 (GWh)

Región	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	*tmca % 1993- 2003
Total	101,277	109,533	113,366	121,573	130,254	137,209	144,996	155,349	157,204	160,203	160,384	4,7
variación %	3,8	8,2	3,5	7,2	7,1	5,3	5,7	7,1	1,2	1,9	0,1	
Noroeste	12,396	13,470	14,122	15,774	16,901	17,230	18,505	19,849	20,480	20,354	21,270	5,5
variación %	1,6	8,7	4,8	11,7	7,1	1,9	7,4	7,8	2,7	-0,6	4,5	
Noreste	23,314	25,626	27,052	29,457	31,658	33,961	36,404	39,236	39,989	40,863	39,235	5,3
variación %	3,9	9,9	5,6	8,9	7,5	7,3	7,2	7,8	1,9	2,2	-4,0	
Centro-Occidente	22,224	24,417	25,210	26,910	28,926	30,763	32,801	35,192	34,908	35,570	36,242	5,0
variación %	7,0	9,9	3,2	6,7	7,5	6,4	6,6	7,3	-0,8	1,9	1,9	
Centro	29,731	31,366	31,199	32,810	35,080	36,611	38,239	40,733	40,993	41,280	40,969	3,3
variación %	2,8	5,5	-0,5	5,2	6,9	4,4	4,4	6,5	0,6	0,7	-0,8	
Sur-Sureste	13,561	14,600	15,726	16,557	17,617	18,574	18,970	20,160	20,744	22,048	22,582	5,2
variación %	2,8	7,7	7,7	5,3	6,4	5,4	2,1	6,3	2,9	6,3	2,4	
Pequeños sistemas	51	54	57	65	73	71	77	80	90	89	96	5,4

Fuente: Prospectiva del Sector Eléctrico 2004-2013.

* tasa media de crecimiento anual

La región Sur-Sureste ha sufrido un cambio parecido al anterior, pues Veracruz registró un decremento de -0.5% en el 2003 y representa el 39% de las ventas de energía eléctrica de la región. Sin embargo, el resto de los estados que la componen como Guerrero, Yucatán y Quintana Roo representan cada una el 10% de ventas internas en la región, las cuales en el 2003 crecieron en 4.7%, 5.1% y 5.4% respectivamente. Estos crecimientos dieron como resultado que la región creciera 2.4% en el 2003.

La región Centro obtuvo un decremento de -0.8% en el 2003. Este comportamiento se debió a que el Estado de México presentó una tasa de -3.1%, y representa el 36% de las ventas de energía eléctrica en la región. Se espera que en el futuro se incorporen cargas remotas importantes como CNC Temascaltepec, Zapata Envases, Cementos Apasco, entre otras.

1.1.3 Comportamiento estacional y horario de la demanda del Sistema Interconectado.

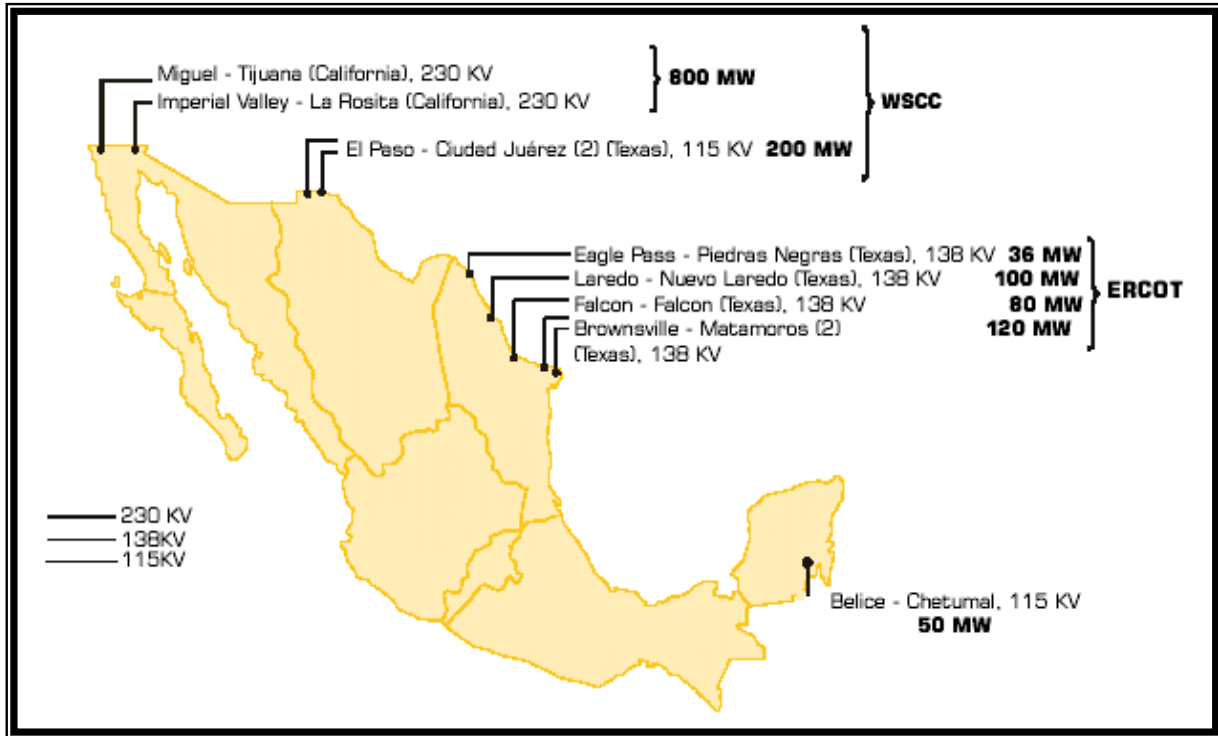
El comportamiento de la demanda del sector eléctrico depende de la diversidad de cargas locales y remotas que se encuentran asociadas a pérdidas por transmisión, distribución y de usos propios de las centrales encargadas de la generación y transmisión. Como se puede observar, la demanda presenta variaciones en diferentes períodos de tiempo ya sean diarios, semanales o anuales.

Se puede notar que la demanda máxima anual crece a un ritmo superior al que se ha venido presentando en la economía de nuestro país en la última década. Una herramienta importante que nos ayuda a observar el índice de consumo de energía es el factor de carga, pues nos indica cómo es consumida la energía eléctrica con respecto a la demanda máxima que se presenta en un determinado tiempo. Cuando se tiene un factor de carga cercano a uno significa que se tiene un uso intensivo y continuo de los equipos, lo cual se refleja en una curva de carga más horizontal. En los últimos años, el factor de carga venía presentando una tendencia positiva; sin embargo tuvo una disminución de 78.1% en 2002 a 76.3% en 2003.

Con respecto a la demanda bruta por región operativa, las zonas que presentaron mayores crecimientos fueron la Noreste con 6.1% y la Norte con 5.7%. Las regiones que demandan mayor energía eléctrica son la Central con 7,874 MWh/h y la Occidental con 6,632 MWh/h.

1.1.4 Comercio exterior

Los negocios de energía eléctrica se establecen a través de interconexiones con empresas privadas de California, Texas y Arizona en los Estados Unidos y con Belice como se muestra en la Figura 1.2.



Fuente: *Prospectiva del Sector Eléctrico 2004-2013*.

Figura 1.2 Enlaces de interconexión existentes, 2003.

La energía exportada ascendió a 953 GWh durante el 2003, cifra superior a la observada durante 2002. Tan sólo en Baja California se exportaron 765 GWh, esto reflejó un aumento de 367% respecto al año anterior. Asimismo, Quintana Roo exportó a Belize Electricity Board 188 GWh, por lo que las importaciones se ubicaron en 71 GWh en 2003. La zona Noroeste importó 50 GWh y en la zona Noreste sus importaciones fueron de 21 GWh. Las zonas Noreste y Noroeste disminuyeron durante el año 2003 en comparación con las que se obtuvieron durante el 2002. Sin embargo, después de 7 años de haber observado un decremento entre importaciones y exportaciones, en el año 2003, las exportaciones se incrementaron en 177%, es decir, 609 GWh, mientras que las importaciones disminuyeron en un 86% (ver Tabla 1.2).

Tabla 1.2 Exportación e importación de energía eléctrica, 1993-2003 (GWh)

Estados	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Exportaciones											
Baja California											
Norte	1,995	1,947	1,920	1,258	17	45	31	66	112	164	765
Tamaulipas	0	0	0	6	6	0	0	2	1	0	0
Quintana Roo	20	23	24	25	28	31	100	127	158	180	188
Total	2,015	1,970	1,944	1,289	51	76	131	195	271	344	953
Importaciones											
Baja California											
Norte	44	166	228	355	406	480	646	927	82	311	45

Sonora	2	2	3	3	3	3	4	4	4	5	5
Chihuahua	857	949	928	1,029	1,101	1,022	7	129	235	189	21
Tamaulipas	6	23	5	0	0	2	2	9	6	26	0
Total	909	1,140	1,164	1,378	1,510	1,507	659	1,069	327	531	71
Balance Neto											
Exportación-											
Importación	1,106	830	780	-98	-1,459	-1,431	-528	-874	-56	-187	882

Fuente: Prospectiva del Sector Eléctrico 2004-2013.

1.1.5 Estructura del sistema de generación eléctrica

La estructura del sistema de generación eléctrica se compone de diversos factores que generan electricidad por lo que se considera al sector público y a las modalidades privadas. Este sistema de generación instala potencia a partir de unidades generadoras de diferente tecnología con el objetivo de cumplir con su principal función, aumentar la eficiencia y disponibilidad de las plantas y paralelamente, disminuir pérdidas en la red de transmisión y distribución² con el fin de llegar a reforzar el sistema interconectado nacional.

1.1.5.1 Capacidad instalada nacional

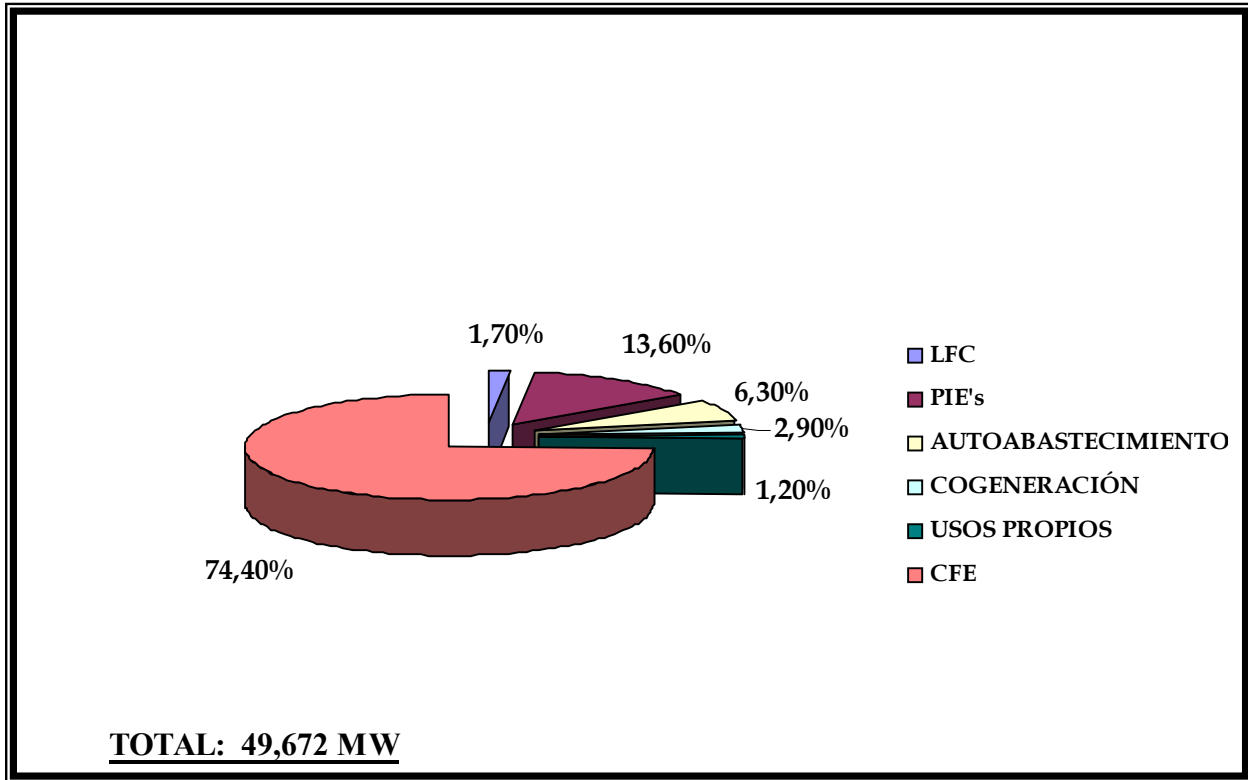
En el mes de diciembre del 2003 la capacidad de energía eléctrica en nuestro país ascendió a 49,672 MW, es decir un incremento de 3,998 MW con respecto al año 2002. De esto, la mayor aportación la realizó CFE con 74.4%, LFC aportó 1.7 %, PIE's 13.6%, autoabastecedores 6.3%, cogeneradores 2.9% y el resto 1.2% para usos propios³, como se puede observar en la gráfica 1.1.

Se destaca el aumento en la participación de los productores independientes en la generación de electricidad. En el 2002 representaban el 7.6% de la generación total; mientras que para el 2003 aportaron el 13.6%, esto quiere decir, que la generación aumentó en 56%.

El Servicio Público de energía eléctrica se encuentra conformado por CFE, LFC y los PIE's, en el 2003 se registraron 187 centrales considerando adiciones, modificaciones y retiros, las cuales contaron con 598 unidades generadoras, de éstas el 56.7% son termoeléctricas, el 42.3% son hidroeléctricas y el 1.1% son eololéctricas.

² *Ibid.* p.43.

³ *Ibid.*



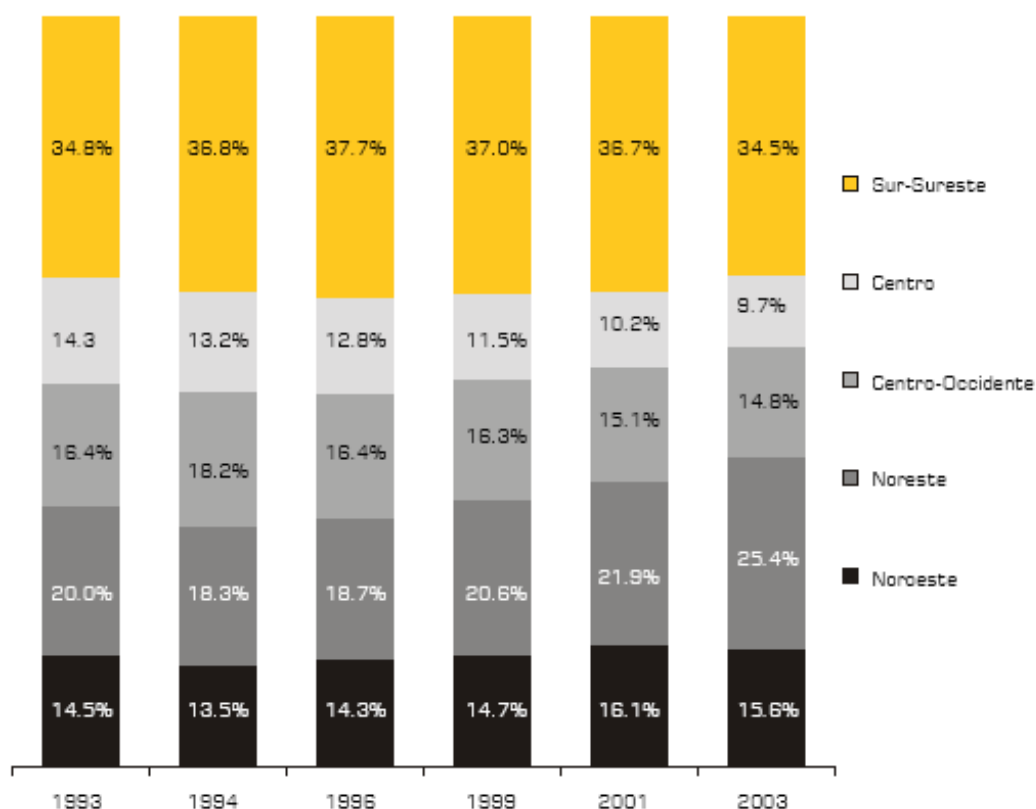
Fuente: Prospectiva del Sector Eléctrico 2004-2013.

Gráfica 1.1 Capacidad efectiva de generación en México en 2003

El Sector Eléctrico Nacional se encuentra dividido en nueve áreas operativas, seis de ellas comparten recursos de capacidad para tener una operación mucho más económica y confiable en el sistema, el cual conforma el sistema interconectado.

1.1.5.2 Capacidad de generación por región estadística

La región Sur-Sureste continúa siendo desde 1993 la zona que cuenta con mayor participación en la capacidad efectiva de todo el país, ya que representa el 34.5% del total (Ver Gráfica 1.2). En esta región se destaca la capacidad por centrales hidráulicas, la cual es la más grande del país con 5,9766 MW. Es la única zona que cuenta con variedad de combustibles para la generación de energía eléctrica y con tecnología nuclear pues ahí se localiza la única nucleoelectrica con una capacidad de 1,365 MW y las centrales duales de la región que registran una capacidad de 2,100 MW. Es importante resaltar que la capacidad de generación en Veracruz ha tenido un desarrollo acelerado ubicándose con una participación en capacidad nacional de 12.5% en el 2003.



Fuente: Prospectiva del Sector Eléctrico 2004-2013.

Gráfica 1.2 Evolución de la capacidad efectiva por región estadística respecto al total (%)

La región Noreste es la segunda zona en importancia con 11,308 MW. Las centrales de ciclo combinado son las que representan mayor capacidad en esta zona y a nivel nacional con 4,955 MW. Las centrales de ciclo combinado bajo la modalidad de PIE's en 2003 fueron las únicas que registraron adiciones, las cuales explican la tasa de crecimiento de 12.9% respecto al total del año anterior. En esta zona entró en operación Altamira III y IV (1,036 MW), que representó la adición más grande del año 2003 y Transalta Chihuahua II (259 MW).⁴

En la zona Noroeste se reúne la mayor cantidad de recursos geotérmicos del territorio nacional que contribuyen con 730 MW. En el 2003 esta región registró un crecimiento del 12% respecto al año anterior, esto debido a la entrada en operación de dos centrales de ciclo combinado bajo la modalidad de PIE's: Mexicali con 489 MW y Naco Nogales con 258 MW. Baja California cuenta con la mayor capacidad efectiva de la región con 2,652 MW.

Durante el 2003 la región Centro-Occidente contribuyó con 14.8% de la capacidad nacional, es decir, con 6,605 MW mostrando un crecimiento del 1.3% respecto al año anterior. El mayor número de centrales de vapor se concentran en esta región y registran una capacidad de 3,466 MW, esto quiere decir que representan el 24.3% de la

⁴ Prospectiva del sector eléctrico 2004-2013. p. 47.

capacidad nacional de vapor. Localmente, la energía hidráulica tiene gran importancia; ya que participó con 19.6% de la capacidad nacional.

En la zona Centro las empresas suministradoras (LFC y CFE) son las encargadas de dar servicio a los usuarios. La característica principal de esta región es la importación de energía de los sistemas vecinos, ya que sólo participa con un 9.7% de la capacidad nacional. Cabe mencionar que en esta región se encuentra la zona metropolitana de la Ciudad de México, la cual ha mostrado altos índices de contaminación, por lo que en las centrales de vapor se está sustituyendo poco a poco el combustóleo y diesel por gas natural, un claro ejemplo es la reciente repotenciación de la Central Valle de México. Además es trascendente citar que la expansión de la potencia instalada de esta región se lleva al cabo con recursos presupuestales y consiste básicamente en la ampliación y conversión de las centrales existentes.

1.1.6 Producción de energía eléctrica

En el 2003 la generación de energía eléctrica tuvo un aumento de 1.2% respecto al año anterior, ubicándose en 203,555 GWh. Durante el periodo 1993-2003, la generación creció a una tasa promedio anual de 4.9%. En dicho periodo las centrales de vapor, turbogás y combustión interna continuaron con una menor participación en la generación de energía eléctrica.

En lo concerniente al consumo de combustibles para la generación de electricidad, sobresale el aumento de consumo de gas natural respecto al total, el cual aumentó de un 16.1% en 1994 a 34.5% en 2003. Este incremento disminuyó notablemente la participación del combustóleo al ubicarlo en 2003 en 39.3% de participación, cuando en 1994 se utilizaba el 70.9%. Este comportamiento no sólo se debe a su sustitución por gas natural, también contribuyó el diesel, el carbón y uranio (Ver Tabla 1.3).

Tabla 1.3 Generación bruta por tipo de combustible, 1994-2003

TIPO DE COMBUSTIBLE	1994 (%)	2003 (%)
Gas Natural	16.1	34.5
Diesel	1.2	1.6
Carbón	11.4	17.9
Uranio	0.4	6.7
Combustóleo	70.9	39.3
tera joules/día	3,077	4,578

Fuente: Autor con datos de Prospectiva del Sector Eléctrico 2004-2013

Después de haber mencionado la situación en la que se desarrolla la industria eléctrica en México se hablará de la manera de sustentar el consumo de electricidad para una demanda

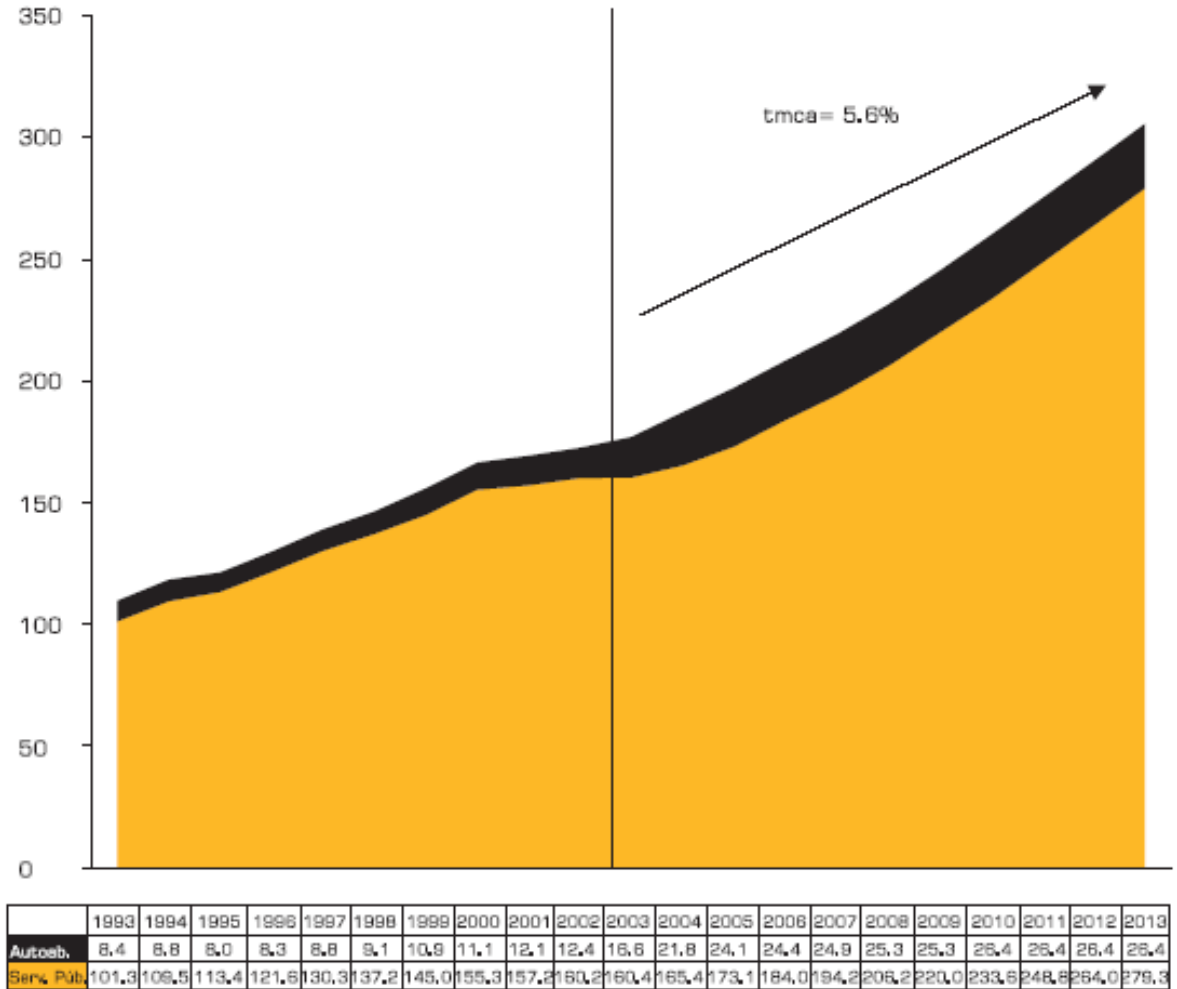
futura, haciendo mención de la prospectiva del Sector Eléctrico durante el período 2004-2013.

Dentro de la prospectiva del Sector Eléctrico es necesario tomar en cuenta los escenarios macroeconómicos, con los cuales se hace un análisis para presentar las mejores estimaciones del consumo nacional y sectorial de energía eléctrica; para ello la Secretaría de Energía estableció tres perspectivas de crecimiento y evolución de la economía (planeación, alto y moderado); por otra parte, también es importante resaltar que los supuestos básicos forman una parte esencial para dicho análisis.

1.1.6 Pronóstico del consumo nacional de electricidad 2003-2012

Es de gran importancia el estudio que se realiza de la prospectiva del sector eléctrico, ya que por medio de ésta se analizan los escenarios probables de crecimiento del consumo nacional, pues toma en cuenta el análisis de algunas cargas específicas de importancia nacional y regional así como la actualización anual de solicitudes formales de servicio e investigaciones particulares del mercado regional, entre otros.

Durante la última década el consumo nacional de energía ha presentado un crecimiento de tasa media anual del 4.9%, ubicándolo en niveles de 177 TWh durante el 2003. Mientras que para el período 2004-2013, la tasa de crecimiento en el consumo nacional será de 5.6%, cifra perteneciente al escenario de planeación donde el consumo al 2013 será de 305.8 TWh. (Ver Gráfica 2).



Fuente: *Prospectiva del Sector Eléctrico 2004-2013*

Gráfica 2. Consumo nacional de energía eléctrica (escenario de planeación) en (TWh)

Actualmente, el manejo de las ventas del servicio público de electricidad depende principalmente del consumo de energía eléctrica en el sector industrial, el cual representa el 59% de las ventas totales. Se prevé una trayectoria más estable para el sector. De acuerdo con las estimaciones, las empresas medianas presentarán una tasa de crecimiento anual del 6.8% mientras que la gran industria crecerá al 6.3%.

Con respecto a las ventas internas, se espera que para el 2013 el sector industrial continúe con una participación del 64% respecto al total. El sector residencial que es el segundo sector en importancia tiene una participación del 22%.

1.1.7 Análisis regional del mercado de energía eléctrica

Las proyecciones por regiones se fundamentan con base en estudios estadísticos de tendencia, complementados con las solicitudes de servicios de grandes consumidores.

Para poder determinar la potencia y la ubicación de las nuevas plantas generadoras, así como la expansión óptima de la red de transmisión, es importante estimar la potencia y la energía que se requiere en cada uno de los diferentes centros de consumo del país.

Las ventas de energía eléctrica que se llegan a dar a los grandes usuarios, como lo es el sector industrial, se realiza por medio de estimaciones que se proporcionan por las solicitudes de nuevos servicios y mediante la aplicación de encuestas anuales que realiza CFE.

Las proyecciones por regiones se fundamentan por medio de estudios estadísticos de tendencia, complementados con las solicitudes de servicios de grandes consumidores.

Para poder determinar la potencia y la ubicación de las nuevas plantas generadoras, así como la expansión óptima de la red de transmisión, es importante estimar la potencia y la energía que se requiere en cada uno de los diferentes centros de consumo del país.

El estudio regional de las ventas de electricidad, estima que las regiones Noroeste y Noreste serán las de mayor crecimiento con tasas medias anuales de 6.1% y 6.8% respectivamente. Las ventas en la región Centro crecerán con una tasa media anual del 4.3%.

La región Centro-Occidente tendrá una tasa de crecimiento de 5.7% en las ventas internas para los próximos años. La región Sur-Sureste registrará ventas con una tasa de crecimiento de 5.8% durante el período 2004-2013. (Ver Tabla 1.4)

Tabla 1.4 Ventas totales por región estadística, 2003-2013 (GWh)

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	tmca (%) 2004 - 2013
Total nacional	160,384	165,359	173,138	184,002	194,191	206,18	219,979	233,619	248,773	263,968	279,343	5.7
Noroeste	21,27	22,495	23,673	24,978	26,294	28,345	30,437	32,326	34,329	36,308	38,28	6.1
Noreste	39,235	40,021	41,869	44,883	48,001	51,422	56,528	60,99	65,863	70,777	75,829	6.8
Centro-Occidente	36,242	37,939	39,659	42,48	44,637	47,153	50,969	53,605	56,644	59,84	63,083	5.7
Centro	40,969	41,79	43,33	45,401	47,504	49,522	52,146	54,765	57,374	59,929	62,513	4.3
Sur-Sureste	22,592	23,032	24,514	26,16	27,651	29,629	29,785	31,813	34,437	36,982	39,499	5.8
Pequeños Sistemas	96	92	95	100	104	109	114	120	126	132	139	4.9

Fuente: Prospectiva del Sector Eléctrico 2004-2013

1.1.8 Demanda máxima por área operativa del SEN

La demanda máxima que es establecida por el Sistema Eléctrico Nacional es igual a la demanda del servicio público más la demanda de centrales de autoabastecimiento y

cogeneración que requieren servicios de transmisión y respaldo de energía.⁵ La demanda de transmisión y autoabastecimiento remoto fue estimada para estos proyectos tomando como referencia las centrales de las empresas Enertek y Arancia y las contenidas en los proyectos de autoabastecimiento y cogeneración. La demanda autoabastecida que no requiere servicios de transmisión y respaldo, se considera independiente del sistema para efectos de planeación del Sistema Eléctrico Nacional.

En la tabla 1.5 se presentan las cifras correspondientes a la demanda bruta por área operativa eléctrica, representada por tres indicadores anuales: demanda máxima anual, demanda media y demanda base.

Como se puede observar en el cuadro los sectores con mayor carga máxima se ubican en las zonas: Noreste y Baja California Sur, las cuales presentan una tasa media de crecimiento de 6.9% y 7.7% respectivamente. Se espera que la demanda bruta máxima crezca a una tasa media anual de 5.6% a nivel nacional en los próximos diez años.

Tabla 1.5 Pronósticos de la demanda bruta por área operativa, 2004-2013 (MWh/h)

Área		2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	tmca(%) 2004 - 2013
Sistema Interconectado												
Norte	P	2,824	2,971	3,134	3,295	3,466	3,706	3,922	4,157	4,387	4,601	5.4
	M	1,991	2,113	2,232	2,343	2,47	2,639	2,796	2,966	3,126	3,282	5.6
	B	1,807	1,923	2,032	2,133	2,25	2,403	2,547	2,703	2,848	2,991	5.7
Noreste	P	5,969	6,352	6,778	7,238	7,703	8,446	9,04	9,716	10,414	11,135	6.9
	M	4,309	4,567	4,866	5,201	5,531	6,069	6,5	6,984	7,477	7,989	6.9
	B	3,942	4,173	4,444	4,751	5,051	5,544	5,938	6,381	6,829	7,294	6.9
Occidental	P	7,021	7,413	7,881	8,238	8,653	9,277	9,727	10,228	10,757	11,293	5.5
	M	5,371	5,686	6,049	6,322	6,643	7,125	7,467	7,853	8,261	8,672	5.7
	B	5,007	5,305	5,645	5,899	6,199	6,649	6,967	7,328	7,71	8,093	5.7
Central	P	8,176	8,588	9,03	9,376	9,763	10,306	10,734	11,218	11,653	12,071	4.4
	M	5,404	5,635	5,884	6,099	6,34	6,683	6,968	7,275	7,56	7,836	4.1
	B	4,792	4,982	5,189	5,375	5,584	5,883	6,136	6,404	6,656	6,9	4.0
Oriental	P	5,522	5,854	6,204	6,576	6,976	7,497	7,969	8,472	8,99	9,513	5.8
	M	3,951	4,162	4,412	4,675	4,953	5,331	5,658	6,022	6,387	6,754	5.7
	B	3,604	3,788	4,016	4,255	4,506	4,853	5,148	5,48	5,812	6,144	5.6
Peninsular	P	1,109	1,18	1,264	1,344	1,433	1,525	1,644	1,772	1,894	2,02	6.8
	M	825	873	935	995	1,061	1,129	1,217	1,311	1,402	1,495	6.8
	B	762	806	863	917	978	1,042	1,123	1,21	1,293	1,38	6.8
Sistemas Aislados												
Noroeste	P	2,622	2,746	2,884	3,021	3,162	3,355	3,541	3,721	3,905	4,083	5.1
	M	1,679	1,755	1,837	1,918	2,005	2,128	2,243	2,359	2,475	2,587	4.9
	B	1,47	1,536	1,606	1,675	1,749	1,857	1,956	2,058	2,159	2,257	4.9

⁵ Secretaría de Energía. *Prospectiva del sector eléctrico 2004-2013*. p. 57

Baja California	P	1,94	2,024	2,125	2,217	2,443	2,635	2,805	3,008	3,19	3,373	6.3
	M	1,288	1,337	1,4	1,457	1,6	1,721	1,826	1,952	2,07	2,189	6.1
	B	1,144	1,185	1,24	1,289	1,414	1,519	1,61	1,719	1,823	1,928	6.0
Baja California Sur	P	233	250	268	287	308	332	360	390	419	451	7.7
	M	154	163	174	186	199	214	231	250	270	290	7.4
	B	136	144	153	164	175	188	203	220	237	254	7.3
Pequeños Sistemas	P	23	23	24	26	27	28	29	31	32	34	4.4
	M	12	12	13	13	14	14	15	16	17	17	3.9
	B	9	10	10	10	11	11	12	12	13	14	3.6

Fuente: Prospectiva del Sector Eléctrico 2004-2013

P = Carga máxima

M = Carga media

B = Carga base

tmca: tasa media de crecimiento anual

1.2 Planes de instalación de capacidad de generación

La programación de obras de generación eléctrica que garantizarán el abastecimiento del servicio a las familias del país y a las plantas productivas, será cubierta por proyectos denominados capacidad comprometida, estos incluyen obras en proceso de construcción, en licitación o cierre financiero. Las obras consideradas dentro de la capacidad no comprometida, son aquellas que no han concursado para su licitación y no tienen esquemas bien definidos, las cuales pueden ser construidas por CFE, LFC o por empresas particulares.

Para tomar decisiones de inversión para la expansión del SEN es necesario hacer varias consideraciones que duran muchos años, debido a la larga trayectoria del proyecto, pues desde el inicio del concurso para la construcción de un nuevo proyecto hasta su entrada en operación se tarda aproximadamente cuatro años en tomar dicha decisión. Por lo tanto las decisiones que se lleguen a tomar en la actualidad repercutirán en el futuro.

El programa de expansión evalúa y selecciona diversas propuestas de proyectos factibles tanto técnica como económicamente con el fin de escoger los que minimicen costos de inversión y operación, a través de modelos de simulación y optimización. Lo anterior ha determinado que el abastecimiento más competitivo tiene que venir de centrales basadas en gas natural.

1.2.1 Programa de expansión 2004 – 2013

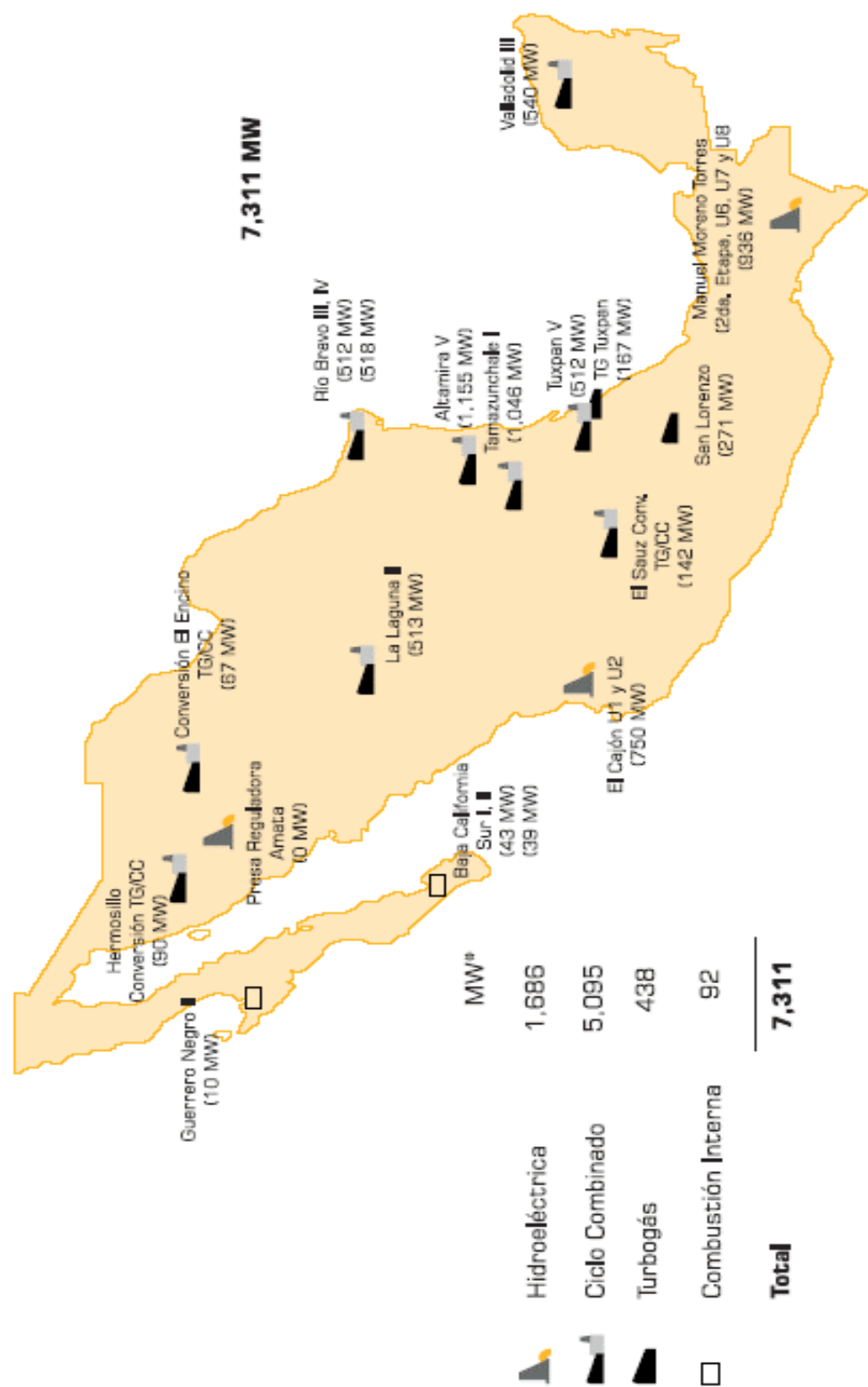
El programa de expansión del SEN para los próximos diez años requerirá adiciones de capacidad de 25,018 MW, de los cuales 7,311 MW se consideran capacidad en construcción o comprometida y 17,707 MW se obtendrán de capacidad adicional no comprometida. La capacidad remota de autoabastecimiento y cogeneración considerada

para la expansión del sistema de generación durante este periodo será de 1,123 MW con lo que la capacidad total adicional del SEN será de 26,141 MW para los próximos diez años.

1.2.1.1 Capacidad comprometida o en construcción

Aunque hay centrales por todo el país, las plantas de ciclo combinado representan el 70.4% de las plantas en proceso de construcción incluyendo las plantas en conversión (Figura 1.3). En la tabla 1.6 se muestra que uno de los principales proyectos es el Manuel Moreno Torres segunda etapa, el cual contribuirá con 936 MW en los próximos dos años. De igual manera el proyecto adjudicado con mayor capacidad es Altamira V con una capacidad de 1155 MW, mismo que entrará en servicio en el 2006.

Dentro de los esquemas financieros para la ampliación de infraestructura energética con mayor participación de licitación es la de PIDIREGAS, los cuales registran el 65.6% de aportación de capacidad, seguido por la obra pública financiada (OPF) con 28.3% y el resto será construida con recursos propios de CFE.



Fuente: *Prospectiva del Sector Eléctrico 2004-2013*

Figura 1.3. Centrales en proceso de construcción o comprometidas.

Tabla 1.6 Proyectos de generación en proceso de construcción o comprometidos

Proyecto	Ubicación	Tecnología	Fecha	Modalidad de licitación	Capacidad bruta (MW)					
			del concurso		2004	2005	2006	2007	2008	2009
Total anual					1,768	1,433	2,275	1,835	0	0
Acumulado					1,768	3,202	5,477	7,311	7,311	7,311
En proceso de construcción										
Manuel Moreno Torres	Chiapas	HID	2000	OPF	624	312				
2da. etapa U's 6, 7 y 8										
Río Bravo III	Tamaulipas	CC	2000	PIE	512					
La Laguna II	Durango	CC	2001	PIE		514				
Baja California Sur I	California Sur	CD	2002	OPF	43					
Río Bravo IV	Tamaulipas	CC	2001	PIE		518				
TG Tuxpan	Veracruz	TG	2002	RP	167					
Gro. Negro II	California Sur	CD	2002	CAT	10					
El Cajón	Nayarit	HID	2002	OPF				750		
Presa Reguladora Amata	Sinaloa	HID	2002	OPF						
Hermosillo Conversión										
TG/CC	Sonora	CC	2002	OPF		90				
TG San Lorenzo	Puebla	TG	2002	RP	271					
El Sauz Conversión TG/CC	Querétaro	CC	2001	OPF	142					
Subtotal					1,768	1,433		750		
Adjudicados										
Altamira V	Tamaulipas	CC	2002	PIE			1,155			
Tuxpan V	Veracruz	CC	2002	PIE			512			
Valladolid III	Yucatán	CC	2002	PIE			540			
Conversión El Encino de										
TG/CC	Chihuahua	CC	2003	OPF			67			
Subtotal						2,275				
En proceso de licitación										
Tamazunchale	San Luis Potosí	CC	2003	PIE				1,046		
Baja California Sur II	Baja California	CD	2003	OPF				39		
Subtotal								1,085		

Fuente: Prospectiva del Sector Eléctrico 2004-2013

HID: Hidroeléctrica CC: Ciclo combinado CD: Combustión interna tipo diesel
 GEO: Geotérmica TG: Turbogás PIE: Productor Independiente de Energía
 RP: Recursos propios CAT: Construir, arrendar, transferir OPF: Obra pública financiada

1.2.1.2 Capacidad adicional no comprometida

Los estudios de expansión del Sistema Eléctrico determinan los requerimientos de la capacidad adicional no comprometida, se pueden llegar a satisfacer con inversión privada, por medio de licitaciones correspondientes. Con ello, se da inicio a otras opciones de

generación que lleguen a minimizar costos totales a largo plazo, con la calidad y confiabilidad que requiere el sistema. Para ello, se ha estimado una capacidad no comprometida de 17,707 MW, esto representa el 71% del programa de obras que se llevará a cabo durante los siguientes años (Ver Tabla 1.7).

Tabla 1.7 Requerimientos de capacidad adicional no comprometida

Proyecto	Ubicación	Tecnología	Capacidad bruta (MW)								
			2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Total anual			0	101	0	918	2,037	2,502	4,315	3,132	4,701
Acumulado			0	101	101	1,019	3,056	5,559	9,874	13,006	17,707
Baja California Sur III, IV, V	Baja California Sur	LIBRE						38		38	38
Río Bravo V y VI Agua Prieta II	Tamaulipas Sonora	LIBRE CC					469		550		512
Tamazunchale II	Potosí San Luis	LIBRE						1046			
Tamazunchale III	Potosí Sonora	LIBRE LIBRE							523		
Noroeste										469	
La Venta II, III, IV y V	Oaxaca	EOL		101				101	101		101
Carboeléctrica del Pacífico	Guerrero	CAR					700				
Pacífico I y II	Guerrero	LIBRE								700	700
Sta. Rosalía	Baja California Sur	CD							10		
Baja California (Mexicali II)	Baja California	CC				228					
Baja California II	Baja California	TG						255			
Baja California III	Sonora	LIBRE							253		
Baja California IV	Baja California	TG								255	
Baja California V	Baja California	LIBRE									250
Norte II (Torreón)	Coahuila	CC					440				
Norte III, IV y V	Chihuahua	CC							450		900
Norte (Samalayuca IV)	Chihuahua	CC				256					
La Parota U1, U2 y U3	Guerrero	HID							900		
Central (I y II) (Valle de México)	Edo. Mex.	CC					428	428			
Central (III y IV)	Querétaro	LIBRE							550		550
Occidental I, II, III y IV	Jalisco	CC						550	550	550	550
Presidente Juárez	Baja California	CC						84			
Conv. TG/CC	California	CC									
Noreste (Monterrey)	Nuevo León	LIBRE							428		

Ampliación La Villita	Michoacán	HID	400	
Repotenciación				
Infiernillo	Guerrero	HID	200	
Oriental I y II	Veracruz	LIBRE	520	550
Peninsular	Campeche	LIBRE		550
San Lorenzo				
Conversión TG/CC	Puebla	CC	142	
Tuxpan Conversión				
TG/CC	Veracruz	CC	92	

Fuente: Prospectiva del Sector Eléctrico 2004-2013

HID: Hidroeléctrica CC: Ciclo combinado CD: Combustión interna tipo diesel
 GEO: Geotérmica TG: Turbogás Eol: Eólica

Los particulares tienen la decisión de proponer el lugar específico diferente a lo programado, aun cuando esto involucre transmisión adicional para llegar al punto de interconexión preferente. También son libres de proponer el tipo de tecnología a desarrollar en sus proyectos de generación (Figura 1.4).

CAPÍTULO 2

2. EXPERIENCIA DE LA ENERGÍA NUCLEAR EN MÉXICO Y EN EL CONTEXTO MUNDIAL

En México la única central nucleoelectrica es Laguna Verde, la cual se encuentra ubicada sobre la costa del Golfo de México en el km 42.5 de la carretera federal Cardel Nautla, en la localidad denominada Punta Limón municipio de Alto Lucero, estado de Veracruz. La central consta de dos unidades, cada una con una capacidad de 682.44 MWe. Los tipos de reactores que utiliza son de agua hirviente (BWR-5) de ciclo directo y con contención tipo MARK II. La primera unidad entró en operación comercial en julio de 1990 y la unidad dos en abril de 1995. Estas unidades han generado, hasta la fecha del 31 de marzo de 2005, 67.1 millones de MWh (con una disponibilidad de 84.63% y factor de capacidad de 80.96%) y 47.6 millones de MWh (disponibilidad de 83.51% y factor de capacidad de 82.05%) respectivamente. Al 31 de marzo de 2005 las dos unidades representan el 2.96% de la capacidad efectiva instalada de CFE, con una contribución a la generación del 5.72%.⁶

El combustible irradiado es almacenado en las albercas de decaimiento que posee cada reactor durante toda la vida útil de la central. Al término de este almacenamiento transitorio se tendrá que adoptar alguna solución definitiva como introducir los ensambles de combustible irradiado en contenedores especiales, diseñados para conservarse durante miles de años y enviarlos posteriormente a un depósito de residuos radiactivos; otra opción es colocar el combustible gastado en los contenedores, almacenarlos en alguna instalación a flor de tierra que sea adecuada durante 30 o 40 años y enviarlos finalmente al depósito de residuos radiactivos; y la última opción sería enviar el combustible gastado en sus contenedores a una planta para su reprocesamiento. Éste último permite la separación del uranio y plutonio remanente en el combustible para su reutilización posterior.

Actualmente (29 de marzo de 2005) se tienen en el mundo 440 reactores nucleoelectricos con 366,472 MWe de capacidad instalada. La energía nuclear representa el 16% de la capacidad de generación eléctrica en todo el mundo, ya que durante el 2002 se generaron $2,525 \times 10^9$ kWh mediante energía nuclear.⁷ Desde hace cincuenta años la industria eléctrica ha venido desarrollando y mejorando las tecnologías de los reactores nucleares y se prepara para la próxima generación de reactores, además se encuentran en construcción 24 reactores con una capacidad aproximada de 18,544 MWe, y 40 reactores planeados con 2,164 MWe de capacidad aproximada.

⁶ Comisión Federal de Electricidad. Generación. <http://www.cfe.gob.mx>

⁷ World Nuclear Association. Advanced Reactors. <http://www.world-nuclear.org>

2.1 Tipos de reactores y su potencia

A continuación se muestra en la tabla 2.1 una clasificación de acuerdo al tipo y potencia de algunos reactores nucleares que se encuentra bajo construcción.

Tabla 2.1. Clasificación de algunos reactores nucleares que se encuentran bajo construcción.

REACTOR	PAÍS/ORGANIZACIÓN	POTENCIA MWe
BWR (Reactor de Agua en Ebullición)	Japón Onawa 3	796
	Japón Higashidori 1	1067
ABWR (Reactor Avanzado de Agua en Ebullición)	Taipower Lungmen 1	1350
	Japón Hamaoka 5	1325
	Taipower Lungmen 2	1350
	Japón Shika-2	1315
PWR (Reactor de Agua a Presión)	República Checa Temelin 2	912
	Corea Yonggwang 5	950
	Corea Yonggwang 6	950
	Corporación Nuclear Nacional de China (CNNC) Qinshan 2	610
	CNNC Lingao 1	935
	Iran Bushehr 1	950
	CNNC Lingao 2	935
	CNNC Qinshan 3	610

PWR (Reactor de Agua a Presión)	Rusia Kalinin 3	950
	Ucrania Khmel'nitski 2	950
	Corea Ulchin 5	950
	CNNC Tianwan 1	950
	Corea Ulchin 6	950
	Rusia Rostov-2	950
	CNNC Tianwan 2	950
	Ucrania Rovno 4	950
	Rusia Balakovo 5	950
PHWR (Reactor de Agua Pesada a Presión)	Argentina Atucha 2	692
	Rumania Cernavoda 2	650
	CNNC Qinshan 4	665
	CNNC Qinshan 5	665
	India Tarapur 3	450
	India Tarapur 4	450

De los reactores que aparecen en la tabla, el reactor ABWR corresponde a un tipo de reactor que, como se verá más adelante, evolucionó a partir del Reactor de Agua en Ebullición (BWR) en el cual se incorporaron varios avances tecnológicos. En la actualidad se encuentran en operación tres reactores nucleares del tipo ABWR en Japón, lo que da una visión de confiabilidad para una posible construcción de un nuevo tipo de reactor en nuestro país.

2.2 Factores de planta y costos de generación eléctrica.

En la figura 2.1 se observa la evolución del factor de planta en los Estados Unidos. La razón de estos incrementos se debe principalmente a las mejoras en los procedimientos de operación y mantenimiento, menor impacto de la reglamentación, gestión del combustible y mayor confiabilidad de los materiales y equipos; por ejemplo el uso de fibra óptica en el cableado nuclear ha disminuido el número de cables instalados y las fallas de la instrumentación nuclear, que muchas veces provocaban paros espurios de la planta (scrams).⁸



Fuente: Nuclear Energy Institute 2003

Figura 2.1 Evolución del factor de planta en los Estados Unidos

⁸ Nuclear Energy Institute. <http://www.nei.org>

2.2.1 Costos de generación eléctrica

Los costos totales de generación eléctrica se encuentran conformados por varios factores que son: los costos de inversión, los costos de combustible y los costos de operación y mantenimiento.

2.2.1.1 Costos de inversión

En los costos de inversión se distinguen tres costos unitarios de inversión, los cuales son:

- a) **Costo directo:** se refiere a la suma, en moneda constante de las erogaciones correspondientes de una central y no incluye el costo de la subestación eléctrica, se encuentra dividida entre la capacidad de la misma. Equivale a que todos los costos de inversión de la obra fueran erogados instantáneamente (conocido en inglés como overnight cost).
- b) **Costo directo más indirecto:** es el resultado de añadir al costo directo los costos de ingeniería, administración y control de la obra, incurridos en las oficinas centrales de la CFE.
- c) **Costo actualizado al inicio de la operación:** a partir del “costo directo más indirecto” y mediante el uso de una tasa real de descuento del 12% anual, se calcula el valor de la inversión actualizada al inicio de la puesta en operación de la central. Esta tasa de descuento incluye el costo de los intereses devengados durante el proceso de construcción.

El costo de inversión puede desglosarse en los siguientes componentes: mano de obra, equipos nacionales, equipos importados, materiales y otros (servicios y gastos diversos).

Los equipos nacionales incluyen importaciones directas cuya estimación preliminar es incorporada en el rubro de equipos importados. Sin embargo, los rubros de materiales y de otros pueden incluir componentes de importación no identificados a partir de la información disponible.

En la tabla 2.2 se resumen, para cada tipo de central, los programas de inversión empleados para obtener el Costo Actualizado al Inicio de la Operación y que corresponden a cronogramas mensuales. Los programas de inversión son estimados a partir de los cronogramas de construcción y de pago de equipos de cada tecnología. Los años asociados al periodo de construcción que se muestran en la tabla 2.2 están denominados con números negativos con objeto de llamar cero al año de inicio de operación de la central.

Tabla 2.2 Programa de inversión para algunas plantas de generación.

Central	Potencia bruta (MW)	Programa de inversión (%)						
		Años de construcción						No. de meses
		-6	-5	-4	-3	-2	-1	
Térmica Convencional	2 x 350			1.7	25.5	55.3	17.5	39
Turbogás industrial "G"	1 x 253						100	12
Ciclo combinado gas 2*1 "G"	1 x 750					62.0	38.0	24
Diesel	2 x 18.7					44.6	55.4	21
Carboeléctrica	2 x 350			1.5	42.1	43.2	13.3	42
Nuclear (ABWR)	1 x 1356		3.5	16.1	41.7	30.7	8.0	60
Geotérmica Los Azufres	4 x 26.60				2.5	60.0	37.6	28
Hidroeléctrica La Aguamilpa	3 x 320	9.3	22.1	23.5	25.3	13.5	6.3	72
Hidroeléctrica La Amistad	2 x 33			20.0	45.0	25.0	10.0	48

Fuente: Autor con datos de COPAR de generación 2004

2.2.1.2 Costos de combustible

El cargo por combustible se maneja como un costo nivelado, ya que depende de la evolución de los precios del combustible, del precio externo de referencia y de la tasa de descuento actualizada. En general, el precio externo de referencia es representativo de los valores de los energéticos en algunos mercados internacionales que son de gran importancia para México, en tanto que la tasa de descuento que maneja el COPAR (Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión) corresponde al 12%.

Es importante resaltar que para calcular en pesos los costos de los componentes externos, tanto de inversión como de operación y mantenimiento, se aplica el “tipo de cambio para solventar obligaciones denominadas en moneda extranjera en la República Mexicana” el cual es de 11.20 pesos/dólar, este dato es utilizado por el COPAR como un valor promedio estimado durante el 2004.

En la decisión de construir una nueva central de generación se comprometen recursos durante la vida útil de la instalación, esto quiere decir que para lograr una selección adecuada de proyectos, es necesario considerar el flujo monetario implicado en cada tecnología, desde el inicio de su construcción hasta que es retirada de operación.

El costo de los energéticos a lo largo de un período tan grande, aún medido en moneda constante, es variable; esto es debido a diversas causas, entre las que sobresalen las siguientes:

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

Para el caso del combustible nuclear, el precio de referencia 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. En la tabla 2.3 se muestra una comparación de los costos nivelados por concepto de combustible por cada MWh neto generado para algunas centrales de generación.

Tabla 2.3 Costos de generación por concepto de combustible tomando una tasa de descuento del 12% (precios medios de 2004)

Central	Potencia bruta (MW)	Combustible	Costo nivelado del combustible (\$/MWh)
Térmica convencional	2 x 350	Combustóleo	387.93
Turbogás industrial gas "G"	1 x 253	Gas	500.18
Ciclo combinado gas 2*1 "G"	1 x 750	Gas	349.16
Diesel	2 x 18.7	Combustóleo	303.41
Carboeléctrica	2 x 350	Carbón nacional	187.70
Nuclear (ABWR)	1 x 1356	Uranio enriquecido	73.27
Geotérmica Los Azufres	4 x 26.60	Vapor Geotérmico	209.21
Hidroeléctrica La Aguamilpa	3 x 320	Agua	9.07
Hidroeléctrica La Amistad	2 x 33	Agua	20.81

Fuente: Autor con datos de COPAR de generación 2004.

2.2.1.3 Costo de operación y mantenimiento

El costo de operación y mantenimiento del MWh generado considera dos componentes, uno fijo y otro variable. Los costos fijos se encuentran presentes independientemente de la operación de la planta y por lo tanto no están directamente relacionados con la energía generada. Los costos fijos incluyen los siguientes conceptos de costos:

- Salarios
- Prestaciones
- Seguro Social
- Servicios de Terceros
- Gastos Generales
- Materiales (excepto el área de operación)

En cambio, son costos variables los que guardan una relación directa con la generación de energía eléctrica. En la tabla 2.4 se observan los costos de operación y mantenimiento fijos, y variables de algunas tecnologías.

Tabla 2.4 Costos de Operación y Mantenimiento (precios medios 2004)

Centrales	Potencia bruta (MW)	Fijo (\$/MW-año)	Variable^a (\$/MWh)	Total^b (\$/MWh)
Térmica convencional	2 x 350	235,895.57	2.33	40.44
Turbogás industrial gas "G"	1 x 253	51,432.35	1.40	48.95
Ciclo combinado gas 2 x 1 "G"	1 x 750	198,333.59	3.02	32.10
Diesel	2 x 18.7	690,235.84	43.80	171.50
Carboeléctrica	2 x 350	383,822.84	2.35	65.35
Nuclear (ABWR)	1 x 1356	547,718.00	3.81	80.52
Geotérmica Los Azufres	4 x 26.60	504,506.28	0.40	72.55
Hidroeléctrica La Aguamilpa	3 x 320	64,076.79	0.20	29.26
Hidroeléctrica La Amistad	2 x 33	238,352.96	0.27	95.89

Fuente: Autor con datos de COPAR de generación 2004.

a) No incluye costos de agua

b) Costo del MWh neto generado

2.3 Aspectos de seguridad

La seguridad es una de las principales bases de diseño de los nuevos reactores nucleares que se desean implementar en el mundo; por ello, las plantas deben ser estudiadas a fondo y así encontrar diversos caminos que ayuden a protegerlas de accidentes e identificar cualquier tipo de falla, por lo que se requieren sistemas instalados capaces de reforzar sus líneas de defensa. Una planta será segura si se ponen en marcha líneas de defensa suficientemente fuertes contra cualquier falla o riesgo.

Un concepto básico dentro de la seguridad de los reactores nucleares (incluyendo los nuevos) es la “defensa en profundidad”, esto significa que las medidas de seguridad nuclear se conciben y aplican con el fin de ofrecer protección a los trabajadores, el medio ambiente y a las personas en general. El principio fundamental que se aplica a la seguridad de las instalaciones nucleares es el concepto de defensa en profundidad, que entraña el establecimiento de múltiples niveles de protección. Aunque las distintas actividades de la central pueden estar relacionadas con la organización, el comportamiento o el equipo, todas están cubiertas por capas de disposiciones de seguridad superpuestas. De esta manera, una deficiencia o un fallo a un nivel puede compensarse o corregirse a otro nivel. Los niveles de protección se pueden resumir como sigue:

- Primer nivel: diseño en buenas condiciones, alta calidad de construcción y operación rigurosa.
- Segundo nivel: implicación de vigilancia para detectar cualquier anomalía y actuación de sistemas de protección redundantes. La función principal de estos sistemas es el apagado automático por la inserción de barras de control dentro del núcleo.
- Tercer nivel: si las primeras dos líneas de defensa son traspasadas, un establecimiento de sistemas de emergencia redundantes entra en operación para preservar la integridad de la menor barrera.

Para obtener el grado más alto de seguridad en un reactor se deben considerar tres puntos esenciales que se mencionan a continuación:

1. El diseño de la planta debe apuntar no solamente a prevenir accidentes, sino también mitigar sus efectos si ocurriera una falla.
2. Su construcción debe estar libre de defectos mayores; todo defecto debe ser identificado y si es necesario rectificado.
3. Su operación debe ser cuidadosamente organizada y confiable.

Evaluación y gestión de riesgos

Los posibles escenarios de secuencias de accidentes en una central nuclear se determinan y analizan en el marco de un procedimiento denominado “Análisis probabilista de seguridad” (APS). La mayoría de las centrales existentes en todo el mundo han sido objeto de APS. En el marco de estas evaluaciones se elaboran modelos de fiabilidad de manera exhaustiva y estructurada a fin de obtener estimaciones probabilistas de los riesgos; por lo tanto, los APS son poderosos instrumentos para evaluar los riesgos relacionados con una central en particular.

En el campo de la energía nuclear hay acuerdo general en que el APS de una central debe ser un proceso permanente de evaluación de la seguridad. En otras palabras, el APS debe actualizarse en la medida y en el momento en que sea necesario con el objetivo de tener en cuenta las actuales características operacionales y de diseño, y debe ser utilizado tanto por los diseñadores como por las compañías eléctricas y los reguladores.

Objetivos de seguridad

El Grupo Internacional Asesor en Seguridad Nuclear (INSAG), órgano que presta asesoramiento al Director General del OIEA, ha recomendado objetivos probabilistas que representan un nivel aceptable de riesgo para distintas situaciones hipotéticas de accidente. Esos objetivos recomendados consisten en valores numéricos y se conocen como “criterios probabilistas de seguridad” (CPS). Los reguladores nacionales pueden insistir en que los riesgos sean aún inferiores a los niveles internacionalmente recomendados. Los objetivos abarcan la frecuencia hipotética de daños al núcleo del reactor, la emisión de grandes cantidades de materiales radiactivos y los efectos para la salud de las personas.

En cuanto a la frecuencia de daños al núcleo, que es lo que representa a un accidente en el caso de la mayoría de las centrales nucleares, el INSAG ha propuesto una probabilidad de uno en 10 000 años para las centrales existentes y una probabilidad de 1 en 100 000 por años para las centrales futuras. La emisión de grandes cantidades de materiales radiactivos tendría consecuencias graves para las personas y requeriría la aplicación de medidas de emergencia fuera del emplazamiento. En este caso, los objetivos del INSAG son una probabilidad de uno en 100 000 años para las centrales existentes y una probabilidad de uno en 1 000 000 años para las centrales futuras.

En cuanto a los efectos para la salud de las personas, el INSAG no ha dado ninguna orientación con respecto a los objetivos. Ahora bien, en algunos países el objetivo con respecto al riesgo de muerte para las personas se ha fijado en una fatalidad en 1 000 000 de años.

2.4 Reservas de combustible

El uranio es el elemento natural más pesado en la Tierra. Su núcleo se encuentra rodeado de 92 electrones. Está compuesto principalmente de dos isótopos, el uranio 235 y el uranio 238 (Ver Tabla 2.5).

Tabla 2.5. Período de desintegración radiactiva y abundancia en la Tierra de uranio.

Isótopo	Período de desintegración radiactiva (años)	Abundancia en la Tierra (%U total)
235	713 millones	0.72
238	4.47 billones	99.275

Fuente: Bertrand Barré. All about nuclear energy (AREVA).

Esta mezcla de uranio natural puede ser encontrada en cualquier parte de la Tierra. El período de desintegración radiactiva del uranio 238 es mucho más largo que la del uranio 235. Químicamente hablando, el uranio es un elemento con una clara afinidad por el oxígeno y es encontrado en menos de 200 minerales. La corteza de la Tierra contiene en promedio 3 gramos de uranio por tonelada. El uranio está presente en la composición de

varias rocas de la corteza de la Tierra. Se encuentra en ciertos tipos de granitos o de rocas ígneas y en agua.

En los ciclos de combustible de los reactores nucleares de fisión se utilizan principalmente el uranio 235, el plutonio 239 y en menor grado, el uranio 233.

El único isótopo fisil que existe en la naturaleza es el uranio 235 y se encuentra en una proporción de 0.72% en el uranio natural; el resto es uranio 238, que es un material fértil para la cría de plutonio 239. El uranio es un elemento relativamente abundante en la naturaleza, y existe en 2 a 4 partes por millón en la corteza terrestre. Su abundancia es similar a la del arsénico o la plata y es 800 veces más abundante que el oro. El agua de mar contiene al rededor de 3 partes por billón y con ello es una reserva potencial de 4 mil millones de toneladas.

Las reservas de uranio mundiales razonablemente seguras y las adicionales estimadas, con un costo de extracción y de elaboración hasta de 110 dólares por kilogramo se calculan, excluyendo la ex-Unión Soviética, China y los demás países socialistas, en 4.3 millones de toneladas de óxido de uranio (U_3O_8).⁹

De dichas reservas, unas 10,600 toneladas se encuentran en México. Además se estiman reservas de alrededor de 150,000 toneladas de U_3O_8 asociadas a la roca fosfórica de Baja California.

Se estima que el uranio que existe en el mundo alcanza para 120 a 400 años según diferentes tecnologías de aprovechamiento y escenarios de crecimiento de demanda.¹⁰

2.5 Características de los nuevos reactores nucleares

Una de las principales preocupaciones a nivel mundial es el abastecimiento de energía eléctrica en el futuro considerando el desarrollo sustentable. Esto ha generado como respuesta diversas propuestas en las que resaltan dos iniciativas multinacionales, la del Proyecto Internacional sobre Reactores Nucleares y Ciclos de Combustible Innovadores (INPRO por sus siglas en inglés) de la Agencia Internacional de Energía Atómica (IAEA por sus siglas en inglés) y el Foro Internacional de la Generación IV (GIF por sus siglas en inglés). Estas iniciativas tienen como propósito general desarrollar nuevas tecnologías que lleguen a satisfacer las necesidades energéticas del futuro.

La Agencia Internacional de Energía (IEA por sus siglas en inglés), la Agencia de Energía Nuclear (NEA por sus siglas en inglés) y la Agencia Internacional de Energía Atómica realizaron en el 2002 un estudio de las nuevas tecnologías respecto a su capacidad para afrontar los retos que actualmente tiene la energía nuclear.¹¹ Las características

⁹ Comisión Federal de Electricidad. *Del fuego a la energía nuclear*. pp. 19 y 20.

¹⁰ Prof. Wolfgang Kroger. Measuring the sustainability of energy systems. NEA News 2001 No. 19.1

¹¹ OECD / IEA. *Innovative Nuclear Reactor Development. Opportunities for International Cooperation*.

consideradas en la revisión de los diferentes diseños innovadores de este estudio son descritos en los siguientes incisos:

- a) Seguridad. Se consideran las características que incrementen la seguridad de la instalación nuclear, incluyendo aquellas que reducen la probabilidad y severidad de daño al núcleo y la liberación de radiactividad al exterior.
- b) Competitividad económica. Las características que mejoren la competitividad económica de la instalación nuclear en relación con otros métodos de generación de potencia, además de las características que reducen los costos imprevistos de construcción, los costos de operación y mantenimiento o los costos del ciclo de combustible y aquellas que mejoren la confiabilidad o el factor de capacidad.
- c) No proliferación de armamento nuclear y salvaguardias. En este criterio se incluyen las características que contribuyen a reducir y desalentar la proliferación de armamento nuclear, lo cual abarca la reducción de la generación, transporte y extracción de material fisil, así como también las características que faciliten la implementación de salvaguardias internacionales.
- d) Gestión de desechos. Se incluye en este criterio las características que mejoren el desempeño de la gestión de los desechos, incluyendo aquellas que reducen la generación de algunos o todas las categorías de desechos radiactivos y faciliten la gestión o disposición de los mismos.
- e) Uso eficiente de los recursos. Bajo este criterio se contemplan las características que contribuyen al uso eficiente del combustible nuclear a través de métodos tales como quemados de combustible más altos, reciclado de combustible, incremento de la eficiencia de la planta y el uso de otros combustibles diferentes al uranio.
- f) Flexibilidad en sus aplicaciones. Aquí se consideran las características que faciliten la flexibilidad de uso del reactor en aplicaciones de cogeneración y aplicaciones de procesos de calor.

Durante varias décadas la industria de la generación eléctrica ha venido desarrollando y mejorando las tecnologías de las nuevas generaciones de reactores nucleares que se desean implementar. Casi el 85% de los reactores que se encuentran operando en la actualidad han sido diseños que evolucionaron de los reactores navales.

Los países como Estados Unidos de América, Japón, Europa, Rusia y Sudáfrica proveedores de reactores nucleares cuentan con muchos diseños de reactores nucleares en estados avanzados de planeación denominados Tercera-generación. Algunos de estos reactores denominados reactores ya están en operación o se encuentran en una etapa de diseño avanzado.

Los reactores denominados de Tercera-generación que se encuentran en operación tienen las siguientes características:

- Un diseño estandarizado para cada tipo de reactor para la expedición de licencia, reducción de costo de capital y reducción del tiempo de construcción.
- Un diseño más simple y más robusto, que lo hace más fácil de operar y menos vulnerable a incidentes operacionales.
- Mayor disponibilidad y vidas de operación más largas – típicamente 60 años.
- Reducida probabilidad de accidentes de fundición del núcleo.
- Mínimo impacto sobre el medio ambiente.
- Quemado de combustible elevado (es decir, extracción de energía alta) para reducir la cantidad de combustible requerido y reducir la cantidad de desechos producidos, (esta es una condición de sustentabilidad).
- Uso de absorbedores de neutrones consumibles (“venenos”) para extender la vida del combustible.

Los reactores de nueva generación cuentan con características de seguridad *pasiva* o inherentemente segura, diferente a los diseños de reactores que se encuentran actualmente, ya que los reactores de nueva generación no requieren de la intervención de operadores o equipos para evitar accidentes en el caso de un mal funcionamiento. Normalmente los sistemas de seguridad son *activos* debido a que involucran una operación eléctrica o mecánica (por ejemplo arrancar una bomba de inyección) y requieren de sistemas redundantes, en contraste, las condiciones pasivas recaen en fenómenos físicos como la fuerza de gravedad, la convección natural y la resistencia a altas temperaturas, y no precisamente en el funcionamiento de componentes eléctricos y mecánicos.

Debido al logro tecnológico de las compañías constructoras y diseñadoras de reactores, el desarrollo de los reactores avanzados ha tomado diversos caminos. Se pueden observar cuatro líneas importantes de reactores: reactores de agua ligera, reactores de agua pesada, reactores de alta temperatura enfriados por gas y reactores rápidos.

Es importante resaltar que la seguridad de los reactores actuales es muy alta, pero el riesgo de ocurrencia de accidentes de los reactores de Tercera-generación es de 10 a 100 veces menor que los reactores que se encuentran en la actualidad.

En la tabla 2.6 se muestra un resumen de las principales características de los reactores clasificados como Tercera-generación y de los cuales se estima que entren en operación en los siguientes años.

Tabla 2.6. Principales características de los reactores clasificados como Tercera-Generación

PAÍS Y DESARROLLADOR	REACTOR	TAMAÑO MWe	PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS
USA-Japón (GE-Hitachi-Toshiba)	ABWR	1300	Diseño evolutivo Más eficiente, menos desechos. Construcción y operación simplificadas. Construcción: 48 meses. Vida: 60 años.
Corea del Sur (derivada de Westinghouse)	APR-1400 (PWR)	1400	Diseño evolutivo Incremento de confiabilidad Construcción y operación simplificadas. Construcción: 48 meses. Costo estimado: 1200 – 1400 US\$/kWe
Estados Unidos (Westinghouse)	AP-600 AP-1000 (PWR)	600 1000	Características de seguridad pasiva. Construcción y operación simplificadas. Construcción: 3 años. Vida de la planta: 60 años. Costos estimados: 1000 US\$/kWe, 3.5 US\$/kWh.
Japón (Westinghouse, Mitsubishi)	APWR	1500	Características de seguridad híbridas. Construcción y operación simplificadas del combustible. Quemado: 55GWd/ton.
Francia-Alemania (Framatome ANP)	EPR (PWR)	1500 1750	Diseño evolutivo. Características de seguridad mejoradas. Alta eficiencia del combustible. Bajo costo de la electricidad 10% menor al reactor francés N4.
Alemania (Framatome ANP)	SWR-1000 (BWR)	1000-1290	Diseño innovador Alta eficiencia del combustible Características de seguridad pasiva. Recargas cada 24 meses.
USA (GE)	ESBWR	1390	Diseño evolutivo Tiempo de construcción corto. Características de seguridad aumentadas.

PAÍS Y DESARROLLADOR	REACTOR	TAMAÑO MWe	PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS
Rusia (Minatom)	VVER (PWR)	1500	Desconocido.
Rusia (AEE)	VVER-91 (PWR)	1060	Diseño evolutivo. Vida de la planta: 60 años. Características de seguridad pasiva.
Canadá (AECL)	CANDU-9	925-1300	Diseño evolutivo. Unidad sólo individual. Requerimientos flexibles de combustible. Características pasivas de seguridad.
Canadá (AECL)	ACR	700-1000	Diseño evolutivo. Enfriamiento con agua ligera. Combustible de bajo enriquecimiento. Características pasivas de seguridad.
Sudáfrica (Eskom, BNFL)	PBMR	165 (módulo)	Planta modular, bajo costo. Turbina de gas ciclo directo. Alta eficiencia del combustible. Características pasivas de seguridad.
USA-Rusia (General Atomics-Minatom)	GT-MHR	285 (módulo)	Planta modular, bajo costo. Turbina de gas ciclo directo. Alta eficiencia del combustible. Características pasivas de seguridad.

*Fuente: Autor con datos de World Nuclear Association: Energy for Sustainable Development.*¹²

Cabe mencionar que actualmente se encuentran en operación tres unidades de ABWR en Japón, se pretende ampliar el número de unidades y se desea instalar este tipo de reactor en otros países. En el año 2009 y 2011 se planea la entrada en operación en Finlandia y Francia respectivamente de unidades de EPR construido por AREVA y Siemens. Es importante remarcar que el reactor AP-600 que se describe en la tabla no se construirá debido a que no es económicamente competitivo.

Otro tipo de reactor que se encuentra en investigación para formar parte de la nueva modalidad de reactores nucleares es el reactor IRIS desarrollado por la Compañía Eléctrica Westinghouse.

¹² World Nuclear Association: Energy for Sustainable Development. Advanced Reactors. July 2003. http://www.world-nuclear.org/info/printable_information/papers/info80print.htm

CAPÍTULO 3

3. INDICADORES DE SUSTENTABILIDAD DE TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA

Un concepto importante que se debe tener en cuenta en el uso de cualquier tecnología es el término de **desarrollo sustentable** que se define como “la capacidad de satisfacer las necesidades de la generación presente sin comprometer la capacidad de satisfacer las propias necesidades de las generaciones futuras”.¹³

Los objetivos principales de sustentabilidad que deben ser considerados para los suministros de energía eléctrica es el suministro de energía, evitar el agotamiento de los recursos no renovables, detener el aumento de emisiones de gases de efecto invernadero y disminuir los impactos a la salud humana. Por lo que se han buscado indicadores de sustentabilidad para poder evaluar cada una de las opciones energéticas.

En la tabla 3.1 se muestra una matriz de identificadores de sustentabilidad aplicados a la generación eléctrica.

Tabla 3.1 Matriz de indicadores de comparación de diferentes sistemas energéticos, cada uno considerando el mismo nivel de desarrollo.

Principios	Criterios	Indicadores	Unidades de medida
sin agotamiento de recursos	Uso de combustible y de otros materiales	Disponibilidad de reservas	Años
		consumo	Toneladas/GWh
	Extensión de tierra pérdida	Planta (operación)	km ² /GWh
	Efectos de agua	Contaminación o consumo	Toneladas/GWh
	Impactos ambientales a través de emisiones al aire	Gases de efecto invernadero	Toneladas CO ₂ Equivalente/GWh
		Gases que dañan la capa de ozono	Toneladas CFC equivalente/GWh
		Gases de lluvia ácida	Toneladas de NO _x y SO _x / GWh
	Impactos sobre la salud humana	Operación normal	Años de vida pérdidas / GWh
		Accidentes / Riesgo colectivo	Muertes / GWh

¹³ Our common future .*The Brundtland report* (1987)

sin agotamiento de recursos	Impactos sobre aspectos sociales	Aversión al riesgo (rechazo)	Pérdida de tierras (km ²) y muertes por accidente
		Oportunidades de trabajo	Δpersonas al año / GWh
		Tratado de no proliferación	Cualitativo
	Eficiencia económica	Costos internos y externos	\$ / kWh
sin producción de desechos no degradables	Cantidad de sustancias peligrosas producidas		m ³ / GWh
	Tiempo necesario de confinamiento		años
sin alta sensibilidad a factores ambientales y sociales	Seguridad de suministro y disposición	Dependencia del exterior	Cualitativo
		Disponibilidad de la tecnología	\$ / GWh
	Solidez, Por ejemplo Sin-necesidad de...	...intervenciones externas rápidas	Horas
		...estabilidad socio-política / financiera	Cualitativo

Fuente: NEA. Prof. Wolfgang Kroger.¹⁴

En la tabla 3.1 se mencionan tres principios importantes de sustentabilidad: “sin agotamiento de recursos”, “sin producción de desechos no degradables” y “sin alta sensibilidad a factores ambientales y sociales”. Para la evaluación de estos principios se utilizan once criterios que están asociados a varios indicadores ya específicos para medir diferentes aspectos de sustentabilidad y a éstos se les asocia una unidad de medida adecuada para calificar a cada indicador.

El principio de “sin agotamiento de recursos” cubre los recursos naturales; como el combustible que es utilizado en cada una de las plantas de generación eléctrica, así como de otros materiales no combustibles (como el cobre, acero, bauxita) que llegara a utilizar algún tipo de tecnología. Este principio cubre no sólo el medio ambiente sino también los recursos humanos como la salud pública, la paz social y el bienestar económico. Algunos de estos criterios serán descritos a continuación:

Criterio “Efectos en agua”, este criterio evalúa la cantidad de agua contaminada o la utilización de la misma. Es importante resaltar que las tecnologías que no requieren de agua para su generación eléctrica tienen ventajas sobre las que la requieren. Por otra parte también debe cuantificarse la cantidad de agua que es contaminada o que debe ser tratada para su limpieza. La cantidad de agua contaminada o consumida se mide en toneladas en cada unidad de energía generada (Toneladas/GWh).

¹⁴ Prof. Wolfgang Kroger. Measuring the sustainability of energy systems. NEA News 2001 No. 19.1

El criterio “Impactos ambientales a través de emisiones al aire” trata de la cuantificación de emisiones de gases de efecto invernadero, gases que afectan la capa de ozono y gases que provocan la lluvia ácida; estas emisiones tienen una unidad de medida que es la tonelada/GWh.

El criterio “Impactos sobre la salud humana” es analizado por medio de dos indicadores que son la Operación normal y Accidentes/Riesgo colectivo, el primero valora los impactos en condiciones normales de operación de la contaminación ambiental; el segundo valora los impactos a la salud en situaciones de accidente, cuantificando muertes por unidad de energía generada.

El principio de “sin producción de desechos no degradables” es evaluado por medio de dos indicadores: “cantidad de sustancias peligrosas producidas”, la cual cuantifica el volumen de sustancias peligrosas producidas por unidad de energía generada y “tiempo necesario de confinamiento” que mide el tiempo necesario de confinamiento de las sustancias peligrosas producidas.

El principio “sin alta sensibilidad a factores ambientales y sociales” trata de evaluar qué tan sensible son las diferentes opciones energéticas a factores ambientales (por ejemplo climáticos) y sociales como lo son situaciones político-sociales y financieras.

3.1 Aplicación al ciclo de vida de las plantas nucleares

Es importante recordar que el ciclo de vida de una planta abarca los procesos, desde la extracción del recurso energético, la construcción de la planta, la transportación y refinación del combustible, la operación y mantenimiento y el desmantelamiento de la misma.

El ciclo del combustible nuclear se inicia con la exploración y explotación del mineral; ésta última puede realizarse en minas a cielo abierto, o subterráneas. El mineral de uranio se convierte en concentrado de uranio en la planta de beneficio, la cual generalmente se instala en las cercanías de la mina. Se lixivia el mineral y los licores de lixiviación se purifican por intercambio iónico o extracción con solventes, para recuperar finalmente el concentrado, que es la forma en que el uranio se adquiere en el mercado mundial, puede ser diuranato de sodio o amonio y tiene una pureza del orden del 85% en el U_3O_8 .

Posteriormente este concentrado se envía a las plantas industriales de conversión, donde inicialmente se convierte en dióxido de uranio (UO_2), para luego ser hidrofluorinado y transformado en tetrafluoruro de uranio (UF_4) que finalmente se hace reaccionar con flúor gaseoso para producir hexafluoruro de uranio (UF_6). Este compuesto reacciona fácilmente con agua y materiales orgánicos, por lo que se envía a las plantas de enriquecimiento en cilindros de acero diseñados para evitar el contacto con aire húmedo. La separación isotópica del UF_6 por difusión gaseosa consiste en bombear este compuesto del uranio a través de una membrana porosa que favorece la difusión selectiva del uranio 235 sobre el uranio 238.

Hoy en día, la capacidad instalada en el mundo occidental para enriquecer uranio es de 34000 toneladas anuales de trabajo separativo. Adicionalmente, países de la ex - Unión Soviética tienen una capacidad disponible para exportación que se estima en 3000 toneladas; los Estados Unidos tienen instalada una capacidad adicional de 7700 toneladas anuales.¹⁵

Como la oferta es muy superior a la demanda, hay una fuerte competencia en el mercado internacional, por lo que los precios de la unidad de trabajo separativo se reducen cada vez más. Después de llevar a cabo estos procesos se fabrican los ensambles de combustible; posteriormente se irradia el combustible y en la parte final del ciclo del combustible se realiza el tratamiento de los ensambles gastados extraídos del núcleo del reactor, los cuales son almacenados inicialmente en albercas ubicadas en los edificios de los reactores.

Un atractivo esencial de la energía nuclear ha sido su bajo costo de combustible comparado con las plantas de carbón, petróleo y gas. El costo del combustible nuclear típico de un reactor BWR incluye el costo de la materia prima U_3O_8 , el costo de conversión, el costo de enriquecimiento y el costo de fabricación de los ensambles combustibles. A estos costos suman los costos de manejo de combustible irradiado y de disposición final de este combustible irradiado o de los materiales separados de él. Aún con estos costos incluidos, el costo total de combustible de una planta nuclear en un país de la OCDE (Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico) es típicamente la tercera parte de los costos para una planta de carbón, y entre una cuarta y una quinta parte de los costos de combustible para una planta de gas.

La etapa de post-irradiación, incluyendo almacenamiento de combustible gastado o disposición de un repositorio de desechos, contribuye con 10% sobre el costo total por kWh, algo inferior si se hace disposición directa del combustible irradiado que sí se reprocesa.

Los costos de cierre y desmantelamiento de la planta al final de la vida útil también son incluidos en el costo de generación eléctrica. Éstos representan entre 9 y 15% del costo de capital inicial de la planta de potencia. Como este costo es pagado al cierre de la planta, su valor presente considerado al inicio de la operación de la misma es reducido y se puede ir pagando con base en un fondo generado a partir de un pequeño porcentaje de los ingresos obtenidos por la venta de electricidad.

La mayoría de las plantas nucleares han mejorado significativamente su desempeño durante los últimos diez años. El factor de disponibilidad en la mayoría de los países de la OCDE excede al 80%. Simultáneamente los costos de operación y mantenimiento se han reducido, teniendo mejoras en los indicadores económicos. El tiempo de vida de las plantas también ha sido extendido, lo cual se traduce en ventajas económicas aún tomando en cuenta adaptaciones para cumplir con los estándares de seguridad actuales.

¹⁵ Comisión Federal de Electricidad. *Del fuego a la energía nuclear*. p. 20.

3.2 Comparación con otras plantas de generación eléctrica

En la Tabla 3.1 se muestran los valores de los indicadores de sustentabilidad de una central nuclear en comparación con otro tipo de plantas de generación eléctricas basados en las reservas de combustible, emisiones de gases que afectan al medio ambiente y desechos inorgánicos, entre otros.

Tabla 3.1. Valores de los indicadores de algunas plantas de generación eléctrica

Indicadores	Unidades	Nuclear	Carbón	Gas	Hidroeléctrica	Eólica
Disponibilidad de reservas	años	120-400	160-2300	70-170	∞	∞
Consumo de materiales	(Cobre) kg/GWh (Acero) kg/GWh	6-7 420-490	2-8 1750-2310	3 1207	5-14 1560-2680	47-140 3700-11140
Extensión tierra planta operación normal	m ² /GWh	5	50-100	50	50	30
Contaminación consumo de agua	m ³ /MWh	2.11	2.63	1.23	670-11,620	0.1
Gases de efecto invernadero	Toneladas CO ₂ Eq. Equivalente/GWh	8-29	950-1200	530	4-7	8-29
Gases que dañan la capa de ozono	kg de COVNM/GWh	0	18-29	72-164	0	0
Gases de lluvia ácida	Toneladas de SO _x /GWh	56-150	920-25000	260	8-10	56-150
Vida pérdida Oper. Normal	años de vida perdida / TWh	1-8	113-1065	29-161	7.5	4-9
Accidentes / riesgo colectivo	Muertes/GW-año	6.0x10 ³	0.690-0.876	9.3x10 ²	0.561-4.265	0
Accidentes / riesgo colectivo	daños Euros/kWh	5.74x10 ⁴	1.7x10 ³ -1.2x10 ²	1.9x10 ³ -1.3x10 ²	4.1x10 ⁵ -1.2x10 ¹	0
Costos internos	USD/kWh*	43.65	51.16-55.61	42.76-43.7	63.4-128.86	43.65-48.66

Indicadores	Unidades	Nuclear	Carbón	Gas	Hidroeléctrica	Eólica
Costos externos	c€/kWh**	0.4	4.1-7.3	1.3-2.3	0.4-0.5	0.1-0.2
Desechos Inorgánicos en repositorio	Kg/GWh	650-1200	5800-54000	1500	30	30
Cantidad de sustancias peligrosas producidas	m ³ /GWh	9-11	0.13-.2	0.04	0.006	0.006
	kg/kWh	0.014-0.015	0.08-0.18	0.004	0.022-0.024	0.02-0.021
Disponibilidad de la planta	Fracción de 1	0.85	0.75	0.8	0.7	0.4

* USD son dólares Estadounidenses

** c€ son Centavos de Euro

Como se puede observar, cada una de las opciones de generación eléctrica tienen algunas ventajas sobre las demás, pero considerando el concepto de desarrollo sustentable es indispensable que cualquier tipo de planta de generación energética no aporte demasiadas emisiones de gases de efecto invernadero al ambiente, pues las condiciones ambientales que se viven en la actualidad son demasiado severas. En este caso se puede ver que una planta basada en la energía nuclear casi no emite gases que afecten al medio ambiente comparándola con otras que emiten grandes cantidades de gases como las que utilizan carbón o gas natural.

CAPÍTULO 4

4. SELECCIÓN DE REACTORES NUCLEARES CANDIDATOS PARA CONSTRUIRSE EN MÉXICO.

Dos de los posibles reactores nucleares que pueden ser adaptados para la instalación en México son los reactores de tercera generación ABWR y EPR (European Pressurized Reactor) representan muy buenas opciones respaldadas por fabricantes confiables.

- El ABWR ofertado por General Electric (Estados Unidos de América) y Hitachi-Toshiba (Japón) cuenta ya con experiencia operacional con tres reactores operando en Japón desde 1997, 1998 y 2005; actualmente se tienen varios en construcción lo que refleja el éxito de este tipo de reactor, es el que se presenta actualmente incorporado en el COPAR Generación 2004.
- El EPR (ofertado por Framatome ANP – Siemens PG (Francia-Alemania) aunque actualmente no tiene experiencia en cuanto a su construcción y operación, representa una opción muy respaldada, ya que los fabricantes han probado todos los componentes esenciales de la planta en su concepto, su construcción y operación aprovechando además la experiencia de más de 90 reactores construidos por las empresas francesa y alemana unidas en el consorcio. Este tipo de reactor ha sido ya seleccionado para ser instalado en Finlandia y en Francia con entradas en operación planeadas para 2009 y 2011.

Reactor ABWR

El ABWR (Reactor Avanzado de Agua ligera en Ebullición) fue desarrollado con la cooperación de las compañías de Tokio Electric Power, Hitachi-Toshiba y General Electric (GE).

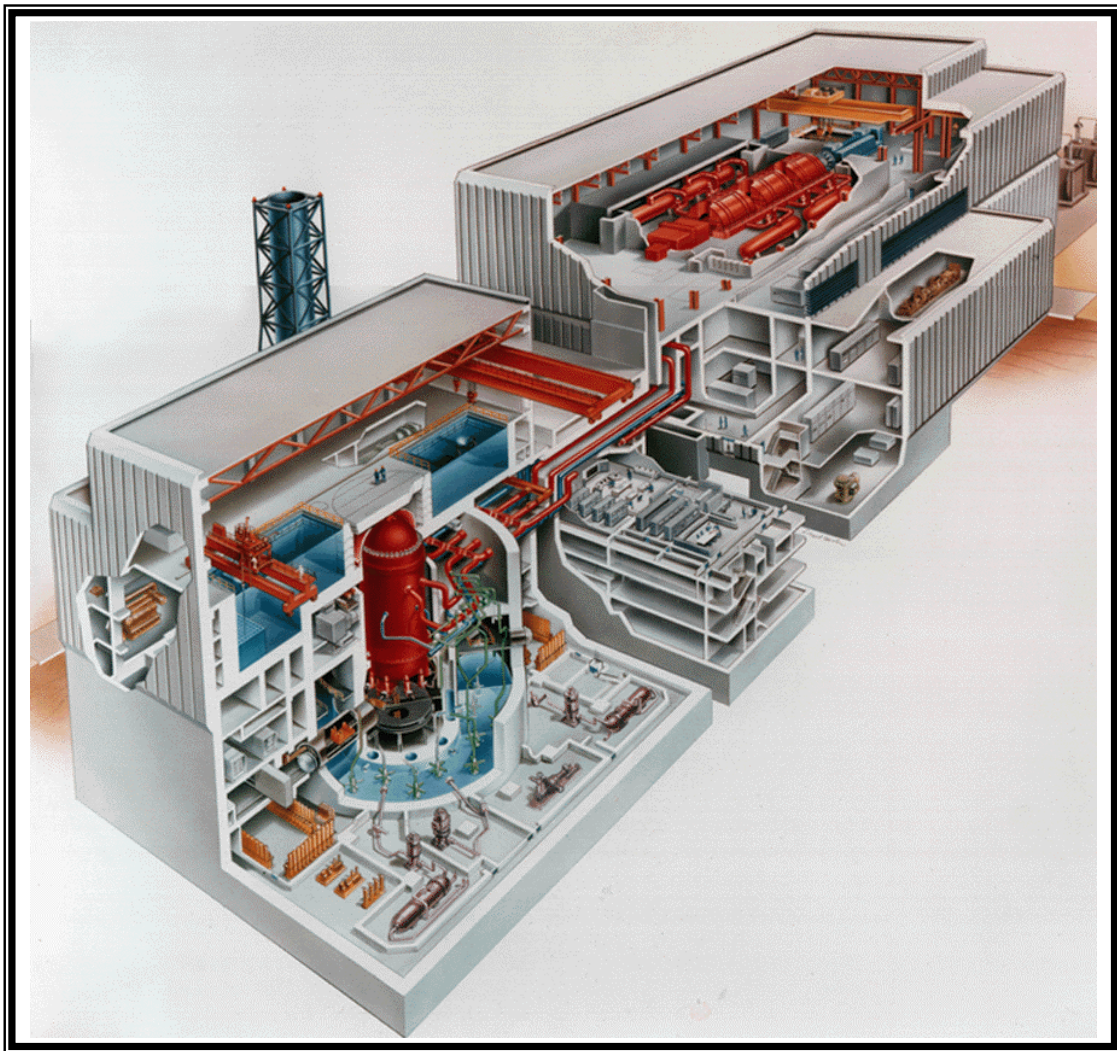
El principal propósito fue diseñar una planta BWR (Reactor de Agua ligera en Ebullición) que incluyera una cuidadosa mezcla de:

- (1) la principal característica de operación de los BWR,
- (2) nueva tecnología disponible, y
- (3) nuevas técnicas de construcción modular. La seguridad mejorada fue la mayor prioridad.

Anticipándose a desafiar la economía, la atención especial estuvo en reducir sistemáticamente el costo de capital e incorporar características dentro del diseño de la planta que hicieran el mantenimiento significativamente más fácil y eficiente.

Después de una década de preguntas y de desarrollos, las primeras unidades de ABWR entraron en operación comercial en Japón en los años 1996 y 1997, respectivamente. Éstas se encuentran en Kashiwazaki-Kariwa y actualmente se encuentran en su quinceavo ciclo de operación. Recientemente en enero de 2005 entró en operación la tercera unidad también en Japón. El ABWR fue el primer diseño avanzado revisado y certificado por la Comisión de Regulación Nuclear (NRC) de los E.E.U.U. Recientemente, el ABWR recibió la aprobación regulatoria en Taiwán y así permitir la construcción de dos unidades ABWR en el sitio de Lungmen, la cual fue aprobada en marzo de 1999. Las dos unidades de Taiwán están recientemente bajo construcción.

En la figura 4.1 se muestra el corte de una planta tipo ABWR, se ilustra la configuración general de la planta para una sola unidad.

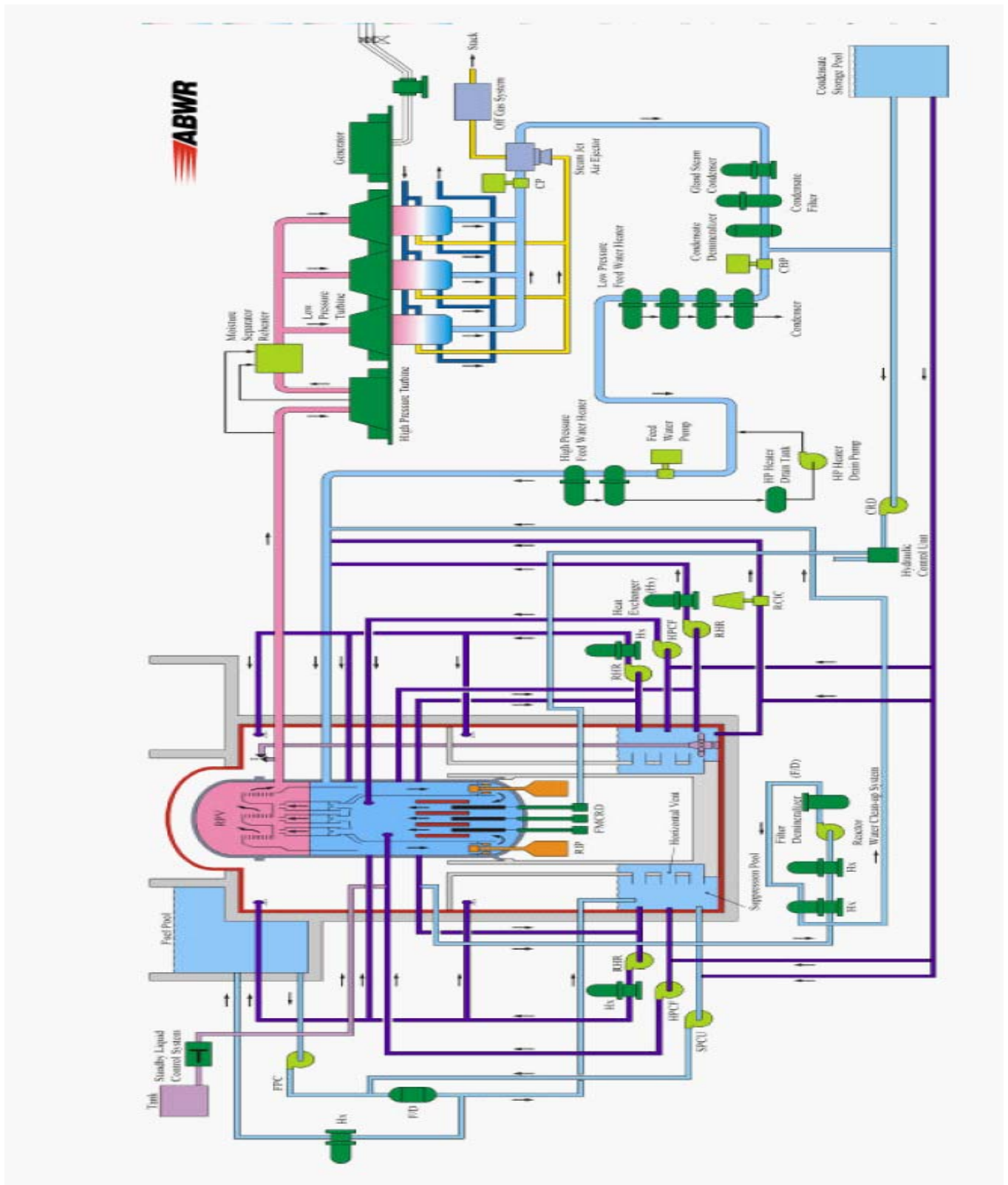


Fuente: <http://www.ne.doe.gov>

Figura 4.1 Corte general de una planta ABWR para una unidad.

En el primer plano se muestra el edificio del reactor y en el fondo está el edificio de la Turbina, entre ellos está localizado el edificio de Control.

Los sistemas principales y la manera de cómo se encuentran interconectados se puede observar en la figura 4.2. Ésta muestra al reactor, los sistemas de emergencia de enfriamiento del reactor (ECCS por sus siglas en inglés), el contenedor, el equipo de la turbina y el principal sistema mecánico auxiliar.



Fuente: <http://www.ne.doe.gov>

Figura 4.2 Sistemas principales del ABWR.

Reactor EPR

El desarrollo de una nueva generación de reactores nucleares de potencia para cubrir la demanda de eficiencia, seguridad, las metas de utilidad eléctricas y protección del medio ambiente requirieron un esfuerzo cooperativo con una duración de más de 10 años. En 1992, la compañía hasta entonces conocida como Framatome (ahora Framatome ANP, AREVA y la empresa de Siemens que está haciendo negocios bajo la marca AREVA) empezó a trabajar estrechamente con Siemens, Electricidad de Francia (EdF) y las mejores compañías eléctricas alemanas para el desarrollo del Reactor de agua Presurizada Europeo (EPR).

El EPR tiene claras ventajas en su diseño basándose en lecciones aprendidas en más de 90 plantas nucleares de potencia construidas y/o operados por AREVA y Siemens.

El resultado final de este diseño es una planta que será económicamente competitiva llevando a cabo niveles de mucha seguridad. La figura 4.3 muestra un esquema del EPR.



Fuente: Revista “Nuclear News”. Abril 2004.

Figura 4.3 Reactor EPR.

4.1 Aspectos económicos

Los costos de generación eléctrica de las plantas de carbón, gas y de las plantas nucleares varían considerablemente dependiendo del lugar. La energía nuclear es en muchos países competitiva comparada con el combustible fósil para la generación de electricidad, aún considerando los costos de capital y la necesidad de hacer internos todos los costos de disposición de desechos. En el ámbito social, los costos a la salud y al medio ambiente de los combustibles fósiles también son tomados dentro del informe, en este aspecto la energía nuclear tiene una gran ventaja sobre las demás, ya que casi no tiene emisiones que afectan al medio ambiente.

Después de varias investigaciones y de analizar la información obtenida de los proveedores encargados del diseño de este tipo de reactores se pudo llegar a una revisión de precios para una posible instalación de cualquiera de estos reactores en México. Los costos de generación unitarios y nivelados durante la vida útil de la planta para los reactores nucleares ABWR y EPR se muestran en la tabla 4.1 expresados en dólares de 2004. Estos costos fueron estimados para un factor de capacidad del 90% para ambos reactores, una vida útil de 40 y 60 años para el ABWR y el EPR respectivamente y una eficiencia bruta de 34.54 y 37 %, respectivamente, para los reactores ABWR y EPR. Los cálculos se realizaron utilizando la metodología del COPAR con la adaptación descrita en ¹⁶.

Tabla 4.1. COSTO UNITARIO DE GENERACIÓN

Central	Potencia Bruta (MW)	Inversión (dól/MWh)	Combustible (dól/MWh)	Operación y Mantenimiento (dól/MWh)	Total (dól/MWh)
ABWR	1 x 1356	26.99 ⁽¹⁾	6.46	6.79 ⁽³⁾	40.24
EPR	1 x 1600	23.76 ⁽²⁾	5.61	5.07 ⁽³⁾	34.45

⁽¹⁾ El costo de inversión incluye un cargo por desmantelamiento de 0.07 dól/MWh.

⁽²⁾ El costo de inversión incluye un cargo por desmantelamiento de 0.005 dól/MWh.

⁽³⁾ El costo de operación y mantenimiento incluye un cargo por concepto de manejo y gestión de residuos nucleares de bajo y medio nivel.

Cabe señalar que ya se habla también de 60 años de vida útil para el ABWR y que existe más confianza en los cálculos del costo de generación del ABWR ya que se tiene la experiencia de tres plantas operando en Japón. Por otro lado el EPR es un reactor que tiene una modernidad de alrededor de 10 años sobre el diseño del ABWR y los avances de la tecnología han hecho una realidad la reducción de costos de construcción, de combustible y de las técnicas de operación y mantenimiento en los reactores de diseño reciente.

¹⁶ R. Ortega, C. Martín del Campo, J. L. François. *Costos y Parámetros de Plantas Nucleoeléctricas para el COPAR Generación 2004*. Convenio de Colaboración con la Gerencia de Programación de Inversiones de CFE. INFORME TÉCNICO No. UNAM/FI/DIE/N3-04. (23 páginas) Rev. 0. México, diciembre 2004.

4.2 Aspectos ambientales

Al evaluar el impacto ambiental de la energía nuclear, se centra generalmente la atención en las centrales nucleares, cuyos reactores presentan una gran cantidad de materiales radiactivos en su núcleo. No obstante, en cualquier determinación del efecto global de la utilización de la energía nuclear, es necesario considerar los efectos ambientales de las restantes industrias del ciclo en una triple vertiente:

- Impacto directo sobre el entorno local.
- Consumo de materias primas y energía.
- Fuente de efluentes radiactivos.

En la actualidad, uno de los principales temas de discusión en cualquier país es la contaminación ambiental, pues a medida que se ha incrementado la población en el planeta y se han alcanzado interesantes avances tecnológicos en la industria, el hombre se ha convertido en el principal agente en la contribución de los cambios en el medio ambiente.

Uno de los contaminantes más peligrosos de la industria y de la generación basada en combustibles fósiles, es el dióxido de azufre. Su presencia en la atmósfera, inclusive en cantidades muy reducidas, tiene efectos muy nocivos sobre la vegetación.

Por otro lado, algunos estudios realizados indican que la emisión anual de mil millones de CO₂ a la atmósfera al cabo de 40 años incrementaría la temperatura global en 0.1°C; entre otros contaminantes (como el metano, gases inertes en la fabricación de *sprays* que también son emitidos diariamente al medio ambiente). Es importante resaltar que bastaría tan sólo un incremento de 1°C de la temperatura promedio para que el clima se vuelva mucho más cálido. Esto daría por resultado que en las regiones polares hubiera una fundición del hielo que a su vez elevaría gradualmente el nivel del mar, y afectaría diversas regiones como islas, ciudades costeras y regiones más bajas y además se alterarían los regímenes de precipitaciones que afectan gravemente a la agricultura.

Por tal motivo es necesario adoptar estrategias y medidas de respuesta, tanto en el plano nacional como en el internacional, antes de que estos problemas se vuelvan irreversibles. Actualmente existen organizaciones y reuniones internacionales que abordan los procesos ambientales, tal es el caso del Programa de la Naciones Unidas para el Medio Ambiente y el Panel Intergubernamental sobre Cambios Climáticos, entre otros.

La conferencia Mundial de Río de Janeiro, llevada a cabo en 1992, con la participación de más de cien jefes de estado y de gobierno así como la reunión de Kioto en 1977, marcaron un gran cambio en la toma de conciencia y el trazado de objetivos comunes, para conservar el medio ambiente a escala global y evitar alterar el equilibrio climático mundial.

Con base en lo mencionado, una fuente de energía que puede realizar un aporte sustancial en el logro de estos objetivos, es la energía nuclear. Su participación creciente en la

producción mundial de energía ha contribuido a limitar las emisiones de gases nocivos y, entre ellos, los gases de efecto invernadero, confirmado mediante estudios realizados en diversos países con importante desarrollo nuclear. Por ejemplo, en Francia donde más del 70% de la electricidad que se produce es de origen nuclear, se ha registrado una disminución apreciable de SO₂ y óxido nítrico.

En las centrales nucleares, se da especial atención a todo el conjunto de medidas de seguridad que regulan su explotación, gracias a lo cual se logra la reducción hasta niveles mínimos del impacto sobre el medio ambiente. Los estudios que permanentemente se realizan sobre la situación radiológica de la región donde se emplazan las centrales nucleares, han verificado que la concentración de gases radiactivos en la atmósfera se encuentra prácticamente a los niveles del fondo natural, contribuyendo a la conservación del medio ambiente. Lo anterior evita la emisión de sustancias nocivas y de gases de efecto invernadero.

En un trabajo posterior se deberán evaluar si hay diferencias significativas sobre los impactos ambientales de los reactores ABWR y EPR que sirvan como elemento de elección del reactor más apropiado para México. Sin embargo podemos recordar que existe evidencia de que en los reactores BWR y PWR que operan actualmente en Estados Unidos hacen constar que las emisiones radiactivas son menores en los reactores PWR con respecto a los BWR. Muy probablemente esta situación será semejante al comparar las emisiones del ABWR y el EPR, siendo menores las del EPR debido al empleo del circuito secundario que hace que el agua refrigerante del núcleo del reactor no sea la misma que la que impulsa la turbina de vapor.

También en un trabajo futuro se deberán analizar con detalle las diferencias en cuanto a la seguridad de los dos reactores, desde luego que debe recordarse que las unidades ABWR que operan actualmente en Japón han demostrado su confiabilidad, seguridad y su buen desempeño económico, por ello este tipo de reactor ha sido seleccionado para nuevas unidades en el futuro.

CAPÍTULO 5

5. SELECCIÓN DEL SITIO PARA LA INSTALACIÓN DE LA PLANTA NUCLEAR EN MÉXICO

Es de gran importancia la adecuada selección del sitio en el que se localizará una central nucleoelectrónica con el objeto de obtener de ella la mayor cantidad de beneficios adicionales a la generación eléctrica y un bajo impacto ambiental sobre los ecosistemas.

Se define como sitio de una central nucleoelectrónica la superficie del terreno que cumple con los requerimientos regulatorios para obtener la licencia de construcción de la central, y sobre el cual CFE tiene derechos legales de propiedad para establecer las áreas de exclusión y restringir el uso del suelo. La CNSNS (Comisión Nacional de Seguridad Nuclear y Salvaguardias) establece el marco regulatorio que debe cumplirse para la aprobación del sitio. Para obtener el licenciamiento de una central nucleoelectrónica se someten a la aprobación de la CNSNS, dos informes, el “Informe de análisis de seguridad” y el “Informe ambiental”.

Los criterios de selección de sitios son consideraciones que se establecen para el estudio de información bibliográfica de zonas, subzonas y sitios así como para los estudios de campo, con el objeto de tomar en cuenta desde el principio los requerimientos de la central y las condiciones de protección a las personas y al ambiente.

El procedimiento de selección de sitios, establece cuatro etapas de estudio, en las cuales se identifican sitios preliminares, sitios tentativos, sitios candidatos y por último el sitio definitivo. Siendo el último el que presenta las condiciones idóneas para la construcción de una central nuclear. A este sitio se le hacen los estudios detallados para obtener los datos de diseño y éstos se emplean para la elaboración del Informe de seguridad en su primera etapa, con el fin de obtener la licencia de construcción de la central. Posteriormente se realizan los estudios de monitoreo ambiental preoperacional para la obtención de parámetros de referencia para los informes ambiental y de seguridad.

El objetivo de este capítulo es identificar zonas geográficas de la República Mexicana que pueden contener sitios preliminares.

La extensión territorial de México, es de 1 964 375 km² de los cuales 1 959 248 km² son superficie continental y 5 127 km² corresponden a superficie insular. México destaca entre los países del mundo por la extensión de sus litorales, que es de 11,122 km, exclusivamente en su parte continental, sin incluir litorales insulares. Cuenta con costas en el Océano Pacífico, el Golfo de México, el Mar Caribe y el Mar de Cortés, tomando en cuenta esto, se puede tener confianza de que en México existen muchos sitios en los que se puede instalar una planta nuclear.

Los estudios de sitio deben incluir evaluaciones de meteorología, hidrología, geología y sismología. También es necesario hacer un análisis de probables impactos ambientales debido a la construcción, a la operación y a los peores escenarios de accidentes. Dentro de estos análisis también se debe considerar el comportamiento de los vientos durante huracanes o tornados y los posibles efectos de tsunamis (olas gigantes que se forman en los maremotos), ya que es una condición obligatoria de fundamental importancia, que de llegar a ocurrir cualquiera de estos fenómenos naturales en el transcurso de la vida activa de la central, sus distintas estructuras y edificios los soporten. Dentro de las consideraciones que se deben tomar en cuenta se encuentran las siguientes:

- La relativa cercanía a los centros de consumo.
- La disponibilidad de agua.
- La estabilidad sísmica.
- Un tipo de suelo preferentemente rocoso para la cimentación de la construcción.

5.1 Demanda de electricidad por regiones

Dentro de la selección del posible sitio de instalación de una central nucleoelectrica también hay que considerar la demanda de electricidad que existe en las diversas regiones del país, pues con la instalación de dicha central se pretende satisfacer una gran parte de la demanda eléctrica. Actualmente en México existen muchas pérdidas de energía eléctrica en la distribución (alrededor del 14%) por lo que es recomendable que la planta no se encuentre muy alejada de los centros de consumo para disminuir las pérdidas en la red de distribución.

Considerando el estudio regional de las ventas de energía eléctrica que realiza la prospectiva del sector eléctrico, durante el período 2004-2013 se estima que los mayores crecimientos durante este período tendrán un importante incremento en las zonas más industrializadas del país: la Noreste con un crecimiento de tasa media anual de 6.8 % y la Noroeste con un crecimiento de tasa media anual de 6.1%. Por otra parte, las ventas en las regiones Centro-Occidente y Sur-sureste crecerán con tasas medias anuales de 5.7% y 5.8% respectivamente, mientras que en la región Centro se espera un crecimiento de tasa media anual del 4.3%, esta región crecerá a menor ritmo. En la tabla 5.1 se observan proyecciones de las ventas totales por región estadística durante el período 2003-2013.

Tabla 5.1 Servicio Público: ventas totales por región estadística, 2003-2013 (GWh).

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	*tcma (%) 2004 a 2013
Total nacional	160,384	165,359	173,139	184,002	194,191	206,18	219,979	233,619	248,773	263,968	279,343	5.7
Noroeste	21,27	22,495	23,673	24,978	26,294	28,345	30,437	32,326	34,329	36,308	38,28	6.1
Noreste	39,235	40,021	41,869	44,883	48,001	51,422	50,528	60,99	65,863	70,777	75,829	6.8
Centro-Occidente	36,242	37,939	39,658	42,48	44,637	47,153	50,969	53,605	56,644	59,84	63,083	5.7
Centro	40,969	41,78	43,33	45,401	47,504	49,522	52,146	54,765	57,374	59,929	62,513	4.3
Sur - Sureste	22,582	23,032	24,514	26,16	27,651	29,629	29,785	31,813	34,437	36,982	39,499	5.8

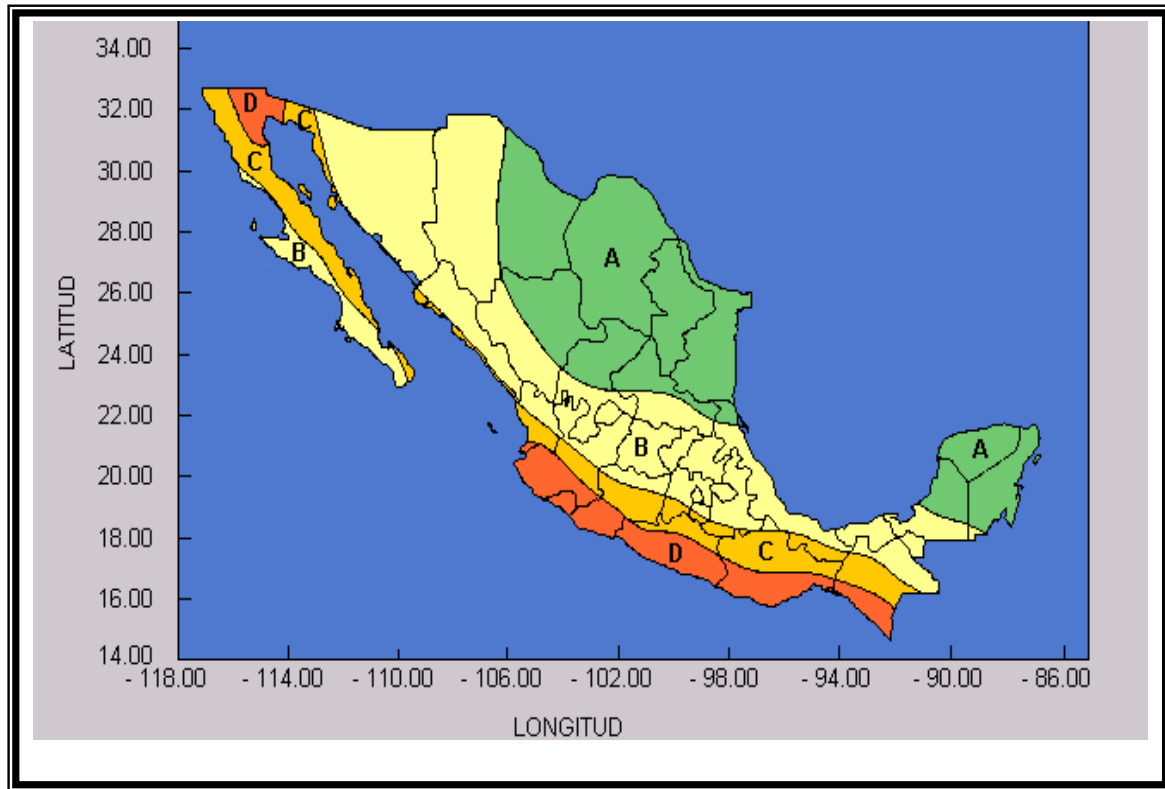
Fuente: Prospectiva del Sector Eléctrico 2004-2013.

* tasa media de crecimiento anual

5.2 Actividad sísmica por regiones

Otro aspecto de suma importancia para la instalación de una central nucleoelectrica es el análisis del nivel sísmico de la región, ya que la obra civil de la central es de menor costo cuando se sitúa en una zona con un nivel sísmico bajo, por lo que se busca situar la planta en zonas de baja sismicidad.

El Servicio Sismológico Nacional (SSN) ha dividido en cuatro zonas sísmicas a la República Mexicana. Para realizar dicha división utilizaron catálogos de sismos que se han presentado en México desde inicios de siglo tomando como base los sismos de gran intensidad ya que las zonas que han tenido alguna experiencia de sismo son un reflejo de qué tan frecuentes son en las diferentes regiones y así conocer la máxima aceleración del suelo que se espera durante un siglo. En la Figura 5.1 se muestra la división sísmica de la República Mexicana en donde la zona A representa una zona donde no se han tenido registros de sismos históricos en los últimos 80 años y no se esperan aceleraciones del suelo mayores a un 10% de la aceleración de la gravedad a causa de temblores. La zona clasificada como D es una zona donde se han reportado grandes sismos históricos, donde su ocurrencia es muy frecuente y las aceleraciones del suelo pueden ser mayores al 70% de la aceleración de la gravedad. Las zonas B y C son consideradas zonas intermedias, donde el registro de sismos no es tan frecuente o son zonas afectadas por altas aceleraciones pero no sobrepasan el 70% de la aceleración del suelo.



Fuente: Servicio Sismológico Nacional

Figura 5.1 Regiones Sísmicas en México.

Con base en lo anterior no es recomendable instalar una central nuclear en un sitio que se encuentre dentro de la zona D.

5.3 Disponibilidad de agua

Cualquier central termoeléctrica basada en el ciclo termodinámico de Rankine debe contar con agua suficiente para su sistema de condensación del vapor que impulsa la turbina. El flujo de agua requerido es proporcional a la potencia térmica de la planta y depende de la temperatura promedio del agua de alimentación al condensador.

Es recomendable seleccionar un lugar con disponibilidad de agua suficiente. El agua de enfriamiento del sistema de condensación de la turbina puede ser agua de mar, inclusive es recomendable que sea agua de mar para que la descarga de agua (con temperatura incrementada) tenga poco impacto ecológico por tratarse de un cuerpo de agua abierto. Sin embargo es necesario contar también con acuíferos adecuados para el abastecimiento de agua para la construcción y servicios de la central. En la Figura 5.2 se muestra un mapa en el cual se observan los principales ríos de México y las zonas que se encuentran cerca del agua de mar.



Fuente: INEGI

Figura 5.2 Principales ríos de México

5.4 Red eléctrica de transmisión y distribución nacional

El Sistema Eléctrico Nacional cuenta con 727,075 km de líneas de transmisión, que incluyen los 69,008 km pertenecientes a Luz y Fuerza del Centro y 10,946 km de líneas subterráneas en alta, media y baja tensión de Comisión Federal de Electricidad. Del total anterior, 5.8% corresponde a las de 400 kV y 230 kV, 6.3% a las de 69 kV a 161 kV y 87.9% restante a líneas con tensiones de 2.4 kV a 60 kV y baja tensión.

La estructura de la red de transmisión del SEN se compone de:

- **Red de transmisión troncal:** la cual se encuentra integrada por líneas de transmisión y subestaciones de potencia de alta tensión de 230 kV a 400 kV para transportar grandes cantidades de energía entre regiones aisladas; estas líneas se alimentan de las plantas generadoras de electricidad y abastecen las redes de subtransmisión y de algunas industrias.

- **Red de subtransmisión:** éstas son de cobertura regional y utilizan líneas de alta tensión de transmisión de 69 kV a 161 kV y cuentan con 44,087 km. Suministran a redes de distribución de media tensión y a cargas de usuarios conectadas en alta tensión de subtransmisión.
- **Red de distribución en media tensión:** este tipo de redes suministran energía de 2.4 kV a 34.5 kV dentro de zonas relativamente pequeñas. La longitud de media tensión es de 348,058 km y en baja es de 225,147 km.
- **Red de LFC:** cuenta con una longitud de 31,189 km en niveles de tensión de 6.6 kV a 400 kV. Por otra parte la red de distribución de baja tensión de 220 volts a 240 volts tiene una longitud de 37,189 km.

La capacidad de transmisión de los enlaces entre las regiones depende de las condiciones instantáneas de la demanda y de la capacidad de generación disponible. Para el diseño y la ampliación de la red de transmisión se consideran la longitud y la dispersión geográfica de las cargas, al igual que la localización de las plantas generadoras.

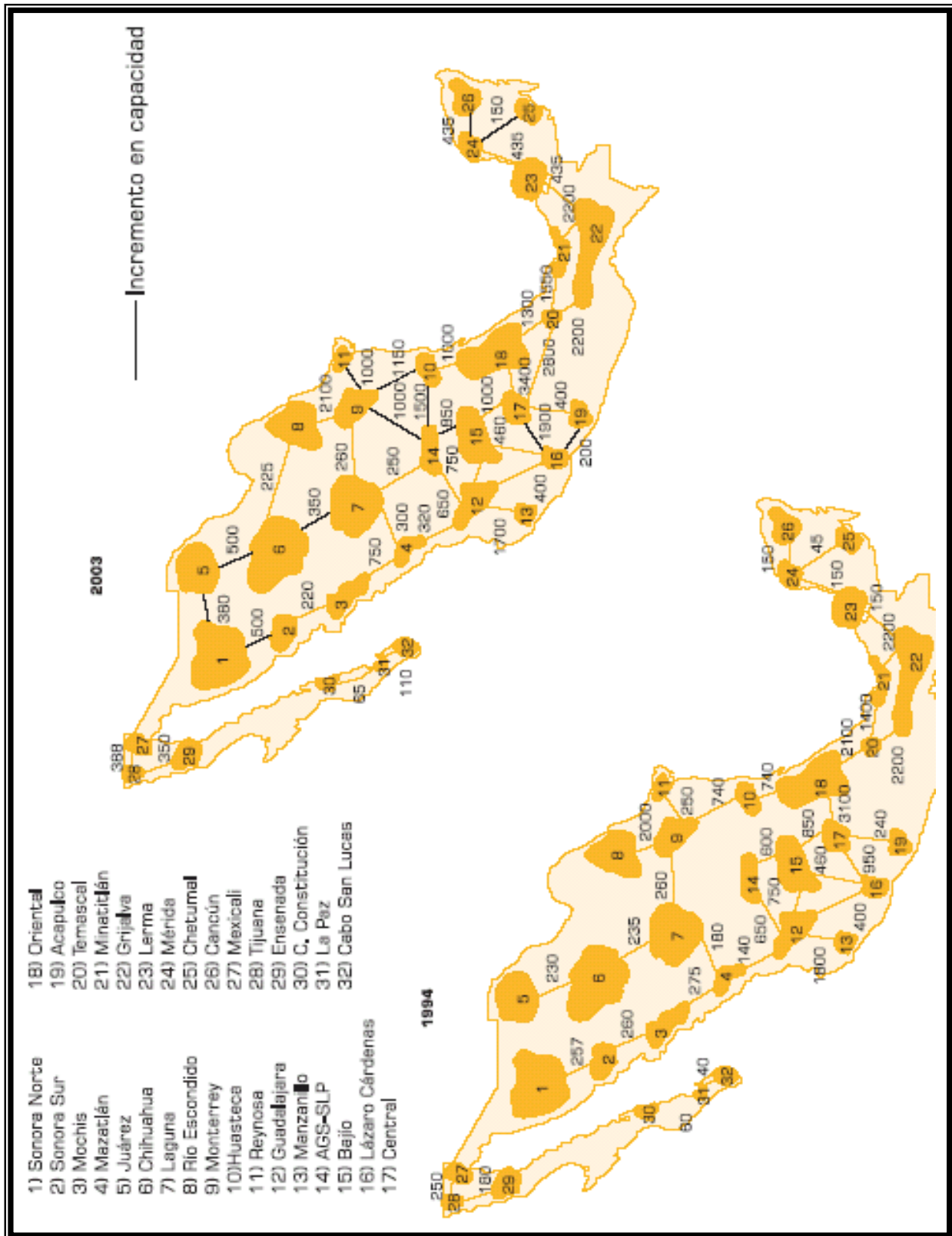
En subestaciones y transformadores existe una capacidad instalada de 217,774 MVA (megavolt ampere) observando un incremento del 4% respecto al año 2002. De esta capacidad instalada le corresponden 125,073 MVA a subestaciones de transmisión, 66,638 MVA a distribución de CFE y 26,063 MVA a subestaciones de LFC como se puede observar en la Tabla 5.2.¹⁷

Tabla 5.2 Capacidad instalada en subestaciones y transformadores (MVA)

Subestaciones	1999	2000	2001	2002	2003
Sistema Eléctrico Nacional	177,63	184,75	197,66	209,58	217,77
CFE	157,124	164,916	173,305	183,783	191,711
Distribución	53,950	57,070	59,749	64,076	66,638
Transmisión	103,174	107,846	113,556	119,707	125,073
LFC	20,502	19,837	24,351	25,801	26,063

Durante el período 1993-2003 aumentó en 181,898 km. De esta manera en el año 2003 existen 727,075 km que incluyen líneas de transmisión, subtransmisión y distribución, de las cuales el 90.5% pertenecen a CFE y el 9.5% pertenecen a LFC. En la Figura 5.2 se muestra la evolución de la capacidad máxima de transmisión de los enlaces entre las regiones de 1994 a 2003.

¹⁷ Secretaría de Energía. *Prospectiva del sector eléctrico 2004-2013*. p. 52.



Fuente: *Prospectiva del Sector Eléctrico 2004-2013*.

Figura 5.3 Evolución de la capacidad de transmisión del SEN (MW)

Del análisis anterior se puede decir que existen muchas zonas en las que se podría llegar a instalar una central nucleoelectrica en nuestro país. La selección de sitios preliminares, que deberán estudiarse más a fondo para detectar los sitios tentativos, los sitios candidatos y finalmente los sitios definitivos se encuentran en el norte del país, ya que como se ha visto en la prospectiva del sector eléctrico la zona con mayor demanda de electricidad es esta región; además debido a la cercanía con los Estados Unidos se tendría la ventaja en cuanto a la compra de combustible. Sobre la costa oeste del Estado de Sonora entre el Distrito de Riego de Hermosillo y el Río Colorado se recomienda seguir los estudios para localizar de manera precisa los sitios candidatos y una vez que se decida la instalación de la planta realizar todos los estudios detallados para confirmar si se trata de un sitio en el que definitivamente se puede construir la central.

Otra alternativa es instalar una unidad adicional en Laguna Verde, ya que si tomamos en cuenta que actualmente se encuentran en operación dos unidades; sólo se tendrían que realizar ciertos ajustes en el sitio de la central para que se llegara a instalar una nueva unidad y así evitar demasiados gastos, además de los análisis que se tienen que hacer para elegir el mejor lugar.

6. CONCLUSIONES

Como se sabe el uso de combustibles fósiles para la generación de electricidad en el mundo y en México es mayor con respecto a otros tipos de combustibles. Este panorama se mantendrá por lo menos durante un período de diez a veinte años, ya que la construcción de plantas de ciclo combinado con base en gas natural es de mayor preferencia debido a que sus costos de inversión son muy bajos.

Sin embargo, a pesar de los altos costos de inversión de las centrales nucleares, los costos totales de generación eléctrica tenderán a igualarse entre dichas plantas y las de ciclo combinado, debido al aumento de los precios de gas y a la disminución de los costos de inversión de las nucleoelectricas. Esta situación se puede ver reflejada en México, ya que como se observa en el COPAR de generación 2004, los costos de generación para este tipo de centrales ya son equiparables.

Por otra parte, los elevados daños a la salud y los severos daños ambientales debido a las emisiones de gases de efecto invernadero que producen las plantas termoeléctricas que consumen combustibles fósiles, han generado que organismos internacionales tomen en cuenta estos conceptos dentro de sus costos y, de esta manera, sus costos de inversión consideren el tratamiento adecuado de estos gases y así disminuyan estos problemas.

Todo esto lleva a un aumento en los costos de generación para centrales termoeléctricas que utilizan combustibles fósiles; en cambio los costos de generación para una planta nuclear parecen no estar sujetos a aumentos drásticos a causa de costos propios o externos de la central, debido a los residuos contaminantes ya que son incluidos en cada una de las etapas de inversión, generación, fabricación de combustible, así como de operación y mantenimiento.

Cualquier planta de generación produce algún tipo de contaminante, aún las plantas del tipo renovable como las eólicas, solares e hidroeléctricas, ya que por muy pequeño que sea se produce contaminación o impacto en el lugar dónde son instaladas. Por ello podemos afirmar que todas las plantas presentan ventajas y desventajas con respecto a las demás.

México cuenta prácticamente con todos los recursos naturales para satisfacer cualquier tipo de tecnología correspondiente a plantas de generación, incluyendo el uranio. Sin embargo se tienen algunas limitantes técnicas, sociales y económicas que hacen que la construcción de algunas centrales sea difícil. No obstante, la instalación de un nuevo tipo de reactor nuclear en México sería una buena opción para satisfacer parte de la demanda eléctrica, pues con la nueva modalidad de reactores nucleares se tiene mayor confiabilidad en cuanto a seguridad y generación, ya que el factor de capacidad con el que cuenta este tipo de central es del 90%, mayor al de una central termoeléctrica convencional.

Para seleccionar el tipo de reactor que conviene a México se deberán hacer estudios que incluyan al menos a los reactores ABWR y EPR y dos o tres reactores más de los reactores de tercera generación, analizando costos de generación eléctrica y ambientales. Cualquier

tipo de reactor que se seleccione deberá contar con la certificación del país de origen para tener la certeza de que los aspectos de seguridad están completamente revisados. También se deberán comparar los aspectos de sustentabilidad relativos al mejor aprovechamiento de los recursos y a la menor producción de desechos radiotóxicos.

Con base en el análisis de los capítulos anteriores se destaca que las posibles zonas en las que se podría llegar a instalar una planta nuclear en México sería en las regiones del norte del país, debido al aumento de la demanda de electricidad que se espera, según la prospectiva del sector eléctrico de México, además de que los niveles de sismicidad son los más adecuados para la construcción de dicha central. Es importante resaltar que el lugar en donde se desee construir la planta nuclear debe cumplir con los requisitos necesarios. La selección de sitios preliminares, que deberán estudiarse más a fondo para detectar los sitios tentativos, los sitios candidatos y finalmente los sitios definitivos están en el norte del país, ya que como se ha visto en la prospectiva del sector eléctrico la zona con mayor demanda de electricidad es esta región; además debido a la cercanía con los Estados Unidos se tendría la ventaja en cuanto a la compra de combustible en tanto no sea viable económicamente, en nuestro país, procesar el uranio para su utilización como combustible. Sobre la costa oeste del Estado de Sonora entre el Distrito de Riego de Hermosillo y el Río Colorado se recomienda seguir los estudios para localizar de manera precisa los sitios candidatos y una vez que se decida la instalación de la planta realizar todos los estudios detallados para confirmar si se trata de un sitio en el que definitivamente se puede construir la central.

Otro posible lugar en consideración para la instalación de un nuevo tipo de reactor nuclear sería Laguna Verde, ya que si tomamos en cuenta que actualmente se encuentran en operación dos unidades, sólo se tendrían que realizar ciertos ajustes dentro de la central para que se llegara a instalar una nueva unidad y así evitar gastos derivados de los análisis que se tienen que hacer para elegir el mejor lugar.

Bibliografía

BERTRAND, Barré. *All about Nuclear Energy. From Atom to Zirconium*. AREVA, (2003).

Comisión Federal de Electricidad, Gerencia de Evaluación y Programación de Inversiones. *Costos y Parámetros de Referencia para la formulación de Proyectos de Inversión de generación 2004*. (COPAR-2004)

Comisión Federal de Electricidad, Generación. <http://www.cfe.gob.mx/NR/exeres/2955F304-1D53-4A90-B40F-BE1BE30C1110.frameless.htm?NRMODE=Published>. (2005)

Comisión Federal de Electricidad. *Del fuego a la energía nuclear*. México, (2002).

G. de la Cruz y M. Salaices. *Prospectiva de la Energía Nuclear. Tendencia tecnológica*. Revista Técnica México Nuclear. México, Volumen 5, número 1, p. 1-40. (enero-abril 2004).

Instituto Nacional de Estadística Geografía e Informática (INEGI) http://mapserver.inegi.hob.mx/geografia/espanol/datosgeogra/basicos/hidrologia/rios/principales_rios.cmf. Principales ríos (junio 2005).

Kroger Wolfgang. *Measuring the sustainability of energy systems*. NEA News 2001- No. 19.1

Nuclear Energy Institute. <http://www.nei.org>

OECD / IEA. *Innovative Nuclear Reactor Development. Opportunities for International Cooperation*. (1987)

OECD. *Our Common Future. The Brundtland Report* (1987)

R. Ortega, C. Martín del Campo, J. L. François. *Costos y Parámetros de Plantas Nucleoeléctricas para el COPAR Generación 2004*. Convenio de Colaboración con la Gerencia de Programación de Inversiones de CFE. INFORME TÉCNICO No. UNAM/FI/DIE/N3-04. (23 páginas) Rev. 0. México, (diciembre 2004).

Secretaría de Energía. *Prospectiva del Sector Eléctrico 2004-2013*. México, (2004).

Servicio Sismológico Nacional. *Regiones sísmicas en México*. http://www.ssn.unam.mx/SSN/Sismos/region_sismica_mx.html. (junio 2005).

(WNA) World Nuclear Association. World Nuclear Association. Advanced Reactors. <http://www.world-nuclear.org/info/inf17.htm>. (2005)

World Nuclear Association: Energy for Sustainable Development. Advanced Reactors. July 2003. http://www.world-nuclear.org/info/printable_information:papers/info80print.htm. (2005)