



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

**PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN
INGENIERÍA**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**“ANÁLISIS DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA
ELÉCTRICO NACIONAL CON LA INCORPORACIÓN
DE REACTORES NUCLEARES AVANZADOS”**

T E S I S

QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:

MAESTRO EN INGENIERÍA

CAMPO DE CONOCIMIENTO - ENERGÍA

P R E S E N T A :

CARLOS DANIEL LEAL COBOS

TUTOR:

DR. JUAN LUIS FRANÇOIS LACOUTURE



2009



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

**PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN
INGENIERÍA**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**“ANÁLISIS DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA
ELÉCTRICO NACIONAL CON LA INCORPORACIÓN
DE REACTORES NUCLEARES AVANZADOS”**

T E S I S

QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:

MAESTRO EN INGENIERÍA

CAMPO DE CONOCIMIENTO - ENERGÍA

P R E S E N T A :

CARLOS DANIEL LEAL COBOS

TUTOR:

DR. JUAN LUIS FRANÇOIS LACOUTURE



2009

JURADO ASIGNADO:

Presidente: Dr. José Luis Fernández Zayas

Secretario: Dr. Juan Luis François Lacouture

Vocal: Dra. Cecilia Martín Del Campo Márquez

1^{er}. Suplente: Dr. Arturo Guillermo Reinking Cejudo

2^{do}. Suplente: M.I. Miguel Medina Vaillard

Lugar o lugares donde se realizó la tesis:

Ciudad Universitaria, México D.F.

TUTOR DE TESIS:

Dr. Juan Luis François Lacouture

Agradecimientos.

A la Universidad Nacional Autónoma de México

Germen de humanismo y sabiduría.

A mis padres María del Rosario y Carlos Daniel

Por su apoyo incondicional en todos los aspectos de mi vida y por la oportunidad que me brindaron para realizar este nuevo sueño.

A mis hermanas Lucía y Diana

Por su gran apoyo y amor que contribuyeron a la obtención de esta meta.

A mis padrinos

Por sus excelentes consejos y su valiosa y siempre oportuna ayuda.

A Diana

Por su amor, comprensión y apoyo.

A mis amigos y compañeros

Por su apoyo y amistad desinteresada.

A CONACYT

Por el apoyo económico que me permitió realizar mis estudios de maestría.

A la COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD

Por las facilidades brindadas en la elaboración de este trabajo de tesis.

Al Dr. Juan Luis François Lacouture

Por su gran apoyo y conocimientos, elementos fundamentales en la elaboración de este trabajo de tesis.

A los miembros del jurado

Dra. Cecilia Martín Del Campo Márquez, Dr. José Luís Fernández Zayas, Dr. Arturo Guillermo Reinking Cejudo y M.I. Miguel Medina Vaillard por las excelentes observaciones y sugerencias que enriquecieron este documento.

Prefacio.

En la actualidad, los augurios acerca del renacimiento de la energía nuclear ya no están confinados exclusivamente a los medios interesados en el tema, fabricantes y entusiastas de la materia, sino que algunos gobiernos e incluso ambientalistas alrededor del mundo empiezan a convencerse de un hecho importante: la energía nuclear se debe convertir en la principal fuente primaria de electricidad de carga base.

Con este renovado interés en añadir capacidad de generación nuclear a los sistemas eléctricos, reduciendo las emisiones de gases de efecto invernadero y otros contaminantes al medio ambiente, y dirigiendo la producción de energía eléctrica hacia ámbitos de mayor sustentabilidad, el resurgimiento de dicha tecnología pasa de ser un mito a ser prácticamente una realidad cercana.

Hoy en día, se construyen 32 nuevos reactores nucleares en 12 países alrededor del mundo, la consecuencia del reciente impulso a esta tecnología es una industria que enfrenta nuevos desafíos; la explotación minera debe redoblar esfuerzos en la obtención del uranio, se requiere incrementar la capacidad de enriquecimiento de combustible a nivel mundial y las nuevas centrales nucleares deben ser más seguras y confiables en su operación que sus predecesoras.

En los últimos veinte años, la industria nuclear ha invertido miles de millones de dólares en investigación científica y nuevos desarrollos tecnológicos, así como millones de horas-hombre en el desarrollo de plantas que ahora forman parte de la llamada generación III +, reactores avanzados que presentan mejoras e innovaciones que los vuelven más seguros y eficientes.

Grandes empresas internacionales como Westinghouse Electric Company, General Electric Nuclear Energy y Areva Nuclear Power son hoy, los grandes desarrolladores de reactores nucleares de nueva generación que deberán presentar una gama de soluciones para el creciente mercado mundial de nuestros tiempos.

Indice general.

Agradecimientos

Prefacio

Introduccion

Antecedentes

La energia nucleoelectrica

Aspectos generales de las centrales nucleoelectricas

La energia nuclear en el mundo

Indicadores relevantes

Situacion nacional

Marco tecnologico

Modelo WASP

Reactores nucleares avanzados

Tecnologia ABWR

Tecnologia AP1000

Tecnologia EPR

Tecnologia ESBWR

Tecnologia PBMR

Informacion del estudio de expansion

Introduccion

Informacion del estudio

Informacion tecnica del estudio

Informacion economica del estudio

Escenarios del estudio

Resultados del estudio

Analisis del estudio de expansion

Analisis de los resultados del modelo WASP-IV

Analisis comparativo de los escenarios nucleares

Planes de expansion por escenarios nucleares

Plan optimo de expansion

Implicaciones

Conclusiones

Referencias

Introducción.

De entre las distintas fuentes de energía primaria disponibles en la actualidad, la energía nuclear representa una de las escasas opciones que permiten producir energía en formas diversas, como electricidad, calor y vapor, de manera económica y en condiciones ambientalmente satisfactorias.

Las centrales nucleoelectricas emplean la energía liberada en los procesos de fisión nuclear para producir electricidad, por lo que no utilizan combustibles fósiles como fuente de energía primaria, lo que las exime de emitir gases de efecto invernadero a la atmósfera.

En nuestros días, las preocupaciones respecto de los efectos ambientales del quemado de combustibles fósiles para la producción de energía han fomentado el interés por las fuentes de energía poco contaminantes. Por lo tanto, el desarrollo y despliegue de la energía nucleoelectrica representa una opción sumamente atractiva para contribuir a un suministro energético limpio y confiable a largo plazo.

Actualmente, existen 443 reactores nucleares comerciales operando en 30 países, con una capacidad total de más de 372,000 [MWe]; estos reactores suministran aproximadamente el 16% de la electricidad que genera el mundo entero y sus eficiencias se incrementan día con día. Además, un total de 56 países operan 284 reactores de investigación y 220 en barcos y submarinos¹.

Cabe mencionar que en este momento 32 nuevos reactores se encuentran en proceso de construcción en 12 países, lo que equivale al 6% de la capacidad existente, y que al menos 35 están firmados o en proceso de planeación, equivalentes al 10% de la capacidad actual.

Diecisiete países dependen de la energía nuclear en al menos un cuarto del total de su producción total de energía eléctrica; Francia genera alrededor de tres cuartos de su electricidad por medios nucleares, mientras que Bélgica, Corea del Sur, Suecia y

¹ World Nuclear Association, Producción y porcentaje de energía eléctrica con datos del OIEA.

Suiza producen un tercio o más; Japón, Alemania y Finlandia generan más de un cuarto, mientras que Estados Unidos, produce un quinto.

El propósito fundamental de este trabajo de tesis es realizar un análisis de expansión del Sistema Eléctrico Nacional en el periodo 2006-2030, para incrementar la capacidad instalada de generación del sistema mediante la programación de nuevas centrales generadoras y satisfacer la creciente demanda de energía eléctrica del país considerando la incorporación de reactores nucleares avanzados, así como, presentar una propuesta formal de inversión a la infraestructura del sector energético.

Para ello, se efectúa un análisis de la viabilidad de la construcción y puesta en operación de nuevas centrales nucleares, así como, de los beneficios que se conseguirían en el mediano y largo plazos, no sólo con el incremento en la capacidad de generación, sino con la efectiva diversificación de las fuentes primarias de energía, lo que se traduciría en una menor dependencia energética de los hidrocarburos.

El estudio de expansión, objeto de este trabajo de tesis, se realizó con el modelo WASP-IV, que se desarrolló originalmente en 1972 por la *Tennessee Valley Authority* y el *Oak Ridge National Laboratory* en los Estados Unidos, para satisfacer la necesidad del Organismo Internacional de Energía Atómica de analizar la competitividad económica de la tecnología nuclear con respecto a otras alternativas de generación.

Este modelo se diseñó para encontrar la política de expansión económicamente óptima para un sistema eléctrico dentro de limitaciones especificadas por el usuario. El modelo utiliza la estimación probabilística de costos de producción, costos de energía no servida y un método dinámico para optimizar los costos de planes de expansión de los sistemas. Se emplea la técnica de programación lineal para determinar la expansión óptima con limitaciones en emisiones ambientales, la disponibilidad de combustibles, la confiabilidad del sistema y la generación de electricidad.

En este análisis se consideran cinco reactores nucleares de tercera generación con alto grado de desarrollo tecnológico, es decir, aquellos que se pudieran construir y operar en el corto plazo: el reactor avanzado de agua en ebullición (ABWR), el reactor avanzado presurizado (AP1000), el reactor europeo de agua presurizada (EPR), el

reactor económico simplificado de agua en ebullición (ESBWR) y el reactor modular de cama de esferas (PBMR).

Dichos reactores presentan mejoras considerables en aspectos de seguridad, eficiencia de planta, factor de disponibilidad, factor de planta, tiempo de construcción y aprovechamiento de combustible. Estas plantas representan una opción de generación de energía eléctrica considerablemente eficiente, económicamente competitiva y ambientalmente sustentable.

El ABWR, es un reactor avanzado de agua ligera desarrollado por General Electric, Hitachi y Toshiba, cuenta con una capacidad de 1,356 [MWe] y un excelente récord de operación de 4 unidades instaladas en Japón. Tres unidades más se encuentran bajo construcción en Taiwán y Japón y, nueve unidades más se hallan en planeación en este último. El ABWR es un reactor de ciclo directo que combina una serie de mejoras tecnológicas con un mejor desempeño y una mayor vida útil.

El EPR, es un reactor nuclear de agua a presión de tercera generación desarrollado por Areva NP, cuenta con una capacidad de generación de 1,600 [MWe]. Este diseño incluye un refuerzo de los niveles de seguridad y una mejora substancial en el rendimiento lo que permite la disminución del precio del kWh, además, presenta una mayor posibilidad de reciclaje de combustible, lo que se traduce en una disminución de los residuos, así como, una esperanza de vida de unos cincuenta años por lo menos.

El AP1000, desarrollado por Westinghouse Electric Company LLC, es un reactor nuclear avanzado que cuenta con una capacidad de generación que va de los 1,117 a los 1,157 [MWe]. El AP1000 es una extensión del reactor nuclear AP600, mejorando cuestiones de seguridad de la planta, perfeccionando el desempeño del reactor y reduciendo los costos de generación y el calendario de construcción.

El ESBWR, diseñado por General Electric, es un reactor de agua en ebullición de tercera generación que actualmente se encuentra en proceso de certificación en los Estados Unidos, donde se espera contar con licencias para la operación comercial de una nueva unidad en 2014 ó 2015. Este diseño presenta características de seguridad

pasiva que simplifican y mejoran la operación del reactor, así mismo, se vislumbran menores tiempos y costos de construcción.

El PBMR, es un diseño avanzado que contempla un alto nivel de seguridad y eficiencia; este diseño emplea grafito como moderador de neutrones y un gas inerte o semi-inerte como helio, nitrógeno o dióxido de carbono como refrigerante, que acciona directamente la turbina del generador; eliminando el sistema de manejo de vapor, incrementando la tasa de transferencia de calor y aumentando la eficiencia de la central; esta tecnología es desarrollada por la compañía sudafricana PBMR Ltd.

Dentro de los resultados esperados en este trabajo de tesis, podemos mencionar los siguientes:

- ☒ Presentar un análisis de viabilidad de la construcción y puesta en operación de nuevos reactores nucleares avanzados;
- ☒ Presentar una propuesta de expansión del Sistema Eléctrico Nacional en el periodo 2006-2030, incluyendo sus costos asociados;
- ☒ Proponer una opción de inversión, justificada y bien definida a la infraestructura de generación del sector eléctrico, y
- ☒ Aportar un análisis de las implicaciones y los beneficios de la construcción de reactores nucleares avanzados.

Por lo que a fin de realizar lo planteado anteriormente, la estructura de este trabajo de tesis consta de cuatro capítulos que se describen a continuación:

En el primer capítulo, se proporciona una semblanza de los antecedentes del análisis de expansión del sistema, abordando temas como la energía nucleoelectrica, aspectos generales de las centrales nucleoelectricas, la energía nuclear en el mundo, así como, la exposición de algunos indicadores relevantes de la tecnología y de la situación nacional actual.

En el segundo capítulo, se describen las principales características del modelo WASP-IV y de las tecnologías de reactores nucleares avanzados considerados en este trabajo, con la finalidad de dar a conocer las particularidades de los equipos, materiales y sistemas que los integran, así como, algunas de sus especificaciones técnicas y económicas.

En el tercer capítulo, se presenta de manera detallada la información técnica y económica de las tecnologías de reactores nucleares empleadas en los estudios de expansión, así mismo, se proponen tres escenarios nucleares; uno bajo, uno medio y uno alto, definidos por la participación de la tecnología nuclear en la expansión del sistema. En este capítulo, se presentan los resultados de la ejecución de los estudios de expansión realizados con el modelo WASP-IV.

En el cuarto capítulo, se realiza un análisis de los resultados de los estudios de expansión que proporciona el modelo WASP-IV, se examina la información de la demanda del sistema, del parque de generación existente y de los planes de expansión por cada tecnología nuclear, comparando la capacidad instalada resultante y la energía generada en cada escenario propuesto.

Finalmente, se selecciona un plan óptimo de expansión y se analizan algunas de sus implicaciones; tales como el ahorro de combustibles fósiles y de contaminantes atmosféricos, se calcula el índice de diversidad resultante del sistema con el plan de expansión óptimo y se exponen algunos de los alcances técnicos, económicos y ambientales que resultan de incorporar reactores nucleares avanzados en la expansión del Sistema Eléctrico Nacional.

1. Antecedentes

1.1 La energía nucleoelectrónica

En la naturaleza existen más de doscientos átomos estables con distintos números de masa que dan lugar a más de cien elementos plenamente identificados; cada elemento está formado por átomos del mismo número atómico, pero que pueden tener diferente número de masa. Estos átomos de un mismo elemento reciben el nombre de isótopos; por ejemplo, el elemento Uranio tiene fundamentalmente dos isótopos: el U^{235} que se encuentra en la naturaleza con una proporción de alrededor de 0.7% y el U^{238} que constituye el restante 99.3%.

Los experimentos sobre la radioactividad de ciertos elementos realizados a fines del siglo pasado, condujeron en 1902 al descubrimiento del fenómeno de la transmutación de un átomo en otro diferente a partir de una desintegración espontánea que ocurría con gran desprendimiento de energía. Poco después, en 1905 los estudios de Einstein explicaron que dicho desprendimiento de energía era el resultado de la transformación de pequeñísimas cantidades de masa. Ambos hechos condujeron a la conclusión de que si se lograba desintegrar a voluntad los átomos de algunos elementos, seguramente se podrían obtener grandes cantidades de energía.

En 1938, Hahn, Strassman y Meitner comprobaron el fenómeno de la fisión nuclear bombardeando núcleos de U^{235} con neutrones. En esta reacción cada núcleo se parte en dos núcleos nuevos de masas inferiores, emite radiaciones, libera energía térmica y emite dos o tres nuevos neutrones. Esta última circunstancia llevó al físico Enrico Fermi a tratar de mantener y controlar una reacción nuclear, utilizando los neutrones producidos en la fisión de núcleos de U^{235} para fisiónar otros núcleos del mismo isótopo, en lo que se denomina una “reacción en cadena”, que finalmente logró producir en diciembre de 1942; el control de la reacción se obtuvo mediante la absorción de neutrones por elementos como el boro y el cadmio. Sin embargo, no fue sino hasta la primera mitad de la década de los cincuenta, cuando por primera vez se empleó la energía nuclear para generar electricidad.

1.2 Aspectos generales de las centrales nucleoelectricas

Una nucleoelectrica es una central térmica de producción de electricidad, su principio de funcionamiento es esencialmente el mismo que el de las plantas que funcionan con carbón, combustóleo, diesel o gas natural; la conversión de calor en energía eléctrica. Esta conversión se realiza en tres etapas: en la primera, la energía del combustible se utiliza para producir vapor a elevada presión y temperatura; en la segunda, la energía del vapor se transforma en movimiento de una turbina; en la tercera, el giro del eje de la turbina se transmite a un generador, que produce energía eléctrica.

Las centrales nucleoelectricas se diferencian de las demás centrales térmicas principalmente en la primera etapa de conversión, es decir, en la forma de producir vapor. En las centrales convencionales el vapor se produce en una caldera donde se quema de forma continua carbón, combustóleo, diesel o gas natural. Las nucleoelectricas tienen un reactor nuclear, que equivale a la caldera de las centrales convencionales; el reactor no tiene sistemas de inyección continua de combustible y aire, ni en él se requiere de un dispositivo de eliminación continua de residuos sólidos. Tampoco se producen gases de combustión; un reactor nuclear consta de tres elementos esenciales: el combustible, el moderador y el fluido refrigerante.

El combustible nuclear

En las centrales nucleoelectricas, el calor se obtiene a partir de la fisión del uranio, sin que se produzca combustión. En un reactor puede emplearse como combustible uranio natural o bien uranio enriquecido aunque existen otros materiales fisionables que pueden usarse como combustible; éstos son el Pu^{239} y el U^{233} que se producen artificialmente a partir del U^{238} y del Th^{232} respectivamente.

El moderador

Contrariamente a lo que puede sugerir su nombre, el moderador no mitiga la reacción de fisión, sino que la hace posible. Los neutrones que se generan como consecuencia de la fisión de los núcleos del combustible tienen, al emitirse, velocidades

del orden de 20,000 [km/s]. Para que estos neutrones puedan a su vez fisiónar a otros núcleos de manera eficiente y prosiga así la reacción en cadena, se debe disminuir su velocidad hasta 2 [km/s] aproximadamente, proceso que se conoce como termalización de los neutrones. Esto se logra intercalando alguna sustancia cuyos átomos se encargan de frenar a los neutrones por medio de choques, provocando que éstos últimos pierdan velocidad. Para que el moderador realice su labor con eficacia, debe reunir ciertas condiciones como:

- debe tener un peso atómico ligero;
- no debe absorber neutrones, y
- debe tener una elevada densidad atómica.

Entre los moderadores más comunes podemos citar a:

- el agua;
- el grafito;
- el agua pesada, y
- algunos líquidos orgánicos.

Cabe mencionar que en los reactores reproductores rápidos (*fast breeder reactors*), no se utiliza un moderador ya que estos reactores están diseñados para producir combustible a partir de reacciones de neutrones rápidos con material fisiónable, generando más material fisible del que consumen².

El fluido refrigerante

La gran cantidad de calor que se genera en el reactor a consecuencia de la reacción nuclear, debe ser extraída para producir el vapor que se requiere en la generación de energía eléctrica y, al mismo tiempo, mantener lo suficientemente baja la temperatura de los distintos elementos que se encuentran en su interior para que éstos no sufran ningún deterioro. Esto se consigue mediante la acción de un fluido que se conoce como refrigerante, que puede ser un gas como el dióxido de carbono (CO₂) o el

² Ver Tipos de centrales nucleoelectricas, p. 11.

helio (He); o algún líquido como el agua ligera (ordinaria), el agua pesada o el sodio fundido.

El fluido refrigerante circula entre las barras de combustible impulsado por una bomba y debe reunir una serie de condiciones para que pueda cumplir su función en forma satisfactoria como:

- no debe capturar neutrones;
- debe tener un elevado calor específico, y
- no ser corrosivo para las tuberías y demás elementos del reactor.

El fluido refrigerante, tras circular alrededor de las barras de combustible, con lo que se calienta, es conducido a un intercambiador en el que cede el calor extraído del reactor a otro circuito de agua independiente, donde se produce el vapor.

Dispositivos de seguridad

Las centrales nucleoelectricas tienen una serie de dispositivos de seguridad destinados a mantener bajo control la reacción de fisión en cadena y evitar la salida de material radiactivo al exterior en caso de accidentes. El primer dispositivo lo constituyen las barras de control; se trata de unas varillas construidas con un material muy absorbedor de neutrones; al introducirse entre las barras de combustible capturan neutrones y disminuyen con ello el número de fisiones en el combustible, frenando la reacción. Cuando es necesario detener la fisión rápidamente, las barras de control se insertan en el reactor a gran velocidad, con lo cual la reacción cesa de inmediato.

Para prevenir la posible falta de refrigeración del combustible, función que realiza normalmente el fluido refrigerante, se dispone de sistemas de emergencia que entran en funcionamiento cuando se detectan indicios de falta de refrigeración en el combustible. Finalmente, el material radioactivo en el combustible está aislado del ambiente exterior por una serie de barreras y los edificios de contención se diseñan para soportar sismos y huracanes de muy alta intensidad sin que pierdan su estanqueidad.

Enfriamiento

Para hacer posible el ciclo termodinámico se necesita una fuente caliente y una fría; ésta última es el condensador, que consiste en una serie de tubos en cuyo interior circula el agua de enfriamiento. El vapor proveniente de la zona de baja presión de la turbina pasa por fuera de los tubos y se condensa. El agua de enfriamiento así calentada puede devolverse directamente al medio de donde se extrajo; se dice entonces que la central funciona en ciclo abierto. En otro tipo de centrales, el agua caliente se hace pasar previamente por una torre de enfriamiento donde una parte se evapora enfriando al resto. Una vez enfriada, el agua se recircula al condensador; se dice entonces que la central funciona en ciclo cerrado.

Producción de energía eléctrica

La rotación de la turbina provocada por el vapor se transmite a un generador, el cual consiste de conductores eléctricos que giran en un campo magnético, produciendo electricidad. La energía eléctrica así producida pasa a la subestación donde se eleva su tensión para disminuir las pérdidas por calentamiento en las líneas de transmisión, ya que la potencia es producto del voltaje por la corriente y las pérdidas de transmisión son proporcionales al cuadrado de la corriente. Mediante líneas de transmisión, la energía se integra al sistema que la hace llegar hasta los usuarios.

Configuración general de una central nucleoelectrica

Una central nucleoelectrica está constituida básicamente por edificios principales y otros secundarios. En el caso de las unidades BWR de la Central Laguna Verde, los edificios principales son:

- Edificio del reactor: alberga en su interior al reactor nuclear, sus sistemas auxiliares y dispositivos de seguridad, la plataforma de recambio de combustible y la alberca de almacenamiento de combustible irradiado;
- Edificio del turbogenerador: aloja a las turbinas de alta y baja presión, el generador eléctrico y su excitador, el condensador, los precalentadores de agua de alimentación y los recalentadores de vapor;

- Edificio de control: en su interior se encuentra el cuarto de control y la computadora de procesos, el cuarto de cables, los sistemas de aire acondicionado, el banco de baterías, los laboratorios radioquímicos y el acceso de personal al edificio del reactor;
- Edificio de generadores diesel: aloja los generadores diesel que se utilizan para el suministro de energía eléctrica a los sistemas de refrigeración de emergencia;
- Edificio de tratamiento de residuos radioactivos: aloja los sistemas de tratamiento de residuos sólidos, líquidos y gaseosos de mediano y bajo nivel de radioactividad, y
- Edificio de la planta de tratamiento de agua y del taller mecánico: contiene la planta de producción de agua desmineralizada de alta pureza para su uso en el ciclo de vapor, también contiene el taller mecánico para reparación de equipos y mantenimiento.

Los edificios secundarios son: toma de agua de enfriamiento para el condensador y los componentes nucleares; la subestación eléctrica; el edificio administrativo; el edificio de almacenamiento de partes de repuesto; el edificio de acceso; el edificio de almacenamiento temporal de residuos de mediano y bajo nivel de radioactividad y el edificio de entrenamiento y del centro de información pública.

Tipos de centrales nucleoelectricas

Las centrales nucleoelectricas pueden ser de varios tipos, dependiendo de las características del reactor, es decir, de las características del combustible, moderador y fluido refrigerante que utilizan. Comercialmente, los tipos de centrales más comunes son:

1. Reactor canadiense de agua pesada a presión (*Canada Deuterium Uranium-CANDU*);
2. Reactor de agua a presión (*Pressurized Water Reactor-PWR*);
3. Reactor de agua hirviente (*Boiling Water Reactor-BWR*);
4. Reactor enfriado por dióxido de carbono y moderado por grafito (*Gas Cooled Reactor-GCR*), y

5. Reactor reproductor rápido o de cría enfriado por metal líquido (*Liquid Metal Fast Breeder Reactor-LMFBR*).

1.3 La energía nuclear en el mundo

Entre las distintas fuentes energéticas de que disponen los países, la energía nucleoelectrica representa una de las pocas opciones que permite producir energía en todas sus formas, es decir, como electricidad, calor en régimen de baja y alta temperatura y vapor industrial, en forma económica y en condiciones ambientalmente aceptables.

Las preocupaciones respecto de los efectos ambientales del quemado de combustibles fósiles para la producción de energía han fomentado el interés por las fuentes de energía poco contaminantes. Por lo tanto, el desarrollo y despliegue de la energía nucleoelectrica podría ser para algunas naciones una opción atractiva para contribuir a un suministro energético limpio y confiable a largo plazo.

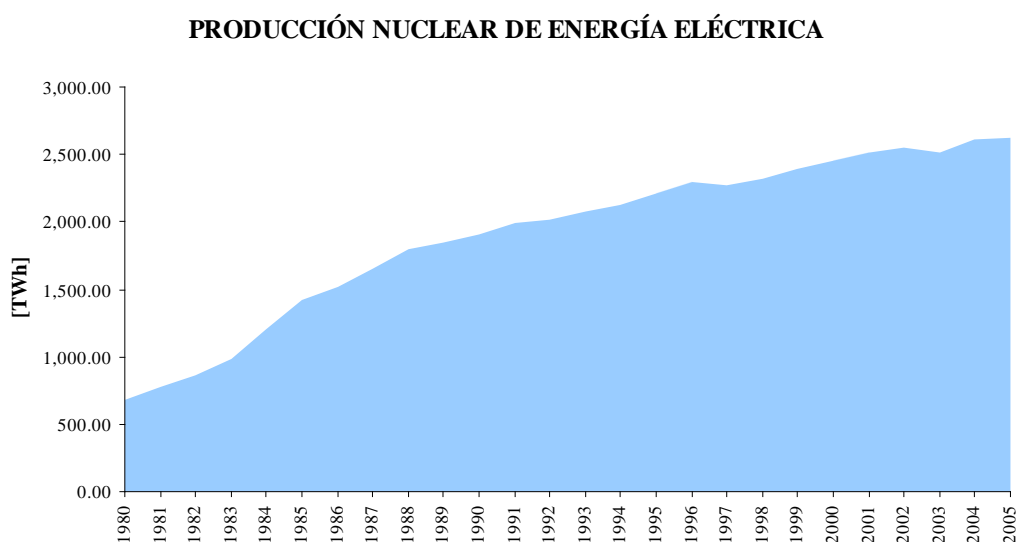
Las centrales nucleoelectricas utilizan la energía liberada en los procesos de fisión nuclear para producir electricidad, es decir, que no utilizan combustibles fósiles como fuente de energía primaria, lo que las exime de emitir gases de efecto invernadero a la atmósfera. Dos características fundamentales de la fisión nuclear en cuanto a la producción práctica de energía resultan evidentes; en primer lugar, la energía liberada por la fisión es muy grande, la fisión de 1 [kg] de U^{235} libera 18.7 millones de [kWh] en forma de calor; en segundo lugar, el proceso de fisión iniciado por la absorción de un neutrón en el U^{235} libera un promedio de 2.5 neutrones además de núcleos fisionados.

Estos neutrones provocan rápidamente la fisión de varios núcleos más, con lo que se liberan otros cuatro o más neutrones adicionales que inician una serie de fisiones nucleares sostenidas, una reacción en cadena que lleva a la liberación continua de energía³.

³ World Nuclear Association (WNA), <http://www.world-nuclear.org/info/reactors.htm>

En la actualidad, el mundo en su totalidad produce tanta electricidad proveniente de la energía nuclear como la generada por la combinación de todas las fuentes de energía en 1960. La energía nuclear de tipo civil puede ahora jactarse de tener más de 13,000 años-reactor de experiencia y proveer el 16% de las necesidades globales en más de treinta países. Además, son numerosos los países que desarrollan reactores experimentales para proveer una fuente de radiación de neutrones a la investigación científica y a la producción de isótopos, tanto para la industria, como para la medicina.

A continuación, se presenta la gráfica 1.1 donde se muestra la producción mundial de energía nucleoelectrónica en el mundo⁴.



Gráfica 1.1 Producción mundial de energía eléctrica por medios nucleares.

Cabe mencionar que actualmente alrededor de 33 reactores de potencia están bajo construcción, lo que equivale al 6% de la capacidad existente, y que al menos 35 están firmados y en proceso de planeación, equivalentes al 10% de la capacidad actual⁵.

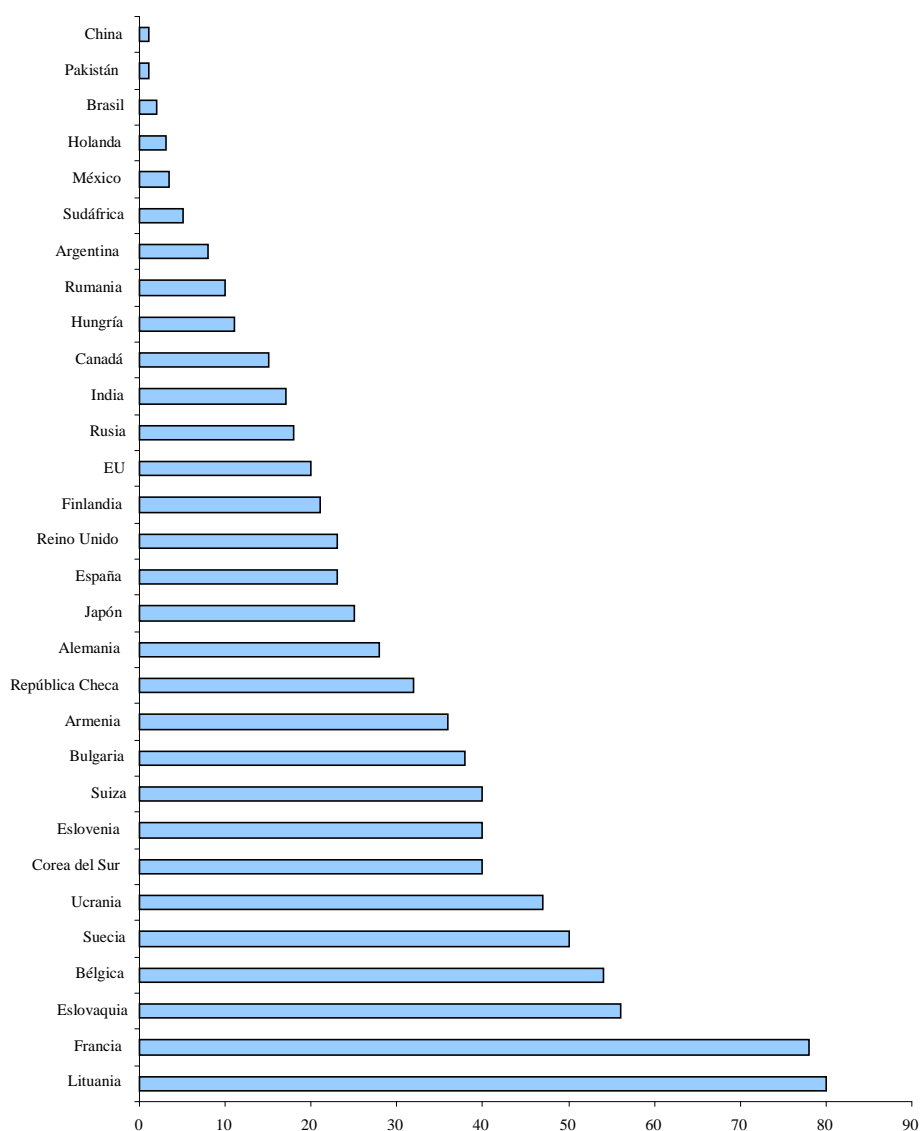
1.4 Indicadores relevantes

En la actualidad, diecisiete países dependen de la energía nuclear en al menos un cuarto del total de su producción de electricidad; Francia obtiene alrededor de tres

⁴ Energy Information Administration, <http://www.eia.doe.gov/fuelnuclear.html>

⁵ World Nuclear Association, Producción y porcentaje de energía eléctrica con datos del OIEA.

cuartos de su electricidad por medios nucleares mientras que Bélgica, Corea del Sur, Suecia y Suiza obtienen un tercio o más; Japón, Alemania y Finlandia obtienen más de un cuarto, mientras que Estados Unidos produce un quinto del total. A continuación, se presenta la gráfica 1.2 donde se muestra el porcentaje de participación de la generación nuclear para países seleccionados que cuentan con reactores nucleares⁶.



Gráfica 1.2 Porcentaje de generación de energía nuclear por país seleccionado.

A continuación, se presenta la tabla 1.1 con los reactores en operación, construcción y planeación, así como sus requerimientos anuales de uranio⁷.

⁶ World Nuclear Association, <http://www.world-nuclear.org/info/reactors.htm> (2007)

⁷ Ídem.

	Generación de electricidad por medios nucleares 2006		Reactores en operación		Reactores en construcción		Reactores planeados		Reactores Propuestos		Uranio Requerido Anual (2007)
	billones de kWh	%e	No.	MWe	No.	MWe	No.	MWe	No.	MWe	U [Ton]
Argentina	7.2	6.9	2	935	1	692	1	740	1	740	135
Armenia	2.4	42	1	376	0	0	0	0	1	1000	51
Bangladesh	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2000	0
Bielorrusia	0	0	0	0	0	0	2	2000	0	0	0
Bélgica	44.3	54	7	5728	0	0	0	0	0	0	1079
Brasil	13.0	3.3	2	1901	0	0	1	1245	4	4000	338
Bulgaria	18.1	44	2	1906	0	0	2	1900	0	0	255
Canadá	92.4	16	18	12595	2	1540	4	4000	2	2200	1836
China	51.8	1.9	11	8587	5	4540	30	32000	86	68000	1454
Rep. Checa	24.5	31	6	3472	0	0	0	0	2	1900	550
Egipto	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1000	0
Finlandia	22.0	28	4	2696	1	1600	0	0	1	1000	472
Francia	428.7	78	59	63473	1	1630	0	0	1	1600	10368
Alemania	158.7	32	17	20339	0	0	0	0	0	0	3486
Hungría	12.5	38	4	1826	0	0	0	0	2	2000	254
India	15.6	2.6	17	3779	6	2976	10	8560	9	4800	491
Indonesia	0	0	0	0	0	0	2	2000	0	0	0
Irán	0	0	0	0	1	915	2	1900	1	300	143
Israel	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1200	0
Japón	291.5	30	55	47577	2	2285	11	14945	1	1100	8872
Kazajstán	0	0	0	0	0	0	0	0	1	300	0
Cor. del Nte.	0	0	0	0	0	0	1	950	0	0	0
Cor. del Sur	141.2	39	20	17533	2	2000	6	7600	0	0	3037
Lituania	8.0	69	1	1185	0	0	0	0	2	3200	134
México	10.4	4.9	2	1310	0	0	0	0	2	2000	257
Holanda	3.3	3.5	1	485	0	0	0	0	0	0	112
Pakistán	2.6	2.7	2	400	1	300	2	600	2	2000	64
Rumania	5.2	9.0	2	1310	0	0	2	1310	1	655	92
Rusia	144.3	16	31	21743	7	4920	8	9600	20	18200	3777
Eslovaquia	16.6	57	5	2064	2	840	0	0	0	0	299
Eslovenia	5.3	40	1	696	0	0	0	0	1	1000	145
Sudáfrica	10.1	4.4	2	1842	0	0	1	165	24	4000	332
España	57.4	20	8	7442	0	0	0	0	0	0	1473
Suecia	65.1	48	10	9086	0	0	0	0	0	0	1468
Suiza	26.4	37	5	3220	0	0	0	0	1	1000	575
Tailandia	0	0	0	0	0	0	0	0	4	4000	0
Turquía	0	0	0	0	0	0	0	0	3	4500	0
Ucrania	84.8	48	15	13168	0	0	2	1900	20	27000	2003
Reino Unido	69.2	18	19	11035	0	0	0	0	0	0	2021
EU	787.2	19	104	99049	0	0	7	10180	25	32000	20050
Vietnam	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2000	0
MUNDO	2658	16	439	372,002	33	26,838	94	101,595	222	193,095	66,529

Tabla 1.1 Reactores nucleares en el mundo y requerimientos de uranio.

1.5 Situación Nacional

En nuestro país, la Comisión Federal de Electricidad (CFE) es la empresa que genera, transmite, distribuye y comercializa energía eléctrica para 25.6 millones de clientes, lo que representa casi 80 millones de mexicanos. CFE es un organismo público descentralizado, con personalidad jurídica y patrimonio propio. El compromiso de la empresa es ofrecer servicios de excelencia a los clientes, garantizando altos índices de calidad en todos sus procesos, al nivel de las mejores empresas eléctricas del mundo.

La CFE ofrece el servicio de energía eléctrica en la mayor parte del país, con excepción del Distrito Federal y algunas poblaciones cercanas a éste, donde el servicio está a cargo de Luz y Fuerza del Centro (LyFC).

La generación de energía eléctrica en la CFE se realiza por medio de las tecnologías disponibles en la actualidad, centrales hidroeléctricas, termoeléctricas, eoloeléctricas, geotermoeléctricas y nuclear. Al cierre de marzo de 2008, la CFE incluyendo los productores independientes de energía, contó con una capacidad efectiva instalada para generar energía eléctrica de 49,893.34 [MWe] (*ver* gráfica 1.3), de los cuales: 11,456.90 [MWe] son de los productores independientes, 11,054.90 [MWe] son de hidroeléctricas, 22,371.69 [MWe] corresponden a las termoeléctricas de CFE que consumen hidrocarburos; 2,600.00 [MWe] a carboeléctricas; 959.50 [MWe] a geotermoeléctricas; 1,364.88 [MWe] a la nucleoelectrica y 85.48 [MWe] a la eoloeléctrica⁸.

A lo largo de los años, la capacidad de generación ha aumentado para cumplir el objetivo fundamental de la CFE, que es avanzar para atender todas las necesidades de energía eléctrica de la población, de la industria, la agricultura, el comercio y los servicios en México.

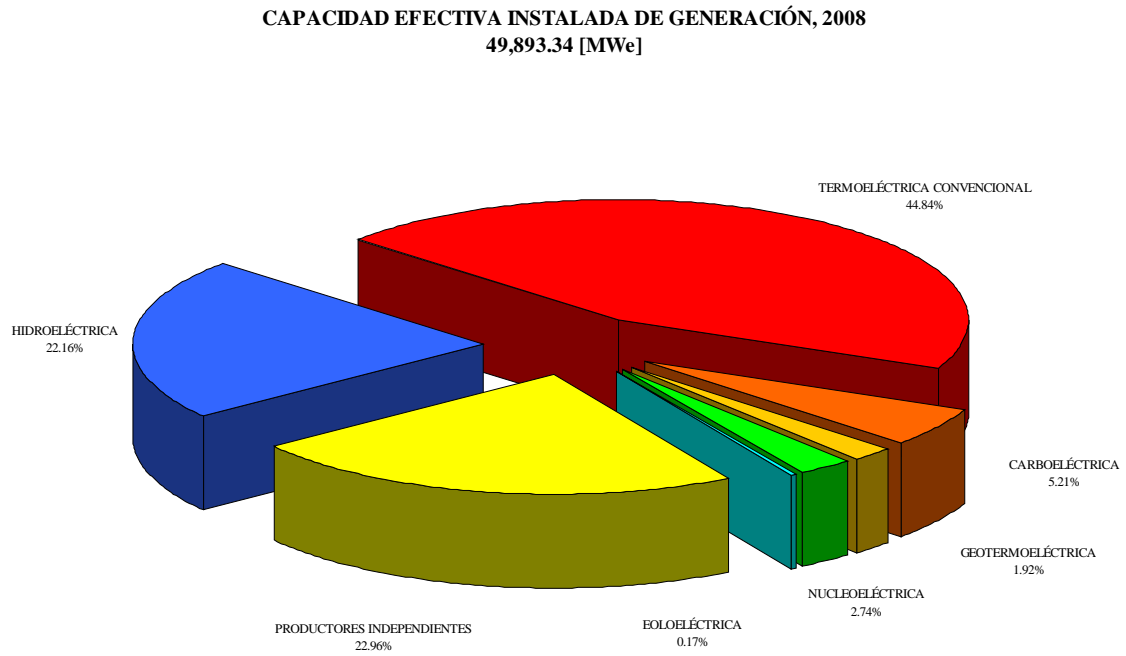
A continuación, se presentan las gráficas 1.3 y 1.4 donde se muestra la capacidad efectiva instalada de generación (2008)⁹ y la distribución por tipo de tecnología de la generación bruta (2006)¹⁰, donde se aprecia que no obstante la

⁸ Comisión Federal de Electricidad (CFE), <http://www.cfe.gob.mx>

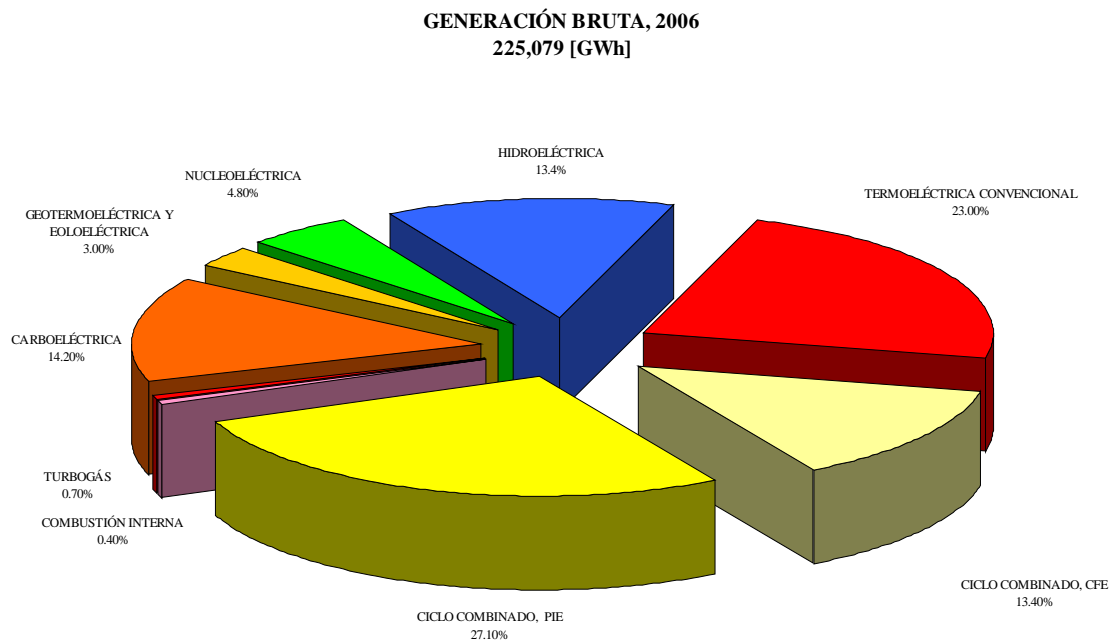
⁹ Idem.

¹⁰ CFE, *Programa de Obras e Infraestructura del Sector Eléctrico 2008-2017*, Subdirección de Programación.

capacidad nuclear instalada representa tan sólo un 2.74% del total, su aportación a la generación es sustancialmente mayor (4.8%).



Gráfica 1.3 Capacidad efectiva instalada de generación.



Gráfica 1.4 Distribución por tipo de tecnología.

En el ámbito nuclear, la Gerencia de Centrales Nucleoeléctricas de la CFE, cuenta con la Central Nucleoeléctrica Laguna Verde (CNLV), la única central de este tipo en el país que se encuentra ubicada sobre la costa del Golfo de México, en el kilómetro 42.5 de la carretera federal Cd. Cardel-Nautla en la localidad denominada Punta Limón en el municipio de Alto Lucero, Estado de Veracruz; a 60 [km] al noreste de la ciudad de Xalapa, a 70 [km] al noroeste del Puerto de Veracruz y a 290 [km] al noreste de la Ciudad de México, cuenta con un área de 370 hectáreas.

La central está integrada por dos unidades, cada una con una capacidad efectiva de 682.44 [MWe]; los reactores son tipo Agua Hirviente (BWR-5) y las contenciones de tipo Mark II de ciclo directo. El sistema nuclear de suministro de vapor fue adquirido a General Electric y el Turbogenerador a Mitsubishi Heavy Industries.

Al cierre de marzo de 2008, la unidad 1 había generado más de 84.4 millones de [MWh], con una disponibilidad propia de 82.97%; mientras que la unidad 2 había generado más de 63.7 millones de [MWh], siendo su factor de disponibilidad de 84.54%. Ambas unidades representan el 2.74% de la capacidad efectiva instalada de la CFE, con una contribución a la generación del 4.8%. En cuanto a la seguridad, la operación de la CNLV cumple con las más estrictas normas; su operación es vigilada por los diversos organismos reguladores nacionales e internacionales responsables de la correcta aplicación de la energía nuclear¹¹.

¹¹ Comisión Federal de Electricidad (CFE), <http://www.cfe.gob.mx>

2 Marco Tecnológico

2.1 Modelo WASP

El estudio de expansión, objeto de este trabajo de tesis, se realizará con el modelo WASP-IV (*Wien Automatic System Planning Package*)¹², que se desarrolló originalmente en 1972 por la *Tennessee Valley Authority* y el *Oak Ridge National Laboratory* en los Estados Unidos de América (EUA), para satisfacer la necesidad del Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA) de analizar la competitividad económica de la tecnología nuclear con respecto a otras alternativas de generación.

Las versiones previas del modelo fueron empleadas por países miembros del OIEA en estudios regionales y nacionales para analizar la expansión de sus sistemas. La experiencia acumulada de su aplicación permitió desarrollar el modelo en una herramienta muy completa para la planificación y el análisis de expansión de los sistemas eléctricos. Las nuevas versiones se desarrollaron tomando en consideración las necesidades expresadas por los usuarios del programa para afrontar asuntos de importancia derivados de la planificación.

En 1979, fue liberada la versión III y poco después se convirtió en una herramienta indispensable en muchos países miembros para la planificación de sus sistemas. Esta versión se mejoró continuamente para satisfacer las necesidades de planificación y seguir las recomendaciones del simposio de Helsinki¹³, el desarrollo de una nueva versión se inició en 1992 con la cooperación de algunos países miembros.

La versión IV se diseñó para encontrar el plan de expansión económicamente óptimo para un sistema eléctrico dentro de limitaciones especificadas por el usuario. El modelo utiliza la estimación probabilística de costos de producción, costos de energía no servida y un método dinámico para optimizar los costos de los planes de expansión de los sistemas.

¹² OIEA, WIEN AUTOMATIC SYSTEM PACKAGE IV, “*User’s Manual*”.

¹³ The inter-agency international symposium on electricity and the environment, Helsinki, 1991.

Se recurre a la técnica de programación lineal para determinar la expansión óptima con limitaciones en emisiones ambientales, disponibilidad de combustibles, la confiabilidad del sistema y la generación de electricidad.

El objetivo del modelo WASP-IV es determinar el plan de expansión del sistema de generación de menor costo para satisfacer la demanda en el horizonte del estudio, considerando la confiabilidad y otras restricciones especificadas por el usuario. Para ello, el modelo requiere de la siguiente información del sistema de generación:

- Evolución prevista de la demanda (curvas de carga);
- Parque de generación existente (capacidades, retiros y adiciones, costos de operación y mantenimiento, eficiencias, tasas de indisponibilidad, etc.);
- Programa de autoabastecimiento;
- Proyectos candidatos (costos de inversión, costos de operación y mantenimiento, eficiencias, tasas de indisponibilidad, etc.);
- Precios de los combustibles utilizados en la generación (actuales y proyecciones futuras);
- Parámetros de evaluación (tasa de descuento, costo de la energía no servida o nivel de confiabilidad requerido en el horizonte del estudio);
- Energía y capacidad hidroeléctrica disponible por cada condición hidrológica;
- Producción hidroeléctrica, y
- Disponibilidad de las unidades generadoras.

Algunos de los principales resultados que nos brinda este modelo son:

- Plan de expansión óptimo (número de proyectos a ejecutar, fechas de entrada en operación, capacidad instalada, energía generada, etc.);
- Reserva del sistema;
- Índices de confiabilidad, y
- Costos de la expansión y de la operación del sistema (Costos de inversión + Costos de producción + Costos de energía no servida).

A continuación, se presenta una breve descripción de los módulos que conforman al modelo WASP-IV¹⁴.

¹⁴ OIEA, WIEN AUTOMATIC SYSTEM PACKAGE IV, “*User’s Manual*”.

Módulo 1

LOADSY (*LOAD SYSTEM DESCRIPTION*)

Procesa la información del sistema de generación descrita por un pico de carga en cada periodo y las curvas de carga a lo largo del horizonte del estudio.

Módulo 2

FIXSYS (*FIXED SYSTEM DESCRIPTION*)

Procesa la información que describe el sistema de generación existente y cualquier adición o retiro predeterminado, así como, cualquier restricción impuesta por el usuario sobre emisiones ambientales, disponibilidad de combustibles o generación de electricidad, por planta o tipo de planta.

Módulo 3

VARSYS (*VARIABLE SYSTEM DESCRIPTION*)

Procesa la información de diversas plantas generadoras a ser consideradas como candidatas para expandir el sistema de generación.

Módulo 4

CONGEN (*CONFIGURATION GENERATOR*)

Calcula anualmente todas las posibles combinaciones de adiciones con plantas candidatas que satisfacen ciertas restricciones de entrada y, que en combinación con el sistema fijo existente, logra satisfacer la carga esperada. CONGEN también calcula el orden económico de plantas de la lista combinada de plantas en FIXSYS y VARSYS.

Módulo 5

MERSIM (*MERGE AND SIMULATE*)

Considera todas las configuraciones producidas por CONGEN y realiza una simulación probabilística de la operación del sistema para calcular los costos asociados de producción, energía no servida y confiabilidad del sistema para cada configuración. En el proceso, cualquier limitación impuesta para algún grupo de plantas candidatas en lo concerniente a las emisiones ambientales, disponibilidad de combustibles o generación de energía eléctrica es tomada en cuenta por el programa. El despacho de plantas generadoras es determinado de acuerdo a la disponibilidad, requerimientos de mantenimiento, requerimientos de reserva rodante y todas las limitaciones de grupo, siempre bajo la premisa de costo mínimo. Este módulo hace uso de todas las configuraciones simuladas previamente; MERSIM también puede ser utilizado para simular la operación del sistema para la mejor opción entregada por DYNPRO, en este modo de operación es llamado REMERSIM. Operando de esta forma, los resultados detallados de la

simulación son almacenados en un archivo electrónico que puede ser empleado para representaciones gráficas de los resultados.

Módulo 6

DYNPRO (*DYNAMIC PROGRAMMING OPTIMIZATION*)

Determina el plan de expansión óptimo basado en los costos de operación derivados de las simulaciones anteriores y cierta información de entrada como; costos de capital, costos de energía no servida, parámetros económicos del programa y criterios de confiabilidad.

Módulo 7

REPROBAT (*REPORT WRITER OF WASP IN A BATCHED ENVIRONMENT*)

Escribe un reporte englobando los resultados parciales y totales para el plan óptimo de expansión del sistema. Algunos de los cálculos realizados por REPROBAT son también almacenados para su uso en representaciones gráficas de los resultados.

A continuación, se presenta la figura 2.1 donde se muestran los módulos que conforman al modelo WASP-IV.

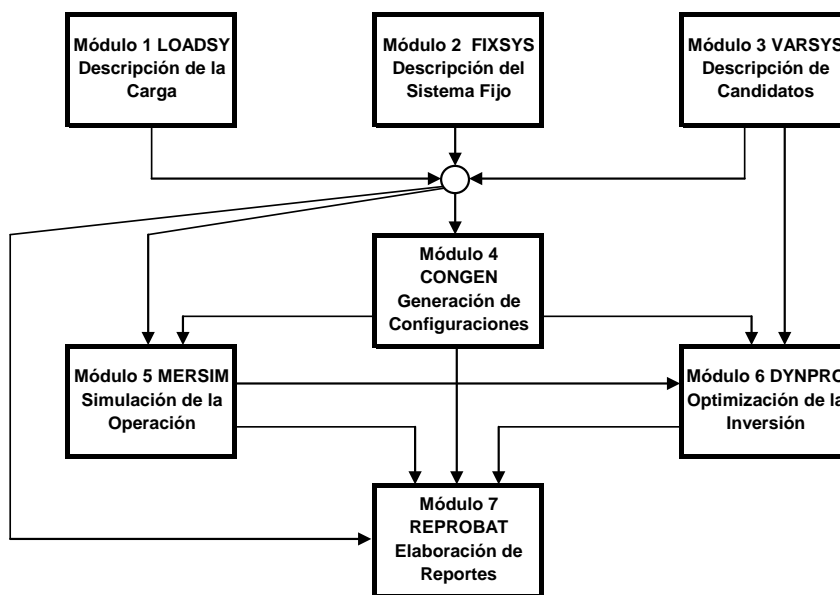


Figura 2.1 Módulos del modelo WASP-IV.

A continuación, se presenta la tabla 2.1 donde se muestra una lista de los parámetros principales del modelo WASP-IV¹⁵.

¹⁵ OIEA, WIEN AUTOMATIC SYSTEM PACKAGE IV, “User’s Manual”.

PARÁMETRO	MÁXIMO PERMITIDO
Años del periodo de estudio	30
Periodos por año	12
Curvas de duración de carga (una por periodo para cada año)	360
Términos coseno en la representación de Fourier de la curva de duración de carga invertida de cada periodo	100
Tipos de plantas agrupadas por tipo de combustible:	
▪ 10 tipos de plantas térmicas	12
▪ 2 tipos de plantas hidroeléctricas	
Número total de plantas térmicas en el sistema existente más las unidades consideradas en la expansión del sistema	88
Tipos de plantas candidato para la expansión del sistema	15
Tipos de contaminantes ambientales	2
Limitaciones de grupo	5
Condiciones hidrológicas	5
Configuraciones del sistema en todo el estudio	5,000

Tabla 2.1 Principales capacidades del modelo WASP-IV.

2.2 Reactores nucleares avanzados

Las crecientes preocupaciones con respecto a los efectos ambientales del quemado de combustibles fósiles, han conducido a un renovado interés por la tecnología nuclear a escala internacional. Los programas nacionales de desarrollo se han complementado con actividades internacionales en la esfera del desarrollo de reactores nucleares avanzados, particularmente de aquellos con características innovadoras.

En los últimos tres decenios, se han acumulado casi 13,000 años-reactor de experiencia operacional con los sistemas nucleares existentes. Sobre la base de estos logros y de las enseñanzas extraídas de la experiencia de las centrales en operación, se han desarrollado, o se están desarrollando, nuevas generaciones de centrales nucleares; por lo tanto, se prevé que los nuevos diseños avanzados serán aún más seguros, económicos y confiables que sus predecesores.

Los diseños avanzados incorporan mejoras en conceptos relacionados con la seguridad, incluidas entre otras cosas, características que permitirán a los operadores disponer de más tiempo para tomar medidas de seguridad y que proporcionarán una protección aún mayor contra cualquier liberación posible de radioactividad al medio ambiente. Los diseños mejorados también pueden incluir la introducción de características de seguridad pasiva basadas en fuerzas naturales, tales como la convección y la gravedad, lo que permite reducir la dependencia de los sistemas y componentes activos como el suministro externo de energía eléctrica, las bombas y válvulas.

Se presta gran atención a la simplificación de las actividades de operación, inspección, mantenimiento y reparación de las nuevas centrales a fin de aumentar su eficiencia. En caso de accidentes, los sistemas de control, vigilancia y protección completamente digitalizados pondrán automáticamente a la central en un estado de apagado seguro sin la intervención del operador.

Los objetivos de diseño permiten a los operadores disponer de por lo menos 30 minutos para tomar medidas de seguridad y contar así con el tiempo necesario para evaluar la situación cuidadosamente antes de intervenir. La mayor inercia térmica en el sistema del reactor y las menores densidades de potencia en el núcleo son dos factores de ese tipo relacionados con el diseño.

En lo que respecta a los dispositivos de seguridad pasiva, sus funciones también serán normalmente independientes del suministro de energía eléctrica aprovechando mecanismos termohidráulicos tales como las diferencias de densidad debidas a diferentes temperaturas y tanques de agua elevados, a fin de por ejemplo, permitir el flujo del refrigerante al sistema del reactor por gravedad para alcanzar los niveles máximos de refrigerante.

La labor de desarrollo de un nuevo diseño de reactor es ardua y requiere de una gran cantidad de recursos económicos y humanos; este problema se ha resuelto frecuentemente mediante la cooperación a escala nacional o internacional y se han demostrado las ventajas de mancomunar los recursos en proyectos de desarrollo.

Los diseños avanzados de reactores nucleares aprovechan la amplia experiencia operacional adquirida de los sistemas actuales y los resultados de las actividades de investigación y desarrollo a escala mundial con el fin de proporcionar centrales nucleares seguras, confiables y económicas que sean también favorables al medio ambiente. La mejora de los sistemas de reactores y la creciente consciencia y preocupación en lo que respecta al calentamiento global y la contaminación ambiental, han llevado a examinar más de cerca la opción nuclear para la futura producción de electricidad. El empleo eficaz de la energía nucleoelectrica en los años venideros no depende solamente de la excelencia técnica, un requisito previo indispensable, sino de la comprensión y aceptación tanto por el público como por las autoridades nacionales¹⁶.

A continuación, se presenta la figura 2.2 donde se muestra la evolución de los reactores nucleares a través del tiempo y el futuro de esta tecnología.

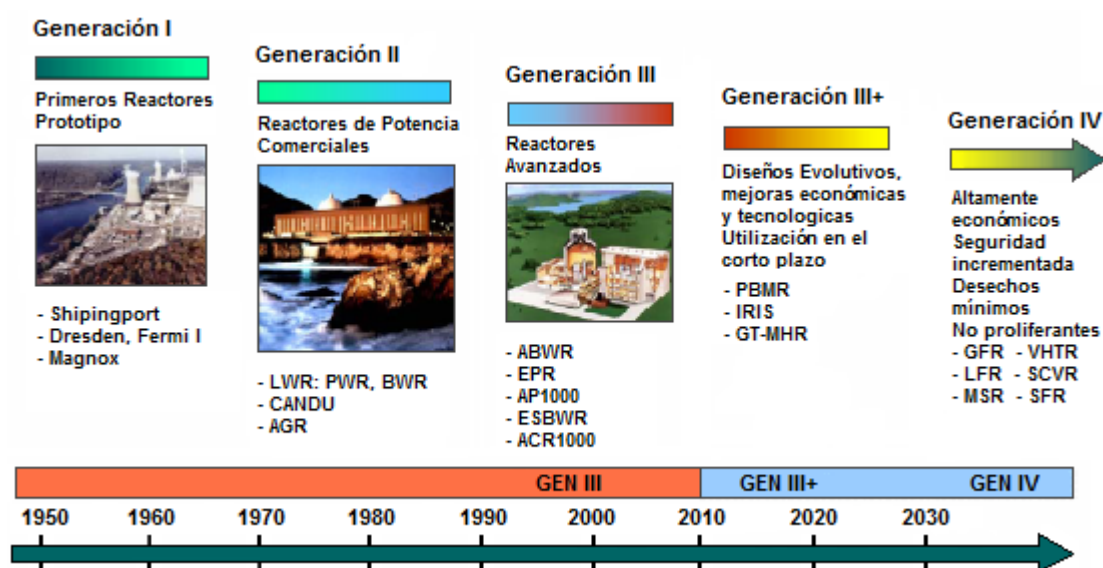


Figura 2.2 Evolución de la tecnología nuclear.

Reactores refrigerados por agua

Los reactores refrigerados por agua se caracterizan por utilizar agua como moderador y refrigerante; los reactores de agua ligera LWR (*Light Water Reactors*) utilizan agua ligera normal (H₂O), mientras que los reactores de agua pesada HWR

¹⁶ OIEA, <http://f40.iaea.org/worldatom/Periodicals/Factsheets/Spanish/spadvrea.html>

(*Heavy Water Reactors*) utilizan agua pesada (D_2O)¹⁷, al menos como moderador. Actualmente, se encuentran en funcionamiento en todo el mundo unas 330 centrales nucleares de agua ligera, lo que representa alrededor del 75% de todas las centrales en operación.

Esta tecnología se ha venido explotando desde hace más de 35 años; sin embargo, el continuo perfeccionamiento de los diseños de centrales LWR ha constituido la base para el desarrollo de nuevos diseños avanzados ALWR (*Advanced Light Water Reactors*), tanto del tipo BWR (*Boiling Water Reactors*), como del tipo PWR (*Pressurized Water Reactors*).

A continuación se mencionan algunos ejemplos de diseños ALWR.

Unidades de gran tamaño:

- ABWR construido por General Electric, EUA, junto con Hitachi & Toshiba, Japón.
- AP1000 construido por Westinghouse, EUA.
- APWR construido por Westinghouse, EUA, junto con Mitsubishi, Japón.
- ESBWR construido por General Electric, EUA.
- EPR construido por Areva NP, Francia, Alemania.
- WWER-1000 (W-392) construido por Atomenergoproject y Hidro press, Rusia.

Unidades de mediano tamaño:

- AP-600 construido por Westinghouse, EUA.
- AC-600 construido por China National Nuclear Corporation, China.
- MS-600 construido por Mitsubishi, Japón.
- SBWR construido por General Electric, EUA.
- WWER-500/600 (W-407) construido por Ansaldo, Italia.
- ISIS innovador construido por Ansaldo, Italia.
- SPWR innovador construido por JAERI e IHI, Japón.
- WPBER-600 innovador construido por OKMB, Rusia.

¹⁷ En el agua pesada, los átomos de hidrógeno (H_2) han sido reemplazados por deuterio (D_2), un isótopo pesado del hidrógeno.

Reactores refrigerados por gas

Los reactores de alta temperatura refrigerados por gas HTGR (*High Temperature Gas cooled Reactors*) se caracterizan por utilizar generalmente uranio enriquecido como combustible, un moderador sólido (como por ejemplo, los átomos de carbono contenidos en el grafito¹⁸) y un gas inerte como refrigerante (como por ejemplo, el CO₂ o el helio).

Los reactores HTGR se vienen desarrollando desde hace mucho tiempo, y aunque ya se han construido varias centrales prototipo o de demostración, no se ha logrado tener pleno éxito en su explotación. El HTGR es básicamente un reactor moderado por grafito con un gas inerte como refrigerante. Dicho gas y el diseño especial del combustible hacen posible su funcionamiento a temperaturas considerablemente superiores a las de los reactores refrigerados por agua. El ciclo termodinámico que rige la operación de los reactores HTGR es el ciclo Brayton¹⁹.

Dentro de estos reactores, el gas refrigerante es comprimido y precalentado antes de entrar a la vasija de presión del reactor, donde es calentado al pasar a través del combustible; posteriormente es conducido hacia una turbina de alta presión en donde es expandido para producir trabajo que será aprovechado como energía mecánica o eléctrica. En este caso, el ciclo Brayton opera en ciclo cerrado, lo que significa que después de ser expandido en la turbina, el gas refrigerante es enfriado y sometido a un ciclo de compresión para después ser recalentado y realimentado a la vasija de presión del reactor.

En el ciclo Brayton, se produce en la turbina de expansión más trabajo del que se consume en el compresor; además, al emplear como fluido termodinámico un gas, dicho ciclo puede operar a temperaturas elevadas, por lo que es idóneo para aprovechar fuentes térmicas de alta temperatura, lográndose así una mejora considerable en la eficiencia de la central y la posibilidad de producir calor industrial en régimen de alta temperatura para aplicaciones especiales, como podría ser la producción de hidrógeno.

¹⁸ El grafito es una de las formas alotrópicas en las que se puede presentar el carbono. A presión atmosférica y temperatura ambiente el grafito es más estable que el diamante.

¹⁹ Este ciclo también es conocido como el ciclo de las turbinas de gas.

A diferencia del combustible empleado en los LWR, el combustible del HTGR no está contenido en barras de combustible revestidas de metal, sino en partículas de combustible; estas partículas miden entre 0.2 y 0.6 [mm] y consisten en una mezcla de óxido o carburo de uranio, torio o uranio/torio. A fin de retener los productos de fisión, cada partícula está revestida con varias capas de material cerámico resistente a altas temperaturas.

Las partículas se dispersan de manera homogénea en una matriz de grafito que se comprime posteriormente en elementos esféricos, bolas o en forma de barras que se introducen en los canales de combustible de un bloque de grafito de entradas múltiples. Las partículas permanecen intactas y retienen prácticamente todos los productos de fisión hasta una temperatura de unos 1,600 [°C]. Estas partículas no se funden y sólo fallan gradualmente en condiciones de accidente; por lo tanto, no se puede producir una liberación repentina de los productos de fisión²⁰.

2.3 Tecnología ABWR

El reactor avanzado de agua en ebullición ABWR (*Advanced Boiling Water Reactor*) es un reactor de agua ligera y ciclo directo que refleja el resultado de cincuenta años de investigación y experiencia en el diseño y construcción de reactores BWR²¹ por parte de *General Electric Co. (GE)*²², *Hitachi LTD* y *Toshiba Power Co.*

El ABWR es el primero, de la siguiente generación de reactores ALWR, en ser contemplado en la construcción de las nuevas centrales nucleoelectricas. Este diseño de tercera generación cuenta con una capacidad de generación que va de los 1,350 a los 1,600 [MWe].

El diseño del ABWR fue certificado en 1997 por la Comisión Reguladora Nuclear de Estados Unidos de América NRC (*Nuclear Regulatory Commission*)²³.

²⁰ OIEA, <http://f40.iaea.org/worldatom/Periodicals/Factsheets/Spanish/spadvrea.html>

²¹ Actualmente, operan en el mundo alrededor de 90 reactores de tipo BWR.

²² General Electric, <http://www.ge.energy.com>

²³ NRC, <http://www.nrc.gov/reactors/power.html>

Vasija del reactor

En un ABWR, el refrigerante es reciclado dentro de la vasija del reactor RPV (*Reactor Pressure Vessel*) por bombas internas instaladas dentro de la vasija misma, que además contiene los ensambles de combustible, las barras de control y los componentes internos del reactor. Está hecha de acero de baja aleación y su superficie interior está revestida con materiales resistentes a la corrosión. A continuación, se presenta la figura 2.3 donde se muestra una imagen de la vasija de presión de un reactor ABWR.

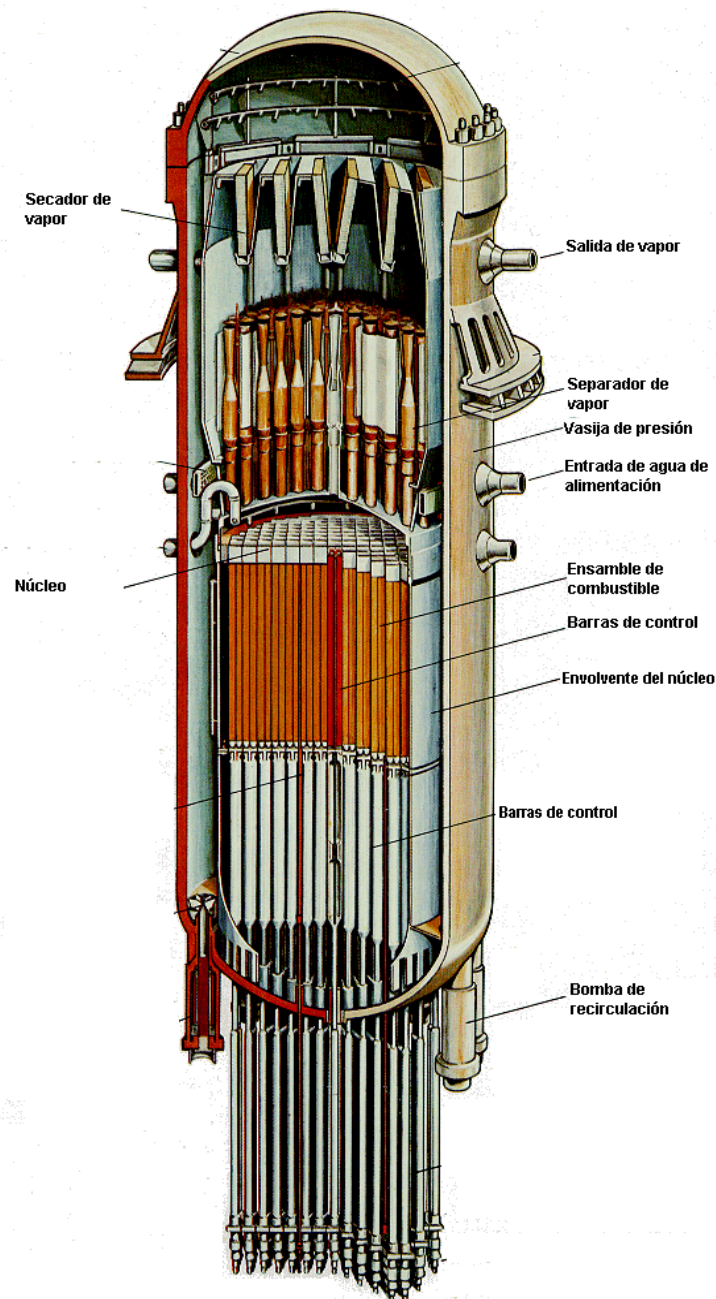


Figura 2.3 Vasija de presión del reactor ABWR.

Los elementos internos de la vasija incluyen el separador de vapor, el secador y las estructuras principales de apoyo. La mayor parte de la vasija está hecha en una sola pieza forjada y cuenta con inyectores de diámetros menores a 2 pulgadas debido a que los lazos de recirculación externos han sido eliminados del diseño. Gracias a estas dos nuevas características, más del 50% de las soldaduras, tuberías y apoyos del sistema primario han sido eliminados.

Núcleo del reactor

El núcleo del reactor contiene los ensambles de combustible y las barras de control; cada barra de los ensambles de combustible contiene pastillas de uranio de bajo enriquecimiento dentro de un revestimiento de circonio. El núcleo del reactor incluye, junto a los ensambles de combustible, arreglos cruciformes de barras de control soportadas por sujetadores superiores e inferiores y por espaciadores.

Materiales

Empleando sus 30 años de experiencia en la operación de reactores de tipo BWR, GE ha tenido especial cuidado en seleccionar los materiales adecuados; por ejemplo, el cobalto ha sido eliminado del diseño y el acero empleado en el sistema primario está hecho de material de grado nuclear (aleaciones bajas en carbón) que es resistente a fracturas ocasionadas por tensiones de corrosión intergranular.

Barras de control

Las barras de control tienen un corte transversal cruciforme y son insertadas hacia arriba a través de espacios dedicados en cada ensamble de combustible. En el ABWR, la posición de cada barra es regulada por un sistema impulsor de movimiento fino, que es actuado por un sistema inversor durante la operación normal. También cuenta con un sistema de *scram*²⁴ hidráulico. Los impulsores de barras de control de movimiento fino FMCRD (*Fine Motion Control Rod Drive*) están siendo presentados en el ABWR.

²⁴ Apagado súbito del reactor.

Sistemas de control

Los sistemas de control y de instrumentación combinan el estado del arte digital y la tecnología de fibras ópticas. El ABWR tiene cuatro sistemas de seguridad y control independientes, incluyendo cuatro redes de multiplexión redundantes para proporcionar el aseguramiento absoluto de la planta. Cada sistema incluye microprocesadores para recibir información proveniente de los sensores y generar señales de control, unidades de multiplexión locales y remotas para la transmisión de información y una red de cables de fibra óptica.

La multiplexión y la fibra óptica han reducido drásticamente la cantidad de cables en la planta; esto tiene otra ventaja, acorta las trayectorias del cableado en la instalación, reduciendo en un mes el tiempo de construcción de la planta.

La planta entera puede ser controlada desde una consola; los paneles en la sala de control controlan los sistemas de seguridad de la isla nuclear y el balance de planta. La consola de control CRT (*Control Room Terminal*) permite al operador llamar cualquier sistema, subsistema y/o componente solamente con tocar una pantalla. Es posible controlar un sistema entero mediante una orden del sistema maestro.

Contención

La contención primaria es una vasija de concreto armado, rodeada por el edificio del reactor que actúa como una contención secundaria. Una presión negativa se mantiene dentro del edificio del reactor para dirigir cualquier liberación radioactiva, de la contención primaria a un sistema de tratamiento de gas. El edificio del reactor y la contención están integrados para mejorar la respuesta sísmica del edificio.

Construcción

El ABWR está diseñado con base a condiciones que cubren casi todos los sitios disponibles en el mundo, incluyendo aquellos con alto potencial sísmico. Esta planta ubica los edificios del reactor y del turbogenerador "en línea", siendo todos los demás edificios principales independientes uno de otro.

Además, la construcción de la planta aprovecha grandes módulos que son prefabricados y montados en sitio; grúas de 1,000 toneladas levantan estos módulos y los colocan verticalmente en la planta. El empleo de la construcción modular reduce el tiempo de construcción de 66 a tan sólo 50 meses.

Mantenimiento

En el ABWR, se brindó particular atención al diseño de la planta para facilitar el mantenimiento; se consideraron monorraíles para poder desplazar los equipos principales a un cuarto de servicio convenientemente localizado a través de una escotilla. En este diseño, el mantenimiento de las bombas internas del reactor y del FMCRD ha sido automatizado; el manejo de dispositivos se realiza remotamente desde fuera de la contención; por ejemplo, en caso de mantenimiento, la bomba o los impulsores son puestos sobre un dispositivo de transporte y llevados a través de la escotilla hacia cuartos de servicio dedicados, donde el equipo puede ser descontaminado y revisado en un ambiente protegido. La operación entera es realizada de manera rápida, eficiente y con prácticamente ninguna irradiación al personal.

Otras características

Una de las características únicas del ABWR es la eliminación del sistema de recirculación externa; las bombas de recirculación externas y su tubería han sido sustituidas por diez bombas de recirculación internas RIP (*Reactor Internal Pumps*) montadas en la parte inferior de la vasija; los motores de estas bombas son purgados continuamente con agua limpia para mantenerlos libres de irradiación, lo que incrementa su vida útil.

Otra característica notable del ABWR es su sistema simplificado activo de seguridad, este reactor tiene cuatro sistemas de seguridad redundantes completamente independientes (separados física y mecánicamente por paredes resistentes al fuego y localizadas en cuadrantes diferentes del edificio) por lo que ningún incidente tendría repercusiones sobre el sistema de seguridad. Además, están aislados eléctricamente de modo que cada sistema tiene acceso a fuentes de alimentación independientes y, para añadir seguridad, tienen su propio generador diesel de emergencia.

Cada sistema contiene subsistemas de alta y baja presión con intercambiadores de calor propios dedicados a controlar la refrigeración y retirar el calor de decaimiento del núcleo del reactor. Uno de estos sistemas es el enfriador de aislamiento del núcleo, el cual brinda la protección necesaria cuando ocurre un apagón en la planta.

Los sistemas de seguridad tienen la capacidad de mantener el núcleo del reactor protegido en cualquier momento. Gracias a esta capacidad y a los amplios márgenes térmicos incorporados en el diseño del combustible, la frecuencia de operación de los impulsores y por tanto, el número de salidas de operación de la planta, se ha reducido considerablemente. En caso de un accidente de pérdida del refrigerante LOCA (*Lost of Coolant Accident*), la respuesta de la planta ha sido totalmente automatizada y no requiere la acción de un operador durante al menos 72 horas, que es la misma capacidad que tienen las plantas pasivas.

Uno de los accidentes más graves que puede sufrir una planta es un apagón de la subestación; para evitar esta situación, en el ABWR se tiene un sistema de seguridad de vapor a alta presión. Para añadir seguridad, el ABWR cuenta con una planta de emergencia dedicada a proporcionar una fuente de alimentación para cualquiera de los sistemas mencionados.

Como el ABWR tiene mayores márgenes de diseño, la frecuencia de las salidas de operación del reactor o la operación de un sistema de seguridad se han reducido considerablemente. Además, el impacto de cualquier falla o accidente, se ha mitigado gracias a que cada sistema de seguridad está dedicado a retirar el calor del núcleo y a asegurar la recuperación del accidente.

Sistemas de seguridad pasiva

El ABWR viene equipado con características para mitigar pasivamente las consecuencias de un accidente severo. Una de éstas, es un sistema que automáticamente desborda el área de contención de la vasija del reactor; el calor por radiación de los restos, derrite una válvula fusible que libera el agua contenida en la alberca de supresión apagándolos y limitando la cantidad de gases no condensables que son generados durante el accidente.

El ABWR también incluye un sistema para prevenir una falla catastrófica en la contención primaria; cuando las presiones de esta contención se encuentran cerca de los límites de diseño, un disco de ruptura localizado en una ventilación se abre, esto crea un camino por encima de la alberca de supresión para que el vapor y el calor sean liberados, los productos de fisión son retenidos o conservados en la alberca de supresión.

Ciclos y factores de operación

El ciclo de quemado de un reactor ABWR es de 18 meses con capacidad de extenderse hasta 24 meses, mientras que la duración de la recarga de combustible para cada ciclo es de 43 días. Cabe mencionar que la duración de esta salida de operación está calculada para un mantenimiento normal, no así para trabajos mayores en la turbina o el generador.

Una serie de características de diseño que aceleran los trabajos de recarga de combustible y acortan el tiempo de salida de operación por este concepto son: el movimiento automático de la plataforma de combustible, que aminora las maniobras y estrategias de recarga en el núcleo, el retiro de un número menor de impulsores de barras de control, la automatización de las bombas internas del reactor, así como, la reducción de los tiempos de arranque del reactor. Todo esto aunado al uso de materiales avanzados y sistemas de recirculación mejor diseñados son las mayores contribuciones que presenta el ABWR para mejorar su factor de disponibilidad.

Adicionalmente, el ABWR tiene una serie de características de diseño que reducen el número y la duración de las salidas de operación forzadas, lo cual aumenta de manera significativa su factor de planta.

Finalmente, el ABWR cuenta con un excelente récord operativo con cuatro unidades que se encuentran en operación comercial en Japón. Actualmente, se construyen tres unidades adicionales, una en Japón y otras dos en Taiwán. Por otra parte, trece reactores más se encuentran en etapa de planeación, nueve en Japón y cuatro en EUA. Cabe mencionar que el primer ABWR inició su operación en la central japonesa Kashiwazaki-Kariwa en 1996.

A continuación, se presenta la figura 2.4 donde se muestra una imagen del reactor ABWR²⁵.

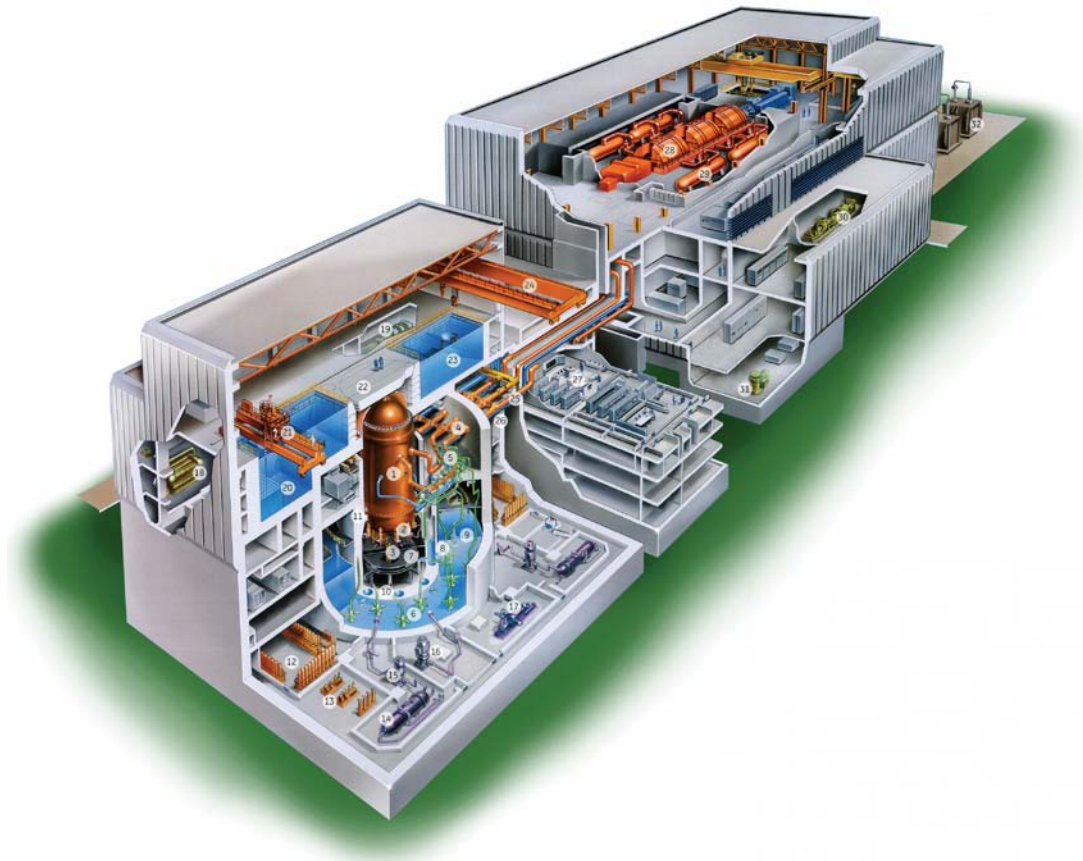


Figura 2.4 Imagen de un reactor ABWR.

A continuación, se presenta la tabla 2.2 que muestra los parámetros técnicos del reactor ABWR.

PARÁMETRO	VALOR	UNIDAD
Potencia térmica	3,926	MWt
Potencia eléctrica bruta	1,356	MWe
Potencia eléctrica neta	1,300	MWe
Eficiencia bruta	34.5	%
Eficiencia neta	33.0	%
Tiempo de construcción	50	meses
Tiempo de vida de diseño	60	años
Factor de disponibilidad	87	%

²⁵ General Electric, <http://www.ge.energy.com>

Licencia	1997	NRC-EUA
Núcleo del reactor		
Altura	3.7	m
Diámetro	5.16	m
Número de elementos de combustible	872	-
Densidad de potencia	50.6	kW/l
Combustible		
Combustible	UO ₂ , UO ₂ -Gd ₂ O ₃	
Enriquecimiento promedio	3.95	%
Quemado de combustible	46.5	GWd/t
Potencia promedio	196	W/m
Número de varillas por arreglo de ensamble	92	-
Sistemas de control		
Número de barras de control	205	-
Forma de las barras de control		Cruciforme
Absorbedor de neutrones		B ₄ C
Sistema de refrigeración		
Refrigerante		Agua ligera
Tipo		Recirculación interna
Presión de operación	1,040	psia
Temperatura de admisión del agua de alimentación	420	°F
Temperatura del vapor de salida	550	°F
Número de bombas de recirculación	10	-
Masa del flujo de recirculación	52,200	t/h
Vasija del reactor		
Altura interna	21	m
Diámetro	7.1	m
Espesor	17.4	cm
Ciclo de operación		
Duración de un ciclo de operación	18 a 24	Meses
Porcentaje del combustible reemplazado en una recarga	20 a 42	%
Parámetros de la contención		
Material		Concreto reforzado
Presión de diseño	45	psig
Altura	36.1	m
Diámetro interno	29	m
Turbinas		
Capacidad máxima a 0 msnm	1,381	MWe
Velocidad	1,500	rpm
Presión de admisión	985	psia
Temperatura de admisión	543	°F

Tabla 2.2 Parámetros técnicos del reactor ABWR²⁶.

²⁶ Fuente: <http://www.nuc.berkeley.edu/designs/abwr/abwr.html> y <http://www.toshiba.co.jp/product/abwr/english/products/reactor/abwr01.htm>

2.4 Tecnología AP1000

El AP1000, desarrollado por la *Westinghouse Electric Company, LLC*²⁷, es un reactor nuclear avanzado de agua a presión APWR (*Advanced Pressurized Water Reactor*) de doble ciclo que incorpora sistemas de seguridad pasiva y un diseño altamente simplificado que optimiza la operación, el mantenimiento y la seguridad de la planta, reduciendo los costos y el calendario de construcción.

Este diseño cuenta con una capacidad de generación eléctrica que va de los 1,117 a los 1,157 [MWe], dependiendo del sitio donde se ubique la planta, una potencia térmica de 3,400 [MWt] y una vida útil de diseño de sesenta años. De acuerdo a estimaciones del propio fabricante, el AP1000 tiene un costo de capital²⁸ de 1,000 a 1,100 [USD/kWe].

Certificación

En mayo de 2002, la Comisión Reguladora Nuclear de EUA²⁹ aceptó la solicitud de revisión del AP1000, en septiembre de 2004 expidió el Reporte de Evaluación de la Seguridad (*Safety Evaluation Report*), mientras que en enero de 2006 publicó la Aprobación Final de Diseño (*Final Design Approval*).

Diseño

El AP1000 se puede considerar como una extensión de la planta AP600 que recibió el Certificado de Diseño (*Design Certification*) de la NRC en 1999. Sin embargo, el AP1000 se desarrolló con el fin de reducir los costos de capital, conservando la configuración de diseño del AP600 y, en la medida de lo posible, su base de licencia. Algunos de los cambios al diseño original del AP600 se limitan a las estructuras, sistemas y componentes afectados por el incremento de potencia. La cimentación de la isla nuclear permanece sin cambios, sin embargo, la altura de la contención se incrementa. La filosofía de control que gobierna la planta es idéntica a la del AP600.

²⁷ Westinghouse Electric Company, LLC, <http://www.ap1000.westinghousenuclear.com/A.asp>

²⁸ *Overnigt capital cost.*

²⁹ NRC, <http://www.nrc.gov/reactors/power.html>

Componentes

En la construcción del AP1000 se emplearán, en toda la planta, componentes y tecnologías probadas en otros reactores PWR. A continuación, se presenta la tabla 2.3 donde se mencionan algunos de estos elementos.

COMPONENTE	REACTOR(ES)
Generadores de Vapor	ANO-2, Ulchin 5&6
Instrumentación y Control	Sizewell B, Ulchin 5&6, Temelin
Combustible	South Texas 1&2, Doel 4, Tihange 3
Bombas del refrigerante del reactor	U.S. Nuclear Navy
Mecanismo de Control	Plantas Westinghouse
Vasija del reactor	Doel 4, Tihange 3
Partes internas del reactor	Doel 4, Tihange 3

Tabla 2.3 Componentes y tecnologías incorporadas en el reactor AP1000.

A continuación, se presenta la tabla 2.4 donde se muestra una comparación de los equipos y materiales empleados por un AP1000 y un PWR de 1,000 [MWe].

COMPONENTE	PWR (1,000 [MWe])	AP1000	UNIDAD
Bombas	280	180	-
Válvulas	2,800	1,400	-
Tuberías	110,000	19,000	ft
Cable	9.1	1.2	ft x 10 ⁶
Volumen de edificios de clase sísmica	12.7	5.6	ft ³

Tabla 2.4 Comparación de equipos PWR y AP1000.

El AP1000 tiene 50 por ciento menos válvulas, 83 por ciento menos tubería, 87 por ciento menos cable de control, 35 por ciento menos bombas y 50 por ciento menos volumen de edificaciones sísmicas que una planta convencional de capacidad similar. Estas reducciones en volumen de equipo y materiales de construcción conducen a ahorros significativos en costos y calendario de construcción.

Construcción

El AP1000 emplea técnicas de construcción modular, una planta estándar se compone de 50 módulos mayores y 250 menores. Las de menor tamaño pueden ser transportadas vía ferrocarril; pesan 80 toneladas y tienen aproximadamente 12 pies de alto por 12 pies de ancho y 80 pies de largo. Estos módulos son construidos en paralelo, de forma independiente uno de otro en planta, para luego ser ensamblados en sitio. Esta técnica de construcción reduce los costos y el calendario de construcción debido principalmente a los siguientes factores:

- Las actividades de construcción se realizan principalmente en paralelo y no de forma secuencial;
- Reducidas actividades en sitio (los costos de mano de obra en planta son substancialmente menores que en campo), y
- Los trabajos de soldadura y ensamble en planta incrementan la calidad de la construcción y la flexibilidad en el calendario.

En general, la centralización de la fabricación de módulos junto con las correspondientes pruebas e inspección de los módulos terminados en planta, acorta el calendario de construcción en sitio. En este sentido, Westinghouse y sus subcontratistas han realizado estudios sobre la construcción de un AP1000 en Japón y EUA, estos estudios concluyen que la planta puede ser terminada en 36 meses, desde el primer concreto hasta la primera carga de combustible.

Sistemas pasivos de seguridad

Los sistemas pasivos de seguridad en el AP1000 son visiblemente más simples que los sistemas tradicionales empleados en reactores PWR convencionales. Este reactor no requiere la extensa red de sistemas de seguridad instalados en centrales nucleares típicas, tales como los sistemas de suministro externo de energía eléctrica, calefacción, ventilación y aire acondicionado, los sistemas de agua de enfriamiento y tampoco de edificios con clasificación sísmica para contener sus componentes. La simplificación de los sistemas de la planta, combinada con los amplios márgenes de operación del reactor, reduce la intervención del operador.

Los sistemas de seguridad en el AP1000 emplean, exclusivamente, las fuerzas de la naturaleza como la gravedad, la circulación natural y el empuje del gas comprimido para proporcionar la fuerza de impulso a los sistemas de enfriamiento del núcleo del reactor después de un accidente. Estos sistemas no cuentan con bombas, ventiladores, enfriadores o generadores diesel.

Algunas válvulas se accionan únicamente cuando los sistemas de seguridad son activados automáticamente; en la mayoría de los casos, estas válvulas son libres de falla, es decir, necesitan alimentación en corriente alterna para permanecer en su posición normal. No se requieren sistemas de respaldo, tales como; alimentación de corriente alterna, aire acondicionado, calefacción o agua de refrigeración.

El sistema de seguridad pasiva del AP1000 incluye sistemas de inyección de seguridad SI (*Safety Injection*), sistemas de remoción de calor residual RHR (*Residual Heat Removal*) y refrigeración en la contención. Todos los sistemas de seguridad del AP1000 cumplen los requisitos establecidos por la NRC, incluyendo el criterio de falla simple. A continuación, se presenta la figura 2.5 donde se muestra el diagrama de flujo del sistema de inyección de seguridad del reactor AP1000.

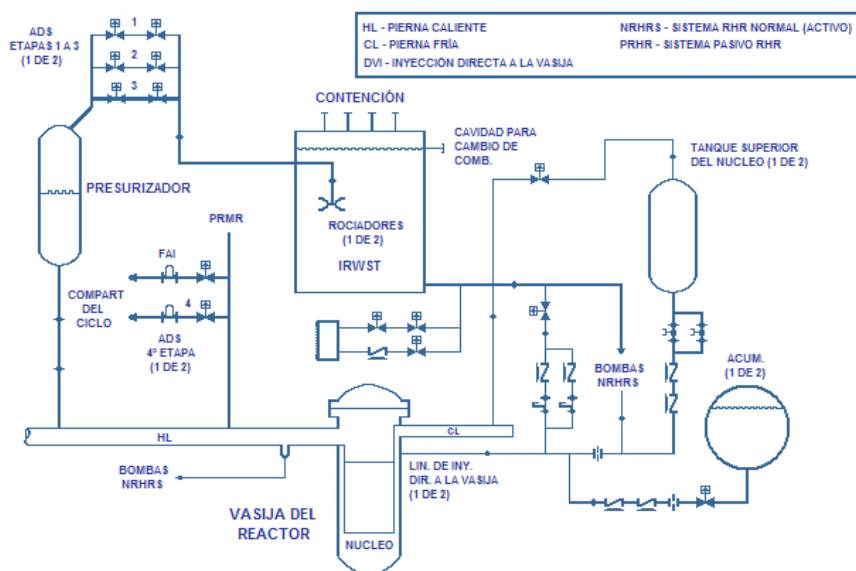


Figura 2.5 Sistemas de inyección de refrigerante del reactor AP1000.

Este sistema incorpora cuatro fuentes de inyección pasiva en caso de presentarse un accidente de pérdida de refrigerante:

1. Acumuladores, que proporcionan alto flujo durante varios minutos;
2. Tanques superiores de núcleo, que ofrecen relativamente alto flujo en periodos largos;
3. Tanque de almacenamiento interior de agua de recarga de combustible IRWST (*In-containment Refueling Water Storage Tank*), que proporciona un menor flujo durante más tiempo y,
4. Disposiciones para la contención de la recirculación.

La recirculación de la contención inicia cuando la línea de válvulas de recirculación es abierta y el nivel de inundación es suficientemente alto. El IRWST es una fuente de baja presión que inyecta sólo después de que el sistema de refrigeración del reactor RCS (*Reactor Coolant System*) es despresurizado por el sistema de despresurización automática ADS (*Automatic Depressurization System*).

El AP1000 incluye ingeniería FOAKE³⁰, donde se incluyen; el motor de las bombas del refrigerante del reactor (diseño detallado y pruebas prototipo en escala real), el sistema de válvulas de seguridad tipo *Squib* (diseño detallado y pruebas prototipo), la instrumentación digital (diseño detallado y pruebas de los controles de planta y sistemas de seguridad, diseño de la totalmente digitalizada sala de control, simulador y aplicación de los factores humanos para el control del reactor) y el total de los detalles de diseño suficientes para auxiliar la construcción. A continuación, se presenta la figura 2.6 donde se muestra la imagen del reactor AP1000.

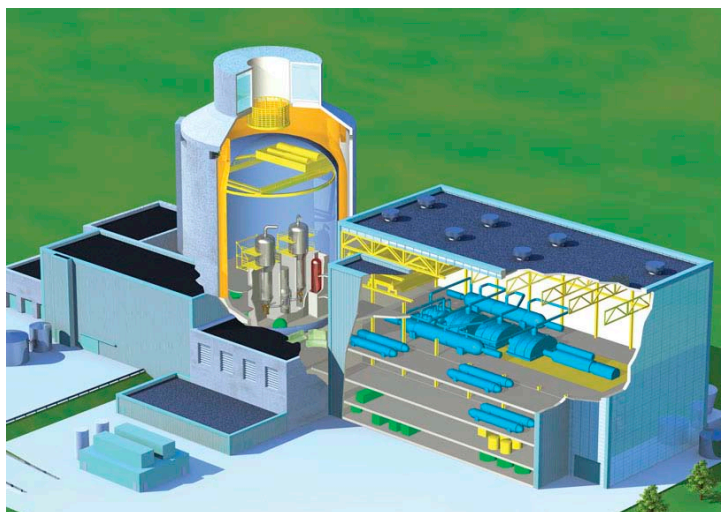


Figura 2.6 Imagen de un reactor AP1000.

³⁰ First-of-a-Kind Engineering

A continuación, se presenta la tabla 2.5 donde se muestran los parámetros técnicos del reactor AP1000³¹.

PARÁMETRO	VALOR	UNIDAD
Potencia térmica	3,400	MWt
Potencia eléctrica	1,117	MWe
Eficiencia bruta	35.1	%
Eficiencia neta	32.7	%
Tiempo de construcción	36	meses
Tiempo de vida de diseño	60	años
Factor de disponibilidad	90	%
Licencia	2006	NRC-EUA
Núcleo		
Enriquecimiento del combustible	< 4.95	%
Refrigerante	Agua ligera	
Número de tubos por generador de vapor	10,000	tubos
Duración de un ciclo de operación	18	meses
Moderador	Agua ligera	
Quemado de combustible	60	GWd/t
Porcentaje del combustible reemplazado en una recarga	43	%
Parámetros de la contención		
Presión de diseño	59	psig
Temperatura de diseño	650	°F
Temperatura de pierna fría	537	°F
Presión de diseño	2,500	psig
Tasa de Flujo/ciclo	157,500	gpm
Temperatura de diseño	600	°F
Presión de diseño del sistema principal	1,200	psia
Flujo de agua de alimentación	14.97x10 ⁶	lb/h
Producción anual de residuos		
Nivel intermedio (resinas gastadas, filtros, etc.)	35	t
Bajo nivel (compactables, no compactables)		

Tabla 2.5 Parámetros técnicos del reactor AP1000.

³¹ Westinghouse Electric Company, LLC, <http://www.ap1000.westinghousenuclear.com/A.asp>

2.5 Tecnología EPR

El reactor europeo de agua a presión EPR (*European Pressurized Water Reactor*), es un reactor de tercera generación que cuenta con una potencia eléctrica de 1,600 [MWe]. Fue propuesto en 1992 por las dos mayores empresas nucleares europeas de la época, la francesa Framatome y la alemana Siemens (actualmente fusionadas bajo la dirección de Areva NP), en este momento una unidad se encuentra en etapa avanzada de construcción en Finlandia y otra unidad ya inició su construcción en Normandía (Francia)³².

Diseño

El EPR es un reactor de diseño avanzado que se basa en la experiencia de varios cientos de reactores de agua ligera operados en todo el mundo. Este reactor incorpora las más recientes tecnologías provenientes de los modelos N4 y KONVOI; reactores que se encuentran actualmente en operación en Francia y Alemania respectivamente. Además, el diseño del EPR integra los resultados de décadas de programas de investigación y desarrollo; en particular, las realizadas por la Comisión Francesa de Energía Atómica (CEA)³³ y por el centro de investigación alemán Karlsruhe.

Seguridad

En cuanto a la seguridad, el EPR incluye innovaciones notables para prevenir la fusión del núcleo y mitigar cualquier posible consecuencia; también ofrece una alta resistencia contra riesgos externos, en especial contra accidentes aéreos y terremotos.

Gracias a una serie de avances, el EPR está a la vanguardia en el estado del arte de la tecnología, algunos de los componentes y características que se benefician de esta situación son; por ejemplo, el núcleo del reactor y sus sistemas de protección, su flexibilidad en términos de manejo de combustible, la vasija de presión y sus elementos internos, los generadores de vapor y las bombas de refrigerante primario, así como, la instrumentación y el control de la planta, que incluye una interfaz hombre-máquina y

³² <http://www.areva.com>, <http://www.framatome.anp.com>

³³ Commissariat à l'Énergie Atomique, <http://www.cea.fr>

una sala de control totalmente automatizada. Todas estas innovaciones contribuyen para mejorar el nivel de desempeño, la eficiencia, la operabilidad y la competitividad económica de la planta.

Como respuesta a los requerimientos de las empresas eléctricas y autoridades en materia de seguridad para nuevas centrales nucleares, desde el inicio del proyecto el desarrolló del EPR contó con la colaboración de los fabricantes de plantas Framatome y Siemens; con las empresas eléctricas EDF, EnBW, RWE y con las autoridades de seguridad nuclear de Francia y Alemania.

Es así que el desarrollo del EPR toma en cuenta las exigencias esbozadas en los requerimientos europeos para empresas eléctricas EUR (*European Utility Requirements*) y en el documento de requerimientos para empresas eléctricas URD (*Utility Requirements Document*) emitido por el Instituto de Investigación de Energía Eléctrica EPRI (*Energy Power Research Institute*)³⁴ de EUA.

Las directrices técnicas del diseño del EPR fueron validadas en octubre del 2000 por el grupo francés permanente de expertos encargado de la seguridad del reactor que contó adicionalmente con la asistencia de expertos alemanes. Como resultado, los usuarios del EPR quedan protegidos contra cualquier riesgo durante las etapas de diseño, construcción y operación del reactor.

Competitividad económica

En cuestiones de competitividad económica, el EPR ofrece una reducción significativa de los costos de generación; de acuerdo a estimaciones del fabricante, alrededor de 10% más bajos que aquellos de los reactores nucleares más recientes en operación y aproximadamente 20% más bajos que los de plantas de gas basadas en ciclos combinados. Esta ventaja sobre plantas térmicas que queman combustibles fósiles es aún más pronunciada cuando se toman en cuenta los costos externos como los asociados con el daño sobre el medio ambiente³⁵.

³⁴ Energy Power Research Institute, <http://www.epri.gov>

³⁵ Areva, EPR, 2005.

La gran competitividad del EPR se logra gracias a su capacidad de generación (1,600 [MWe]), la más alta alcanzada por una planta hasta la fecha, una eficiencia que va del 36 al 37%, dependiendo de las condiciones del sitio, también el valor más alto para un reactor de agua ligera hasta la fecha, un calendario de construcción de 48 meses desde el primer concreto hasta la primera carga de combustible, una vida de planta de sesenta años, un mayor quemado de combustible y un factor de disponibilidad promedio de 92% durante toda la vida útil de la planta, este último obtenido gracias a ciclos de irradiación más largos y menores tiempos de salida de operación por recarga de combustible y mantenimiento programado.

A continuación, se presenta la figura 2.7 donde se muestra la imagen de un reactor EPR.

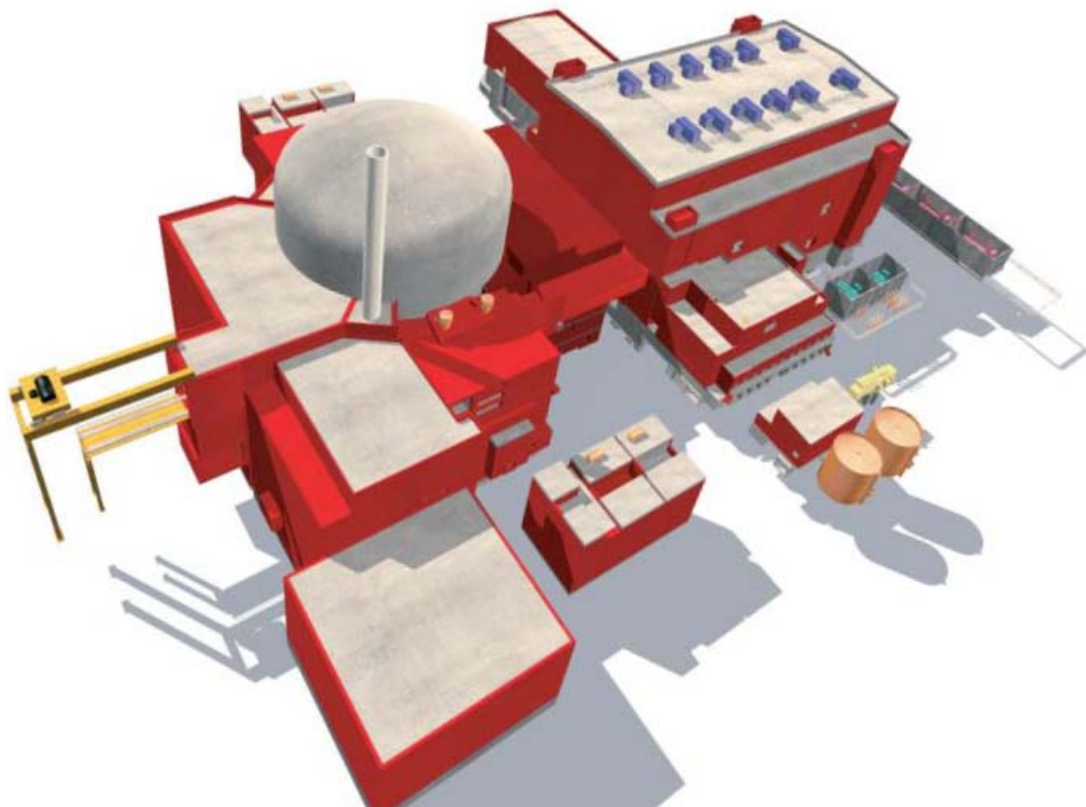


Figura 2.7 Imagen de un reactor EPR.

Características principales

Una de las principales características del EPR es su diseño simplificado basado en cuatro ciclos primarios, concepto que se aplica a todo el equipamiento mecánico, el suministro de energía eléctrica, la instrumentación y el control asociado. Las funciones

de operación y seguridad se encuentran separadas para simplificar el diseño del sistema. Una ventaja adicional es que la capacidad industrial existente en la actualidad en los ámbitos de diseño, manufactura de equipo y construcción de centrales nucleares puede ser empleada para desarrollar nuevos proyectos basados en la construcción de reactores EPR.

Innovaciones tecnológicas

Además de las características innovadoras de seguridad asociadas con el reforzamiento de los niveles de seguridad, el EPR goza los beneficios de muchas otras innovaciones tecnológicas.

El núcleo del reactor está rodeado de un reflector de neutrones construido a base de anillos apilados de acero inoxidable que mejora el quemado del combustible y protege la vasija del reactor contra el envejecimiento provocado por la irradiación. La vasija del reactor está hecha de acero especial de alta resistencia y diseñada con un número reducido de anillos exteriores.

Los generadores de vapor, equipados con un economizador axial, permiten elevar la presión del vapor producido a cerca de 78 [bar], lo que incrementa la eficiencia de la planta hasta cerca del 37%. Las bombas de refrigerante primario están manufacturadas bajo un diseño hidráulico innovativo que ya ha sido probado de manera satisfactoria en el reactor N4.

El sistema de protección del reactor emplea la tecnología digital extensamente probada en el reactor N4. La sala de control de la planta está totalmente digitalizada y cuenta con una interfase hombre-maquina amigable con el operador.

Sistemas de seguridad

El sistema de seguridad principal se compone de cuatro subsistemas, cada uno capaz de mantener la operación segura del reactor por sí mismo. Hay un subsistema en cada uno de los cuatro edificios de seguridad que rodean al edificio del reactor. A

continuación, se presenta la figura 2.8 donde se muestra la ubicación de los edificios de seguridad del EPR.



Figura 2.8 Ubicación de los edificios de seguridad del reactor EPR.

[5] Edificio del reactor.
[8] Edificios de seguridad.

Además, el EPR incluye características preventivas para proteger el reactor contra la fusión del núcleo, lo que reduce la probabilidad de un accidente severo en la planta. Algunas de estas características son:

- Grandes reservas de agua en el sistema principal y en los generadores de vapor;
- Confiabilidad incrementada de los sistemas de seguridad, gracias a cuatro sistemas independientes con el 100% de redundancia, y
- Empleo de tecnologías diferentes en cada sistema de seguridad.

Protección contra peligros externos

El EPR ofrece protección física efectiva contra peligros externos; por ejemplo, para soportar el impacto de un avión, el edificio del reactor, la sala de control, el

edificio de combustible irradiado y dos de los edificios de seguridad están protegidos por una coraza exterior hecha de concreto reforzado, mientras que los otros dos edificios de seguridad se encuentran localizados en lados opuestos del edificio del reactor, de tal manera que sólo uno puede ser destruido en un accidente sin provocar consecuencias de consideración. De manera similar, los generadores diesel para suministro de energía de emergencia están localizados en dos edificios diferentes protegidos por una separación física.

Para soportar terremotos severos, el EPR está diseñado con amplios márgenes de seguridad; la contención del edificio del reactor tiene dos paredes: una interior hecha de concreto pretensado y una exterior a base de concreto reforzado, ambas de 1.3 metros de ancho. La isla nuclear se soporta en una cimentación o base de concreto reforzado de seis metros de ancho. Además, la altura de los edificios ha sido minimizada. Los componentes más pesados, en particular los tanques de agua, son localizados en el nivel más bajo posible. A continuación, se presenta la tabla 2.6 que muestra los parámetros técnicos del reactor EPR³⁶.

PARÁMETRO	VALOR	UNIDAD
Potencia térmica	4,500	MWt
Potencia eléctrica	1,600	MWe
Eficiencia	36-37	%
Tiempo de construcción	60	meses
Vida Útil	60	años
Factor de disponibilidad	92	%
Licencia	N/A	-
Núcleo		
Enriquecimiento de combustible	5	%
Refrigerante	Agua ligera	
Ciclo de operación	18 a 24	meses
Moderador	Agua ligera	
Número de ciclos	4	-
Flujo de refrigerante por ciclo	28,330	m ³ /h
Quemado de combustible	70	GWd/t
Vasija del Reactor		

³⁶ <http://www.aveva.com>, <http://www.framatome.anp.com>

Temperatura de entrada	259.9	°C
Temperatura de salida	327.2	°C
Presión de saturación en condiciones normales	78	bar
Núcleo del reactor		
Presión de operación	155	bar
Temperatura de entrada	295.6	°C
Temperatura de salida	328.2	°C
Número de ensambles	241	-
Número de barras de combustible	63,865	-
Número de barras de control por ensamble	24	-

Tabla 2.6 Parámetros técnicos del reactor EPR.

2.6 Tecnología ESBWR

En 1992, GE³⁷ inició el diseño de un reactor de agua hirviente basado en la circulación natural y en sistemas de seguridad pasiva; este esfuerzo, originó un reactor de 670 [MWe] mejor conocido como el SBWR (*Simplified Boiling Water Reactor*). Más tarde, este programa fue redirigido para diseñar un reactor de mayor capacidad que aprovechara la economía de escala, así como, los componentes y la tecnología probada del ABWR para crear un nuevo reactor con costos de capital reducidos. Este nuevo reactor es conocido como el ESBWR (*Economic Simplified Boiling Water Reactor*).

El ESBWR es un reactor nuclear de tercera generación que cuenta con una capacidad de generación eléctrica de 1,560 [MWe], una potencia térmica de 4,500 [MWt] y una vida útil de diseño de sesenta años; este reactor emplea combustible tipo GE14. De acuerdo con estimaciones del fabricante, el ESBWR tiene un costo de capital de entre 1,160 y 1,250 [USD/kWe].

Certificación

Actualmente, el ESBWR se encuentra en proceso de certificación en EUA, donde se espera que cuente con licencias para la operación comercial de una nueva unidad en 2014 ó 2015.

³⁷ General Electric, <http://www.ge.energy.com>

Diseño

En general, este diseño aprovecha la circulación natural y la implementación de características de seguridad pasiva para simplificar y mejorar la operación del reactor. El empleo de la circulación natural permite la eliminación de numerosos sistemas; el objetivo fundamental del ESBWR es reducir significativamente tanto los costos de operación como los costos de mantenimiento con respecto a los del SBWR y del ABWR.

Existe una gran confianza en el diseño del ESBWR debido, principalmente, al uso de equipos probados, a la amplia incorporación de componentes empleados en el ABWR y a la implementación de los sistemas de seguridad pasiva del SBWR. La evaluación de estos sistemas consistió en la verificación de la circulación natural y la operación de componentes en nuevas aplicaciones.

La ingeniería FOAKE de este reactor incluye el análisis de la seguridad de la planta, el diseño detallado y las pruebas operativas tanto de los controles de la planta, como de los sistemas de seguridad, así como, el diseño de una sala de control totalmente digitalizada y un simulador que implementa todos los factores humanos requeridos por la NRC.

Equipos y materiales

En lo que corresponde al suministro de equipos y materiales, y debido a que este diseño se basa en gran medida en los mismos equipos y componentes básicos del ABWR que ya se ha instalado con anterioridad, los fabricantes y comercializadores tienen la posibilidad de suministrar todo el equipo y materiales necesarios en la construcción de un ESBWR.

Una garantía adicional del ESBWR es que GE tiene gran experiencia en el diseño, construcción y fabricación de componentes nucleares, esta empresa ha participado en la construcción de más de 60 reactores de tipo BWR en todo el mundo.

Construcción

El ESBWR emplea la misma técnica de construcción del ABWR, es decir, la construcción modular; de acuerdo al fabricante, el calendario de construcción es de 45 meses, desde el primer concreto hasta el inicio de la operación comercial.

Simplificación de la planta

El ESBWR ha alcanzado la simplificación de su planta gracias a la incorporación de innovadoras adaptaciones en el diseño del reactor, tales como la combinación de enfriamiento y cierre del reactor y los sistemas de limpieza de agua del reactor. La adaptación más importante en el ESBWR es el nuevo sistema PCCS (*Passive Containment Cooling System*). Además, el edificio del reactor es reducido en volumen.

Sistemas de seguridad

Prácticamente todos los sistemas de seguridad se encuentran ahora en la contención o directamente encima de ella, lo que permite reducciones significativas en el volumen de construcción, en las cimentaciones y en otros edificios asociados a la planta. El diseño del ESBWR se ha beneficiado en gran medida de la ingeniería FOAKE del ABWR y del diseño detallado del SBWR. A continuación, se mencionan algunas de las tecnologías comunes entre el ABWR y el ESBWR:

- Materiales y química del agua;
- Control fino de barras de control;
- Multiplexado y transmisión de datos vía fibra óptica;
- Diseño de la sala de control;
- Diseño de la planta para la facilidad de mantenimiento;
- Tecnología de la contención basada en concreto armado;
- Ventilación horizontal para eliminación de presión;
- Características pasivas para mitigación de accidentes severos;
- Tecnología de desechos radioactivos;
- Códigos de computadora, métodos de análisis, y
- Tecnología de gestión de la información.

Circulación natural

La circulación natural se establece a causa de la diferencia de densidades entre el agua en el interior de la vasija del reactor y la mezcla de vapor-agua en el interior de la mortaja y chimenea. La circulación natural se refuerza por las barras de combustible más cortas, las mejoras en el separador vapor y la apertura de la trayectoria del flujo. A continuación, se presenta la figura 2.9 donde se muestra una imagen de la circulación natural en el reactor ESBWR³⁸.

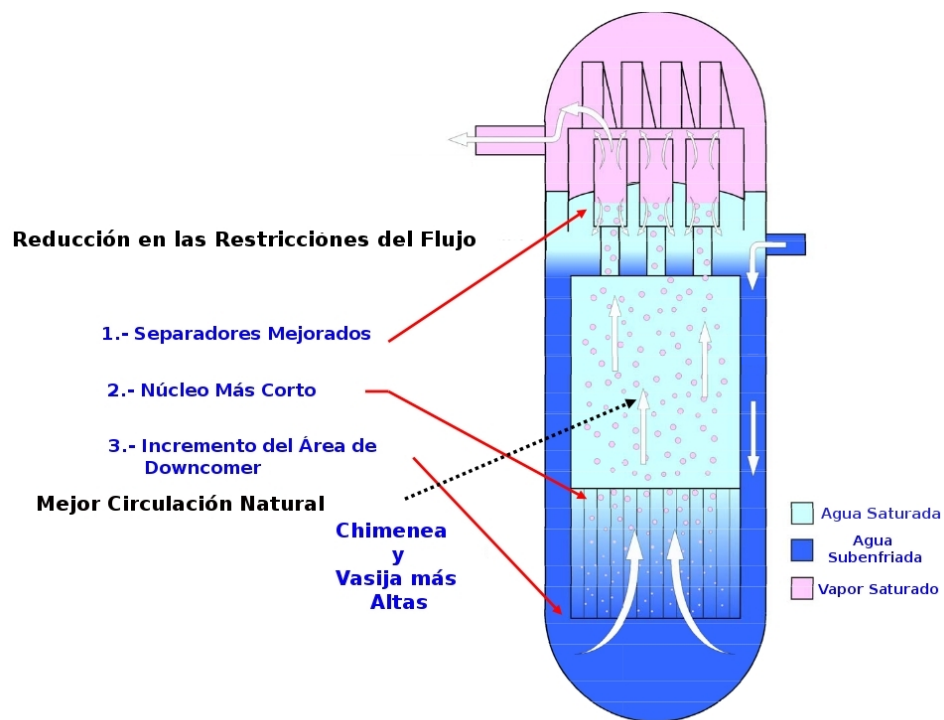


Figura 2.9 Circulación natural en el reactor ESBWR.

Sistemas pasivos de seguridad

Los sistemas de seguridad del ESBWR son del tipo pasivos y se pueden clasificar de la manera siguiente:

- Sistema automático de despresurización (*Automatic Depressurization System - ADS*)

³⁸ General Electric, <http://www.ge.energy.com>

El ADS consiste en 10 válvulas de seguridad montadas en la parte superior de las líneas de vapor principales que descargan el vapor a la alberca de supresión y 8 válvulas de despresurización que descargan el vapor al secador.

- Sistema de refrigeración impulsado por gravedad (*Gravity Driven Cooling System - GDCS*)

El agua de enfriamiento fluye por gravedad después de que el ADS despresuriza la vasija del reactor. La capacidad de la alberca del sistema GDCS es determinada principalmente por las consideraciones geométricas de la contención. El GDCS y el ADS forman el sistema de refrigeración de emergencia del núcleo (*Emergency Core Cooling System - ECCS*).

- Sistema del condensador de aislamiento (*Isolation Condenser System - ICS*)

El ICS elimina el calor de decaimiento del reactor después de los eventos transitorios, incluyendo el *scram* del reactor y un apagón de la planta. El ICS consta de cuatro circuitos independientes de alta presión, cada uno de ellos contiene un intercambiador de calor que condensa el vapor del lado del tubo. Los tubos se encuentran en una alberca, fuera de la contención. El sistema utiliza la circulación natural para eliminar el calor de decaimiento.

- Sistema pasivo de refrigeración de la contención (*Passive Containment Cooling System - PCCS*)

El PCCS elimina el calor desde el interior de la contención después de un accidente de pérdida de refrigerante. El sistema consta de cuatro circuitos de seguridad de baja presión; cada circuito tiene un intercambiador de calor abierto a la contención, una línea de drenado de condensado y un tubo de descarga sumergida en la alberca de supresión. Los cuatro intercambiadores de calor, de diseño similar al de los condensadores de aislamiento, están ubicados en las albercas de refrigeración externas a la contención. El PCCS limita la presión de contención a menos de 40 [psig].

A continuación, se presentan las figuras 2.10 y 2.11 donde se muestra el diagrama de los sistemas de seguridad y una imagen del reactor ESBWR.

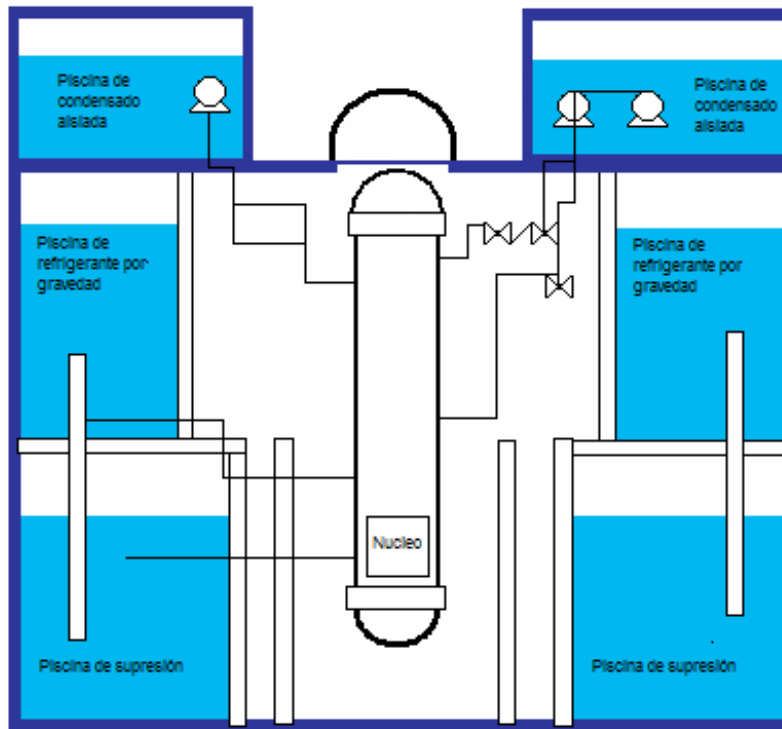


Figura 2.10 Sistemas de seguridad del reactor ESBWR.

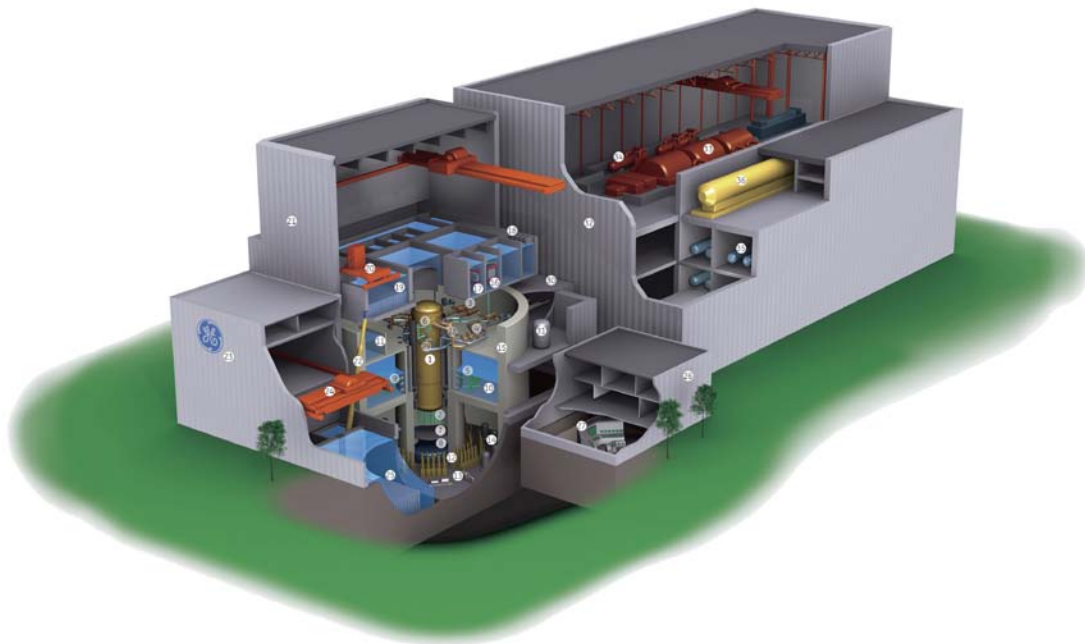


Figura 2.11 Imagen de un reactor ESBWR.

A continuación, se presenta la tabla 2.7 que muestra los parámetros técnicos del reactor ESBWR.

PARÁMETRO	VALOR	UNIDAD
Vida útil de planta	60	años
Potencia térmica	4,500	MWt
Potencia eléctrica	1,560	MWe
Eficiencia	34.7	%
Núcleo		
Tipo de combustible	UO ₂ Enriquecido	
Enriquecimiento del combustible	4.2	%
Número de barras de combustible	1,132	-
Refrigerante	Agua ligera	
Moderador	Agua ligera	
Duración de un ciclo de operación	12-24	meses
Duración de recarga	14	días
Porcentaje del combustible reemplazado en una recarga	20-42	%
Quemado de combustible	50	GWd/t
Número de líneas de vapor	4	-
Número de alimentadores de agua de alimentación	2	-
Parámetros de la contención		
Presión de diseño	45	psig
Temperatura de diseño	340	°F
Parámetros del reactor		
Presión de diseño	1,250	psig
Presión nominal de operación	1,040	psia
Temperatura de diseño	575	°F
Temperatura de operación	550	°F
Parámetros del agua de alimentación y de las turbinas		
Temperatura de entrada/salida de la turbina	543/93	°F
Presión de entrada/salida de la turbina	985/0.8	psia
Temperatura del agua de alimentación	420	°F
Presión del agua de alimentación	1,050	psia
Flujo del agua de alimentación	4.55 x 10 ⁴	gpm
Tasa del flujo másico de vapor	19.31 x 10 ⁶	lb/h
Producción anual de residuos		
Alto nivel (combustible gastado)	50	t
Nivel intermedio (resinas gastadas, filtros, etc.)	1,765	ft ³
Bajo nivel (compactables, no compactables)		

Tabla 2.7 Parámetros técnicos del reactor ESBWR.

2.7 Tecnología PBMR

El PBMR (*Pebble Bed Modular Reactor*) es un reactor nuclear avanzado de alta temperatura que presenta altos niveles de seguridad y eficiencia; fue presentado en 1999 por la empresa eléctrica sudafricana ESKOM con la intención de desarrollar y comercializar un reactor nuclear de pequeña escala y alta temperatura³⁹.

Diseño

En el PBMR, se utiliza grafito como moderador de neutrones y un gas inerte o semi-inerte como el helio, el nitrógeno o el dióxido de carbono como refrigerante a muy alta temperatura, para impulsar una turbina de gas. Esto elimina el complejo sistema de vapor del diseño e incrementa la eficiencia del reactor a alrededor del 50%; además, estos gases no absorben neutrones ni en ellos se disuelven contaminantes, por lo que el núcleo y el circuito primario no presentan desgaste ni envejecimiento por irradiación. La tecnología que emplea el PBMR fue desarrollada originalmente en Alemania, sin embargo, debido a decisiones políticas y económicas se optó por abandonar el proyecto. En la actualidad, esta tecnología es desarrollada a nivel de diseño por el MIT (*Massachusetts Institute of Technology*)⁴⁰ y la empresa sudafricana.

Proyectos actuales

En junio de 2004, se anunció que un reactor PBMR se construiría en la ciudad de Koeberg, Sudáfrica por la empresa eléctrica ESKOM, sin embargo, una considerable oposición a la construcción de dicha planta por grupos ambientalistas como *Koeberg Alert* y *Earthlife Africa*, han retrasado el desarrollo del proyecto. Actualmente, la empresa PBMR (Pty) Ltd retomó el proyecto y ha anunciado la construcción de una unidad de 300 [MWe] en Sudáfrica para los próximos años.

Componentes principales

El PBMR comprende esencialmente una vasija de presión hecha de acero que contiene alrededor de 450,000 esferas de combustible.

³⁹ <http://www.pbmr.com>

⁴⁰ MIT, <http://web.mit.edu/>

El combustible consiste de partículas recubiertas de uranio de bajo enriquecimiento contenidas en una esfera de grafito moldeado. Una partícula recubierta consta de un núcleo de dióxido de uranio rodeada por cuatro capas de revestimiento. El PBMR es refrigerado con helio; el calor es transferido a través del helio hacia el sistema de conversión de energía, para producir electricidad a través de una turbina de gas. La planta se compone de un módulo que contiene la vasija de presión del reactor y la unidad de conversión de potencia. A continuación, se presenta figura 2.12 donde se muestra una imagen de los componentes principales del PBMR.

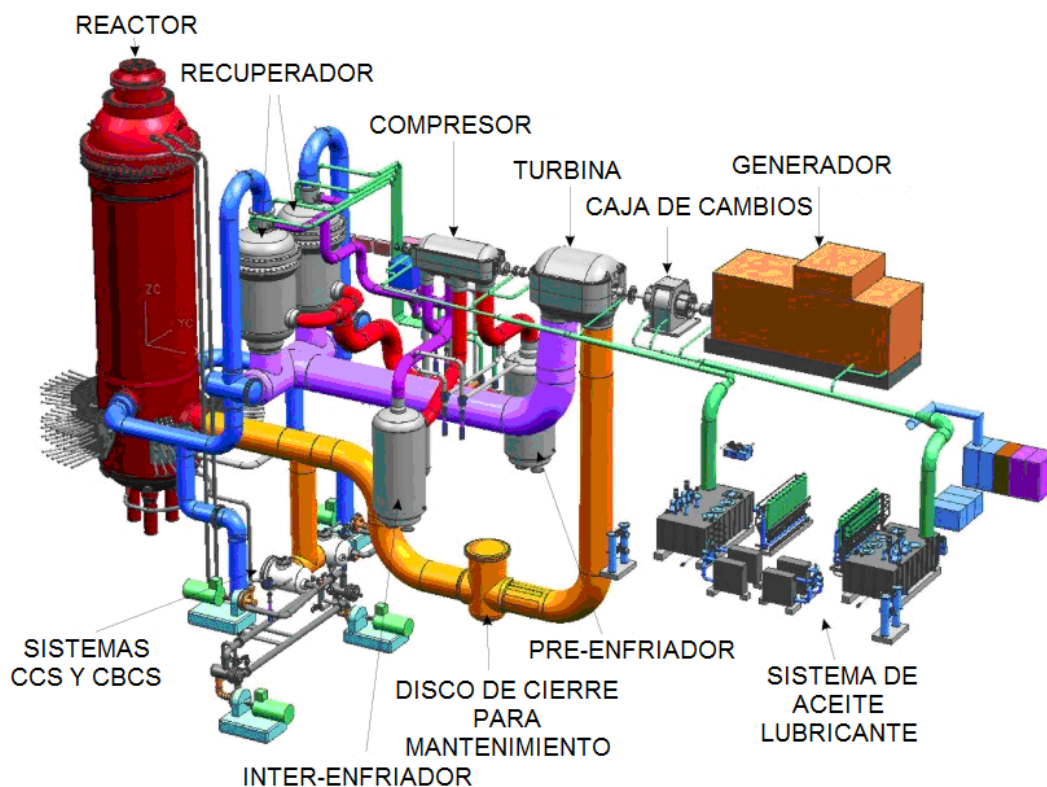


Figura 2.12 Componentes principales del reactor PBMR.

Vasija de presión

La vasija de presión de acero está dispuesta de manera vertical mide 6.2 [m] de diámetro y unos 27 [m] de altura. Está rodeada internamente por una capa de bloques de grafito de 1 [m] de espesor, que sirve como reflector de neutrones y como medio pasivo de transferencia de calor. El revestimiento de bloques de grafito está perforado verticalmente con orificios que permite el paso de barras de control. A continuación, se presenta la figura 2.13 donde se muestra la vasija de presión del PBMR.

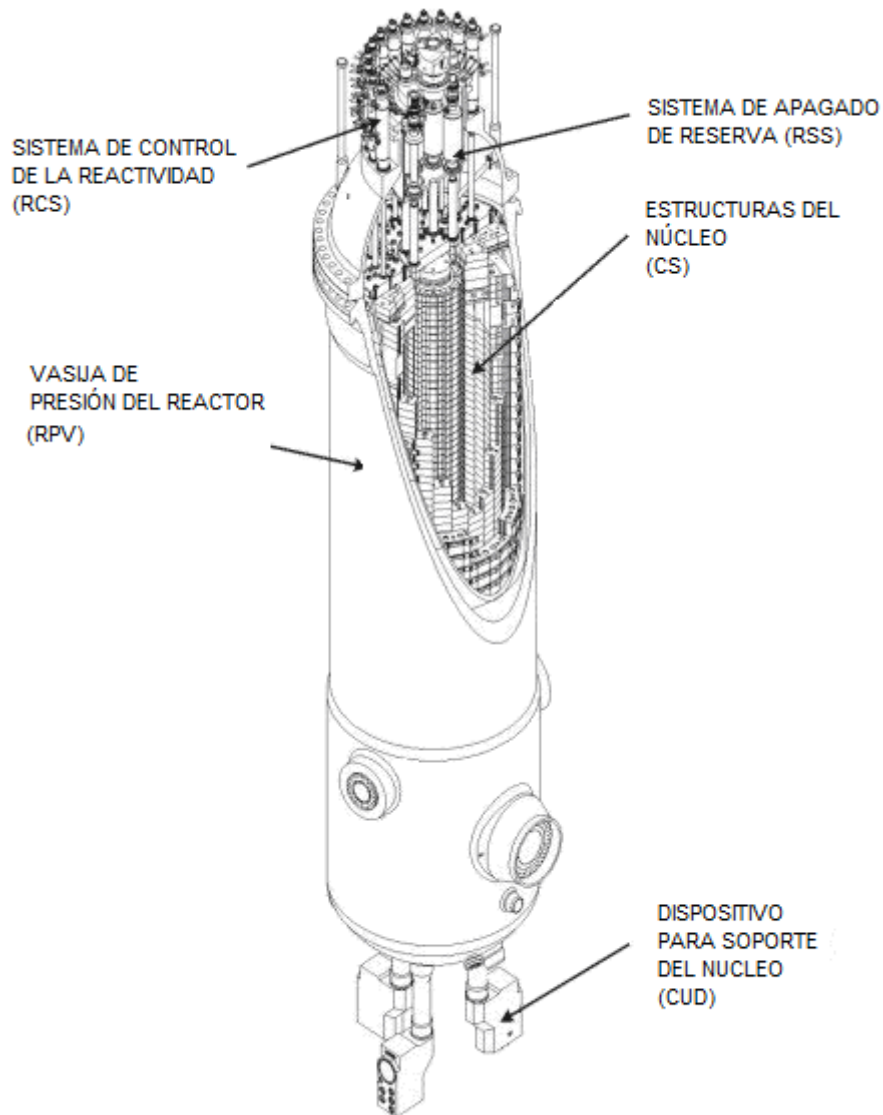


Figura 2.13 Vasija de presión del reactor PBMR.

Combustible

El PBMR utiliza partículas de dióxido de uranio enriquecido recubiertos con carburo de silicio y carbono. Las partículas están encapsuladas por grafito para formar esferas de combustible del tamaño de una pelota de tenis. A continuación, se presenta la figura 2.14 donde se muestra una imagen del combustible empleado por el PBMR.



Figura 2.14 Combustible del reactor PBMR.

Refrigerante

El helio se utiliza como refrigerante y como medio de transferencia de energía, para impulsar una turbina de gas en ciclo cerrado y un sistema generador de electricidad. Cuando está completamente cargado, el núcleo del reactor contiene 456,000 esferas de combustible. La geometría de la región de combustible es anular y situada en torno a una columna central de grafito. Esta última funciona como un reflector adicional de neutrones.

Proceso interno del reactor

El ciclo termodinámico en el que está basado este reactor es el ciclo Brayton o de las turbinas de gas; este proceso se describe de la siguiente manera: para eliminar el calor generado por la reacción nuclear, el helio entra en la vasija del reactor a una temperatura de unos 500 [°C] y una presión de 9 [MPa]. El gas se mueve hacia abajo entre las esferas de combustible calientes, después de lo cual deja la parte inferior de la vasija tras haber sido calentado a una temperatura de unos 900 [°C]. Posteriormente, el gas caliente entra en la turbina de gas, que está conectada mecánicamente con el generador a través de una caja de cambios por un lado y a los compresores de gas por el otro lado. El refrigerante sale de la turbina a unos 500 [°C] y 2.6 [MPa], después de lo cual es enfriado, comprimido, recalentado y regresado a la vasija del reactor.

A continuación, se presenta la figura 2.15 donde se muestra el ciclo termodinámico básico del reactor PBMR.

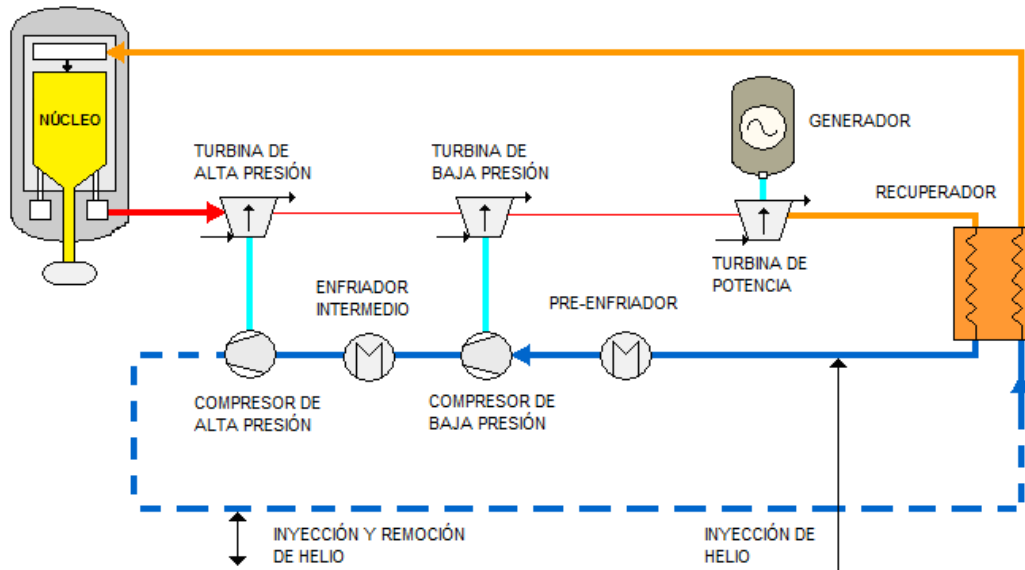


Figura 2.15 Ciclo termodinámico del reactor PBMR.

Seguridad

El PBMR es intrínsecamente seguro gracias a su diseño, a los materiales utilizados, al diseño del combustible y a su proceso físico interno. Es por ello que, incluso en el peor de los casos, no se requiere la intervención humana en el corto y mediano plazo.

En el PBMR, el peligro de sobrecalentamiento en el núcleo del reactor es independiente del estado del refrigerante. El PBMR combina una muy baja densidad de potencia (alrededor de 1/30 veces la densidad de potencia de un reactor de agua a presión convencional) con una gran resistencia a la alta temperatura del combustible, en miles de millones de partículas independientes que crean un límite inherente al control de la temperatura.

El helio, que se utiliza para la transferencia de calor desde el núcleo hasta la turbina de gas y el generador, es químicamente inerte; no puede combinarse con otros productos químicos y no es combustible. Además, como el aire no puede entrar en el circuito primario, el oxígeno no puede corroer el grafito utilizado en el reactor. Así, las reacciones químicas y la oxidación, dos de los grandes peligros en los reactores convencionales, se dejan de lado en el PBMR.

Licencia

ESKOM, PBMR (Pty) Ltd y la comisión reguladora sudafricana, han convenido un proceso de concesión de licencias. Las etapas de este proceso son las siguientes: construcción e instalación del reactor, traslado de combustible al sitio de la planta, carga de combustible, inicio de la operación comercial, operación normal y desmantelamiento de la central. En cada etapa de la concesión de licencias, la seguridad de la planta y el cumplimiento comprobado de los requisitos reglamentarios deben ser presentados a la autoridad reguladora nuclear. Actualmente, todos los elementos para la concesión de la licencia de la primera fase se han implantado. A continuación, se presenta la tabla 2.8 que muestra los parámetros técnicos del reactor PBMR⁴¹.

PARÁMETRO	VALOR	UNIDAD
Tiempo de Construcción	2	años
Potencia térmica	250	MWt
Potencia eléctrica bruta	132.5	MWe
Potencia eléctrica neta	120.3	MWe
Eficiencia	≈ 48	%
Núcleo		
Tipo de combustible	UO ₂ Enriquecido	
Enriquecimiento del combustible	8	%
Número de esferas de combustible	360,000	-
Refrigerante	Helio	
Flujo del refrigerante	126.7	kg/s
Temperatura de entrada/salida del refrigerante	450/850	°C
Presión del refrigerante	80	bar
Moderador	Carburo de Silicio/Grafito	
Duración de un ciclo de operación	Recargado en línea	
Porcentaje del combustible reemplazado en una recarga	ND	%
Quemado de combustible	90	GWd/t

Tabla 2.8 Parámetros técnicos del reactor PBMR.

⁴¹ Parámetros técnicos del PBMR diseñado por el MIT, <http://web.mit.edu/pebble-bed/>

3 Información del Estudio de Expansión

3.1 Introducción

El estudio de expansión del Sistema Eléctrico Nacional (SEN)⁴², objeto de este trabajo de tesis, consiste en determinar mediante el empleo del modelo WASP-IV, el plan de expansión del sistema económicamente óptimo considerando proyectos típicos en ejercicios de planificación de la CFE y la incorporación de reactores nucleares avanzados. Tal como se explicó en el capítulo anterior, dicho modelo emplea la estimación probabilística de costos de producción, costos de energía no servida y un método de programación dinámica para optimizar los costos de expansión del sistema.

En este estudio, parte de la información de las plantas candidatas para expandir el SEN, se obtiene directamente del *COPAR* de Generación en su versión más reciente⁴³, mientras que la información concerniente a las tecnologías nucleares consideradas se obtiene directamente de publicaciones y especificaciones de los propios fabricantes.

El programa de expansión que resultará de este estudio, determinará aquellos proyectos que minimizan los costos actualizados de inversión, operación y energía no servida en el horizonte de estudio (2006-2030). Es decir, se elaborará un plan óptimo de expansión basado en un análisis técnico-económico de diversas alternativas de generación con ayuda del modelo WASP-IV, que optimiza el comportamiento del sistema ante diversas condiciones de operación.

Dicho estudio se elaborará tomando en cuenta el mediano y largo plazos con base en la demanda prevista, las tecnologías disponibles, los precios actuales y esperados de los combustibles, los costos y las eficiencias de cada opción tecnológica, entre otros parámetros.

Para determinar dicho plan de expansión, se considera la siguiente información básica del sistema de generación:

⁴² En este estudio, no se toman en cuenta los sistemas aislados de Baja California y Baja California Sur.

⁴³ CFE, *Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico Generación 2007*, Subdirección de Programación.

- Horizonte del estudio;
- Evolución prevista de la demanda;
- Parque de generación existente;
- Adiciones y retiros programados de plantas generadoras;
- Energía, capacidad y producción hidroeléctrica disponible;
- Proyectos candidatos, y
- Precios de los combustibles utilizados.

A continuación, se enumeran algunos de los documentos empleados para la elaboración de este trabajo de tesis:

- CFE, *Escenarios del Desarrollo del Mercado Eléctrico 2000-2014*;
- CFE, *Escenario de Precios de Combustibles 2006*;
- CFE, *Programa de Retiros de Capacidad 2006*;
- CFE, *Programa de Requerimientos de Capacidad 2006*;
- CFE, *Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico Generación 2007*, y
- CFE, *Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2008-2017*.

3.2 Información del Estudio

3.2.1 Información del modelo WASP-IV

Distribuidor: Organismo Internacional de Energía Atómica⁴⁴

Nombre del Programa: Wien Automatic System Package (WASP)

Versión: 4.0.1

3.2.2 Información básica del Estudio

Nombre del Estudio de Expansión:

SENMEX0630

Horizonte del Estudio:

2006-2030

⁴⁴ International Atomic Energy Agency, IAEA, <http://www.iaea.org/>

A continuación, se presenta la tabla 3.1 donde se detallan los parámetros básicos considerados en el estudio de expansión de este trabajo de tesis.

PARÁMETROS BÁSICOS DEL ESTUDIO	
Primer año del estudio	2006
Último año del estudio	2030
Número de periodos por año	12
Condiciones Hidrológicas	
Número de condiciones hidrológicas	3
Probabilidades por condición hidrológica:	
Seca	0.1906
Media	0.5867
Húmeda	0.2227
Suma de probabilidades	1
Curvas de duración de carga (una por cada periodo y por cada año)	300
Términos coseno en la representación de Fourier de la curva de duración de carga	50

Tabla 3.1 Información básica del Estudio.

3.2.3 Información de la demanda

El estudio del desarrollo del mercado eléctrico tiene como objetivo estimar las trayectorias futuras del consumo y la demanda máxima de electricidad a nivel nacional, regional y sectorial. Dichas estimaciones permiten identificar los requerimientos de capacidad y energía necesarios para satisfacer la demanda del sistema.

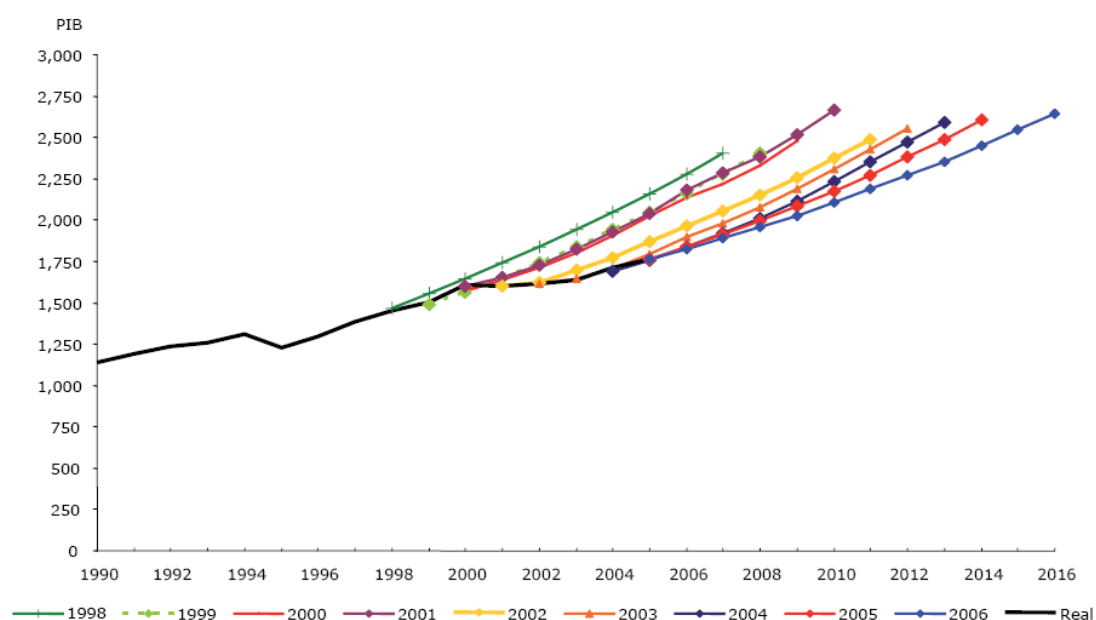
Dicho estudio se realiza mediante la constante actualización y análisis del consumo de los diversos sectores de usuarios con la finalidad de identificar, mediante modelos econométricos, la afectación del nivel y estructura del consumo eléctrico debido a la evolución de las condiciones económicas, tecnológicas y demográficas del país. Es así, que se puede estimar el futuro del mercado en función de los escenarios económicos y sociales actuales.

El estudio del desarrollo del mercado eléctrico presenta tres escenarios diferentes para utilizarse como base de las estimaciones del consumo de electricidad; el de planeación que considera las proyecciones económicas con mayor probabilidad de realización, el alto que considera proyecciones más optimistas y el bajo que resulta de

considerar un bajo crecimiento económico. Cabe mencionar que para este estudio de expansión, el escenario de planeación es considerado como referencia para el ejercicio de planificación del SEN.

De acuerdo al POISE⁴⁵, en el periodo 2006-2016, se observa una tendencia a la baja en el pronóstico de la demanda máxima bruta del Sistema Interconectado Nacional (SIN), situación que también se presenta en los pronósticos del Producto Interno Bruto (PIB) para el mismo periodo.

A continuación, se presenta la gráfica 3.1 donde se muestran los pronósticos del PIB en el periodo 1990-2016.



Gráfica 3.1 Comparación de los pronósticos del PIB en el periodo 1990-2016.
(Miles de millones de pesos de 1993)⁴⁶

A continuación, se presentan la tabla 3.2 y la gráfica 3.2 donde se muestra la demanda máxima bruta del SIN en el periodo 2006-2030⁴⁷, cabe mencionar que para obtener la demanda máxima en el año 2030 se realizó una extrapolación lineal empleando una tasa media de crecimiento anual (tmca) de 4.9% correspondiente al periodo 2006-2016.

⁴⁵ CFE, *Programa de Obras e Infraestructura del Sector Eléctrico 2008-2017*, Subdirección de Programación.

⁴⁶ Ídem.

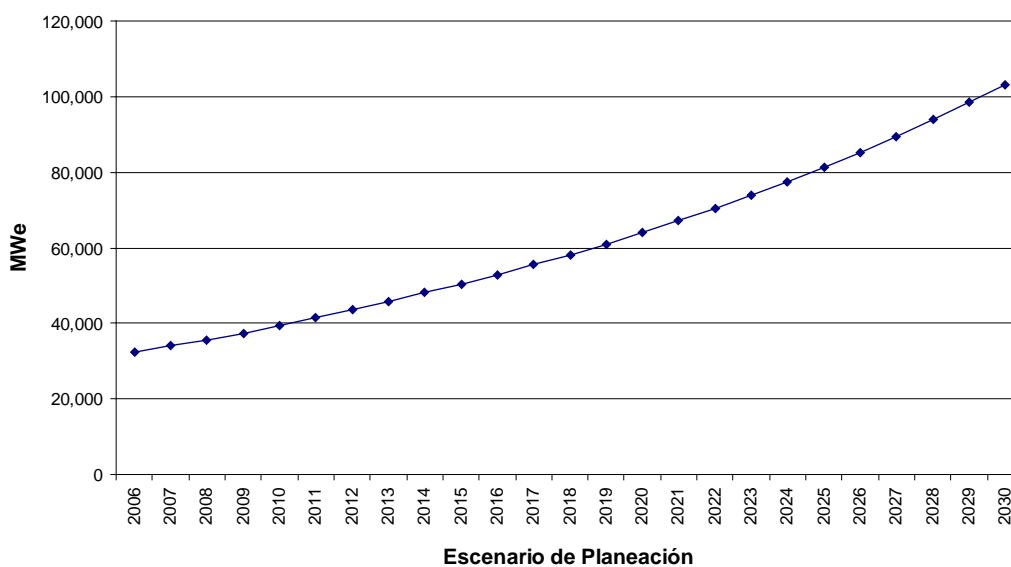
⁴⁷ Elaboración propia con datos del POISE 2008-2017.

DEMANDA MÁXIMA BRUTA (SIN) 2006-2030

AÑO	DEMANDA MÁXIMA	AÑO	DEMANDA MÁXIMA
-	[MWe]	-	[MWe]
2006	32,423	2019	60,999
2007	34,088	2020	63,988
2008	35,639	2021	67,123
2009	37,383	2022	70,412
2010	39,549	2023	73,863
2011	41,541	2024	77,482
2012	43,696	2025	81,278
2013	45,872	2026	85,261
2014	48,218	2027	89,439
2015	50,497	2028	93,821
2016	52,844	2029	98,419
2017	55,433	2030	103,241
2018	58,150		

Tabla 3.2 Demanda máxima bruta (SIN) en el periodo 2006-2030.

Demanda Máxima del SIN



Gráfica 3.2 Demanda máxima bruta (SIN) en el periodo 2006-2030.

3.2.4 Información del Parque de Generación existente

A diciembre de 2005, el SEN contaba con una capacidad de generación de 46,534 [MWe] para el servicio público, dicho sistema se divide en nueve regiones que

están bajo la responsabilidad de siete áreas de control que a su vez se encuentran coordinadas por el Centro Nacional de Control de la Energía (CENACE) en el D.F.⁴⁸

Siete de las nueve regiones se encuentran interconectadas y forman el SIN, cuyo objetivo es compartir los recursos y reservas de capacidad, lo que hace posible el intercambio de energía que permite un funcionamiento más confiable y económico del sistema. Cabe mencionar que los sistemas de Baja California y Baja California Sur permanecen como sistemas aislados.

A continuación, se presenta la figura 3.1 donde se muestran las nueve regiones que conforman el SEN.



Figura 3.1 Regiones del Sistema Eléctrico Nacional⁴⁹.

Al cierre de 2005, el Sistema Eléctrico Nacional se componía de 108 centrales generadoras con un total de 603 unidades, una capacidad de generación de 46,534 [MWe] y un factor de planta promedio de 54.1%.

⁴⁸ CFE, *Programa de Obras e Infraestructura del Sector Eléctrico 2008-2017*, Subdirección de Programación.

⁴⁹ Ídem.

3.2.5 Otras consideraciones del Estudio

En este estudio se consideran las premisas que la CFE toma en cuenta para la planificación del sistema en los ámbitos de: Leyes y regulación aplicable, evolución de la demanda, escenarios económicos, evolución de la población y la vivienda, precios de la electricidad, utilización eficiente de la energía, precios de los combustibles utilizados, disponibilidad de gas natural, programas de autoabastecimiento y cogeneración, disponibilidad del parque de generación, generación distribuida en el área central, generación eoloeólica y la viabilidad de proyectos de rehabilitación y modernización entre otros.

3.3 Información técnica del Estudio

3.3.1 Información básica de los proyectos candidatos

En esta sección se analiza la información técnica de las plantas candidatas para el estudio de expansión. Para ello, se considera un catálogo de proyectos típicos que la propia CFE tiene clasificados como factibles y las tecnologías nucleares estudiadas en el capítulo 2 de este trabajo de tesis, es decir, estos proyectos son:

- Turbogás Industrial gas “G” (T267);
- Ciclo Combinado gas 2 x 1 “F” (C583);
- Ciclo Combinado gas 2 x 1 “G” (C802);
- Carboeléctrica supercrítica con desulfurador (S700);
- Geotermoeléctrica (GT26);
- Nuclear ABWR (NABW);
- Nuclear AP1000 (NAP1);
- Nuclear EPR (NEPR);
- Nuclear ESBWR (NESB), y
- Nuclear PBMR (NPBM).

A continuación, se presenta la tabla 3.3 con las principales características técnicas de los proyectos considerados; cabe mencionar que para los conceptos de vida útil y factor de planta de las centrales nucleares, se consideraron los valores más altos que emplea la CFE en el COPAR 2007 (40 años y 0.85% respectivamente).

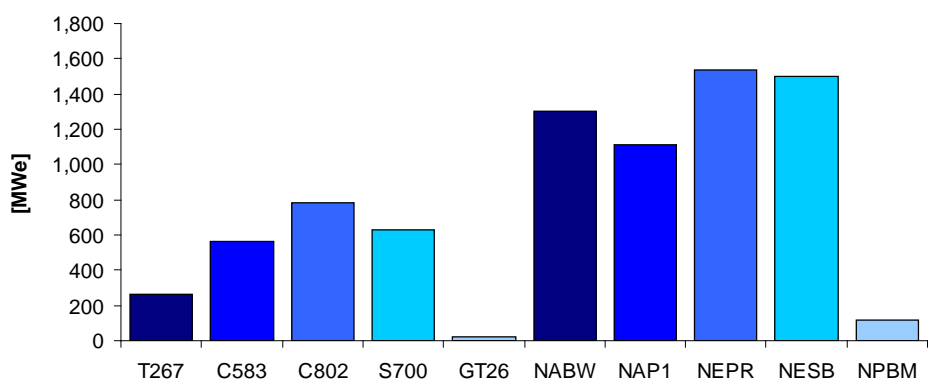
PLANTA	POTENCIA NETA [MWe]	EFICIENCIA NETA [%]	VIDA ÚTIL [AÑOS]	FACTOR DE PLANTA [%]	USOS PROPIOS [%]
Turbogás industrial gas "G" (T267)	263.79	35.12	30	0.125	1.2
Ciclo Combinado gas 2 x 1 "F" (C583)	566.68	50.53	30	0.8	2.8
Ciclo Combinado gas 2 x 1 "G" (C802)	780.35	51.05	30	0.8	2.7
Carboeléctrica supercrítica c/desulfurador (S700)	625.8	38.51	30	0.8	10.6
Geotermoeléctrica (GT26)	24.98	17.18	30	0.85	6.1
Nuclear ABWR (NABW)	1,300	33.11	40	0.85	4.1
Nuclear AP1000 (NAP1)	1,111.8	32.7	40	0.85	6.83
Nuclear EPR (NEPR)	1,534.4	34.1	40	0.85	4.1
Nuclear ESBWR (NESB)	1,500	33.33	40	0.85	3.84
Nuclear PBMR (NPBM)	120.3	48.12	40	0.85	9.2

Tabla 3.3 Parámetros técnicos de los proyectos candidatos⁵⁰.

A continuación, se presentan la gráficas 3.3, 3.4 y 3.5 donde se muestra la potencia eléctrica neta, la eficiencia neta y el factor de planta de los proyectos considerados en este estudio de expansión⁵¹.

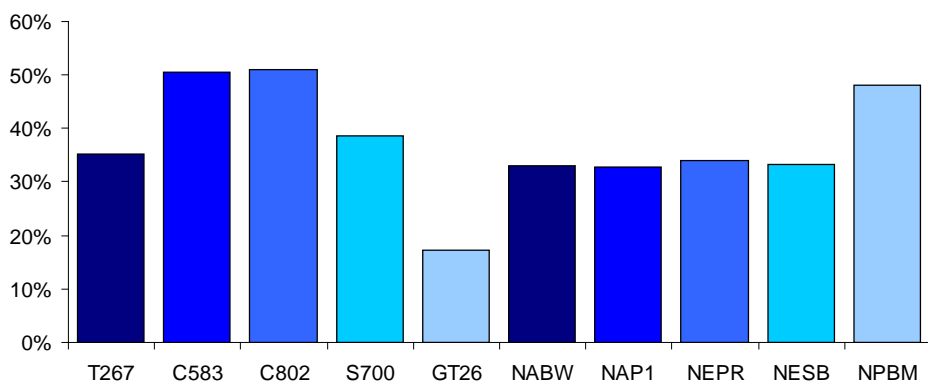
⁵⁰ Elaboración propia con datos del COPAR de Generación 2007 y con información de los fabricantes de cada tecnología nuclear.

POTENCIA ELÉCTRICA NETA



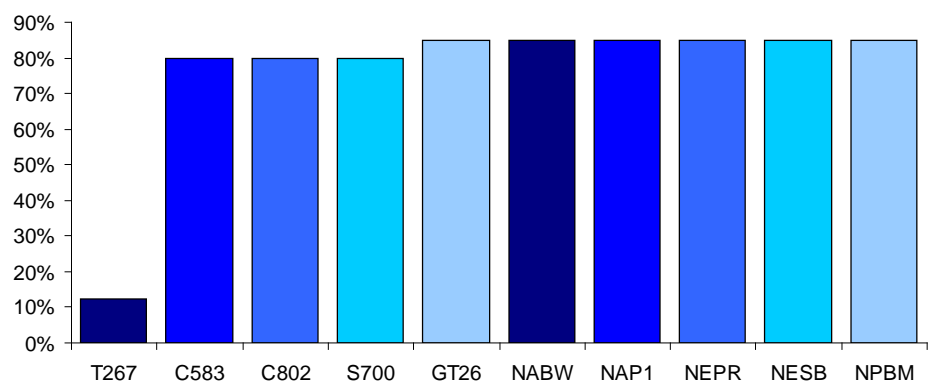
Gráfica 3.3 Potencia eléctrica neta de los proyectos candidatos.

EFICIENCIA NETA



Gráfica 3.4 Eficiencia neta de los proyectos candidatos.

FACTOR DE PLANTA



Gráfica 3.5 Factor de Planta de los proyectos candidatos.

⁵¹ Elaboración propia con datos del COPAR de Generación 2007 y con información de los fabricantes de cada tecnología nuclear.

3.3.2 Información para el modelo WASP-IV

En esta sección se presenta la información de los proyectos candidatos que se introdujo al modelo WASP-IV⁵².

IDENTIFICADOR	CARGA MÍNIMA	CARGA MÁXIMA	HEAT RATE		COSTOS DE COMBUSTIBLE		TIPO DE COMBUSTIBLE
	[MWe]		CARGA BASE	PJE INCR.	DOMÉSTICO	FORANEO	
			[kcal/kWh]		[USc/kcal]		
T267	132	264	2,419	2,419	0	2,583	Gas Natural
C583	283	567	1,654	1,654	0	2,583	Gas Natural
C802	390	780	1,639	1,639	0	2,583	Gas Natural
S700	313	626	1,996	1,996	0	1,090	Carbón
GT26	12	25	4,699	4,699	0	169	Vapor Geotérmico
NABW	650	1,300	2,490	2,490	0	249	Uranio
NAP1	555	1,111	2,450	2,450	0	249	Uranio
NEPR	731	1,463	2,389	2,389	0	249	Uranio
NESB	750	1,500	2,481	2,481	0	249	Uranio
NPBM	63	127	1,903	1,903	0	249	Uranio

Tabla 3.4 Parámetros técnicos de los proyectos candidatos.

IDENTIFICADOR	RESERVA RODANTE [%]	TASA DE SALIDA FORZADA [%]	DÍAS DE MANTENIMIENTO PROGRAMADO	CLASE DE MANTENIMIENTO [MWe]
T267	10	4.1	15	250
C583	9	7.7	28	550
C802	9	7.7	28	750
S700	13	7.7	28	650
GT26	10	5.5	20	25
NABW	10	0.8	25	1,250
NAP1	10	0.8	17	1,100
NEPR	10	0.8	16	1,550
NESB	10	0.8	14	1,400
NPBM	10	0.8	25	110

Tabla 3.5 Parámetros técnicos de los proyectos candidatos.

⁵² Elaboración propia con datos del COPAR de Generación 2007 y con información de los fabricantes de cada tecnología nuclear, para las plantas nucleares, el costo del combustible se considera igual para todos los casos debido a la falta de información al respecto, estos valores deben recalcularse para un estudio más detallado con datos reales una vez que las plantas se encuentren en operación comercial.

IDENTIFICADOR	COSTOS DE O&M		PODER CALORÍFICO
	FIJOS [US\$/MW]	VARIABLES [US\$/MWh]	[kcal/kg]
T267	0.47	0.13	12,522.97
C583	1.96	0.28	12,758.77
C802	1.64	0.28	12,758.77
S700	2.94	1.34	6,427.62
GT26	4.46	0.04	732.12
NABW	4.37	0.36	928,800,000
NAPI	5.00	0.39	1,238,400,000
NEPR	4.00	0.32	1,444,800,000
NESB	4.88	0.31	1,032,000,000
NPBM	4.40	0.27	1,898,880,000

Tabla 3.6 Parámetros técnicos de los proyectos candidatos.

3.4 Información económica del Estudio

A continuación, se presentan las tablas 3.7 y 3.8 donde se muestran los parámetros económicos de los proyectos candidatos empleados en este estudio.

PARÁMETROS ECONÓMICOS	VALOR	UNIDAD
Tasa de descuento	12	%
Moneda empleada	USD	2007

Tabla 3.7 Principales parámetros económicos del Estudio.

IDENTIFICADOR	INVERSIÓN NAL.	INVERSIÓN EXT.	VIDA ÚTIL	INT. CONST.	TIEMPO CONST.
	[dól/kW]	[dól/kW]	[años]	[%]	[años]
T267	0	466.88	30	9.34	1
C583	0	630.27	30	23.29	2.17
C802	0	594.68	30	23.29	2.17
S700	0	1,721.22	30	45.87	3.75
GT26	0	809.27	30	42.72	2.33
NABW	0	2,440.02	40	31.47	5
NAPI	0	1,451.41	40	20.95	3.5
NEPR	0	2,366.42	40	31.47	5
NESB	0	1,709.20	40	22.63	3.75
NPBM	0	1,114	40	11.4	2

Tabla 3.8 Principales parámetros económicos de los proyectos candidatos.

3.5 Escenarios del Estudio

3.5.1 Introducción

Para este estudio de expansión, se consideran tres escenarios con una cantidad fija de plantas nucleares: uno bajo, que contempla una baja participación de este tipo de centrales en la expansión; uno medio, que considera una participación moderada; y uno alto, que contempla una gran contribución a la expansión del sistema. Como un factor común en todos los escenarios del estudio, se tienen los cinco proyectos no nucleares mencionados en la tabla 3.3 de esta sección.

3.5.2 Escenario Nuclear Bajo

En el escenario nuclear bajo se considera una participación limitada de las centrales nucleares en la expansión del sistema, es decir, se contempla que sólo una central (diez unidades en el caso del reactor PBMR) es construida y puesta en operación comercial cada cuatro años a partir del año 2017 que, de acuerdo con el POISE 2008-2017⁵³, se considera un año factible para nuevas centrales nucleares en nuestro país.

3.5.3 Escenario Nuclear Medio

En el escenario nuclear medio se considera una participación moderada de las centrales nucleares en la expansión del sistema, es decir, se contempla que una central nueva (diez unidades en el caso del reactor PBMR) es construida y puesta en operación comercial cada dos años a partir del año 2017.

3.5.4 Escenario Nuclear Alto

En el escenario nuclear alto se considera una alta participación de centrales nucleares en la expansión del sistema, es decir, se contempla que una central (diez unidades en el caso del reactor PBMR) es construida y puesta en operación comercial anualmente a partir del año 2017.

⁵³ CFE, *Programa de Obras e Infraestructura del Sector Eléctrico 2008-2017*, Subdirección de Programación.

A continuación, se presenta la tabla 3.9 que enumera todos los escenarios considerados en este estudio de expansión, en todos ellos los proyectos no nucleares son comunes a cada escenario.

No.	ESCENARIO NUCLEAR	PLANTA NUCLEAR	PROYECTOS TÍPICOS	
1	Bajo	EXP-ABWR-B	ABWR (NABW)	
2	Medio	EXP-ABWR-M		
3	Alto	EXP-ABWR-A		
4	Bajo	EXP-AP1000-B	AP1000 (NAP1)	
5	Medio	EXP-AP1000-M		
6	Alto	EXP-AP1000-A		
7	Bajo	EXP-EPR-B	EPR (NEPR)	T267, C583, C802, S700, GT26
8	Medio	EXP-EPR-M		
9	Alto	EXP-EPR-A		
10	Bajo	EXP-ESBWR-B	ESBWR (NESB)	
11	Medio	EXP-ESBWR-M		
12	Alto	EXP-ESBWR-A		
13	Bajo	EXP-PBMR-B	PBMR (NPBM)	
14	Medio	EXP-PBMR-M		
15	Alto	EXP-PBMR-A		

Tabla 3.9 Escenarios del Estudio.

3.6 Resultados del Estudio

3.6.1 Reactor ABWR

Como ya se mencionó con anterioridad, el reactor ABWR es considerado en tres escenarios nucleares: uno bajo (EXP-ABWR-B), uno medio (EXP-ABWR-M) y uno alto (EXP-ABWR-A), los resultados de cada estudio se presentan en los siguientes apartados.

3.6.1.1 EXP-ABWR-B

A continuación, se presenta la tabla 3.10 donde se muestra la expansión óptima del sistema considerando el reactor ABWR y el escenario nuclear bajo.

AÑO	COSTOS DE INVERSIÓN	COSTOS DE OPERACIÓN	TOTAL	FUNCIÓN OBJETIVO	T267	C583	C802	S700	NABW	GT26
-		[10 ⁶ USD]			UNIDADES					
2006	0.00	8,423.70	22,672.98	22,672.98	0	0	0	0	0	0
2007	0.00	8,979.96	24,142.47	46,815.45	0	0	0	0	0	0
2008	0.00	8,623.79	8,628.20	55,443.66	0	0	0	0	0	0
2009	0.00	8,263.11	8,267.86	63,711.51	0	0	0	0	0	0
2010	501.90	7,804.77	8,163.14	71,874.65	0	0	1	0	0	2
2011	922.15	7,341.14	7,965.18	79,839.82	0	0	3	0	0	2
2012	921.05	6,910.43	7,505.37	87,345.19	0	0	5	0	0	2
2013	919.95	6,442.87	7,008.40	94,353.59	0	0	7	0	0	2
2014	2,715.89	5,970.59	7,538.20	101,891.79	1	0	8	2	0	2
2015	3,537.31	5,643.10	7,570.82	109,462.61	5	0	10	4	0	2
2016	3,074.75	5,368.23	6,950.79	116,413.40	9	0	11	6	0	2
2017	5,743.74	5,236.60	7,604.82	124,018.22	13	0	11	8	1	2
2018	3,067.38	5,153.49	6,528.42	130,546.65	17	0	12	10	1	2
2019	3,520.38	5,118.09	6,573.48	137,120.13	21	0	14	12	1	2
2020	3,972.29	5,148.29	6,647.26	143,767.39	25	0	17	14	1	2
2021	6,171.84	5,246.79	7,089.66	150,857.06	29	0	18	16	2	2
2022	3,507.73	5,313.43	6,404.82	157,261.87	33	0	20	18	2	2
2023	3,958.02	5,394.92	6,520.75	163,782.62	37	0	23	20	2	2
2024	3,953.28	5,653.36	6,651.04	170,433.66	41	0	26	22	2	2
2025	6,595.70	5,851.02	7,089.22	177,522.88	45	0	28	24	3	2
2026	3,943.80	6,021.87	6,744.26	184,267.14	49	0	31	26	3	2
2027	3,034.45	6,192.90	6,745.20	191,012.34	53	0	32	28	3	2
2028	2,579.04	6,189.89	6,499.66	197,512.00	57	0	32	30	3	2
2029	0.00	6,120.79	6,168.40	203,680.40	57	0	32	30	3	2
2030	0.00	6,073.40	6,120.96	209,801.36	57	0	32	30	3	2

Tabla 3.10 Resultados del estudio EXP-ABWR-B.

Como ya se ha mencionado con anterioridad, en el escenario bajo se considera la entrada de una unidad nuclear (en este caso la planta ABWR) cada cuatro años a partir del 2017, lo cual nos arroja una cantidad total de tres plantas nucleares al final del horizonte del estudio, mientras que en el caso de unidades carboeléctricas y turbogás, se ha limitado su entrada en operación a tan sólo 2 y 4 unidades por año respectivamente. El programa no considera las unidades C583 y sólo se construyen dos unidades geotérmicas en el año 2010 de acuerdo con la versión más reciente del POISE. A continuación, se presenta la gráfica 3.11 donde se muestra el plan de expansión óptimo que resulta de este estudio (EXP-ABWR-B).

AÑO	T267	C583	C802	S700	NABW	GT26
2006						
2007						
2008						
2009						
2010			+ 1			+ 2
2011			+ 2			
2012			+ 2			
2013			+ 2			
2014	+ 1		+ 1	+ 2		
2015	+ 4		+ 2	+ 2		
2016	+ 4		+ 1	+ 2		
2017	+ 4			+ 2	+ 1	
2018	+ 4		+ 1	+ 2		
2019	+ 4		+ 2	+ 2		
2020	+ 4		+ 3	+ 2		
2021	+ 4		+ 1	+ 2	+ 1	
2022	+ 4		+ 2	+ 2		
2023	+ 4		+ 3	+ 2		
2024	+ 4		+ 3	+ 2		
2025	+ 4		+ 2	+ 2	+ 1	
2026	+ 4		+ 3	+ 2		
2027	+ 4		+ 1	+ 2		
2028	+ 4			+ 2		
2029						
2030						

Tabla 3.11 Plan de expansión EXP-ABWR-B.

3.6.1.2 EXP-ABWR-M

A continuación, se presenta la tabla 3.12 donde se muestra la expansión óptima del sistema considerando el reactor ABWR y el escenario nuclear medio.

AÑO	COSTOS DE INVERSIÓN	COSTOS DE OPERACIÓN	TOTAL	FUNCIÓN OBJETIVO	T267	C583	C802	S700	NABW	GT26	UNIDADES	
											[10 ⁶ USD]	
2006	0.00	8,423.70	22,672.98	22,672.98	0	0	0	0	0	0		
2007	0.00	8,979.96	24,142.47	46,815.45	0	0	0	0	0	0		
2008	0.00	8,623.79	8,628.20	55,443.66	0	0	0	0	0	0		
2009	0.00	8,263.11	8,267.86	63,711.51	0	0	0	0	0	0		
2010	501.90	7,804.77	8,163.14	71,874.65	0	0	1	0	0	2		
2011	922.15	7,341.14	7,965.18	79,839.82	0	0	3	0	0	2		
2012	921.05	6,910.43	7,505.37	87,345.19	0	0	5	0	0	2		
2013	919.95	6,442.87	7,008.40	94,353.59	0	0	7	0	0	2		
2014	2,715.89	5,970.59	7,538.20	101,891.79	1	0	8	2	0	2		
2015	3,537.31	5,643.10	7,570.82	109,462.61	5	0	10	4	0	2		
2016	3,074.75	5,368.23	6,950.79	116,413.40	9	0	11	6	0	2		
2017	5,743.74	5,236.60	7,604.82	124,018.22	13	0	11	8	1	2		
2018	3,067.38	5,153.49	6,528.42	130,546.65	17	0	12	10	1	2		
2019	5,729.98	5,166.16	7,208.20	137,754.85	21	0	12	12	2	2		
2020	3,972.29	5,205.48	6,707.52	144,462.37	25	0	15	14	2	2		
2021	6,171.84	5,311.60	7,156.83	151,619.20	29	0	16	16	3	2		
2022	3,507.73	5,385.01	6,478.93	158,098.13	33	0	18	18	3	2		
2023	6,157.05	5,551.71	7,071.92	165,170.05	37	0	19	20	4	2		
2024	3,953.28	5,809.96	6,814.91	171,984.96	41	0	22	22	4	2		
2025	6,595.70	6,020.02	7,262.14	179,247.10	45	0	24	24	5	2		
2026	3,943.80	6,200.27	6,925.58	186,172.69	49	0	27	26	5	2		
2027	5,675.27	6,482.75	7,251.09	193,423.78	53	0	27	28	6	2		
2028	2,579.04	6,495.64	6,802.30	200,226.08	57	0	27	30	6	2		
2029	0.00	6,442.51	6,487.02	206,713.10	57	0	27	30	6	2		
2030	0.00	6,412.42	6,456.88	213,169.98	57	0	27	30	6	2		

Tabla 3.12 Resultados del estudio EXP-ABWR-M.

En el escenario medio se considera la entrada de una unidad nuclear (ABWR) cada dos años a partir del 2017, lo cual nos arroja una cantidad total de seis plantas nucleares al final del horizonte del estudio, en el caso de unidades carboeléctricas y turbogás, se ha limitado su entrada en operación a tan sólo 2 y 4 unidades por año respectivamente. El programa no considera las unidades C583 y sólo se construyen dos unidades geotérmicas en el año 2010 de acuerdo con la versión más reciente del POISE. A continuación, se presenta la gráfica 3.13 donde se muestra el plan de expansión óptimo que resulta de este estudio (EXP-ABWR-M).

AÑO	T267	C583	C802	S700	NABW	GT26
2006						
2007						
2008						
2009						
2010			+ 1			+ 2
2011			+ 2			
2012			+ 2			
2013			+ 2			
2014	+ 1		+ 1	+ 2		
2015	+ 4		+ 2	+ 2		
2016	+ 4		+ 1	+ 2		
2017	+ 4			+ 2	+ 1	
2018	+ 4		+ 1	+ 2		
2019	+ 4			+ 2	+ 1	
2020	+ 4		+ 3	+ 2		
2021	+ 4		+ 1	+ 2	+ 1	
2022	+ 4		+ 2	+ 2		
2023	+ 4		+ 1	+ 2	+ 1	
2024	+ 4		+ 3	+ 2		
2025	+ 4		+ 2	+ 2	+ 1	
2026	+ 4		+ 3	+ 2		
2027	+ 4			+ 2	+ 1	
2028	+ 4			+ 2		
2029						
2030						

Tabla 3.13 Plan de expansión EXP-ABWR-M.

3.6.1.3 EXP-ABWR-A

A continuación, se presenta la tabla 3.14 donde se muestra la expansión óptima del sistema considerando el reactor ABWR y el escenario nuclear alto.

AÑO	COSTOS DE INVERSIÓN	COSTOS DE OPERACIÓN	TOTAL	FUNCIÓN OBJETIVO	T267	C583	C802	S700	NABW	GT26
-		[10 ⁶ USD]			UNIDADES					
2006	0.00	8,423.70	22,672.98	22,672.98	0	0	0	0	0	0
2007	0.00	8,979.96	24,142.47	46,815.45	0	0	0	0	0	0
2008	0.00	8,623.79	8,628.20	55,443.66	0	0	0	0	0	0
2009	0.00	8,263.11	8,267.86	63,711.51	0	0	0	0	0	0
2010	501.90	7,804.77	8,163.14	71,874.65	0	0	1	0	0	2
2011	922.15	7,341.14	7,965.18	79,839.82	0	0	3	0	0	2
2012	921.05	6,910.43	7,505.37	87,345.19	0	0	5	0	0	2
2013	919.95	6,442.87	7,008.40	94,353.59	0	0	7	0	0	2
2014	2,715.89	5,970.59	7,538.20	101,891.79	1	0	8	2	0	2
2015	3,537.31	5,643.10	7,570.82	109,462.61	5	0	10	4	0	2
2016	3,074.75	5,368.23	6,950.79	116,413.40	9	0	11	6	0	2
2017	5,743.74	5,236.60	7,604.82	124,018.22	13	0	11	8	1	2
2018	5,736.86	5,194.38	7,384.68	131,402.90	17	0	11	10	2	2
2019	5,729.98	5,218.61	7,242.50	138,645.41	21	0	11	12	3	2
2020	6,179.24	5,325.18	7,346.85	145,992.26	25	0	12	14	4	2
2021	5,716.26	5,441.26	7,137.39	153,129.65	29	0	12	16	5	2
2022	5,709.40	5,599.68	7,139.39	160,269.04	33	0	12	18	6	2
2023	6,611.54	5,793.95	7,422.10	167,691.14	37	0	14	20	7	2
2024	6,149.67	6,130.20	7,459.15	175,150.29	41	0	15	22	8	2
2025	6,595.70	6,365.47	7,598.67	182,748.96	45	0	17	24	9	2
2026	5,682.08	6,646.40	7,555.65	190,304.61	49	0	17	26	10	2
2027	5,675.27	6,953.77	7,778.42	198,083.02	53	0	17	28	11	2
2028	5,668.47	7,107.51	7,649.17	205,732.19	57	0	17	30	12	2
2029	0.00	7,086.33	7,128.96	212,861.15	57	0	17	30	12	2
2030	0.00	7,090.87	7,133.44	219,994.59	57	0	17	30	12	2

Tabla 3.14 Resultados del estudio EXP-ABWR-A.

En el escenario alto se considera la entrada de una unidad nuclear (ABWR) cada año a partir del 2017, lo cual nos arroja una cantidad total de doce plantas nucleares al final del horizonte del estudio, al igual que en los casos anteriores las unidades carboeléctricas y turbogás, se han limitado a tan sólo 2 y 4 unidades por año respectivamente. El programa no considera las unidades C583 y sólo se construyen dos unidades geotérmicas en el año 2010 de acuerdo con la versión más reciente del POISE. A continuación, se presenta la gráfica 3.15 donde se muestra el plan de expansión óptimo que resulta de este estudio (EXP-ABWR-A).

AÑO	T267	C583	C802	S700	NABW	GT26
2006						
2007						
2008						
2009						
2010			+ 1			+ 2
2011			+ 2			
2012			+ 2			
2013			+ 2			
2014	+ 1		+ 1	+ 2		
2015	+ 4		+ 2	+ 2		
2016	+ 4		+ 1	+ 2		
2017	+ 4			+ 2	+ 1	
2018	+ 4			+ 2	+ 1	
2019	+ 4			+ 2	+ 1	
2020	+ 4		+ 1	+ 2	+ 1	
2021	+ 4			+ 2	+ 1	
2022	+ 4			+ 2	+ 1	
2023	+ 4		+ 2	+ 2	+ 1	
2024	+ 4		+ 1	+ 2	+ 1	
2025	+ 4		+ 2	+ 2	+ 1	
2026	+ 4			+ 2	+ 1	
2027	+ 4			+ 2	+ 1	
2028	+ 4			+ 2	+ 1	
2029						
2030						

Tabla 3.15 Plan de expansión EXP-ABWR-A.

3.6.2 Reactor AP1000

3.6.2.1 EXP-AP1000-B

A continuación, se presenta la tabla 3.16 donde se muestra la expansión óptima del sistema considerando el reactor AP1000 y el escenario nuclear bajo.

AÑO	COSTOS DE INVERSIÓN	COSTOS DE OPERACIÓN	TOTAL	FUNCIÓN OBJETIVO	T267	C583	C802	S700	NABW	GT26
-		[10 ⁶ USD]			UNIDADES					
2006	0.00	8,423.70	22,672.98	22,672.98	0	0	0	0	0	0
2007	0.00	8,979.96	24,142.47	46,815.45	0	0	0	0	0	0
2008	0.00	8,623.79	8,628.20	55,443.66	0	0	0	0	0	0
2009	0.00	8,263.11	8,267.86	63,711.51	0	0	0	0	0	0
2010	501.90	7,804.77	8,163.14	71,874.65	0	0	1	0	0	2
2011	922.15	7,341.14	7,965.18	79,839.82	0	0	3	0	0	2
2012	921.05	6,910.43	7,505.37	87,345.19	0	0	5	0	0	2
2013	919.95	6,442.87	7,008.40	94,353.59	0	0	7	0	0	2
2014	2,715.89	5,970.59	7,538.20	101,891.79	1	0	8	2	0	2
2015	3,537.31	5,643.10	7,570.82	109,462.61	5	0	10	4	0	2
2016	3,533.07	5,369.53	7,165.22	116,627.83	9	0	12	6	0	2
2017	4,204.67	5,241.98	7,051.37	123,679.20	13	0	12	8	1	2
2018	3,067.38	5,157.98	6,518.00	130,197.20	17	0	13	10	1	2
2019	3,520.38	5,121.82	6,562.54	136,759.74	21	0	15	12	1	2
2020	3,516.16	5,145.84	6,482.43	143,242.18	25	0	17	14	1	2
2021	4,640.13	5,239.50	6,702.48	149,944.66	29	0	18	16	2	2
2022	3,507.73	5,304.15	6,408.27	156,352.93	33	0	20	18	2	2
2023	4,412.51	5,390.81	6,630.02	162,982.94	37	0	24	20	2	2
2024	3,953.28	5,649.14	6,636.16	169,619.10	41	0	27	22	2	2
2025	4,617.92	5,831.23	6,761.38	176,380.48	45	0	28	24	3	2
2026	3,943.80	6,000.10	6,737.28	183,117.76	49	0	31	26	3	2
2027	3,486.76	6,176.41	6,769.01	189,886.77	53	0	33	28	3	2
2028	2,579.04	6,171.26	6,479.44	196,366.21	57	0	33	30	3	2
2029	0.00	6,099.88	6,145.90	202,512.11	57	0	33	30	3	2
2030	0.00	6,050.00	6,095.97	208,608.08	57	0	33	30	3	2

Tabla 3.16 Resultados del estudio EXP-AP1000-B.

Al igual que con la tecnología anterior, en el escenario bajo se considera la entrada de una unidad nuclear (en este caso AP1000) cada cuatro años a partir del 2017, lo cual nos arroja una cantidad total de tres plantas nucleares al final del horizonte del estudio, en el caso de unidades carboeléctricas y turbogás, se ha limitado su entrada en operación a tan sólo 2 y 4 unidades por año respectivamente. El programa no considera las unidades C583 y sólo se construyen dos unidades geotérmicas en el año 2010 de acuerdo con la versión más reciente del POISE. A continuación, se presenta la gráfica 3.17 donde se muestra el plan de expansión óptimo que resulta de este estudio (EXP-AP1000-B).

AÑO	T267	C583	C802	S700	NAP1	GT26
2006						
2007						
2008						
2009						
2010			+ 1			+ 2
2011			+ 2			
2012			+ 2			
2013			+ 2			
2014	+ 1		+ 1	+ 2		
2015	+ 4		+ 2	+ 2		
2016	+ 4		+ 2	+ 2		
2017	+ 4			+ 2	+ 1	
2018	+ 4		+ 1	+ 2		
2019	+ 4		+ 2	+ 2		
2020	+ 4		+ 2	+ 2		
2021	+ 4		+ 1	+ 2	+ 1	
2022	+ 4		+ 2	+ 2		
2023	+ 4		+ 4	+ 2		
2024	+ 4		+ 3	+ 2		
2025	+ 4		+ 1	+ 2	+ 1	
2026	+ 4		+ 3	+ 2		
2027	+ 4		+ 2	+ 2		
2028	+ 4			+ 2		
2029						
2030						

Tabla 3.17 Plan de expansión EXP-AP1000-B.

3.6.2.2 EXP-AP1000-M

A continuación, se presenta la tabla 3.18 donde se muestra la expansión óptima del sistema considerando el reactor AP1000 y el escenario nuclear medio.

AÑO	COSTOS DE INVERSIÓN	COSTOS DE OPERACIÓN	TOTAL	FUNCIÓN OBJETIVO	T267	C583	C802	S700	NABW	GT26
-		[10 ⁶ USD]			UNIDADES					
2006	0.00	8,423.70	22,672.98	22,672.98	0	0	0	0	0	0
2007	0.00	8,979.96	24,142.47	46,815.45	0	0	0	0	0	0
2008	0.00	8,623.79	8,628.20	55,443.66	0	0	0	0	0	0
2009	0.00	8,263.11	8,267.86	63,711.51	0	0	0	0	0	0
2010	501.90	7,804.77	8,163.14	71,874.65	0	0	1	0	0	2
2011	922.15	7,341.14	7,965.18	79,839.82	0	0	3	0	0	2
2012	921.05	6,910.43	7,505.37	87,345.19	0	0	5	0	0	2
2013	919.95	6,442.87	7,008.40	94,353.59	0	0	7	0	0	2
2014	2,715.89	5,970.59	7,538.20	101,891.79	1	0	8	2	0	2
2015	3,537.31	5,643.10	7,570.82	109,462.61	5	0	10	4	0	2
2016	3,533.07	5,369.53	7,165.22	116,627.83	9	0	12	6	0	2
2017	4,204.67	5,241.98	7,051.37	123,679.20	13	0	12	8	1	2
2018	3,067.38	5,157.98	6,518.00	130,197.20	17	0	13	10	1	2
2019	4,194.60	5,168.65	6,730.10	136,927.30	21	0	13	12	2	2
2020	3,972.29	5,205.97	6,697.18	143,624.48	25	0	16	14	2	2
2021	4,640.13	5,306.83	6,757.28	150,381.76	29	0	17	16	3	2
2022	3,507.73	5,377.75	6,465.52	156,847.28	33	0	19	18	3	2
2023	4,629.01	5,536.11	6,743.97	163,591.25	37	0	20	20	4	2
2024	3,953.28	5,794.35	6,796.86	170,388.11	41	0	23	22	4	2
2025	5,071.32	5,994.49	7,008.98	177,397.09	45	0	25	24	5	2
2026	3,943.80	6,171.46	6,900.78	184,297.87	49	0	28	26	5	2
2027	4,154.55	6,442.56	7,079.65	191,377.52	53	0	28	28	6	2
2028	2,579.04	6,450.98	6,759.44	198,136.96	57	0	28	30	6	2
2029	0.00	6,393.35	6,439.65	204,576.61	57	0	28	30	6	2
2030	0.00	6,358.37	6,404.62	210,981.23	57	0	28	30	6	2

Tabla 3.18 Resultados del estudio EXP-AP1000-M.

En el escenario medio se considera la entrada de una unidad nuclear (AP1000) cada dos años a partir del 2017, lo cual nos arroja una cantidad total de seis plantas nucleares al final del horizonte del estudio, en el caso de unidades carboeléctricas y turbogás, se ha limitado su entrada en operación a tan sólo 2 y 4 unidades por año respectivamente. El programa no considera las unidades C583 y sólo se construyen dos unidades geotérmicas en el año 2010 de acuerdo con la versión más reciente del POISE. A continuación, se presenta la gráfica 3.19 donde se muestra el plan de expansión óptimo que resulta de este estudio (EXP-AP1000-M).

AÑO	T267	C583	C802	S700	NAP1	GT26
2006						
2007						
2008						
2009						
2010			+ 1			+ 2
2011			+ 2			
2012			+ 2			
2013			+ 2			
2014	+ 1		+ 1	+ 2		
2015	+ 4		+ 2	+ 2		
2016	+ 4		+ 2	+ 2		
2017	+ 4			+ 2	+ 1	
2018	+ 4		+ 1	+ 2		
2019	+ 4			+ 2	+ 1	
2020	+ 4		+ 3	+ 2		
2021	+ 4		+ 1	+ 2	+ 1	
2022	+ 4		+ 2	+ 2		
2023	+ 4		+ 1	+ 2	+ 1	
2024	+ 4		+ 3	+ 2		
2025	+ 4		+ 2	+ 2	+ 1	
2026	+ 4		+ 3	+ 2		
2027	+ 4			+ 2	+ 1	
2028	+ 4			+ 2		
2029						
2030						

Tabla 3.19 Plan de expansión EXP-AP1000-M.

3.6.2.3 EXP-AP1000-A

A continuación, se presenta la tabla 3.20 donde se muestra la expansión óptima del sistema considerando el reactor AP1000 y el escenario nuclear alto.

AÑO	COSTOS DE INVERSIÓN	COSTOS DE OPERACIÓN	TOTAL	FUNCIÓN OBJETIVO	T267	C583	C802	S700	NABW	GT26
-		[10 ⁶ USD]			UNIDADES					
2006	0.00	8,423.70	22,672.98	22,672.98	0	0	0	0	0	0
2007	0.00	8,979.96	24,142.47	46,815.45	0	0	0	0	0	0
2008	0.00	8,623.79	8,628.20	55,443.66	0	0	0	0	0	0
2009	0.00	8,263.11	8,267.86	63,711.51	0	0	0	0	0	0
2010	40.27	7,824.02	7,859.09	71,570.60	0	0	0	0	0	2
2011	1,383.23	7,341.14	8,274.40	79,845.00	0	0	3	0	0	2
2012	921.05	6,910.43	7,505.37	87,350.37	0	0	5	0	0	2
2013	919.95	6,442.87	7,008.40	94,358.77	0	0	7	0	0	2
2014	2,715.89	5,970.59	7,538.20	101,896.97	1	0	8	2	0	2
2015	3,537.31	5,643.10	7,570.82	109,467.78	5	0	10	4	0	2
2016	3,074.75	5,368.23	6,950.79	116,418.58	9	0	11	6	0	2
2017	4,204.67	5,239.19	7,065.67	123,484.25	13	0	11	8	1	2
2018	4,199.63	5,195.35	6,885.22	130,369.46	17	0	11	10	2	2
2019	4,194.60	5,215.49	6,784.04	137,153.50	21	0	11	12	3	2
2020	4,645.70	5,315.43	6,927.01	144,080.51	25	0	12	14	4	2
2021	4,640.13	5,429.26	6,893.76	150,974.27	29	0	13	16	5	2
2022	4,634.57	5,585.03	6,897.52	157,871.79	33	0	14	18	6	2
2023	4,629.01	5,761.35	6,968.80	164,840.59	37	0	15	20	7	2
2024	5,077.41	6,099.06	7,260.42	172,101.01	41	0	17	22	8	2
2025	5,071.32	6,321.00	7,322.62	179,423.63	45	0	19	24	9	2
2026	4,612.39	6,596.15	7,367.39	186,791.02	49	0	20	26	10	2
2027	4,154.55	6,888.56	7,514.90	194,305.92	53	0	20	28	11	2
2028	4,149.57	7,025.63	7,450.06	201,755.98	57	0	20	30	12	2
2029	0.00	6,995.38	7,037.26	208,793.25	57	0	20	30	12	2
2030	0.00	6,990.04	7,031.86	215,825.10	57	0	20	30	12	2

Tabla 3.20 Resultados del estudio EXP-AP1000-A.

En el escenario alto se considera la entrada de una unidad nuclear (AP1000) cada año a partir del 2017, lo cual nos arroja una cantidad total de doce plantas nucleares al final del horizonte del estudio, en el caso de unidades carboeléctricas y turbogás, se ha limitado su entrada en operación a tan sólo 2 y 4 unidades por año respectivamente. El programa no considera las unidades C583 y sólo se construyen dos unidades geotérmicas en el año 2010 de acuerdo con la versión más reciente del POISE. A continuación, se presenta la gráfica 3.21 donde se muestra el plan de expansión óptimo que resulta de este estudio (EXP-AP1000-A).

AÑO	T267	C583	C802	S700	NAP1	GT26
2006						
2007						
2008						
2009						
2010						+ 2
2011			+ 3			
2012			+ 2			
2013			+ 2			
2014	+ 1		+ 1	+ 2		
2015	+ 4		+ 2	+ 2		
2016	+ 4		+ 1	+ 2		
2017	+ 4			+ 2	+ 1	
2018	+ 4			+ 2	+ 1	
2019	+ 4			+ 2	+ 1	
2020	+ 4		+ 1	+ 2	+ 1	
2021	+ 4		+ 1	+ 2	+ 1	
2022	+ 4		+ 1	+ 2	+ 1	
2023	+ 4		+ 1	+ 2	+ 1	
2024	+ 4		+ 2	+ 2	+ 1	
2025	+ 4		+ 2	+ 2	+ 1	
2026	+ 4		+ 1	+ 2	+ 1	
2027	+ 4			+ 2	+ 1	
2028	+ 4			+ 2	+ 1	
2029						
2030						

Tabla 3.21 Plan de expansión EXP-AP1000-A.

3.6.3 Reactor EPR

3.6.3.1 EXP-EPR-B

A continuación, se presenta la tabla 3.22 donde se muestra la expansión óptima del sistema considerando el reactor EPR y el escenario nuclear bajo.

AÑO	COSTOS DE INVERSIÓN	COSTOS DE OPERACIÓN	TOTAL	FUNCIÓN OBJETIVO	T267	C583	C802	S700	NABW	GT26
-		[10 ⁶ USD]			UNIDADES					
2006	0.00	8,423.70	22,672.98	22,672.98	0	0	0	0	0	0
2007	0.00	8,979.96	24,142.47	46,815.45	0	0	0	0	0	0
2008	0.00	8,623.79	8,628.20	55,443.66	0	0	0	0	0	0
2009	0.00	8,263.11	8,267.86	63,711.51	0	0	0	0	0	0
2010	501.90	7,804.77	8,163.14	71,874.65	0	0	1	0	0	2
2011	922.15	7,341.14	7,965.18	79,839.82	0	0	3	0	0	2
2012	921.05	6,910.43	7,505.37	87,345.19	0	0	5	0	0	2
2013	919.95	6,442.87	7,008.40	94,353.59	0	0	7	0	0	2
2014	2,715.89	5,970.59	7,538.20	101,891.79	1	0	8	2	0	2
2015	3,537.31	5,643.10	7,570.82	109,462.61	5	0	10	4	0	2
2016	3,074.75	5,368.23	6,950.79	116,413.40	9	0	11	6	0	2
2017	6,029.99	5,228.75	7,693.48	124,106.88	13	0	11	8	1	2
2018	3,067.38	5,148.04	6,515.87	130,622.75	17	0	12	10	1	2
2019	3,520.38	5,114.50	6,563.57	137,186.32	21	0	14	12	1	2
2020	3,972.29	5,146.27	6,639.71	143,826.03	25	0	17	14	1	2
2021	6,001.13	5,239.31	7,010.40	150,836.43	29	0	17	16	2	2
2022	3,507.73	5,307.57	6,410.29	157,246.72	33	0	19	18	2	2
2023	4,412.51	5,397.84	6,636.54	163,883.26	37	0	23	20	2	2
2024	3,953.28	5,656.23	6,642.98	170,526.24	41	0	26	22	2	2
2025	6,425.81	5,850.54	7,043.44	177,569.68	45	0	27	24	3	2
2026	3,943.80	6,023.05	6,747.06	184,316.74	49	0	30	26	3	2
2027	3,034.45	6,195.77	6,760.91	191,077.65	53	0	31	28	3	2
2028	2,579.04	6,194.56	6,505.49	197,583.14	57	0	31	30	3	2
2029	0.00	6,127.19	6,175.97	203,759.10	57	0	31	30	3	2
2030	0.00	6,081.65	6,130.37	209,889.47	57	0	31	30	3	2

Tabla 3.22 Resultados del estudio EXP-EPR-B.

En este escenario se considera la entrada de una unidad nuclear (EPR) cada cuatro años a partir del 2017, lo cual nos arroja una cantidad total de tres plantas nucleares al final del horizonte del estudio, en el caso de unidades carboeléctricas y turbogás, se ha limitado su entrada en operación a tan sólo 2 y 4 unidades por año respectivamente. El programa no considera las unidades C583 y sólo se construyen dos unidades geotérmicas en el año 2010 de acuerdo con la versión más reciente del POISE. A continuación, se presenta la gráfica 3.23 donde se muestra el plan de expansión óptimo que resulta de este estudio (EXP-EPR-B).

AÑO	T267	C583	C802	S700	NEPR	GT26
2006						
2007						
2008						
2009						
2010			+ 1			+ 2
2011			+ 2			
2012			+ 2			
2013			+ 2			
2014	+ 1		+ 1	+ 2		
2015	+ 4		+ 2	+ 2		
2016	+ 4		+ 1	+ 2		
2017	+ 4			+ 2	+ 1	
2018	+ 4		+ 1	+ 2		
2019	+ 4		+ 2	+ 2		
2020	+ 4		+ 3	+ 2		
2021	+ 4			+ 2	+ 1	
2022	+ 4		+ 2	+ 2		
2023	+ 4		+ 4	+ 2		
2024	+ 4		+ 3	+ 2		
2025	+ 4		+ 1	+ 2	+ 1	
2026	+ 4		+ 3	+ 2		
2027	+ 4		+ 1	+ 2		
2028	+ 4			+ 2		
2029						
2030						

Tabla 3.23 Plan de expansión EXP-EPR-B.

3.6.3.2 EXP-EPR-M

A continuación, se presenta la tabla 3.24 donde se muestra la expansión óptima del sistema considerando el reactor EPR y el escenario nuclear medio.

AÑO	COSTOS DE INVERSIÓN	COSTOS DE OPERACIÓN	TOTAL	FUNCIÓN OBJETIVO	T267	C583	C802	S700	NABW	GT26
-		[10 ⁶ USD]			UNIDADES					
2006	0.00	8,423.70	22,672.98	22,672.98	0	0	0	0	0	0
2007	0.00	8,979.96	24,142.47	46,815.45	0	0	0	0	0	0
2008	0.00	8,623.79	8,628.20	55,443.66	0	0	0	0	0	0
2009	0.00	8,263.11	8,267.86	63,711.51	0	0	0	0	0	0
2010	501.90	7,804.77	8,163.14	71,874.65	0	0	1	0	0	2
2011	922.15	7,341.14	7,965.18	79,839.82	0	0	3	0	0	2
2012	921.05	6,910.43	7,505.37	87,345.19	0	0	5	0	0	2
2013	919.95	6,442.87	7,008.40	94,353.59	0	0	7	0	0	2
2014	2,715.89	5,970.59	7,538.20	101,891.79	1	0	8	2	0	2
2015	3,537.31	5,643.10	7,570.82	109,462.61	5	0	10	4	0	2
2016	3,074.75	5,368.23	6,950.79	116,413.40	9	0	11	6	0	2
2017	6,029.99	5,228.75	7,693.48	124,106.88	13	0	11	8	1	2
2018	3,067.38	5,148.04	6,515.87	130,622.75	17	0	12	10	1	2
2019	6,015.54	5,158.89	7,275.14	137,897.89	21	0	12	12	2	2
2020	3,972.29	5,201.41	6,692.19	144,590.08	25	0	15	14	2	2
2021	6,001.13	5,303.37	7,070.59	151,660.67	29	0	15	16	3	2
2022	3,507.73	5,379.44	6,477.14	158,137.81	33	0	17	18	3	2
2023	6,441.24	5,550.28	7,124.30	165,262.11	37	0	18	20	4	2
2024	3,953.28	5,808.55	6,807.98	172,070.10	41	0	21	22	4	2
2025	6,879.21	6,024.15	7,303.14	179,373.23	45	0	23	24	5	2
2026	3,490.95	6,199.77	6,862.53	186,235.76	49	0	25	26	5	2
2027	5,958.10	6,488.57	7,299.95	193,535.71	53	0	25	28	6	2
2028	2,579.04	6,504.95	6,812.83	200,348.54	57	0	25	30	6	2
2029	0.00	6,455.29	6,501.01	206,849.55	57	0	25	30	6	2
2030	0.00	6,428.90	6,474.58	213,324.13	57	0	25	30	6	2

Tabla 3.24 Resultados del estudio EXP-EPR-M.

En este escenario se considera la entrada de una unidad nuclear (EPR) cada dos años a partir del 2017, lo cual nos arroja una cantidad total de seis plantas nucleares al final del horizonte del estudio, en el caso de unidades carboeléctricas y turbogás, se ha limitado su entrada en operación a tan sólo 2 y 4 unidades por año respectivamente. El programa no considera las unidades C583 y sólo se construyen dos unidades geotérmicas en el año 2010 de acuerdo con la versión más reciente del POISE. A continuación, se presenta la gráfica 3.25 donde se muestra el plan de expansión óptimo que resulta de este estudio (EXP-EPR-M).

AÑO	T267	C583	C802	S700	NEPR	GT26
2006						
2007						
2008						
2009						
2010			+ 1			+ 2
2011			+ 2			
2012			+ 2			
2013			+ 2			
2014	+ 1		+ 1	+ 2		
2015	+ 4		+ 2	+ 2		
2016	+ 4		+ 1	+ 2		
2017	+ 4			+ 2	+ 1	
2018	+ 4		+ 1	+ 2		
2019	+ 4			+ 2	+ 1	
2020	+ 4		+ 3	+ 2		
2021	+ 4			+ 2	+ 1	
2022	+ 4		+ 2	+ 2		
2023	+ 4		+ 1	+ 2	+ 1	
2024	+ 4		+ 3	+ 2		
2025	+ 4		+ 2	+ 2	+ 1	
2026	+ 4		+ 2	+ 2		
2027	+ 4			+ 2	+ 1	
2028	+ 4			+ 2		
2029						
2030						

Tabla 3.25 Plan de expansión EXP-EPR-M.

3.6.3.3 EXP-EPR-A

A continuación, se presenta la tabla 3.26 donde se muestra la expansión óptima del sistema considerando el reactor EPR y el escenario nuclear alto.

AÑO	COSTOS DE INVERSIÓN	COSTOS DE OPERACIÓN	TOTAL	FUNCIÓN OBJETIVO	T267	C583	C802	S700	NABW	GT26
-		[10 ⁶ USD]			UNIDADES					
2006	0.00	8,423.70	22,672.98	22,672.98	0	0	0	0	0	0
2007	0.00	8,979.96	24,142.47	46,815.45	0	0	0	0	0	0
2008	0.00	8,623.79	8,628.20	55,443.66	0	0	0	0	0	0
2009	0.00	8,263.11	8,267.86	63,711.51	0	0	0	0	0	0
2010	501.90	7,804.77	8,163.14	71,874.65	0	0	1	0	0	2
2011	922.15	7,341.14	7,965.18	79,839.82	0	0	3	0	0	2
2012	921.05	6,910.43	7,505.37	87,345.19	0	0	5	0	0	2
2013	919.95	6,442.87	7,008.40	94,353.59	0	0	7	0	0	2
2014	2,715.89	5,970.59	7,538.20	101,891.79	1	0	8	2	0	2
2015	3,537.31	5,643.10	7,570.82	109,462.61	5	0	10	4	0	2
2016	3,074.75	5,368.23	6,950.79	116,413.40	9	0	11	6	0	2
2017	6,029.99	5,228.75	7,693.48	124,106.88	13	0	11	8	1	2
2018	6,022.76	5,183.79	7,463.17	131,570.05	17	0	11	10	2	2
2019	6,015.54	5,208.42	7,311.39	138,881.44	21	0	11	12	3	2
2020	6,008.33	5,311.81	7,242.67	146,124.11	25	0	11	14	4	2
2021	6,001.13	5,431.55	7,192.40	153,316.51	29	0	11	16	5	2
2022	5,993.94	5,595.06	7,183.31	160,499.82	33	0	11	18	6	2
2023	6,441.24	5,789.72	7,353.04	167,852.86	37	0	12	20	7	2
2024	6,433.52	6,127.44	7,501.09	175,353.95	41	0	13	22	8	2
2025	6,425.81	6,364.15	7,554.72	182,908.67	45	0	14	24	9	2
2026	5,965.25	6,652.87	7,601.26	190,509.94	49	0	14	26	10	2
2027	5,958.10	6,969.28	7,803.79	198,313.73	53	0	14	28	11	2
2028	5,950.96	7,133.50	7,696.40	206,010.13	57	0	14	30	12	2
2029	0.00	7,119.21	7,161.42	213,171.55	57	0	14	30	12	2
2030	0.00	7,131.03	7,173.20	220,344.75	57	0	14	30	12	2

Tabla 3.26 Resultados del estudio EXP-EPR-A.

En el escenario alto se considera la entrada de una unidad nuclear (EPR) cada año a partir del 2017, lo cual nos arroja una cantidad total de doce plantas nucleares al final del horizonte del estudio, en el caso de unidades carboeléctricas y turbogás, se ha limitado su entrada en operación a tan sólo 2 y 4 unidades por año respectivamente. El programa no considera las unidades C583 y sólo se construyen dos unidades geotérmicas en el año 2010 de acuerdo con la versión más reciente del POISE. A continuación, se presenta la gráfica 3.27 donde se muestra el plan de expansión óptimo que resulta de este estudio (EXP-EPR-A).

AÑO	T267	C583	C802	S700	NEPR	GT26
2006						
2007						
2008						
2009						
2010			+ 1			+ 2
2011			+ 2			
2012			+ 2			
2013			+ 2			
2014	+ 1		+ 1	+ 2		
2015	+ 4		+ 2	+ 2		
2016	+ 4		+ 1	+ 2		
2017	+ 4			+ 2	+ 1	
2018	+ 4			+ 2	+ 1	
2019	+ 4			+ 2	+ 1	
2020	+ 4			+ 2	+ 1	
2021	+ 4			+ 2	+ 1	
2022	+ 4			+ 2	+ 1	
2023	+ 4		+ 1	+ 2	+ 1	
2024	+ 4		+ 1	+ 2	+ 1	
2025	+ 4		+ 1	+ 2	+ 1	
2026	+ 4			+ 2	+ 1	
2027	+ 4			+ 2	+ 1	
2028	+ 4			+ 2	+ 1	
2029						
2030						

Tabla 3.27 Plan de expansión EXP-EPR-A.

3.6.4 Reactor ESBWR

3.6.4.1 EXP-ESBWR-B

A continuación, se presenta la tabla 3.28 donde se muestra la expansión óptima del sistema considerando el reactor ESBWR y el escenario nuclear bajo.

AÑO	COSTOS DE INVERSIÓN	COSTOS DE OPERACIÓN	TOTAL	FUNCIÓN OBJETIVO	T267	C583	C802	S700	NABW	GT26	[10 ⁶ USD]	UNIDADES
2006	0.00	8,423.70	22,672.98	22,672.98	0	0	0	0	0	0		
2007	0.00	8,979.96	24,142.47	46,815.45	0	0	0	0	0	0		
2008	0.00	8,623.79	8,628.20	55,443.66	0	0	0	0	0	0		
2009	0.00	8,263.11	8,267.86	63,711.51	0	0	0	0	0	0		
2010	501.90	7,804.77	8,163.14	71,874.65	0	0	1	0	0	2		
2011	922.15	7,341.14	7,965.18	79,839.82	0	0	3	0	0	2		
2012	921.05	6,910.43	7,505.37	87,345.19	0	0	5	0	0	2		
2013	919.95	6,442.87	7,008.40	94,353.59	0	0	7	0	0	2		
2014	2,715.89	5,970.59	7,538.20	101,891.79	1	0	8	2	0	2		
2015	3,537.31	5,643.10	7,570.82	109,462.61	5	0	10	4	0	2		
2016	3,074.75	5,368.23	6,950.79	116,413.40	9	0	11	6	0	2		
2017	5,143.49	5,247.74	7,396.26	123,809.66	13	0	11	8	1	2		
2018	3,067.38	5,167.67	6,534.28	130,343.94	17	0	12	10	1	2		
2019	3,520.38	5,134.62	6,582.18	136,926.13	21	0	14	12	1	2		
2020	3,972.29	5,166.88	6,659.33	143,585.46	25	0	17	14	1	2		
2021	5,118.87	5,281.26	6,824.90	150,410.35	29	0	17	16	2	2		
2022	3,507.73	5,350.39	6,449.31	156,859.66	33	0	19	18	2	2		
2023	3,958.02	5,434.31	6,569.30	163,428.96	37	0	22	20	2	2		
2024	3,953.28	5,692.67	6,699.41	170,128.37	41	0	25	22	2	2		
2025	6,001.18	5,917.06	7,064.19	177,192.56	45	0	27	24	3	2		
2026	3,490.95	6,083.14	6,749.47	183,942.03	49	0	29	26	3	2		
2027	3,486.76	6,264.34	6,874.78	190,816.82	53	0	31	28	3	2		
2028	2,579.04	6,264.28	6,573.82	197,390.64	57	0	31	30	3	2		
2029	0.00	6,198.15	6,245.54	203,636.18	57	0	31	30	3	2		
2030	0.00	6,153.98	6,201.31	209,837.49	57	0	31	30	3	2		

Tabla 3.28 Resultados del estudio EXP-ESBWR-B.

En este escenario se considera la entrada de una unidad nuclear (ESBWR) cada cuatro años a partir del 2017, lo cual nos arroja una cantidad total de tres plantas nucleares al final del horizonte del estudio, en el caso de unidades carboeléctricas y turbogás, se ha limitado su entrada en operación a tan sólo 2 y 4 unidades por año respectivamente. El programa no considera las unidades C583 y sólo se construyen dos unidades geotérmicas en el año 2010 de acuerdo con la versión más reciente del POISE. A continuación, se presenta la gráfica 3.29 donde se muestra el plan de expansión óptimo que resulta de este estudio (EXP-ESBWR-B).

AÑO	T267	C583	C802	S700	NEPR	GT26
2006						
2007						
2008						
2009						
2010			+ 1			2
2011			+ 2			
2012			+ 2			
2013			+ 2			
2014	+ 1		+ 1	+ 2		
2015	+ 4		+ 2	+ 2		
2016	+ 4		+ 1	+ 2		
2017	+ 4			+ 2	+ 1	
2018	+ 4		+ 1	+ 2		
2019	+ 4		+ 2	+ 2		
2020	+ 4		+ 3	+ 2		
2021	+ 4			+ 2	+ 1	
2022	+ 4		+ 2	+ 2		
2023	+ 4		+ 3	+ 2		
2024	+ 4		+ 3	+ 2		
2025	+ 4		+ 2	+ 2	+ 1	
2026	+ 4		+ 2	+ 2		
2027	+ 4		+ 2	+ 2		
2028	+ 4			+ 2		
2029						
2030						

Tabla 3.29 Plan de expansión EXP-ESBWR-B.

3.6.4.2 EXP-ESBWR-M

A continuación, se presenta la tabla 3.30 donde se muestra la expansión óptima del sistema considerando el reactor ESBWR y el escenario nuclear medio.

AÑO	COSTOS DE INVERSIÓN	COSTOS DE OPERACIÓN	TOTAL	FUNCIÓN OBJETIVO	T267	C583	C802	S700	NABW	GT26	[10 ⁶ USD]	UNIDADES
2006	0.00	8,423.70	22,672.98	22,672.98	0	0	0	0	0	0		
2007	0.00	8,979.96	24,142.47	46,815.45	0	0	0	0	0	0		
2008	0.00	8,623.79	8,628.20	55,443.66	0	0	0	0	0	0		
2009	0.00	8,263.11	8,267.86	63,711.51	0	0	0	0	0	0		
2010	501.90	7,804.77	8,163.14	71,874.65	0	0	1	0	0	2		
2011	922.15	7,341.14	7,965.18	79,839.82	0	0	3	0	0	2		
2012	921.05	6,910.43	7,505.37	87,345.19	0	0	5	0	0	2		
2013	919.95	6,442.87	7,008.40	94,353.59	0	0	7	0	0	2		
2014	2,715.89	5,970.59	7,538.20	101,891.79	1	0	8	2	0	2		
2015	3,537.31	5,643.10	7,570.82	109,462.61	5	0	10	4	0	2		
2016	3,074.75	5,368.23	6,950.79	116,413.40	9	0	11	6	0	2		
2017	5,143.49	5,247.74	7,396.26	123,809.66	13	0	11	8	1	2		
2018	3,067.38	5,167.67	6,534.28	130,343.94	17	0	12	10	1	2		
2019	5,131.17	5,199.13	7,043.30	137,387.25	21	0	12	12	2	2		
2020	3,972.29	5,242.63	6,731.34	144,118.59	25	0	15	14	2	2		
2021	5,118.87	5,366.38	6,905.38	151,023.97	29	0	15	16	3	2		
2022	3,507.73	5,443.60	6,536.67	157,560.64	33	0	17	18	3	2		
2023	5,561.10	5,637.47	7,026.02	164,586.66	37	0	18	20	4	2		
2024	3,953.28	5,895.62	6,888.46	171,475.12	41	0	21	22	4	2		
2025	5,547.78	6,127.67	7,194.10	178,669.22	45	0	22	24	5	2		
2026	3,943.80	6,312.29	7,042.94	185,712.16	49	0	25	26	5	2		
2027	5,082.17	6,625.60	7,327.65	193,039.81	53	0	25	28	6	2		
2028	2,579.04	6,644.53	6,951.28	199,991.09	57	0	25	30	6	2		
2029	0.00	6,597.34	6,641.94	206,633.02	57	0	25	30	6	2		
2030	0.00	6,573.69	6,618.24	213,251.26	57	0	25	30	6	2		

Tabla 3.30 Resultados del estudio EXP-ESBWR-M.

En este escenario se considera la entrada de una unidad nuclear (ESBWR) cada dos años a partir del 2017, lo cual nos arroja una cantidad total de seis plantas nucleares al final del horizonte del estudio, en el caso de unidades carboeléctricas y turbogás, se ha limitado su entrada en operación a tan sólo 2 y 4 unidades por año respectivamente. El programa no considera las unidades C583 y sólo se construyen dos unidades geotérmicas en el año 2010 de acuerdo con la versión más reciente del POISE. A continuación, se presenta la gráfica 3.31 donde se muestra el plan de expansión óptimo que resulta de este estudio (EXP-ESBWR-M).

AÑO	T267	C583	C802	S700	NEPR	GT26
2006						
2007						
2008						
2009						
2010			+ 1			+ 2
2011			+ 2			
2012			+ 2			
2013			+ 2			
2014	+ 1		+ 1	+ 2		
2015	+ 4		+ 2	+ 2		
2016	+ 4		+ 1	+ 2		
2017	+ 4			+ 2	+ 1	
2018	+ 4		+ 1	+ 2		
2019	+ 4			+ 2	+ 1	
2020	+ 4		+ 3	+ 2		
2021	+ 4			+ 2	+ 1	
2022	+ 4		+ 2	+ 2		
2023	+ 4		+ 1	+ 2	+ 1	
2024	+ 4		+ 3	+ 2		
2025	+ 4		+ 1	+ 2	+ 1	
2026	+ 4		+ 3	+ 2		
2027	+ 4			+ 2	+ 1	
2028	+ 4			+ 2		
2029						
2030						

Tabla 3.31 Plan de expansión EXP-ESBWR-M.

3.6.4.3 EXP-ESBWR-A

A continuación, se presenta la tabla 3.32 donde se muestra la expansión óptima del sistema considerando el reactor ESBWR y el escenario nuclear alto.

AÑO	COSTOS DE INVERSIÓN	COSTOS DE OPERACIÓN	TOTAL	FUNCIÓN OBJETIVO	T267	C583	C802	S700	NABW	GT26
-		[10 ⁶ USD]			UNIDADES					
2006	0.00	8,423.70	22,672.98	22,672.98	0	0	0	0	0	0
2007	0.00	8,979.96	24,142.47	46,815.45	0	0	0	0	0	0
2008	0.00	8,623.79	8,628.20	55,443.66	0	0	0	0	0	0
2009	0.00	8,263.11	8,267.86	63,711.51	0	0	0	0	0	0
2010	501.90	7,804.77	8,163.14	71,874.65	0	0	1	0	0	2
2011	922.15	7,341.14	7,965.18	79,839.82	0	0	3	0	0	2
2012	921.05	6,910.43	7,505.37	87,345.19	0	0	5	0	0	2
2013	919.95	6,442.87	7,008.40	94,353.59	0	0	7	0	0	2
2014	2,715.89	5,970.59	7,538.20	101,891.79	1	0	8	2	0	2
2015	3,537.31	5,643.10	7,570.82	109,462.61	5	0	10	4	0	2
2016	3,074.75	5,368.23	6,950.79	116,413.40	9	0	11	6	0	2
2017	5,143.49	5,247.74	7,396.26	123,809.66	13	0	11	8	1	2
2018	5,137.32	5,223.04	7,208.93	131,018.59	17	0	11	10	2	2
2019	5,131.17	5,268.95	7,100.77	138,119.36	21	0	11	12	3	2
2020	5,125.02	5,394.27	7,075.33	145,194.69	25	0	11	14	4	2
2021	5,118.87	5,536.65	7,068.54	152,263.23	29	0	11	16	5	2
2022	5,112.74	5,723.50	7,103.84	159,367.07	33	0	11	18	6	2
2023	5,106.61	5,935.23	7,208.21	166,575.28	37	0	11	20	7	2
2024	5,554.43	6,294.60	7,522.13	174,097.41	41	0	12	22	8	2
2025	5,547.78	6,556.32	7,621.68	181,719.09	45	0	13	24	9	2
2026	5,541.13	6,877.71	7,769.52	189,488.61	49	0	14	26	10	2
2027	5,082.17	7,220.50	7,919.89	197,408.50	53	0	14	28	11	2
2028	5,076.08	7,413.05	7,905.79	205,314.29	57	0	14	30	12	2
2029	0.00	7,403.70	7,442.85	212,757.14	57	0	14	30	12	2
2030	0.00	7,421.02	7,460.13	220,217.26	57	0	14	30	12	2

Tabla 3.32 Resultados del estudio EXP-ESBWR-A.

En el escenario alto se considera la entrada de una unidad nuclear (ESBWR) cada año a partir del 2017, lo cual nos arroja una cantidad total de doce plantas nucleares al final del horizonte del estudio, en el caso de unidades carboeléctricas y turbogás, se ha limitado su entrada en operación a tan sólo 2 y 4 unidades por año respectivamente. El programa no considera las unidades C583 y sólo se construyen dos unidades geotérmicas en el año 2010 de acuerdo con la versión más reciente del POISE. A continuación, se presenta la gráfica 3.33 donde se muestra el plan de expansión óptimo que resulta de este estudio (EXP-ESBWR-A).

AÑO	T267	C583	C802	S700	NEPR	GT26
2006						
2007						
2008						
2009						
2010			+ 1			+ 2
2011			+ 2			
2012			+ 2			
2013			+ 2			
2014	+ 1		+ 1	+ 2		
2015	+ 4		+ 2	+ 2		
2016	+ 4		+ 1	+ 2		
2017	+ 4			+ 2	+ 1	
2018	+ 4			+ 2	+ 1	
2019	+ 4			+ 2	+ 1	
2020	+ 4			+ 2	+ 1	
2021	+ 4			+ 2	+ 1	
2022	+ 4			+ 2	+ 1	
2023	+ 4			+ 2	+ 1	
2024	+ 4		+ 1	+ 2	+ 1	
2025	+ 4		+ 1	+ 2	+ 1	
2026	+ 4		+ 1	+ 2	+ 1	
2027	+ 4			+ 2	+ 1	
2028	+ 4			+ 2	+ 1	
2029						
2030						

Tabla 3.33 Plan de expansión EXP-ESBWR-A.

3.6.5 Reactor PBMR

3.6.5.1 EXP-PBMR-B

A continuación, se presenta la tabla 3.34 donde se muestra la expansión óptima del sistema considerando el reactor PBMR y el escenario nuclear bajo.

AÑO	COSTOS DE INVERSIÓN	COSTOS DE OPERACIÓN	TOTAL	FUNCIÓN OBJETIVO	T267	C583	C802	S700	NABW	GT26
-		[10 ⁶ USD]			UNIDADES					
2006	0.00	8,423.70	22,672.98	22,672.98	0	0	0	0	0	0
2007	0.00	8,979.96	24,142.47	46,815.45	0	0	0	0	0	0
2008	0.00	8,623.79	8,628.20	55,443.66	0	0	0	0	0	0
2009	0.00	8,263.11	8,267.86	63,711.51	0	0	0	0	0	0
2010	501.90	7,804.77	8,163.14	71,874.65	0	0	1	0	0	2
2011	922.15	7,341.14	7,965.18	79,839.82	0	0	3	0	0	2
2012	921.05	6,910.43	7,505.37	87,345.19	0	0	5	0	0	2
2013	919.95	6,442.87	7,008.40	94,353.59	0	0	7	0	0	2
2014	2,715.89	5,970.59	7,538.20	101,891.79	1	0	8	2	0	2
2015	3,537.31	5,643.10	7,570.82	109,462.61	5	0	10	4	0	2
2016	3,074.75	5,368.23	6,950.79	116,413.40	9	0	11	6	0	2
2017	4,009.53	5,218.40	6,970.94	123,384.34	13	0	11	8	10	2
2018	3,067.38	5,134.91	6,510.30	129,894.64	17	0	12	10	10	2
2019	3,520.38	5,098.58	6,555.31	136,449.95	21	0	14	12	10	2
2020	3,972.29	5,127.95	6,628.67	143,078.62	25	0	17	14	10	2
2021	4,445.92	5,204.59	6,610.05	149,688.67	29	0	18	16	20	2
2022	3,507.73	5,269.44	6,362.78	156,051.46	33	0	20	18	20	2
2023	3,958.02	5,349.18	6,478.56	162,530.02	37	0	23	20	20	2
2024	3,953.28	5,607.62	6,607.62	169,137.63	41	0	26	22	20	2
2025	5,331.44	5,776.06	6,833.49	175,971.12	45	0	29	24	30	2
2026	3,943.80	5,550.37	6,263.22	182,234.34	49	0	32	26	30	2
2027	2,582.14	5,649.09	6,147.98	188,382.32	53	0	32	28	30	2
2028	2,579.04	4,435.21	4,745.73	193,128.05	57	0	32	30	30	2
2029	0.00	4,386.02	4,434.38	197,562.43	57	0	32	30	30	2
2030	0.00	4,349.06	4,397.36	201,959.79	57	0	32	30	30	2

Tabla 3.34 Resultados del estudio EXP-PBMR-B.

En este escenario, y debido a la baja potencia eléctrica de este reactor, se considera la entrada de diez unidades nucleares cada cuatro años a partir del 2017, lo cual nos arroja una cantidad total de treinta plantas nucleares al final del horizonte del estudio, en el caso de unidades carboeléctricas y turbogás, se ha limitado su entrada en operación a tan sólo 2 y 4 unidades por año respectivamente. El programa no considera las unidades C583 y sólo se construyen dos unidades geotérmicas en el año 2010 de acuerdo con la versión más reciente del POISE. A continuación, se presenta la gráfica 3.35 donde se muestra el plan de expansión óptimo que resulta de este estudio (EXP-PBMR-B).

AÑO	T267	C583	C802	S700	NPBM	GT26
2006						
2007						
2008						
2009						
2010			+ 1			+ 2
2011			+ 2			
2012			+ 2			
2013			+ 2			
2014	+ 1		+ 1	+ 2		
2015	+ 4		+ 2	+ 2		
2016	+ 4		+ 1	+ 2		
2017	+ 4			+ 2	+ 10	
2018	+ 4		+ 1	+ 2		
2019	+ 4		+ 2	+ 2		
2020	+ 4		+ 3	+ 2		
2021	+ 4		+ 1	+ 2	+ 10	
2022	+ 4		+ 2	+ 2		
2023	+ 4		+ 3	+ 2		
2024	+ 4		+ 3	+ 2		
2025	+ 4		+ 3	+ 2	+ 10	
2026	+ 4		+ 3	+ 2		
2027	+ 4			+ 2		
2028	+ 4			+ 2		
2029						
2030						

Tabla 3.35 Plan de expansión EXP-PBMR-B.

3.6.5.2 EXP-PBMR-M

A continuación, se presenta la tabla 3.36 donde se muestra la expansión óptima del sistema considerando el reactor PBMR y el escenario nuclear medio.

AÑO	COSTOS DE INVERSIÓN	COSTOS DE OPERACIÓN	TOTAL	FUNCIÓN OBJETIVO	T267	C583	C802	S700	NABW	GT26
-		[10 ⁶ USD]			UNIDADES					
2006	0.00	8,423.70	22,672.98	22,672.98	0	0	0	0	0	0
2007	0.00	8,979.96	24,142.47	46,815.45	0	0	0	0	0	0
2008	0.00	8,623.79	8,628.20	55,443.66	0	0	0	0	0	0
2009	0.00	8,263.11	8,267.86	63,711.51	0	0	0	0	0	0
2010	501.90	7,804.77	8,163.14	71,874.65	0	0	1	0	0	2
2011	922.15	7,341.14	7,965.18	79,839.82	0	0	3	0	0	2
2012	921.05	6,910.43	7,505.37	87,345.19	0	0	5	0	0	2
2013	919.95	6,442.87	7,008.40	94,353.59	0	0	7	0	0	2
2014	2,715.89	5,970.59	7,538.20	101,891.79	1	0	8	2	0	2
2015	3,537.31	5,643.10	7,570.82	109,462.61	5	0	10	4	0	2
2016	3,074.75	5,368.23	6,950.79	116,413.40	9	0	11	6	0	2
2017	4,009.53	5,218.40	6,970.94	123,384.34	13	0	11	8	10	2
2018	3,067.38	5,134.91	6,510.30	129,894.64	17	0	12	10	10	2
2019	3,999.92	5,127.12	6,643.06	136,537.70	21	0	12	12	20	2
2020	3,972.29	5,164.87	6,668.64	143,206.34	25	0	15	14	20	2
2021	4,445.92	5,248.34	6,657.31	149,863.65	29	0	16	16	30	2
2022	3,507.73	5,319.01	6,415.79	156,279.44	33	0	18	18	30	2
2023	4,889.76	5,467.26	6,742.30	163,021.74	37	0	20	20	40	2
2024	3,953.28	5,710.31	6,695.22	169,716.96	41	0	23	22	40	2
2025	4,424.64	5,426.95	6,321.18	176,038.14	45	0	24	24	50	2
2026	3,038.09	4,383.32	5,068.54	181,106.69	49	0	25	26	50	2
2027	3,961.73	4,504.88	5,056.94	186,163.63	53	0	25	28	60	2
2028	2,579.04	4,487.11	4,783.86	190,947.49	57	0	25	30	60	2
2029	0.00	4,450.96	4,487.07	195,434.56	57	0	25	30	60	2
2030	0.00	4,410.31	4,446.38	199,880.94	57	0	25	30	60	2

Tabla 3.36 Resultados del estudio EXP-PBMR-M.

En este escenario se considera la entrada de diez unidades nucleares cada dos años a partir del 2017, lo cual nos arroja una cantidad total de sesenta plantas al final del horizonte del estudio, en el caso de unidades carboeléctricas y turbogás, se ha limitado su entrada en operación a tan sólo 2 y 4 unidades por año respectivamente. El programa no considera las unidades C583 y sólo se construyen dos unidades geotérmicas en el año 2010 de acuerdo con la versión más reciente del POISE. A continuación, se presenta la gráfica 3.37 donde se muestra el plan de expansión óptimo que resulta de este estudio (EXP-PBMR-M).

AÑO	T267	C583	C802	S700	NPBM	GT26
2006						
2007						
2008						
2009						
2010			+ 1			+ 2
2011			+ 2			
2012			+ 2			
2013			+ 2			
2014	+ 1		+ 1	+ 2		
2015	+ 4		+ 2	+ 2		
2016	+ 4		+ 1	+ 2		
2017	+ 4			+ 2	+ 10	
2018	+ 4		+ 1	+ 2		
2019	+ 4			+ 2	+ 10	
2020	+ 4		+ 3	+ 2		
2021	+ 4		+ 1	+ 2	+ 10	
2022	+ 4		+ 2	+ 2		
2023	+ 4		+ 2	+ 2	+ 10	
2024	+ 4		+ 3	+ 2		
2025	+ 4		+ 1	+ 2	+ 10	
2026	+ 4		+ 1	+ 2		
2027	+ 4			+ 2	+ 10	
2028	+ 4			+ 2		
2029						
2030						

Tabla 3.37 Plan de expansión EXP-PBMR-M.

3.6.5.3 EXP-PBMR-A

A continuación, se presenta la tabla 3.38 donde se muestra la expansión óptima del sistema considerando el reactor PBMR y el escenario nuclear alto.

AÑO	COSTOS DE INVERSIÓN	COSTOS DE OPERACIÓN	TOTAL	FUNCIÓN OBJETIVO	T267	C583	C802	S700	NABW	GT26
-		[10 ⁶ USD]			UNIDADES					
2006	0.00	8,423.70	22,672.98	22,672.98	0	0	0	0	0	0
2007	0.00	8,979.96	24,142.47	46,815.45	0	0	0	0	0	0
2008	0.00	8,623.79	8,628.20	55,443.66	0	0	0	0	0	0
2009	0.00	8,263.11	8,267.86	63,711.51	0	0	0	0	0	0
2010	501.90	7,804.77	8,163.14	71,874.65	0	0	1	0	0	2
2011	922.15	7,341.14	7,965.18	79,839.82	0	0	3	0	0	2
2012	921.05	6,910.43	7,505.37	87,345.19	0	0	5	0	0	2
2013	919.95	6,442.87	7,008.40	94,353.59	0	0	7	0	0	2
2014	2,715.89	5,970.59	7,538.20	101,891.79	1	0	8	2	0	2
2015	3,537.31	5,643.10	7,570.82	109,462.61	5	0	10	4	0	2
2016	3,074.75	5,368.23	6,950.79	116,413.40	9	0	11	6	0	2
2017	4,009.53	5,218.40	6,970.94	123,384.34	13	0	11	8	10	2
2018	4,004.72	5,156.95	6,776.45	130,160.79	17	0	11	10	20	2
2019	3,999.92	5,160.17	6,658.02	136,818.82	21	0	11	12	30	2
2020	4,451.25	5,243.97	6,784.22	143,603.04	25	0	12	14	40	2
2021	3,990.34	5,335.75	6,598.45	150,201.49	29	0	12	16	50	2
2022	5,350.66	5,019.54	6,544.67	156,746.16	33	0	15	18	60	2
2023	3,980.78	4,123.82	5,146.64	161,892.80	37	0	15	20	70	2
2024	3,976.01	4,299.07	5,193.97	167,086.77	41	0	15	22	80	2
2025	3,971.24	4,390.36	5,158.30	172,245.07	45	0	15	24	90	2
2026	3,966.48	4,497.07	5,144.18	177,389.25	49	0	15	26	100	2
2027	3,961.73	4,608.62	5,139.66	182,528.91	53	0	15	28	110	2
2028	3,956.98	4,317.34	4,721.84	187,250.75	57	0	15	30	120	2
2029	0.00	4,253.61	4,290.32	191,541.07	57	0	15	30	120	2
2030	0.00	4,230.04	4,266.70	195,807.78	57	0	15	30	120	2

Tabla 3.38 Resultados del estudio EXP-PBMR-A.

En este escenario se considera la entrada de diez unidades nucleares cada año a partir del 2017, lo cual nos arroja una cantidad total de ciento veinte plantas al final del horizonte del estudio, en el caso de unidades carboeléctricas y turbogás, se ha limitado su entrada en operación a tan sólo 2 y 4 unidades por año respectivamente. El programa no considera las unidades C583 y sólo se construyen dos unidades geotérmicas en el año 2010 de acuerdo con la versión más reciente del POISE. A continuación, se presenta la gráfica 3.39 donde se muestra el plan de expansión óptimo que resulta de este estudio (EXP-PBMR-A).

AÑO	T267	C583	C802	S700	NPBM	GT26
2006						
2007						
2008						
2009						
2010			+ 1			+ 2
2011			+ 2			
2012			+ 2			
2013			+ 2			
2014	+ 1		+ 1	+ 2		
2015	+ 4		+ 2	+ 2		
2016	+ 4		+ 1	+ 2		
2017	+ 4			+ 2	+ 10	
2018	+ 4			+ 2	+ 10	
2019	+ 4			+ 2	+ 10	
2020	+ 4		+ 1	+ 2	+ 10	
2021	+ 4			+ 2	+ 10	
2022	+ 4		+ 3	+ 2	+ 10	
2023	+ 4			+ 2	+ 10	
2024	+ 4			+ 2	+ 10	
2025	+ 4			+ 2	+ 10	
2026	+ 4			+ 2	+ 10	
2027	+ 4			+ 2	+ 10	
2028	+ 4			+ 2	+ 10	
2029						
2030						

Tabla 3.39 Plan de expansión EXP-PBMR-A.

4 Análisis del Estudio de Expansión

4.1 Análisis de los resultados del modelo WASP-IV

4.1.1 Introducción

En el capítulo anterior se presentaron los resultados de quince estudios de expansión que se derivaron de considerar tres escenarios nucleares (bajo, medio y alto) para cinco reactores diferentes: el ABWR, el AP1000, el EPR, el ESBWR y el PBMR.

Dichos resultados son analizados en esta sección, y para ello, es necesario explicar que todos los estudios realizados en este trabajo comparten la misma base de datos en lo referente a la información de la demanda (módulo LOADSY) y a la del sistema fijo, es decir, las plantas existentes en el sistema así como las adiciones y retiros programados en el corto y mediano plazos (módulo FIXSYS).

Es por lo anterior, que es posible simplificar el análisis de los resultados de estos dos módulos, al examinar tan sólo uno de los estudios realizados y presentados en el capítulo anterior, ya que todos ellos contienen la misma información. Finalmente, se selecciona el estudio EXP-ABWR-B para obtener, de los reportes que proporciona el modelo WASP-IV, la información que será presentada y analizada en las siguientes secciones.

4.1.2 Información de la demanda

El modelo WASP-IV proporciona un reporte de cada módulo que es ejecutado dentro de un mismo estudio de expansión, es así que la ejecución del módulo LOADSY dentro del estudio de expansión EXP-ABWR-B por ejemplo, conduce a la obtención de un archivo de texto denominado *LOADSY.rep*, en donde se presentan los resultados de la ejecución de este módulo a partir de la información cargada en un archivo de entrada llamado *LOADSY.dat*.

En la tabla 3.2 del capítulo anterior se presenta la información de la demanda máxima esperada en el sistema que fue cargada en el archivo *LOADSY.dat* de todos los

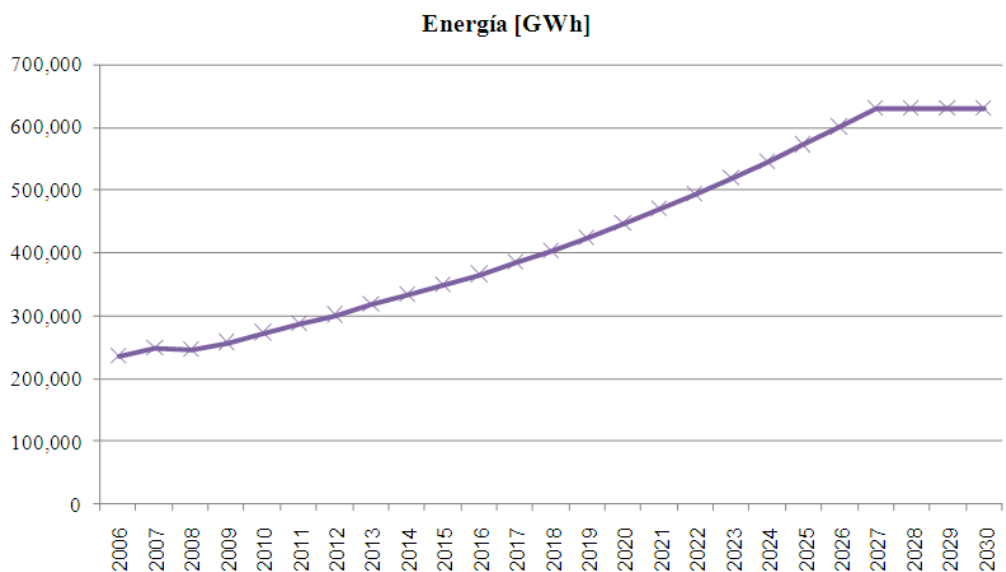
estudios realizados en este trabajo, por lo que la información resultante es común a todos ellos.

A continuación, se presenta la tabla 4.1 donde se muestran los principales resultados de la ejecución del módulo LOADSY, entre ellos, las demandas máximas y mínimas del sistema, la energía requerida y el factor de carga del sistema en cada año del horizonte de estudio.

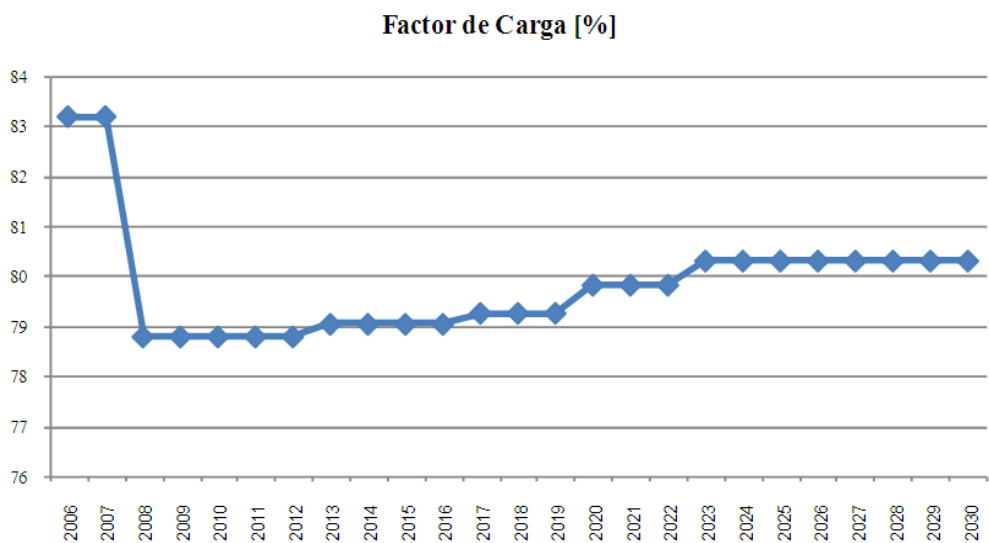
AÑO	CARGA PICO	CARGA MÍNIMA	ENERGÍA REQUERIDA	FACTOR DE CARGA
-	[MWe]	[MWe]	[GWh]	[%]
2006	32,423	15,006	236,311	83.2
2007	34,088	15,776	248,446	83.2
2008	35,639	16,493	246,039	78.81
2009	37,383	17,301	258,079	78.81
2010	39,549	18,303	273,033	78.81
2011	41,541	19,225	286,785	78.81
2012	43,696	20,222	301,662	78.81
2013	45,872	21,230	317,692	79.06
2014	48,218	22,315	333,940	79.06
2015	50,497	23,370	349,723	79.06
2016	52,844	24,456	365,977	79.06
2017	55,433	25,654	384,969	79.28
2018	58,150	26,912	403,838	79.28
2019	60,999	28,230	423,624	79.28
2020	63,988	29,614	447,536	79.84
2021	67,123	31,065	469,462	79.84
2022	70,412	32,587	492,465	79.84
2023	73,863	34,184	519,695	80.32
2024	77,482	35,859	545,158	80.32
2025	81,278	37,616	571,866	80.32
2026	85,261	39,459	599,890	80.32
2027	89,439	41,392	629,286	80.32
2028	89,439	41,392	629,286	80.32
2029	89,439	41,392	629,286	80.32
2030	89,439	41,392	629,286	80.32

Tabla 4.1 Resultados del módulo LOADSY.

A continuación, se presentan las gráficas 4.1 y 4.2 que muestran la generación de energía y el factor de carga a lo largo de todo el horizonte de estudio.



Gráfica 4.1 Energía requerida en el periodo 2006-2030.



Gráfica 4.2 Factor de carga del sistema en el periodo 2006-2030.

Con respecto a las gráficas anteriores, cabe mencionar que como una práctica habitual en la planeación y para evitar sesgos en los resultados presentados por el modelo WASP-IV, se igualaron los últimos tres valores de la demanda máxima en la información que fue introducida al modelo, por lo que en dichas gráficas no se observa variación a partir del año 2028 y hasta el 2030.

Por otro lado, en el periodo 2006-2028 se puede apreciar un incremento de la energía requerida por el sistema debido principalmente al aumento anual de la demanda máxima (tasa media de crecimiento de 4.26%) calculada en función del crecimiento económico y demográfico del país. En el caso del factor de carga del sistema, se observa un decremento de más de 4% en los primeros años del estudio, gracias a la entrada en operación de centrales que ya estaban programadas y que finalizaron su periodo de construcción en estos años. Finalmente, a partir del año 2012 se observa un crecimiento progresivo del factor de carga hasta su estabilización en alrededor del 80% en el año 2023, todo esto a consecuencia de estrechar el margen de reserva en la planeación del sistema.

4.1.3 Información del sistema fijo

Con objeto de simplificar la información que se proporciona al modelo WASP-IV, se agrupan las plantas generadoras existentes en el sistema de acuerdo a los combustibles que emplean. A continuación, se presenta la tabla 4.2 donde se muestran los grupos de plantas generadoras que se consideran en los estudios de expansión (módulo FIXSYS).

TIPO	IDENTIFICADOR	DESCRIPCIÓN
0	NUCL	NUCLEAR
1	COMB	COMBUSTÓLEO Y DIESEL
2	CARB	CARBÓN
3	GEOE	GEOTERMICAS Y EOLICAS
4	GDCC	GAS NATURAL

Tabla 4.2 Descripción de las plantas del sistema fijo.

A comienzos del 2006, el sistema fijo contaba con un total de 38 tipos de plantas en los que se agrupan todas las centrales generadoras existentes hasta ese año. A continuación, se presentan las tablas 4.3 y 4.4 donde se muestran los grupos de plantas existentes y sus características principales, así como, el programa de adiciones y retiros de unidades generadoras en el periodo 2007-2025.

NOMBRE	NÚMERO DE UNIDADES	CARGA MÍNIMA	CARGA MÁXIMA	HEAT RATE	COSTOS DE COMBUSTIBLE	TASA DE SALIDA FORZADA	CLASE DE MANTENIMIENTO	COSTOS DE O&M FIJOS	COSTOS DE O&M VARIABLES
-	-	[MWe]		[kcal/kWh]	[USc/10 ⁶ kcal]	[%]	[MWe]	[USD/kWm]	[USD/MWh]
V350	10	83	330	2,486	1,566	7.8	300	1.79	0.76
V300	10	71	283	2,577	1,566	14.7	300	1.79	2.04
V250	3	59	236	2,846	1,566	25.7	300	1.79	1.59
V158	14	37	148	2,704	1,566	5.1	160	2.62	1.64
V150	7	35	141	2,709	1,566	7.1	160	2.62	1.46
V082	9	19	77	3,156	1,566	6.6	80	3.64	2.10
V075	3	18	70	3,305	1,566	10.9	80	3.64	3.52
V036	22	8	33	3,621	1,566	8.6	40	5.17	1.75
C350	4	81	324	2,519	906	14.8	300	2.82	1.39
C300	4	70	278	2,751	906	6.1	300	2.82	0.15
D350	6	81	324	2,545	1,104	13.1	300	2.89	0.06
G050	1	1	47	7,421	167	38.6	40	3.83	0.16
G020	9	1	19	8,517	167	9.4	40	3.83	0.05
CC23	4	101	225	1,879	2,548	21.8	200	2.30	0.27
CC22	9	94	209	2,213	2,548	14.7	200	2.30	0.44
CC19	2	84	187	2,449	2,548	14.5	200	2.30	1.25
CC17	3	76	169	1,837	2,548	1.5	200	2.30	0.12
CC50	13	221	491	1,781	2,548	2.8	500	1.73	0.27
CC24	8	106	235	1,734	2,548	2.8	200	2.30	0.27

T116	9	58	115	2,788	2,548	7.7	160	0.56	0.35
TG43	6	4	43	3,557	3,169	54.9	40	1.88	0.22
TG30	14	3	30	4,258	3,169	25.6	40	1.88	0.31
TG14	31	1	14	4,772	3,169	15.1	40	1.88	0.35
N682	2	393	655	2,748	248	12.2	700	4.11	0.35
E085	0	49	49	0	0	16.0	100	0.00	0.00
A515	1	231	513	1,781	0	2.8	500	0.00	0.00
A250	4	112	248	1,734	0	2.8	200	0.00	0.00
M300	2	71	283	2,515	2,106	14.7	300	1.79	2.04
M250	1	59	236	2,629	2,273	25.7	300	1.79	1.59
M158	2	37	148	2,539	2,106	5.1	160	2.62	1.64
G158	0	37	148	2,581	2,548	5.1	160	2.62	1.64
M150	0	35	141	2,580	2,352	7.1	160	2.62	1.46
G150	0	35	141	2,533	2,548	7.1	160	2.62	1.46
G082	0	19	77	2,834	2,548	6.6	80	3.64	2.10
M036	2	8	33	3,456	2,008	8.6	40	5.17	1.75
G036	0	8	33	3,037	2,548	8.6	40	5.17	1.75
TGGD	0	8	31	2,919	2,548	6.8	40	0.92	0.13
N785	0	452	753	2,748	248	12.2	700	4.11	0.35

Tabla 4.3 Principales plantas generadoras del sistema en el año 2006⁵⁴.

⁵⁴ CFE, Información proporcionada por la Subdirección de Programación, 2007.

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
V350							-1		-1										-2
V300					-1								-1	-3	-2		-1		
V250											-2		-1						
V158					-2	-1	-4		-2								-1	-4	
V150					-4					-3									
V082	-2				-2												-1		
V036	-2	-1	-2		-4														
C350					2														
G020																			-1
CC23			1																
CC22						-3						-1	-1		-1	-1			
CC19											-1								
CC17			1																
CC50	4	2	1	2	2	2	3												
CC24	1		1																

T116	-1	-4								
TG43					-1					
TG30					-3	-2		-1	-2	-1
TG14	-2				-6	-3	-1		-2	-9
N682										
E085		1								
A250										1
M250						2				
G158						2				
M150						2				
G150						2				
G082									2	
G036									2	
TGGD	9									
N785										

Tabla 4.4 Programa de adiciones y retiros programados⁵⁵.

⁵⁵ CFE, Programa de adiciones y retiros programados 2006.

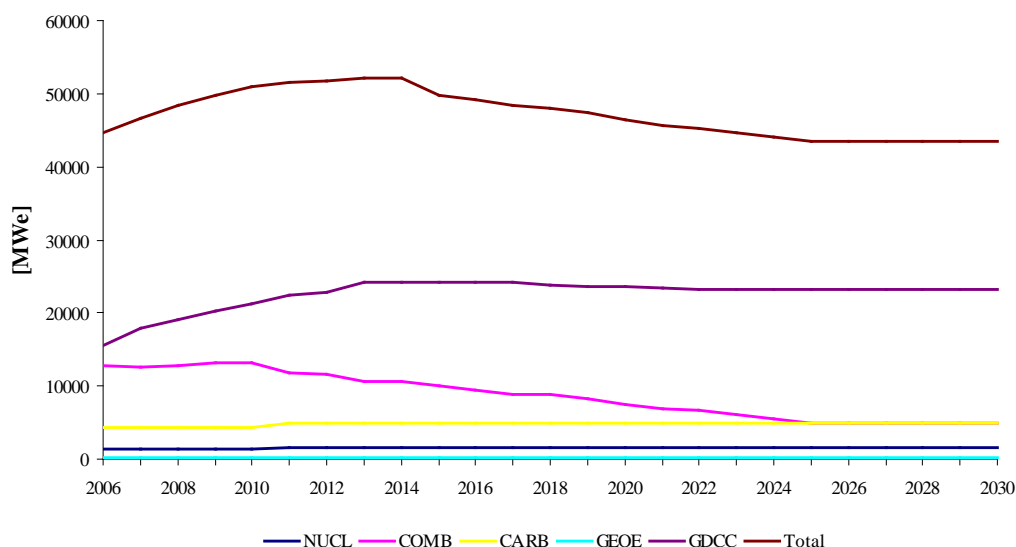
A continuación, se presenta la tabla 4.5 donde se muestra la capacidad instalada del sistema fijo en el periodo 2006-2030, dicha capacidad incluye todas las unidades generadoras del sistema y las unidades retiradas de servicio de acuerdo con el programa de adiciones y retiros programados presentado en la tabla 4.4.

AÑO	NUCL	COMB	CARB	GEOE	GDCC	TOTAL
-	[MWe]					
2006	1,310	12,771	4,352	218	15,447	44,575
2007	1,310	12,523	4,352	218	17,810	46,690
2008	1,310	12,772	4,352	267	19,140	48,318
2009	1,310	13,178	4,352	267	20,250	49,834
2010	1,408	13,178	4,352	267	21,232	50,914
2011	1,506	11,749	5,000	267	22,462	51,461
2012	1,506	11,601	5,000	267	22,817	51,668
2013	1,506	10,679	5,000	267	24,290	52,219
2014	1,506	10,679	5,000	267	24,290	52,219
2015	1,506	10,053	5,000	267	24,290	49,722
2016	1,506	9,413	5,000	267	24,290	49,082
2017	1,506	8,899	5,000	267	24,103	48,381
2018	1,506	8,825	5,000	267	23,894	48,098
2019	1,506	8,306	5,000	267	23,685	47,370
2020	1,506	7,427	5,000	267	23,685	46,491
2021	1,506	6,833	5,000	267	23,476	45,688
2022	1,506	6,647	5,000	267	23,267	45,293
2023	1,506	6,095	5,000	267	23,267	44,741
2024	1,506	5,503	5,000	248	23,267	44,130
2025	1,506	4,843	5,000	248	23,267	43,470
2026	1,506	4,843	5,000	248	23,267	43,470
2027	1,506	4,843	5,000	248	23,267	43,470
2028	1,506	4,843	5,000	248	23,267	43,470
2029	1,506	4,843	5,000	248	23,267	43,470
2030	1,506	4,843	5,000	248	23,267	43,470

Tabla 4.5 Capacidad instalada en el sistema fijo en el periodo 2006-2030.

A continuación, se presenta la gráfica 4.3 donde se muestra la capacidad instalada del sistema fijo en el periodo 2006-2030.

CAPACIDAD INSTALADA EN EL SISTEMA FIJO



Gráfica 4.3 Capacidad instalada en el sistema fijo en el periodo 2006-2030.

En la gráfica anterior se observa un decremento progresivo de la capacidad instalada total en el sistema fijo, éste pasa de tener 44,575 [MWe] en 1996 a 43,470 [MWe] en 2030, es decir, 1,105 [MWe] menos, esto se debe al retiro de unidades generadoras que ya han cumplido su vida útil o cuya operación se ve restringida por aspectos ambientales, económicos o de disponibilidad de combustible. Asimismo, también hay algunas adiciones en este periodo que surgen a partir de centrales que ya están comprometidas en el corto plazo (en proceso de licitación o construcción), así como de programas de modernización o de repotenciación de centrales existentes.

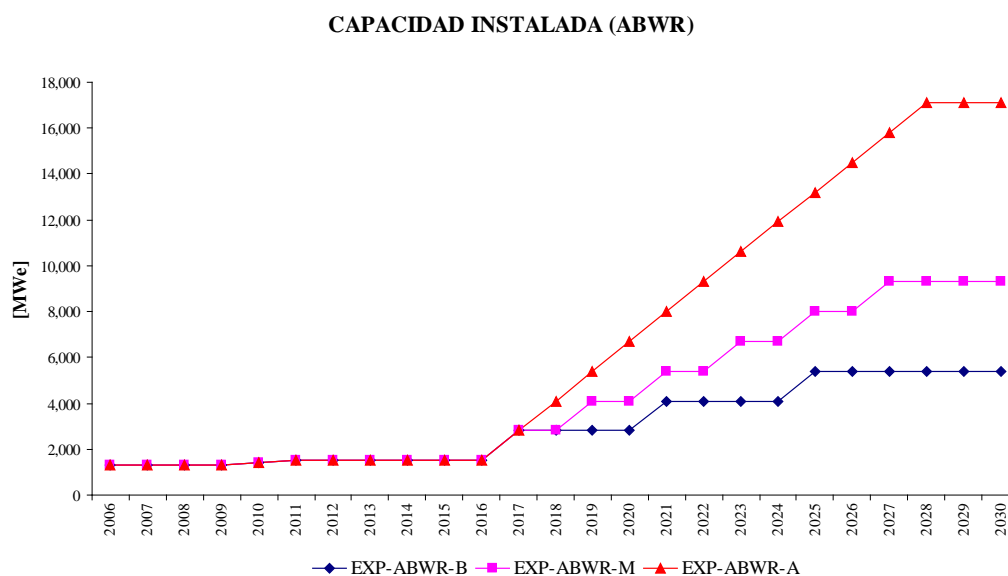
4.1.4 Información de los Estudios de Expansión

4.1.4.1 Introducción

En los siguientes apartados se analizarán los resultados de los estudios de expansión que presenta el modelo WASP-IV para los cinco reactores nucleares considerados en este trabajo a lo largo del periodo 2006-2030. Se presentará la capacidad nuclear instalada por cada reactor y la energía generada que resultaría en cada uno de los escenarios contemplados, posteriormente se calculará el porcentaje de participación de la tecnología nuclear, tanto en la capacidad instalada, como en la energía generada por todo el sistema en conjunto.

4.1.4.2 Reactor ABWR

En la gráfica 4.4 se presenta la capacidad nuclear instalada (basada en el reactor ABWR) que resulta de los planes de expansión que entrega el modelo WASP en los escenarios bajo, medio y alto para el periodo 2006-2030.



Gráfica 4.4 Capacidad nuclear instalada ABWR.

Como se puede observar en la gráfica anterior, la capacidad nuclear instalada presenta pequeñas variaciones en los primeros años del horizonte de estudio (2006-2016), estos cambios en la capacidad se deben al aumento de potencia en las unidades 1 y 2 de la Central Nucleoeléctrica Laguna Verde en 2009 y 2010 respectivamente.

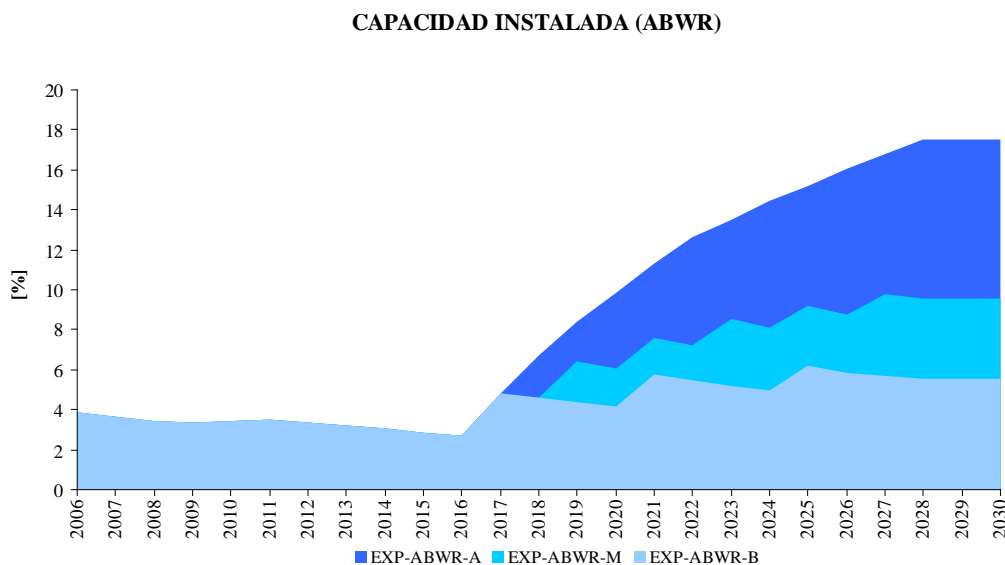
A partir del año 2017, y de acuerdo con el POISE 2008-2017, se prevé la entrada en operación de las primeras unidades nucleares en nuevas centrales. De acuerdo a lo estipulado en el capítulo anterior, en este trabajo se consideran tres escenarios para este crecimiento, uno bajo, uno medio y uno alto, cuyo impacto en la capacidad instalada del sistema se refleja en la gráfica 4.4.

En el escenario bajo, en el que se considera la construcción y puesta en operación comercial de una unidad cada cuatro años a partir del 2017, se alcanzaría una capacidad instalada en el año 2030 de 5,406 [MWe]; en el escenario medio, con una

unidad cada dos años, 9,306 [MWe]; mientras que finalmente en el escenario alto, con una unidad cada año, se alcanzarían 17,106 [MWe].

De acuerdo con los resultados anteriores, la construcción y puesta en operación de nueva capacidad nuclear a base de reactores ABWR en cualquiera de los tres escenarios incrementaría de manera significativa la aportación de esta tecnología a la capacidad instalada del sistema, siendo el escenario alto el que más capacidad incorporaría a este último.

A continuación, en la gráfica 4.5 se presenta el incremento de la participación de la tecnología nuclear en la capacidad instalada del sistema.

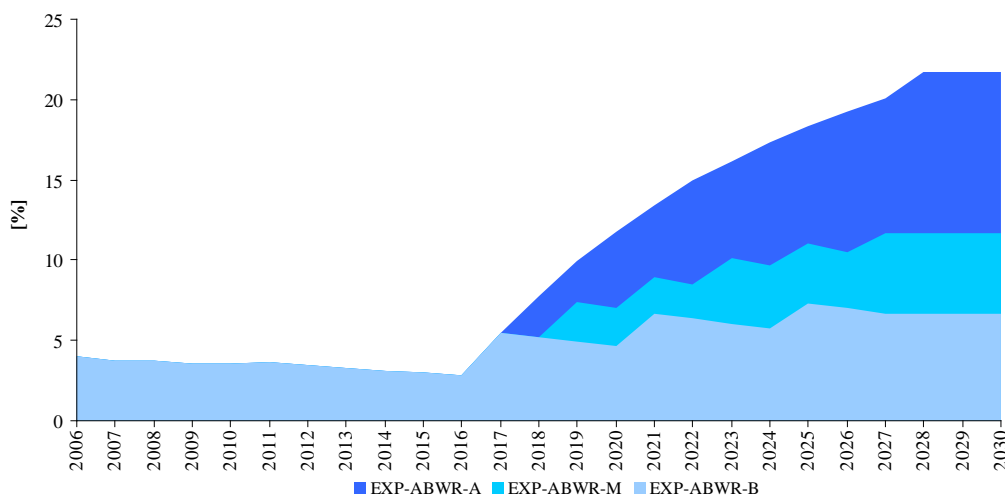


Gráfica 4.5 Porcentaje de la capacidad nuclear instalada ABWR.

Como puede observarse en la gráfica 4.5, con la construcción de nuevas centrales nucleares, el porcentaje de participación de esta tecnología en el sistema se incrementaría, de menos del 2.73% en el periodo 2006-2016, a cerca de 5.54% en el escenario bajo, 9.53% en el medio y 17.53% en el alto para el año 2030.

A continuación, en la gráfica 4.6 se muestra la generación de energía nuclear al año 2030 en los escenarios bajo, medio y alto que contempla el reactor ABWR, con respecto al total de la energía generada al mismo año por todo el sistema a partir de la capacidad instalada.

ENERGÍA GENERADA (ABWR)



Gráfica 4.6 Porcentaje de la generación nuclear con la tecnología ABWR.

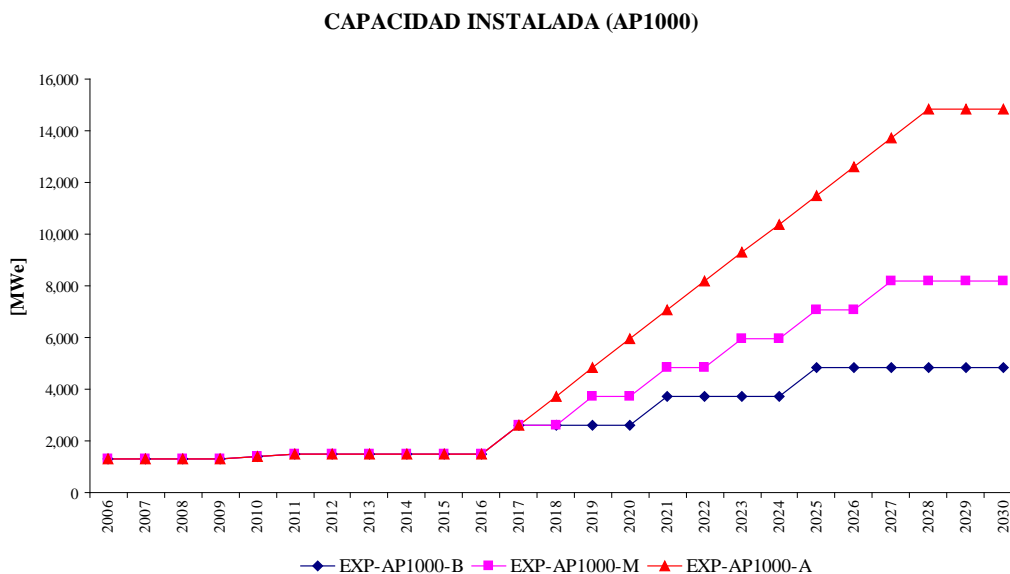
Como se puede observar en la gráfica anterior, la generación que aporta la tecnología nuclear en los primeros años del horizonte de estudio se reduce progresivamente, de alrededor del 3.98% del total del sistema en 2006, hasta 2.86% en 2016, esta disminución se debe a que en este periodo no hay nuevas unidades nucleares en el sistema y sí unidades de otros tipos. Sin embargo, de acuerdo con el estudio realizado, en 2017 se incorporarían nuevas unidades al sistema lo cual incrementaría la aportación nuclear a la generación hasta 6.67% en el escenario bajo, 11.69% en el medio y 21.71% en el alto para el año 2030.

4.1.4.3 Reactor AP1000

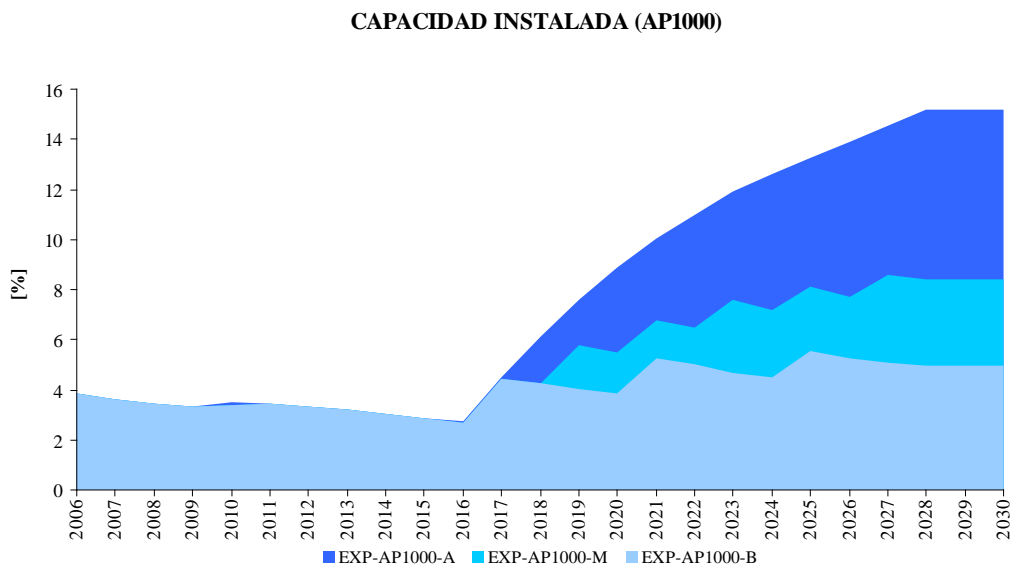
En esta sección se presentan los resultados de los planes de expansión basados en el reactor AP1000 en los escenarios bajo (EXP-AP1000-B), medio (EXP-AP1000-M) y alto (EXP-AP1000-A).

Para el año 2030; en el escenario bajo, con una nueva unidad AP1000 cada cuatro años a partir del 2017, se alcanzaría una capacidad instalada de 4,839 [MWe]; en el escenario medio, con una nueva unidad cada dos años, se alcanzarían 8,172 [MWe]; mientras que en el escenario alto, con una nueva unidad cada año, se alcanzarían 14,838 [MWe].

Como es de esperarse, esta capacidad resultante es menor que la alcanzada por el reactor ABWR debido a que la potencia eléctrica del AP1000 es menor (1,117 [MWe] por 1,356 [MWe] del ABWR). A continuación, en las gráficas 4.7 y 4.8 se muestra la capacidad nuclear instalada resultante en los tres escenarios basados en el reactor AP1000 y el incremento de la participación de la tecnología nuclear en la capacidad instalada del sistema.

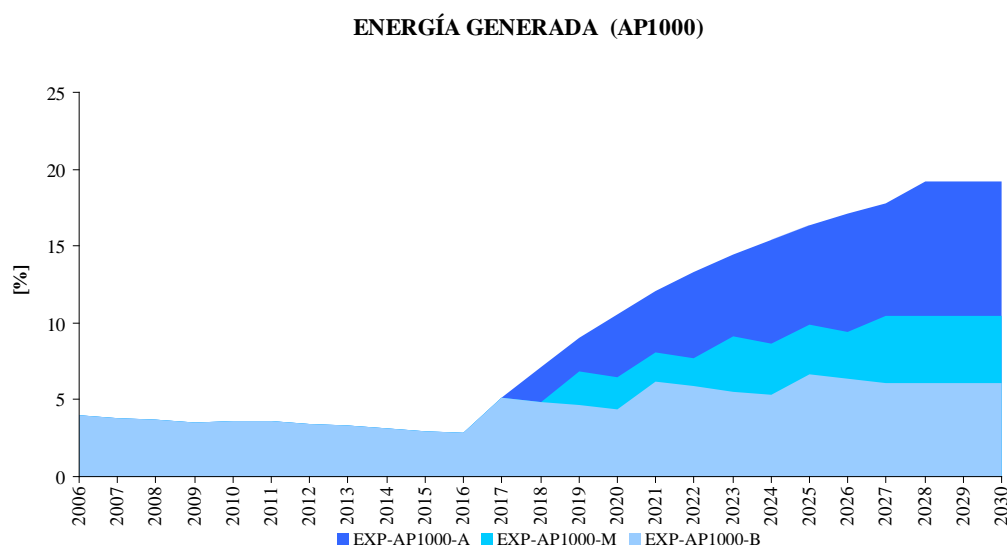


Gráfica 4.7 Capacidad nuclear instalada AP1000.



Gráfica 4.8 Porcentaje de la capacidad nuclear instalada AP1000.

Como puede observarse en la gráfica anterior, con la construcción de nuevas unidades AP1000, el porcentaje de participación de la tecnología nuclear en el sistema se incrementaría a cerca de 4.95% en el escenario bajo, 8.40% en el medio y 15.19% en el alto para el año 2030. A continuación, en la gráfica 4.9 se muestra la generación de energía al año 2030 en los escenarios bajo, medio y alto que contempla el reactor AP1000 con respecto al total de la energía generada al mismo año por todo el sistema a partir de la capacidad instalada.



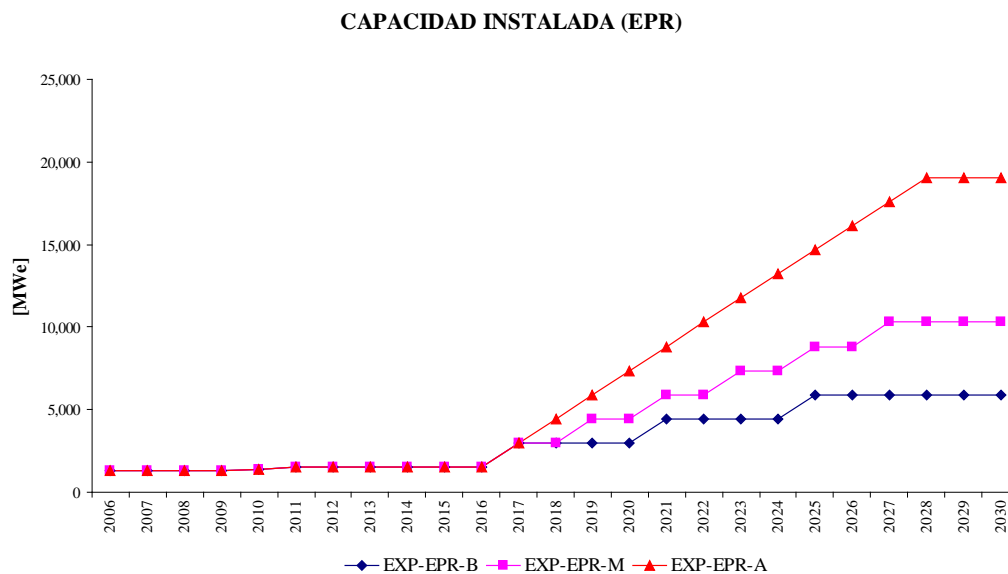
Gráfica 4.9 Porcentaje de la generación nuclear con la tecnología AP1000.

De acuerdo con los estudios realizados, con la entrada en operación de nuevas unidades AP1000 al sistema en el periodo 2017-2030, la aportación nuclear a la generación se incrementaría hasta 6.05% en el escenario bajo, 10.43% en el escenario medio y 19.20% en el escenario alto.

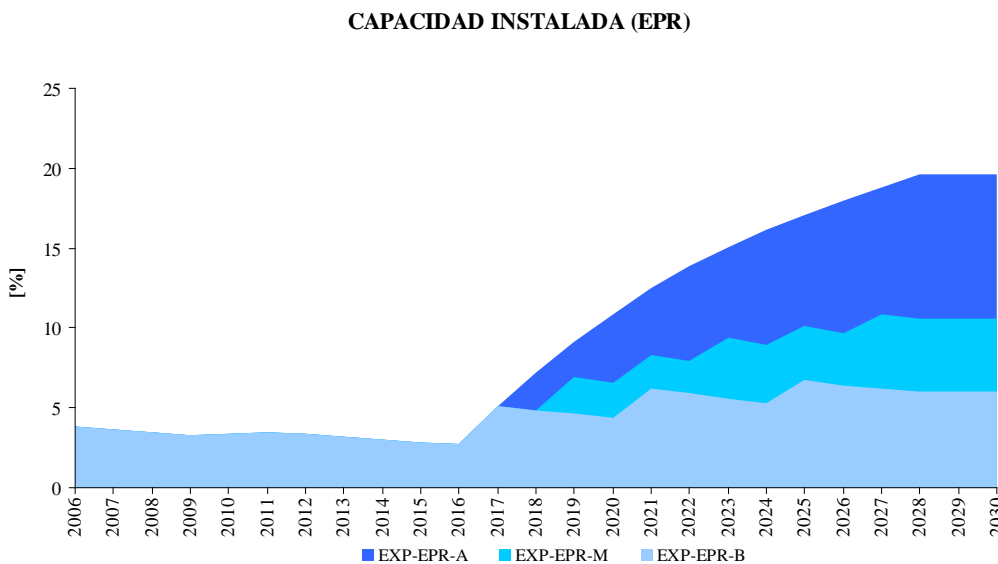
4.1.4.4 Reactor EPR

En este punto se presentan los resultados de los planes de expansión que incluyen al reactor EPR en los escenarios nucleares bajo, medio y alto. En el escenario bajo, con una nueva unidad EPR cada cuatro años a partir del 2017, se alcanzaría una capacidad instalada de 5,895 [MWe]; en el escenario medio, con una unidad cada dos años, se alcanzaría una capacidad de 10,284 [MWe]; mientras que en el escenario alto, con una nueva unidad cada año, se alcanzarían 19,062 [MWe].

A continuación, en las gráficas 4.10 y 4.11 se muestra la capacidad nuclear instalada resultante en los tres escenarios basados en el reactor EPR y el incremento de la participación de la tecnología nuclear en la capacidad instalada del sistema.



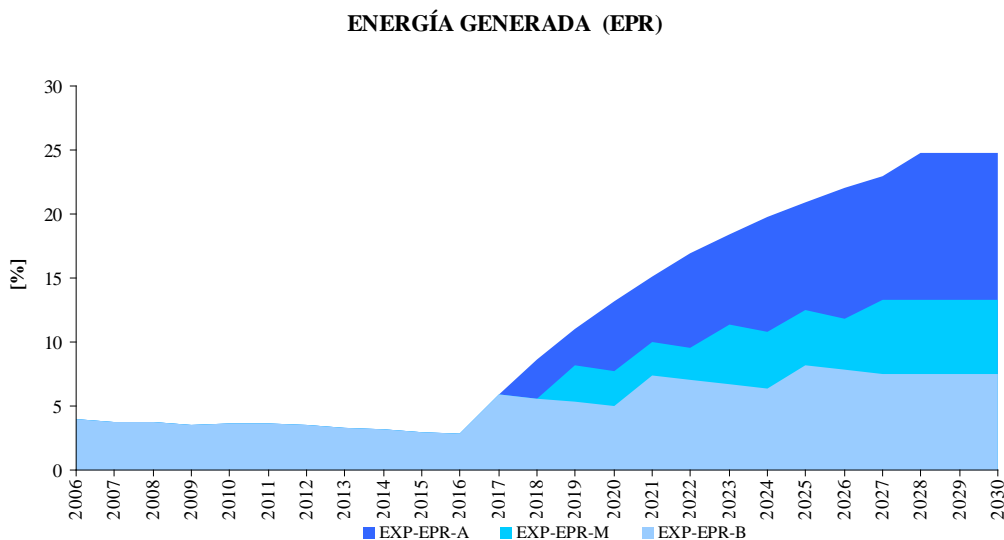
Gráfica 4.10 Capacidad nuclear instalada EPR.



Gráfica 4.11 Porcentaje de la capacidad nuclear instalada EPR.

Como puede observarse en las gráficas anteriores, con la construcción de nuevos reactores de tipo EPR, el porcentaje de participación de la tecnología nuclear en el sistema se incrementaría a cerca de 6.06% en el escenario bajo, 10.60% en el medio y 19.61% en el alto para el año 2030. A continuación, en la gráfica 4.12 se muestra la

generación de energía al año 2030 en los escenarios bajo, medio y alto que contempla el reactor EPR con respecto al total de la energía generada al mismo año por todo el sistema a partir de la capacidad instalada.



Gráfica 4.12 Porcentaje de la generación nuclear con la tecnología EPR.

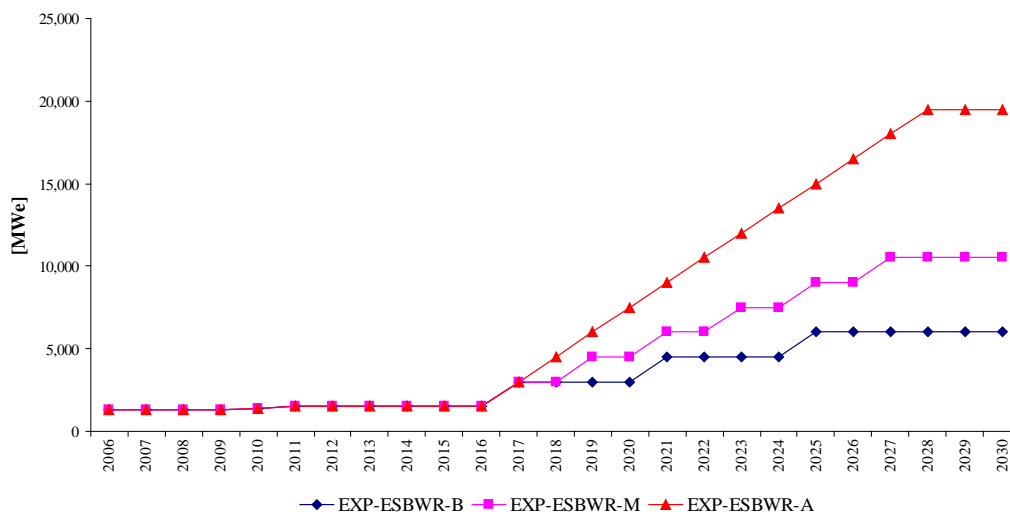
De acuerdo con los estudios realizados, en el periodo 2017-2030 con la entrada en operación de nuevas unidades EPR al sistema, la aportación nuclear a la generación al año 2030 se incrementaría hasta 7.45% en el escenario bajo, 13.25% en el medio y 24.83% en el alto.

4.1.4.5 Reactor ESBWR

En esta sección se presentan los resultados de los planes de expansión que contemplan al reactor ESBWR en los escenarios bajo, medio y alto. En el escenario bajo, con una nueva unidad ESBWR cada cuatro años a partir del 2017, se alcanzaría una capacidad instalada de 6,006 [MWe]; en el escenario medio, con una nueva unidad cada dos años, se alcanzaría una capacidad de 10,506 [MWe]; mientras que en el escenario alto, con una nueva unidad cada año, se alcanzarían 19,506 [MWe] para el año 2030.

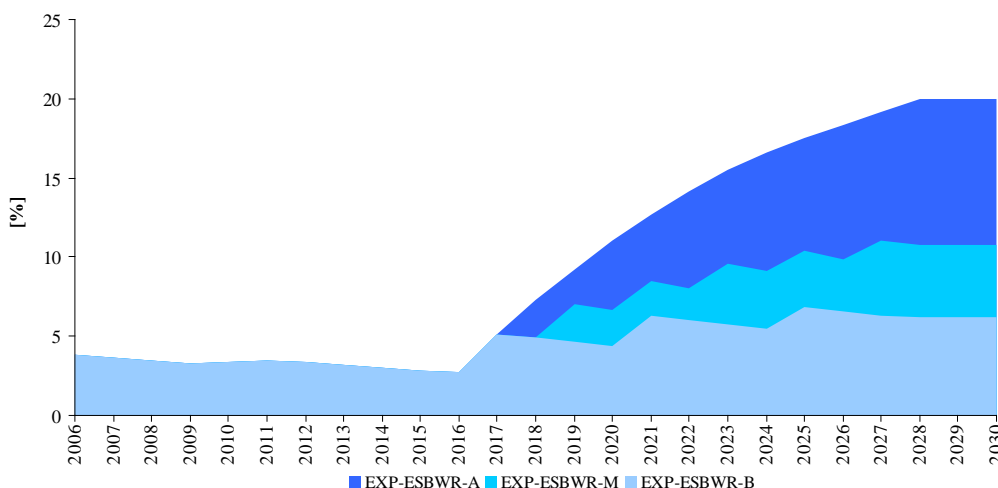
A continuación, en las gráficas 4.13 y 4.14 se muestra la capacidad nuclear instalada resultante en los tres escenarios basados en el reactor ESBWR y el incremento de la participación de la tecnología nuclear en la capacidad instalada del sistema.

CAPACIDAD INSTALADA (ESBWR)



Gráfica 4.13 Capacidad nuclear instalada ESBWR.

CAPACIDAD INSTALADA (ESBWR)

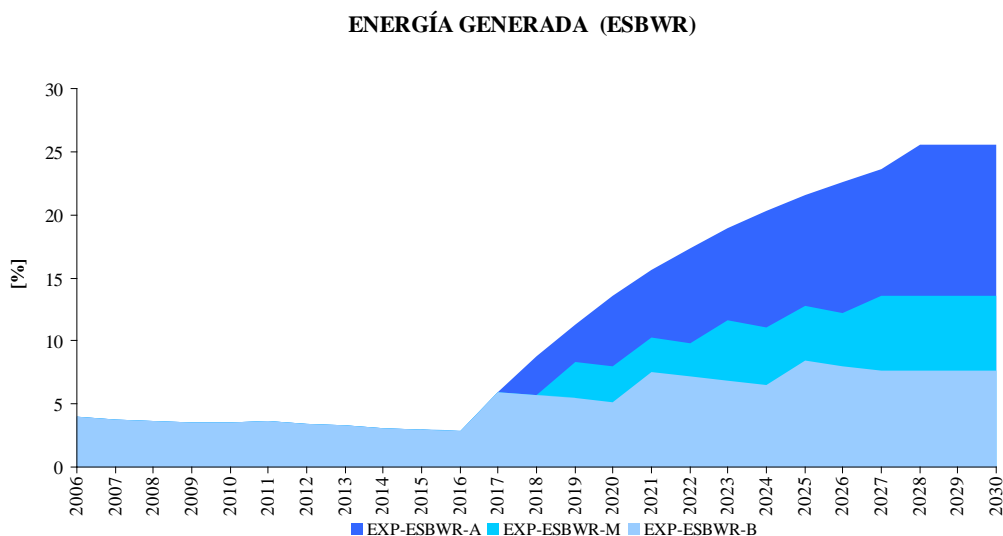


Gráfica 4.14 Porcentaje de la capacidad nuclear instalada ESBWR.

Como puede observarse en las gráficas anteriores, con la construcción de nuevos reactores ESBWR, el porcentaje de participación de la tecnología nuclear en el sistema se incrementaría a cerca de 6.16% en el escenario bajo, 10.80% en el medio y 19.97% en el alto para el año 2030.

A continuación, en la gráfica 4.15 se muestra la generación de energía al año 2030 en los escenarios bajo, medio y alto que contempla el reactor ESBWR con

respecto al total de la energía generada al mismo año por todo el sistema a partir de la capacidad instalada.



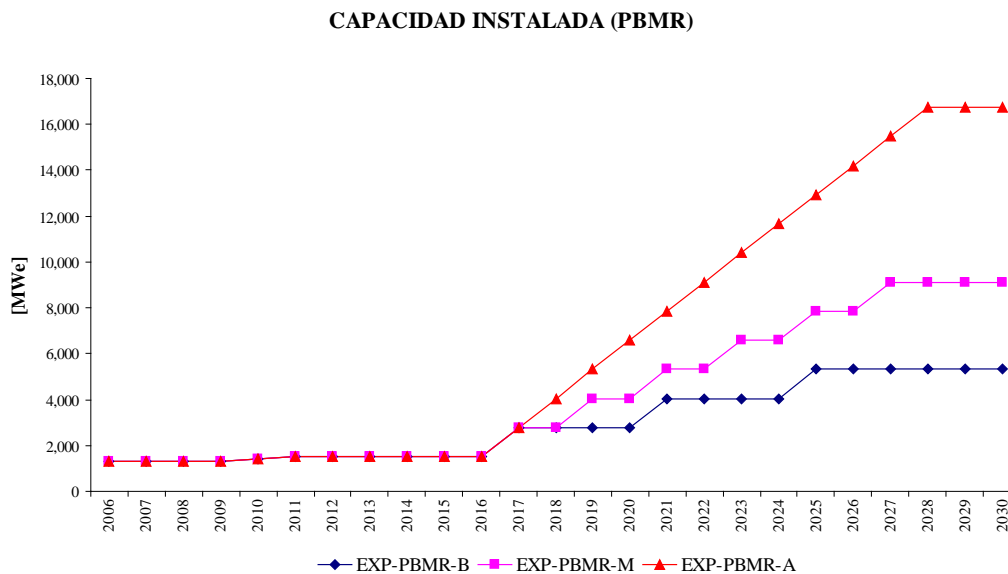
Gráfica 4.15 Porcentaje de la generación nuclear con la tecnología ESBWR.

De acuerdo con el estudio realizado, en el periodo 2017-2030 con la entrada en operación de nuevas unidades ESBWR al sistema, la aportación nuclear a la generación al año 2030 se incrementaría hasta 7.63% en el escenario bajo, 13.61% en el medio y 25.55% en el alto.

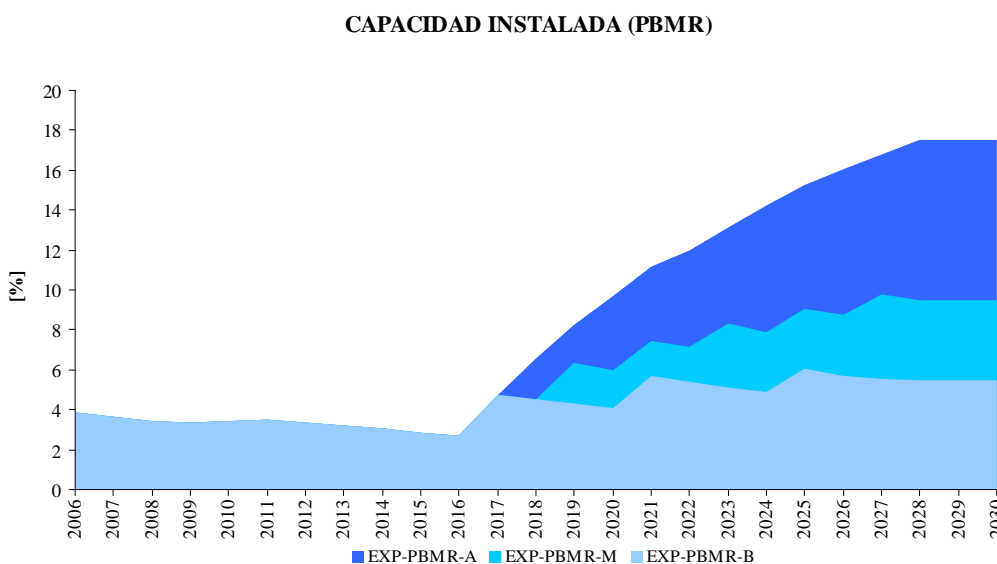
4.1.4.6 Reactor PBMR

En esta sección se presentan los resultados de los planes de expansión que contemplan el reactor PBMR en los escenarios bajo, medio y alto. En el escenario bajo, con diez unidades PBMR cada cuatro años, se alcanzaría una capacidad instalada de 5,316 [MWe]; en el escenario medio, con diez unidades nuevas cada dos años, se alcanzaría una capacidad de 9,126 [MWe]; mientras que en el escenario alto, con diez nuevas unidades cada año, se alcanzarían 16,746 [MWe].

A continuación, en las gráficas 4.16 y 4.17 se muestra la capacidad nuclear instalada resultante en los tres escenarios basados en el reactor PBMR y el incremento de la participación de la tecnología nuclear en la capacidad instalada del sistema.



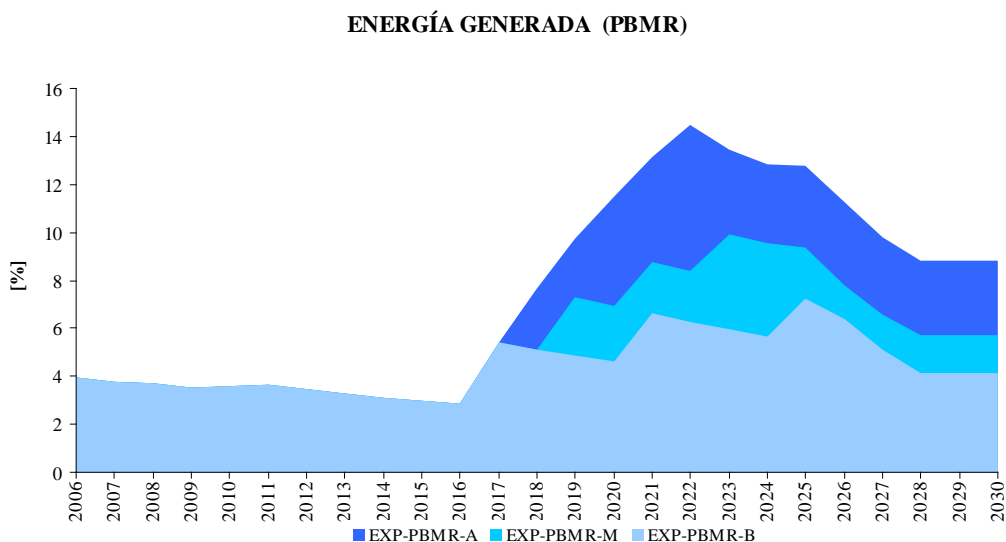
Gráfica 4.16 Capacidad nuclear instalada PBMR.



Gráfica 4.17 Porcentaje de la capacidad nuclear instalada PBMR.

Como puede observarse en las gráficas anteriores, con la construcción de nuevas unidades PBMR, el porcentaje de participación de la tecnología nuclear en el sistema se incrementaría a cerca de 5.45% en el escenario bajo, 9.52% en el medio y 17.50% en el alto.

A continuación, en la gráfica 4.18 se muestra la generación de energía en los escenarios bajo, medio y alto que contempla el reactor PBMR con respecto al total de la energía generada por el sistema.



Gráfica 4.18 Porcentaje de la generación nuclear con la tecnología PBMR.

De acuerdo con el estudio realizado, en el periodo 2017-2030 con la entrada en operación de nuevas unidades PBMR al sistema, la aportación nuclear a la generación al año 2030 se incrementaría hasta 4.14% en el escenario bajo, 5.74% en el medio y 8.82% en el alto.

En la gráfica 4.18 donde se presenta el porcentaje de la participación nuclear con la tecnología PBMR con respecto a la generación de todo el sistema al año 2030, se presentan picos de energía anticipados al final del horizonte del estudio, esto se debe principalmente a que la contribución de la tecnología PBMR resulta ser baja con respecto a las otras opciones de generación contempladas en el estudio de expansión (gas natural, carbón, etc.).

Finalmente, cabe resaltar que en el escenario alto se presenta la mayor aportación al sistema en el año 2022 con un 14.47%, en el escenario medio se aporta 9.92% en el año 2023, mientras que en el escenario bajo, se presenta la mayor contribución de 6.60% en el año 2021.

4.2 Análisis comparativo de los Escenarios Nucleares

4.2.1 Introducción

En las secciones anteriores se han analizado los resultados del modelo WASP por tecnología de manera independiente, en este apartado se incluyen todas las tecnologías nucleares agrupadas por escenario, lo que puede resultar benéfico para realizar una comparación entre ellas.

Cabe recordar que en cada escenario se fijó el número de unidades que entrarían en operación, de acuerdo a los criterios establecidos en el capítulo anterior, por lo que la aportación de cada tecnología al sistema depende prácticamente de la capacidad de generación de cada reactor.

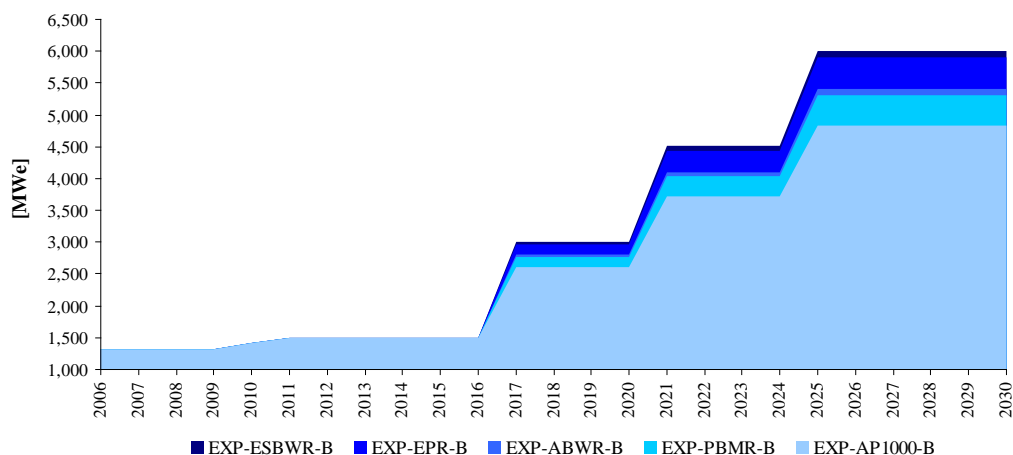
En lo que respecta a la función objetivo de cada estudio, ésta depende de la cantidad de unidades no nucleares que contempla el modelo y las características propias de cada reactor, tales como la potencia térmica, la potencia eléctrica, la eficiencia y el quemado del combustible, entre otras, por lo que en cada estudio el valor de la función objetivo varía de acuerdo a los costos de generación de las tecnologías empleadas en la expansión.

4.2.2 Escenario Nuclear Bajo

Como ya se ha mencionado con anterioridad, el escenario bajo es aquel en el que se considera una baja participación de la tecnología nuclear en el estudio de expansión. Sin embargo, resulta muy importante analizar la aportación de cada tecnología al sistema de generación.

A continuación, se presenta la gráfica 4.19, donde se muestra la aportación de cada tecnología nuclear a la capacidad instalada en el sistema.

CAPACIDAD INSTALADA



Gráfica 4.19 Capacidad instalada de todas las tecnologías en el escenario bajo.

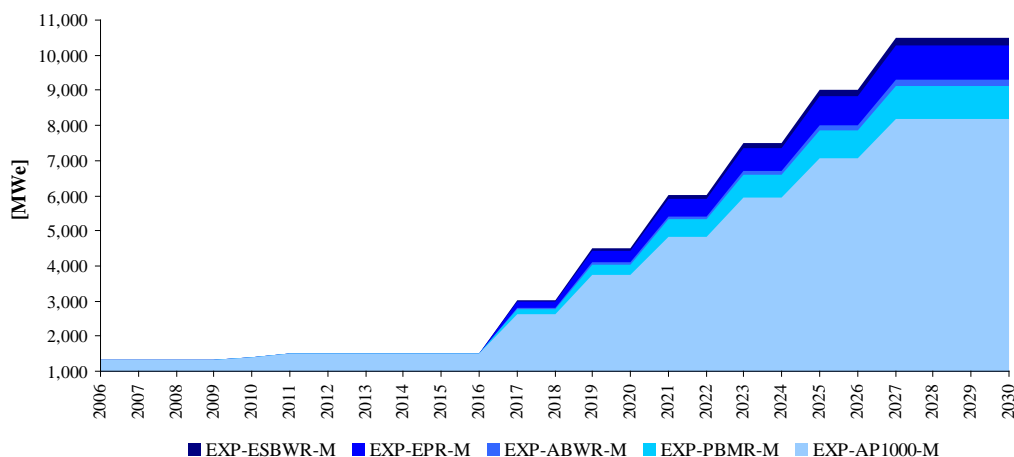
En la gráfica anterior, se observa una relación proporcional entre la capacidad de generación de cada tecnología y su aportación al sistema a lo largo del horizonte del estudio, esto último debido a que se fijó el número de reactores y no la capacidad nuclear que entra en operación. De acuerdo a su aportación al sistema, el orden ascendente de los reactores es: AP1000, PBMR, ABWR, EPR y ESBWR, siendo el AP1000 y el ESBWR los reactores que aportan la menor y mayor capacidad respectivamente.

4.2.3 Escenario Nuclear Medio

En el escenario medio se contempla una participación moderada de la tecnología nuclear en el estudio de expansión, para los reactores ABWR, AP1000, EPR y ESBWR se considera la construcción de una central cada dos años, mientras que para el reactor PBMR es de diez centrales cada dos años, esto debido a que su capacidad de generación es menor a la de las otras tecnologías. Tal como en el caso anterior, es conveniente analizar la aportación de cada tecnología al sistema de generación.

A continuación, se presenta la gráfica 4.20, donde se muestra la aportación de cada tecnología nuclear a la capacidad instalada en el sistema.

CAPACIDAD INSTALADA



Gráfica 4.20 Capacidad instalada de todas las tecnologías en el escenario medio.

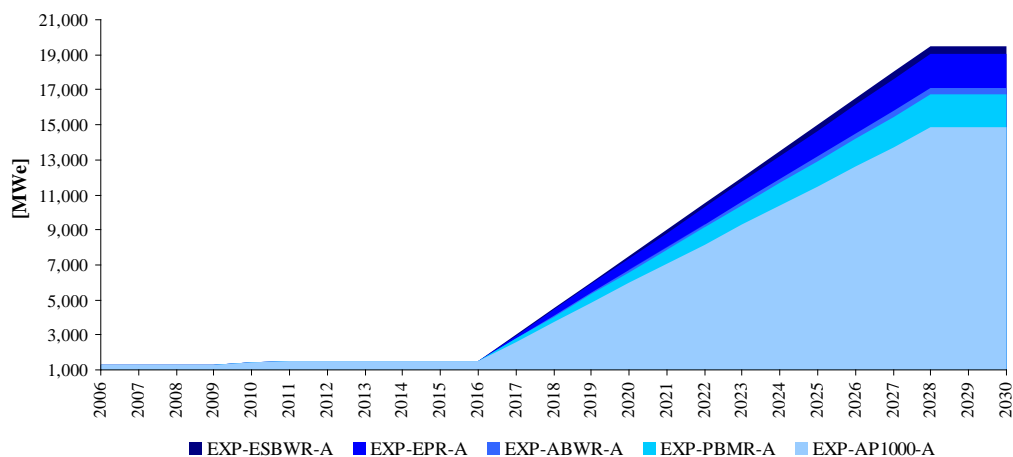
En la gráfica anterior se puede observar que la relación entre la capacidad de generación de cada tecnología y su aportación al sistema se mantiene proporcional. Lo que mantiene al reactor ESBWR como la tecnología que más capacidad aportaría al sistema.

4.2.4 Escenario Nuclear Alto

En el escenario alto se considera una participación elevada de la tecnología nuclear en el estudio de expansión, para los reactores ABWR, AP1000, EPR y ESBWR se considera la construcción de una central cada año, mientras que para el reactor PBMR es de diez centrales por año, esto debido a que su capacidad de generación es menor a la de las otras tecnologías. De igual manera que en los escenarios nucleares bajo y medio presentados anteriormente, es conveniente analizar la aportación de cada tecnología al sistema de generación.

A continuación, se presenta la gráfica 4.21, donde se muestra la aportación de cada tecnología nuclear a la capacidad instalada en el sistema.

CAPACIDAD INSTALADA



Gráfica 4.21 Capacidad instalada de todas las tecnologías en el escenario alto.

Como se puede apreciar en la gráfica anterior, la capacidad nuclear instalada se incrementa de manera constante a partir del año 2017 debido a que en el escenario alto se considera un incremento anual en el número de unidades que entran en operación.

4.3 Planes de Expansión por Escenarios Nucleares

4.3.1 Introducción

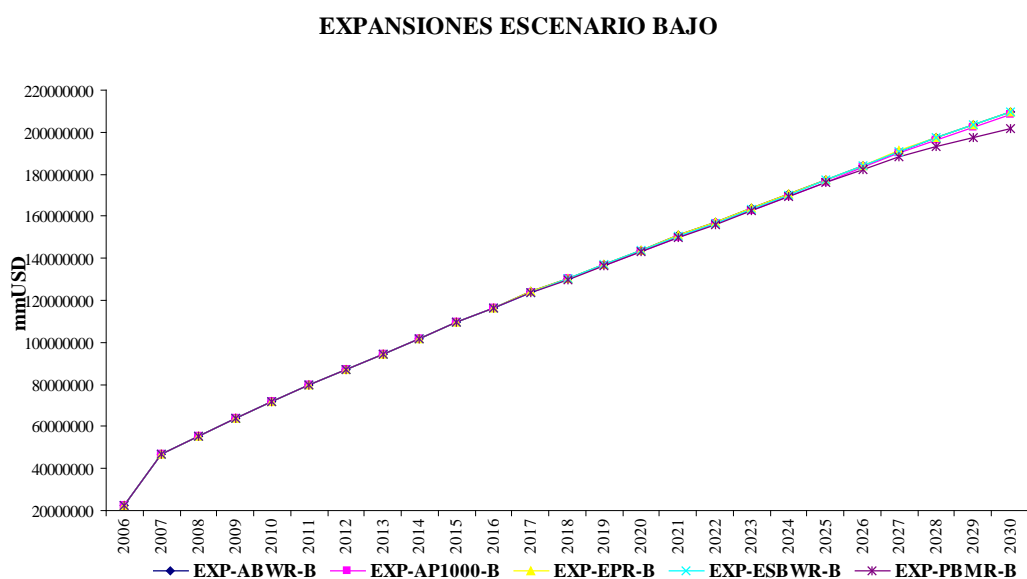
En esta sección se analizarán los estudios de expansión desde el punto de vista económico mediante la comparación de las funciones objetivo, agrupadas por escenario nuclear. Cabe mencionar que la función objetivo de cada estudio incluye todos los costos asociados a la expansión del sistema, es decir, los costos de inversión, de operación y mantenimiento y de energía no suministrada, entre otros.

4.3.2 Escenario Nuclear Bajo

A continuación se presentan la tabla 4.6 y la gráfica 4.22 donde se muestran las funciones objetivo de cada caso a lo largo del horizonte de estudio para el escenario nuclear bajo, es decir se presentan los resultados de los estudios EXP-ABWR-B, EXP-AP1000-B, EXP-EPR-B, EXP-ESBWR-B Y EXP-PBMR-B.

AÑO	EXP-ABWR-B	EXP-AP1000-B	EXP-EPR-B	EXP-ESBWR-B	EXP-PBMR-B
2006	22,672,982	22,672,982	22,672,982	22,672,982	22,672,982
2007	46,815,452	46,815,452	46,815,452	46,815,452	46,815,452
2008	55,443,656	55,443,656	55,443,656	55,443,656	55,443,656
2009	63,711,512	63,711,512	63,711,512	63,711,512	63,711,512
2010	71,874,648	71,874,648	71,874,648	71,874,648	71,874,648
2011	79,839,824	79,839,824	79,839,824	79,839,824	79,839,824
2012	87,345,192	87,345,192	87,345,192	87,345,192	87,345,192
2013	94,353,592	94,353,592	94,353,592	94,353,592	94,353,592
2014	101,891,792	101,891,792	101,891,792	101,891,792	101,891,792
2015	109,462,608	109,462,608	109,462,608	109,462,608	109,462,608
2016	116,413,400	116,627,832	116,413,400	116,413,400	116,413,400
2017	124,018,224	123,679,200	124,106,880	123,809,664	123,384,344
2018	130,546,648	130,197,200	130,622,752	130,343,944	129,894,640
2019	137,120,128	136,759,744	137,186,320	136,926,128	136,449,952
2020	143,767,392	143,242,176	143,826,032	143,585,456	143,078,624
2021	150,857,056	149,944,656	150,836,432	150,410,352	149,688,672
2022	157,261,872	156,352,928	157,246,720	156,859,664	156,051,456
2023	163,782,624	162,982,944	163,883,264	163,428,960	162,530,016
2024	170,433,664	169,619,104	170,526,240	170,128,368	169,137,632
2025	177,522,880	176,380,480	177,569,680	177,192,560	175,971,120
2026	184,267,136	183,117,760	184,316,736	183,942,032	182,234,336
2027	191,012,336	189,886,768	191,077,648	190,816,816	188,382,320
2028	197,512,000	196,366,208	197,583,136	197,390,640	193,128,048
2029	203,680,400	202,512,112	203,759,104	203,636,176	197,562,432
2030	209,801,360	208,608,080	209,889,472	209,837,488	201,959,792

Tabla 4.6 Función objetivo de todas las tecnologías en el escenario bajo.



Gráfica 4.22 Función objetivo de todas las tecnologías en el escenario bajo.

En la tabla 4.6 podemos observar que el valor de la función objetivo en el periodo 2006-2015 es el mismo para todos los estudios, esto se debe a que en ese periodo, la expansión del sistema es la misma en todos los casos. Por otro lado, a partir del año 2016 el valor de la función objetivo resulta ser diferente debido a que se consideran diferentes tecnologías nucleares en cada estudio, lo que cambia dicho valor dependiendo de las tecnologías consideradas y de sus costos asociados.

En este escenario, la tecnología que produce la función objetivo de menor costo resulta ser la del PBMR; en el caso de las otras tecnologías, se observa un valor mayor de la función objetivo.

Para encontrar la participación real de las tecnologías nucleares contempladas en la función objetivo (costo total de la expansión) de cada escenario, se propone dividir dicho valor por la capacidad instalada y por la energía generada por cada tecnología nuclear. Cabe mencionar que para el cálculo de esta participación de la tecnología nuclear se toma en cuenta la aportación de la CNLV.

A continuación, se presentan las tablas 4.7 y 4.8 donde se muestra la participación de la tecnología nuclear en la función objetivo de cada escenario bajo.

AÑO	EXP-ABWR-B	EXP-AP1000-B	EXP-EPR-B	EXP-ESBWR-B	EXP-PBMR-B
[mmUSD/MWe]					
2006	17,308	17,308	17,308	17,308	17,308
2007	35,737	35,737	35,737	35,737	35,737
2008	42,323	42,323	42,323	42,323	42,323
2009	48,635	48,635	48,635	48,635	48,635
2010	51,047	51,047	51,047	51,047	51,047
2011	53,014	53,014	53,014	53,014	53,014
2012	57,998	57,998	57,998	57,998	57,998
2013	62,652	62,652	62,652	62,652	62,652
2014	67,657	67,657	67,657	67,657	67,657
2015	72,684	72,684	72,684	72,684	72,684
2016	77,300	77,442	77,300	77,300	77,300
2017	44,198	47,260	41,801	41,188	44,447
2018	46,524	49,751	43,996	43,361	46,792
2019	48,867	52,258	46,206	45,551	49,153
2020	51,236	54,735	48,443	47,766	51,541

2021	36,741	40,221	34,033	33,380	36,997
2022	38,301	41,940	35,480	34,811	38,569
2023	39,889	43,719	36,977	36,269	40,171
2024	41,508	45,499	38,476	37,756	41,804
2025	32,838	36,450	30,122	29,503	33,102
2026	34,086	37,842	31,267	30,626	34,280
2027	35,333	39,241	32,414	31,771	35,437
2028	36,536	40,580	33,517	32,866	36,330
2029	37,677	41,850	34,565	33,905	37,164
2030	38,809	43,110	35,605	34,938	37,991

Tabla 4.7 Aportación de las tecnologías por capacidad a la función objetivo en el escenario bajo.

AÑO	EXP-ABWR-B	EXP-AP1000-B	EXP-EPR-B	EXP-ESBWR-B	EXP-PBMR-B
[mmUSD/MWh]					
2006	2,493	2,493	2,493	2,493	2,493
2007	5,147	5,147	5,147	5,147	5,147
2008	6,095	6,095	6,095	6,095	6,095
2009	7,004	7,004	7,004	7,004	7,004
2010	7,352	7,352	7,352	7,352	7,352
2011	7,635	7,635	7,635	7,635	7,635
2012	8,353	8,353	8,353	8,353	8,353
2013	9,023	9,023	9,023	9,023	9,023
2014	9,744	9,744	9,744	9,744	9,744
2015	10,468	10,468	10,468	10,468	10,468
2016	11,133	11,153	11,133	11,133	11,133
2017	5,914	6,293	5,490	5,387	5,953
2018	6,225	6,624	5,778	5,671	6,267
2019	6,539	6,958	6,069	5,957	6,583
2020	6,856	7,288	6,363	6,247	6,903
2021	4,792	5,197	4,340	4,235	4,829
2022	4,995	5,419	4,525	4,417	5,035
2023	5,203	5,649	4,716	4,602	5,244
2024	5,414	5,879	4,907	4,791	5,457
2025	4,227	4,635	3,786	3,688	4,264
2026	4,388	4,812	3,930	3,829	4,904
2027	4,549	4,990	4,074	3,972	6,077
2028	4,703	5,160	4,213	4,109	7,776
2029	4,850	5,322	4,344	4,239	7,955
2030	4,996	5,482	4,475	4,368	8,132

Tabla 4.8 Aportación de las tecnologías por energía a la función objetivo en el escenario bajo.

En el análisis por aportación de las tecnologías al sistema de generación por capacidad instalada, las tecnologías que resultan ser la más costosa y la más económica en términos de [mmUSD/MWe], son la del AP1000 y la del ESBWR respectivamente.

En cuanto al análisis por energía generada, la tecnología que resulta más económica para el sistema resulta ser la del ESBWR, esto se debe a su elevada potencia eléctrica de salida; en este escenario, la tecnología PBMR resulta ser la más costosa.

A continuación, se presenta la tabla 4.9 donde se muestra una relación de tecnologías en el escenario bajo evaluadas por función objetivo, por capacidad y por energía generada.

POSICIÓN	CRITERIO		
	POR FUNCIÓN OBJETIVO	POR CAPACIDAD INSTALADA	POR ENERGÍA GENERADA
1	PBMR	ESBWR	ESBWR
2	AP1000	EPR	EPR
3	ABWR	PBMR	ABWR
4	ESBWR	ABWR	AP1000
5	EPR	AP1000	PBMR

Tabla 4.9 Evaluación de tecnologías en el escenario bajo.

Para mejorar esta evaluación, se propone realizar una ponderación de los resultados, considerando los valores obtenidos en las gráficas 4.7 y 4.8 para ello se propone la siguiente relación.

El valor de la función objetivo que engloba los costos totales resulta ser el indicador más importante por lo que se ponderará con un valor de 5 (en una escala del 0 al 10), la aportación de energía generada pasaría a un segundo término por lo que se ponderará con un valor de 3, mientras que finalmente, la aportación por capacidad instalada resulta ser nuestro tercer indicador con un valor de ponderación de 2 en la misma escala.

Los valores que se deberán ponderar resultan de la siguiente metodología:

- Para el valor de la función objetivo: de dividir la función objetivo de cada tecnología por el valor de la función objetivo más alta en el escenario bajo;
- Para la aportación por energía generada: de dividir el valor de cada tecnología (en [mmUSD/MWh]) por el valor más alto del escenario bajo en las mismas unidades, y
- Para la aportación por capacidad instalada: de dividir el valor de cada tecnología (en [mmUSD/MWe]) por el valor más alto del escenario bajo en las mismas unidades.

A continuación, se presenta la tabla 4.10 donde se muestran los resultados de la ponderación de resultados.

TECNOLOGÍA	POR FUNCIÓN OBJETIVO	POR ENERGÍA GENERADA	POR CAPACIDAD INSTALADA	TOTAL
ABWR	0.9996	0.6144	0.9002	8.6414
AP1000	0.9939	0.6741	1.0000	8.9919
EPR	1.0000	0.5503	0.8259	8.3027
ESBWR	0.9998	0.5371	0.8104	8.2310
PBMR	0.9622	1.0000	0.8813	9.5736

Tabla 4.10 Evaluación de tecnologías por ponderación en el escenario bajo.

En la tabla anterior se observa que la tecnología mejor evaluada de acuerdo a la ponderación realizada es la del reactor ESBWR. Posteriormente se analizarán otros factores (reducción en emisiones de contaminantes, reducción de consumo de hidrocarburos y factor de diversidad del sistema de generación) que pueden ayudar a dar certeza a la elección de una tecnología óptima para el escenario bajo.

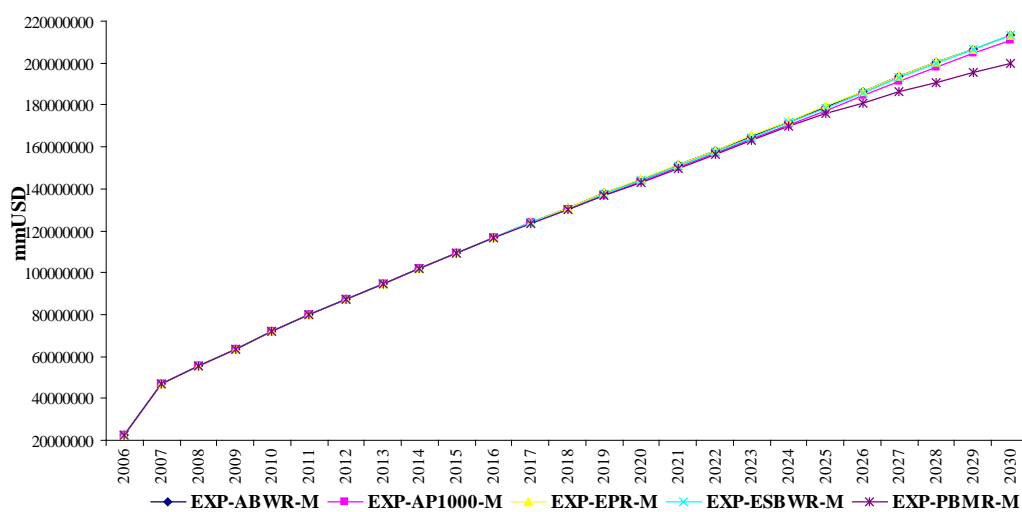
4.3.3 Escenario Nuclear Medio

A continuación, se presentan la tabla 4.11 y la gráfica 4.23 donde se muestran las funciones objetivo de cada caso a lo largo del horizonte de estudio para el escenario nuclear medio.

AÑO	EXP-ABWR-M	EXP-AP1000-M	EXP-EPR-M	EXP-ESBWR-M	EXP-PBMR-M
2006	22,672,982	22,672,982	22,672,982	22,672,982	22,672,982
2007	46,815,452	46,815,452	46,815,452	46,815,452	46,815,452
2008	55,443,656	55,443,656	55,443,656	55,443,656	55,443,656
2009	63,711,512	63,711,512	63,711,512	63,711,512	63,711,512
2010	71,874,648	71,874,648	71,874,648	71,874,648	71,874,648
2011	79,839,824	79,839,824	79,839,824	79,839,824	79,839,824
2012	87,345,192	87,345,192	87,345,192	87,345,192	87,345,192
2013	94,353,592	94,353,592	94,353,592	94,353,592	94,353,592
2014	101,891,792	101,891,792	101,891,792	101,891,792	101,891,792
2015	109,462,608	109,462,608	109,462,608	109,462,608	109,462,608
2016	116,413,400	116,627,832	116,413,400	116,413,400	116,413,400
2017	124,018,224	123,679,200	124,106,880	123,809,664	123,384,344
2018	130,546,648	130,197,200	130,622,752	130,343,944	129,894,640
2019	137,754,848	136,927,296	137,897,888	137,387,248	136,537,696
2020	144,462,368	143,624,480	144,590,080	144,118,592	143,206,336
2021	151,619,200	150,381,760	151,660,672	151,023,968	149,863,648
2022	158,098,128	156,847,280	158,137,808	157,560,640	156,279,440
2023	165,170,048	163,591,248	165,262,112	164,586,656	163,021,744
2024	171,984,960	170,388,112	172,070,096	171,475,120	169,716,960
2025	179,247,104	177,397,088	179,373,232	178,669,216	176,038,144
2026	186,172,688	184,297,872	186,235,760	185,712,160	181,106,688
2027	193,423,776	191,377,520	193,535,712	193,039,808	186,163,632
2028	200,226,080	198,136,960	200,348,544	199,991,088	190,947,488
2029	206,713,104	204,576,608	206,849,552	206,633,024	195,434,560
2030	213,169,984	210,981,232	213,324,128	213,251,264	199,880,944

Tabla 4.11 Función objetivo de todas las tecnologías en el escenario medio.

EXPANSIONES ESCENARIO MEDIO



Gráfica 4.23 Función objetivo de todas las tecnologías en el escenario medio.

Al igual que en el escenario bajo, en la tabla 4.7 podemos observar que el valor de la función objetivo en el periodo 2006-2015 es el mismo para todos los estudios, sin embargo, a partir del año 2016 el valor de la función varía dependiendo de las tecnologías consideradas y de sus costos asociados.

En este escenario, la tecnología que produce la función objetivo de menor costo vuelve a ser la del PBMR. En el caso de las otras tecnologías, se observa un valor mayor de la función objetivo.

Para encontrar la participación real de las tecnologías nucleares contempladas en la función objetivo de cada escenario, se evalúa nuevamente la aportación en términos de energía generada y capacidad instalada.

A continuación, se presentan las tablas 4.12 y 4.13 donde se muestra la participación de la tecnología nuclear en la función objetivo de cada escenario medio.

AÑO	EXP-ABWR-M	EXP-AP1000-M	EXP-EPR-M	EXP-ESBWR-M	EXP-PBMR-M
[mmUSD/MWe]					
2006	17,308	17,308	17,308	17,308	17,308
2007	35,737	35,737	35,737	35,737	35,737
2008	42,323	42,323	42,323	42,323	42,323
2009	48,635	48,635	48,635	48,635	48,635
2010	51,047	51,047	51,047	51,047	51,047
2011	53,014	53,014	53,014	53,014	53,014
2012	57,998	57,998	57,998	57,998	57,998
2013	62,652	62,652	62,652	62,652	62,652
2014	67,657	67,657	67,657	67,657	67,657
2015	72,684	72,684	72,684	72,684	72,684
2016	77,300	77,442	77,300	77,300	77,300
2017	44,198	47,260	41,801	41,188	44,447
2018	46,524	49,751	43,996	43,361	46,792
2019	33,550	36,729	31,114	30,490	33,746
2020	35,183	38,526	32,624	31,984	35,395
2021	28,046	31,077	25,727	25,146	28,191
2022	29,245	32,413	26,826	26,234	29,398
2023	24,630	27,494	22,460	21,927	24,753
2024	25,646	28,637	23,385	22,845	25,769
2025	22,389	25,124	20,335	19,839	22,408

2026	23,254	26,101	21,113	20,621	23,053
2027	20,785	23,419	18,819	18,374	20,399
2028	21,516	24,246	19,482	19,036	20,923
2029	22,213	25,034	20,114	19,668	21,415
2030	22,907	25,818	20,743	20,298	21,902

Tabla 4.12 Aportación de las tecnologías por capacidad a la función objetivo en el escenario medio.

AÑO	EXP-ABWR-M	EXP-AP1000-M	EXP-EPR-M	EXP-ESBWR-M	EXP-PBMR-M
[mmUSD/MWh]					
2006	2,493	2,493	2,493	2,493	2,493
2007	5,147	5,147	5,147	5,147	5,147
2008	6,095	6,095	6,095	6,095	6,095
2009	7,004	7,004	7,004	7,004	7,004
2010	7,352	7,352	7,352	7,352	7,352
2011	7,635	7,635	7,635	7,635	7,635
2012	8,353	8,353	8,353	8,353	8,353
2013	9,023	9,023	9,023	9,023	9,023
2014	9,744	9,744	9,744	9,744	9,744
2015	10,468	10,468	10,468	10,468	10,468
2016	11,133	11,153	11,133	11,133	11,133
2017	5,914	6,293	5,490	5,387	5,953
2018	6,225	6,624	5,778	5,671	6,267
2019	4,376	4,746	3,968	3,869	4,405
2020	4,589	4,978	4,161	4,058	4,620
2021	3,610	3,952	3,234	3,144	3,632
2022	3,765	4,122	3,372	3,280	3,787
2023	3,146	3,462	2,799	2,717	3,163
2024	3,275	3,606	2,914	2,831	3,293
2025	2,844	3,143	2,519	2,444	3,416
2026	2,954	3,265	2,616	2,541	4,084
2027	2,631	2,915	2,322	2,254	4,875
2028	2,723	3,018	2,404	2,336	5,773
2029	2,811	3,116	2,482	2,413	5,918
2030	2,899	3,214	2,559	2,491	6,052

Tabla 4.13 Aportación de las tecnologías por energía a la función objetivo en el escenario medio.

En el análisis por aportación de las tecnologías al sistema de generación por capacidad instalada, las tecnologías que resultan ser la más costosa y la más económica en términos de [mmUSD/MWh], son la del AP1000 y la del ESBWR respectivamente.

En cuanto al análisis por energía generada, la tecnología que resulta más económica para el sistema resulta ser la del ESBWR, esto se debe a su elevada potencia eléctrica de salida; en este escenario, la tecnología PBMR resulta ser la más costosa.

A continuación, se presenta la tabla 4.14 donde se muestra una relación de tecnologías en el escenario bajo evaluadas por función objetivo, por capacidad y por energía generada.

POSICIÓN	CRITERIO		
	POR FUNCIÓN OBJETIVO	POR CAPACIDAD INSTALADA	POR ENERGÍA GENERADA
1	PBMR	ESBWR	ESBWR
2	AP1000	EPR	EPR
3	ABWR	PBMR	ABWR
4	ESBWR	ABWR	AP1000
5	EPR	AP1000	PBMR

Tabla 4.14 Evaluación de tecnologías en el escenario medio.

Para mejorar esta evaluación, se realiza una ponderación de los resultados, considerando los valores obtenidos en las gráficas 4.12 y 4.13 conservando las consideraciones tomadas para el escenario bajo.

A continuación, se presenta la tabla 4.15 donde se muestran los resultados de la ponderación de resultados.

TECNOLOGÍA	POR FUNCIÓN OBJETIVO	POR ENERGÍA GENERADA	POR CAPACIDAD INSTALADA	TOTAL
ABWR	0.9993	0.4790	0.8873	8.2079
AP1000	0.9890	0.5310	1.0000	8.5381
EPR	1.0000	0.4229	0.8035	7.8756
ESBWR	0.9997	0.4115	0.7862	7.8052
PBMR	0.9370	1.0000	0.8484	9.3816

Tabla 4.15 Evaluación de tecnologías por ponderación en el escenario medio.

En la tabla anterior se observa que la tecnología mejor evaluada de acuerdo a la ponderación realizada es la del reactor ESBWR. Posteriormente se analizarán otros factores (reducción en emisiones de contaminantes, reducción de consumo de

hidrocarburos y factor de diversidad del sistema de generación) que pueden ayudar a dar certeza a la elección de una tecnología óptima para el escenario medio.

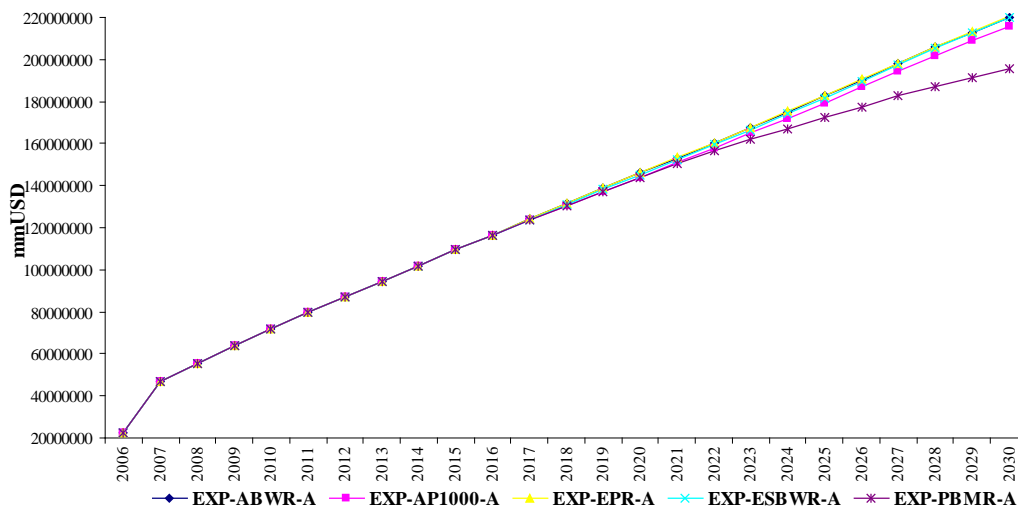
4.3.4 Escenario Nuclear Alto

A continuación, se presentan la tabla 4.16 y la gráfica 4.24 donde se muestran las funciones objetivo de cada estudio a lo largo del horizonte de estudio para el escenario nuclear alto.

AÑO	EXP-ABWR-A	EXP-AP1000-A	EXP-EPR-A	EXP-ESBWR-A	EXP-PBMR-A
2006	22,672,982	22,672,982	22,672,982	22,672,982	22,672,982
2007	46,815,452	46,815,452	46,815,452	46,815,452	46,815,452
2008	55,443,656	55,443,656	55,443,656	55,443,656	55,443,656
2009	63,711,512	63,711,512	63,711,512	63,711,512	63,711,512
2010	71,874,648	71,570,600	71,874,648	71,874,648	71,874,648
2011	79,839,824	79,845,000	79,839,824	79,839,824	79,839,824
2012	87,345,192	87,350,368	87,345,192	87,345,192	87,345,192
2013	94,353,592	94,358,768	94,353,592	94,353,592	94,353,592
2014	101,891,792	101,896,968	101,891,792	101,891,792	101,891,792
2015	109,462,608	109,467,784	109,462,608	109,462,608	109,462,608
2016	116,413,400	116,418,576	116,413,400	116,413,400	116,413,400
2017	124,018,224	123,484,248	124,106,880	123,809,664	123,384,344
2018	131,402,904	130,369,464	131,570,048	131,018,592	130,160,792
2019	138,645,408	137,153,504	138,881,440	138,119,360	136,818,816
2020	145,992,256	144,080,512	146,124,112	145,194,688	143,603,040
2021	153,129,648	150,974,272	153,316,512	152,263,232	150,201,488
2022	160,269,040	157,871,792	160,499,824	159,367,072	156,746,160
2023	167,691,136	164,840,592	167,852,864	166,575,280	161,892,800
2024	175,150,288	172,101,008	175,353,952	174,097,408	167,086,768
2025	182,748,960	179,423,632	182,908,672	181,719,088	172,245,072
2026	190,304,608	186,791,024	190,509,936	189,488,608	177,389,248
2027	198,083,024	194,305,920	198,313,728	197,408,496	182,528,912
2028	205,732,192	201,755,984	206,010,128	205,314,288	187,250,752
2029	212,861,152	208,793,248	213,171,552	212,757,136	191,541,072
2030	219,994,592	215,825,104	220,344,752	220,217,264	195,807,776

Tabla 4.16 Función objetivo de todas las tecnologías en el escenario alto.

EXPANSIONES ESCENARIO ALTO



Gráfica 4.24 Función objetivo de todas las tecnologías en el escenario alto.

Al igual que en los otros escenarios, el valor de la función objetivo varía dependiendo de las tecnologías consideradas y de sus costos asociados.

En este escenario, la tecnología que produce la función objetivo de menor costo vuelve a ser la del PBMR. En el caso de las otras tecnologías, se observa un valor mayor de la función objetivo.

Para encontrar la participación real de las tecnologías nucleares contempladas en la función objetivo de cada escenario, se evalúa nuevamente la aportación en términos de energía generada y capacidad instalada.

A continuación, se presentan las tablas 4.17 y 4.18 donde se muestra la participación de la tecnología nuclear en la función objetivo de cada escenario alto.

AÑO	EXP-ABWR-A	EXP-AP1000-A	EXP-EPR-A	EXP-ESBWR-A	EXP-PBMR-A
[mmUSD/MWe]					
2006	17,308	17,308	17,308	17,308	17,308
2007	35,737	35,737	35,737	35,737	35,737
2008	42,323	42,323	42,323	42,323	42,323
2009	48,635	48,635	48,635	48,635	48,635
2010	51,047	50,831	51,047	51,047	51,047

2011	53,014	53,018	53,014	53,014	53,014
2012	57,998	58,002	57,998	57,998	57,998
2013	62,652	62,655	62,652	62,652	62,652
2014	67,657	67,661	67,657	67,657	67,657
2015	72,684	72,688	72,684	72,684	72,684
2016	77,300	77,303	77,300	77,300	77,300
2017	44,198	47,185	41,801	41,188	44,447
2018	32,003	34,970	29,686	29,076	32,170
2019	25,647	28,343	23,559	22,997	25,737
2020	21,770	24,215	19,859	19,344	21,804
2021	19,127	21,381	17,381	16,907	19,119
2022	17,222	19,319	15,607	15,169	17,176
2023	15,811	17,757	14,289	13,874	15,573
2024	14,711	16,558	13,274	12,890	14,323
2025	13,838	15,595	12,466	12,110	13,315
2026	13,119	14,806	11,807	11,480	12,487
2027	12,532	14,155	11,268	10,963	11,794
2028	12,027	13,597	10,807	10,526	11,182
2029	12,444	14,072	11,183	10,907	11,438
2030	12,861	14,545	11,559	11,290	11,693

Tabla 4.17 Aportación de las tecnologías por capacidad a la función objetivo en el escenario alto.

AÑO	EXP-ABWR-A	EXP-AP1000-A	EXP-EPR-A	EXP-ESBWR-A	EXP-PBMR-A
[mmUSD/MWh]					
2006	2,493	2,493	2,493	2,493	2,493
2007	5,147	5,147	5,147	5,147	5,147
2008	6,095	6,095	6,095	6,095	6,095
2009	7,004	7,004	7,004	7,004	7,004
2010	7,352	7,321	7,352	7,352	7,352
2011	7,635	7,636	7,635	7,635	7,635
2012	8,353	8,353	8,353	8,353	8,353
2013	9,023	9,024	9,023	9,023	9,023
2014	9,744	9,744	9,744	9,744	9,744
2015	10,468	10,468	10,468	10,468	10,468
2016	11,133	11,133	11,133	11,133	11,133
2017	5,914	6,283	5,490	5,387	5,953
2018	4,174	4,518	3,786	3,689	4,199
2019	3,302	3,604	2,961	2,875	3,316
2020	2,780	3,049	2,475	2,397	2,786
2021	2,430	2,674	2,153	2,083	2,430
2022	2,180	2,405	1,926	1,861	2,272
2023	1,995	2,202	1,758	1,697	2,456
2024	1,852	2,048	1,629	1,573	2,575
2025	1,739	1,924	1,527	1,475	2,629

2026	1,647	1,823	1,444	1,396	3,011
2027	1,571	1,740	1,376	1,331	3,491
2028	1,506	1,670	1,319	1,277	4,100
2029	1,558	1,728	1,364	1,323	4,194
2030	1,610	1,786	1,410	1,370	4,288

Tabla 4.18 Aportación de las tecnologías por energía a la función objetivo en el escenario alto.

En el análisis por aportación de las tecnologías al sistema de generación por capacidad instalada, las tecnologías que resultan ser la más costosa y la más económica en términos de [mmUSD/MWe], son la del AP1000 y la del ESBWR respectivamente.

En cuanto al análisis por energía generada, la tecnología que resulta más económica para el sistema resulta ser la del ESBWR, esto se debe a su elevada potencia eléctrica de salida; en este escenario, la tecnología PBMR resulta ser la más costosa.

A continuación, se presenta la tabla 4.19 donde se muestra una relación de tecnologías en el escenario bajo evaluadas por función objetivo, por capacidad y por energía generada.

POSICIÓN	CRITERIO		
	POR FUNCIÓN OBJETIVO	POR CAPACIDAD INSTALADA	POR ENERGÍA GENERADA
1	PBMR	ESBWR	ESBWR
2	AP1000	EPR	EPR
3	ABWR	PBMR	ABWR
4	ESBWR	ABWR	AP1000
5	EPR	AP1000	PBMR

Tabla 4.19 Evaluación de tecnologías en el escenario alto.

Para mejorar esta evaluación, se realiza una ponderación de los resultados, considerando los valores obtenidos en las gráficas 4.17 y 4.18 conservando las consideraciones tomadas para los escenarios bajo y medio.

A continuación, se presenta la tabla 4.20 donde se muestran los resultados de la ponderación de resultados.

TECNOLOGÍA	POR FUNCIÓN OBJETIVO	POR CAPACIDAD INSTALADA	POR ENERGÍA GENERADA	TOTAL
ABWR	0.9984	0.3756	0.8842	7.8871
AP1000	0.9795	0.4165	1.0000	8.1471
EPR	1.0000	0.3289	0.7947	7.5762
ESBWR	0.9994	0.3194	0.7762	7.5077
PBMR	0.8886	1.0000	0.8039	9.0510

Tabla 4.20 Evaluación de tecnologías por ponderación en el escenario medio.

En la tabla anterior se observa que la tecnología mejor evaluada de acuerdo a la ponderación realizada es la del reactor ESBWR. Posteriormente se analizarán otros factores (reducción en emisiones de contaminantes, reducción de consumo de hidrocarburos y factor de diversidad del sistema de generación) que pueden ayudar a dar certeza a la elección de una tecnología óptima para el escenario medio.

4.4 Plan óptimo de expansión

4.4.1 Introducción

Para seleccionar la tecnología más conveniente para la expansión del sistema, se analizaron los costos asociados a cada estudio, mismos que están incluidos en la función objetivo de cada uno de ellos y la aportación real de cada tecnología al sistema, tanto en capacidad instalada, como en energía.

A continuación, se presenta la tabla 4.21 donde se muestran las funciones objetivo, acumuladas al año 2030 de cada uno de los estudios realizados ordenados del menor al mayor costo para el sistema de generación.

FUNCIÓN OBJETIVO [mmUSD]	FUNCIÓN OBJETIVO/ ENERGÍA ACUMULADA [mmUSD/GWh]	ESTUDIO
198,666,528	19.72	EXP-PBMR-A
204,176,976	19.38	EXP-PBMR-M
205,485,728	19.33	EXP-PBMR-B
208,836,880	19.72	EXP-AP1000-B
209,926,160	19.83	EXP-ESBWR-B
210,061,424	19.84	EXP-ABWR-B

210,513,952	19.84	EXP-EPR-B
211,404,304	19.95	EXP-API1000-M
213,399,808	20.15	EXP-ESBWR-M
213,606,352	20.16	EXP-ABWR-M
214,464,112	20.17	EXP-EPR-M
216,601,744	20.40	EXP-API1000-A
220,443,952	20.80	EXP-ESBWR-A
220,857,312	20.82	EXP-ABWR-A
222,468,528	20.83	EXP-EPR-A

Tabla 4.21 Funciones objetivo de los estudios realizados.

De acuerdo con la información de los estudios realizados y los valores de las funciones objetivo acumuladas al año 2030 mostrados en la tabla anterior, se puede concluir que la tecnología nuclear más económica es la del PBMR en su escenario bajo. A continuación, se presenta la tabla 4.22 donde se muestra el orden económico de los reactores en estudio.

TECNOLOGÍA	ORDEN ECONÓMICO
PBMR	1
API1000	2
ESBWR	3
ABWR	4
EPR	5

Tabla 4.22 Orden económico de las reactores nucleares considerados.

Para seleccionar la tecnología más adecuada para la expansión del Sistema Eléctrico Nacional, se deben considerar aspectos, tales como la producción de energía eléctrica, la participación de la tecnología nuclear en la generación y los costos asociados a la construcción de nuevas centrales nucleares.

Como hemos visto en puntos anteriores, el reactor que más capacidad y energía aporta al sistema es el ESBWR, sin embargo, las expansiones en donde se emplea esta tecnología resultan ser también de las más costosas. Por otro lado, este reactor se basa en una tecnología que es conocida en México, lo que le brinda una valoración adicional por la experiencia operativa que se tiene con la Central Laguna Verde.

Los reactores ABWR y EPR son muy competitivos, tienen parámetros afines y presentan costos similares, no obstante, el segundo aporta una mayor capacidad al sistema. El AP1000 es el reactor con capacidad superior a 1,000 [MWe] más económico de los considerados en este trabajo, sin embargo, es un reactor de agua a presión, tecnología que nunca ha sido implementada en el país, situación similar al de los reactores PBMR y EPR.

Es por todo lo anterior, que para mejorar el análisis de este estudio de expansión se propone estudiar otros tres factores: el ahorro de combustibles fósiles, el ahorro de contaminantes y el índice de diversidad del sistema para la tecnología seleccionada como óptima, que resulta de considerar la incorporación de reactores nucleares avanzados al plan de expansión.

4.4.2 Ahorro de Combustibles Fósiles

Para calcular el ahorro de combustibles fósiles debido a la incorporación de reactores nucleares avanzados al plan de expansión del sistema de generación se toman en consideración las equivalencias energéticas entre diversos combustibles empleados en el sistema.

En este análisis se evalúan las cantidades de combustibles no empleadas al sustituir capacidad basada en la quema de carbón, combustóleo, diesel y gas natural por capacidad nuclear. El cálculo de combustibles ahorrados consiste en transformar la energía nuclear acumulada al año 2030 en cada escenario, a unidades de combustible mediante equivalencias energéticas. A continuación, se presenta la tabla 4.23 donde se muestran las equivalencias consideradas en este análisis.

COMBUSTIBLE	ENERGÍA POR UNIDAD DE COMBUSTIBLE	UNIDADES
COMBUSTÓLEO	6,629.4	[MJ/BARRIL]
GAS NATURAL	1,074.3	[MJ/1000 ft ³]
DIESEL	6,147.4	[MJ/BARRIL]
CARBÓN	22,985.6	[MJ/TON]

Tabla 4.23 Equivalencias energéticas para combustibles seleccionados⁵⁶.

⁵⁶ Valores promedio obtenidos del Copar de Generación 2007.

4.4.2.1 Escenario Nuclear Bajo

A continuación, se presenta la tabla 4.24 donde se muestran las cantidades de combustibles fósiles que se ahorrarían al introducir reactores nucleares avanzados en el escenario nuclear bajo y para cada tecnología contemplada.

COMBUSTIBLE	UNIDADES X 10 ⁶	EXP-ABWR-B	EXP-AP1000-B	EXP-EPR-B	EXP-ESBWR-B	EXP-PBMR-B
COMBUSTOLEO	[BARRILES]	310	288	337	343	271
GAS NATURAL	[1000 ft ³]	1,912	1,780	2,077	2,115	1,675
DIESEL	[BARRILES]	334	311	363	370	293
CARBÓN	[TON]	89	83	97	99	78

Tabla 4.24 Combustibles no utilizados en el escenario bajo.

4.4.2.2 Escenario Nuclear Medio

A continuación, se presenta la tabla 4.25 donde se muestran las cantidades de combustibles fósiles que se ahorrarían al introducir reactores nucleares avanzados en el escenario nuclear medio y para cada tecnología contemplada.

COMBUSTIBLE	UNIDADES X 10 ⁶	EXP-ABWR-M	EXP-AP1000-M	EXP-EPR-M	EXP-ESBWR-M	EXP-PBMR-M
COMBUSTOLEO	[BARRILES]	447	408	495	506	343
GAS NATURAL	[1000 ft ³]	2,758	2,520	3,054	3,123	2,115
DIESEL	[BARRILES]	482	440	534	546	370
CARBÓN	[TON]	129	118	143	146	99

Tabla 4.25 Combustibles no utilizados en el escenario medio.

4.4.2.3 Escenario Nuclear Alto

A continuación, se presenta la tabla 4.26 donde se muestran las cantidades de combustibles fósiles que se ahorrarían al introducir reactores nucleares avanzados en el escenario nuclear alto y para cada tecnología contemplada.

COMBUSTIBLE	UNIDADES X 10 ⁶	EXP-ABWR-A	EXP-AP1000-A	EXP-EPR-A	EXP-ESBWR-A	EXP-PBMR-A
COMBUSTOLEO	[BARRILES]	721	648	812	833	450
GAS NATURAL	[1000 ft ³]	4,449	4,000	5,008	5,138	2,777
DIESEL	[BARRILES]	777	699	875	898	485
CARBÓN	[TON]	208	187	234	240	130

Tabla 4.26 Combustibles no utilizados en el escenario alto.

4.4.3 Ahorro de Contaminantes

Para calcular el ahorro en contaminantes, debido a la incorporación de reactores avanzados en el plan de expansión del sistema de generación, se toman en consideración los factores de emisión de contaminantes por unidad de energía y por tipo de combustible.

En este análisis se evalúan las emisiones no emitidas al sustituir capacidad basada en la quema de carbón, combustóleo, diesel y gas natural por capacidad nuclear. El cálculo de ahorro en contaminantes consiste en transformar la energía nuclear acumulada al año 2030 en cada escenario, a unidades de contaminantes mediante factores de emisión.

A continuación, se presenta la tabla 4.27 donde se muestran los factores de emisión por tipo de combustible.

COMBUSTIBLE	CO ₂	CO	NO _x	SO _x	HC'S	PS'S
	[TON/TJ]					
COMBUSTÓLEO	78.1	0.0143	0.205	1.41	0.0936	0.682
GAS NATURAL	56.1	0.02	0.25	0.00876	0.00774	0.0259
DIESEL	73.81	0.0625	1.25	0.672	0.147	0.44
CARBÓN	94.1967	0.01	0.74	0.542	0.00534	0.167

Tabla 4.27 Factores de emisión de contaminantes por tipo de combustible⁵⁷.

⁵⁷ UNAM-PEMEX (1995). "PEMEX: Ambiente y Energía, Los retos del futuro", 1995.

4.4.3.1 Escenario Nuclear Bajo

A continuación, se muestran las emisiones que se dejarían de emitir a la atmósfera por tipo de contaminante al introducir reactores nucleares avanzados en el escenario nuclear bajo y para cada tecnología contemplada.

4.4.3.1.1 Combustóleo

A continuación, se presenta la tabla 4.28 donde se muestra la reducción de emisiones por combustóleo.

CONTAMINANTE	EXP-ABWR-B	EXP-AP1000-B	EXP-EPR-B	EXP-ESBWR-B	EXP-PBMR-B
	[miles de Toneladas]				
CO ₂	160,450	149,368	174,248	177,451	140,501
CO	29	27	32	32	26
NO _x	421	392	457	466	369
SO _x	2,897	2,697	3,146	3,204	2,537
HC's	192	179	209	213	168
PS's	1,401	1,304	1,522	1,550	1,227

Tabla 4.28 Contaminantes no emitidos por combustóleo no utilizado en el escenario bajo.

4.4.3.1.2 Gas Natural

A continuación, se presenta la tabla 4.29 donde se muestra la reducción de emisiones por gas natural.

CONTAMINANTE	EXP-ABWR-B	EXP-AP1000-B	EXP-EPR-B	EXP-ESBWR-B	EXP-PBMR-B
	[miles de Toneladas]				
CO ₂	115,253	107,292	125,164	127,465	100,923
CO	41	38	45	45	36
NO _x	514	478	558	568	450
SO _x	18	17	20	20	16
HC's	16	15	17	18	14
PS's	53	50	58	59	47

Tabla 4.29 Contaminantes no emitidos por gas natural no utilizado en el escenario bajo.

4.4.3.1.3 Diesel

A continuación, se presenta la tabla 4.30 donde se muestra la reducción de emisiones por diesel.

CONTAMINANTE	EXP-ABWR-B	EXP-AP1000-B	EXP-EPR-B	EXP-ESBWR-B	EXP-PBMR-B
[miles de Toneladas]					
CO ₂	151,636	141,163	164,676	167,704	132,784
CO	128	120	139	142	112
NO _x	2,568	2,391	2,789	2,840	2,249
SO _x	1,381	1,285	1,499	1,527	1,209
HC's	302	281	328	334	264
PS's	904	842	982	1,000	792

Tabla 4.30 Contaminantes no emitidos por diesel no utilizado en el escenario bajo.

4.4.3.1.4 Carbón

A continuación, se presenta la tabla 4.31 donde se muestra la reducción de emisiones por carbón.

CONTAMINANTE	EXP-ABWR-B	EXP-AP1000-B	EXP-EPR-B	EXP-ESBWR-B	EXP-PBMR-B
[miles de Toneladas]					
CO ₂	193,519	180,153	210,161	214,025	169,459
CO	21	19	22	23	18
NO _x	1,520	1,415	1,651	1,681	1,331
SO _x	1,113	1,037	1,209	1,231	975
HC's	11	10	12	12	10
PS's	343	319	373	379	300

Tabla 4.31 Contaminantes no emitidos por carbón no utilizado en el escenario bajo.

4.4.3.2 Escenario Nuclear Medio

A continuación, se muestran las emisiones que dejarían de emitir a la atmósfera por tipo de contaminante al introducir reactores nucleares avanzados en cada el escenario nuclear medio y para cada tecnología contemplada.

4.4.3.2.1 Combustóleo

A continuación, se presenta la tabla 4.32 donde se muestra la reducción de emisiones por combustóleo.

CONTAMINANTE	EXP-ABWR-M	EXP-AP1000-M	EXP-EPR-M	EXP-ESBWR-M	EXP-PBMR-M
[miles de Toneladas]					
CO ₂	231,386	211,440	256,223	261,988	177,453
CO	42	39	47	48	32
NO _x	607	555	673	688	466
SO _x	4,177	3,817	4,626	4,730	3,204
HC's	277	253	307	314	213
PS's	2,021	1,846	2,237	2,288	1,550

Tabla 4.32 Contaminantes no emitidos por combustóleo no utilizado en el escenario medio.

4.4.3.2.2 Gas Natural

A continuación, se presenta la tabla 4.33 donde se muestra la reducción de emisiones por gas natural.

CONTAMINANTE	EXP-ABWR-M	EXP-AP1000-M	EXP-EPR-M	EXP-ESBWR-M	EXP-PBMR-M
[miles de Toneladas]					
CO ₂	166,207	151,879	184,048	188,189	127,466
CO	59	54	66	67	45
NO _x	741	677	820	839	568
SO _x	26	24	29	29	20
HC's	23	21	25	26	18
PS's	77	70	85	87	59

Tabla 4.33 Contaminantes no emitidos por gas natural no utilizado en el escenario medio.

4.4.3.2.3 Diesel

A continuación, se presenta la tabla 4.34 donde se muestra la reducción de emisiones por diesel.

CONTAMINANTE	EXP-ABWR-M	EXP-AP1000-M	EXP-EPR-M	EXP-ESBWR-M	EXP-PBMR-M
[miles de Toneladas]					
CO ₂	218,676	199,825	242,149	247,597	167,706
CO	185	169	205	210	142
NO _x	3,703	3,384	4,101	4,193	2,840
SO _x	1,991	1,819	2,205	2,254	1,527
HC's	436	398	482	493	334
PS's	1,304	1,191	1,444	1,476	1,000

Tabla 4.34 Contaminantes no emitidos por diesel no utilizado en el escenario medio.

4.4.3.2.4 Carbón

A continuación, se presenta la tabla 4.35 donde se muestra la reducción de emisiones por carbón.

CONTAMINANTE	EXP-ABWR-M	EXP-AP1000-M	EXP-EPR-M	EXP-ESBWR-M	EXP-PBMR-M
[miles de Toneladas]					
CO ₂	279,075	255,018	309,032	315,985	214,027
CO	30	27	33	34	23
NO _x	2,192	2,003	2,428	2,482	1,681
SO _x	1,606	1,467	1,778	1,818	1,231
HC's	16	14	18	18	12
PS's	495	452	548	560	379

Tabla 4.35 Contaminantes no emitidos por carbón no utilizado en el escenario medio.

4.4.3.3 Escenario Nuclear Alto

A continuación, se muestran las emisiones que dejarían de emitir a la atmósfera por tipo de contaminante al introducir reactores nucleares avanzados en cada el escenario nuclear medio y para cada tecnología contemplada.

4.4.3.3.1 Combustóleo

A continuación, se presenta la tabla 4.36 donde se muestra la reducción de emisiones por combustóleo.

CONTAMINANTE	EXP-ABWR-A	EXP-AP1000-A	EXP-EPR-A	EXP-ESBWR-A	EXP-PBMR-A
	[miles de Toneladas]				
CO ₂	373,258	335,580	420,173	431,062	233,014
CO	68	61	77	79	43
NO _x	980	881	1,103	1,131	612
SO _x	6,739	6,058	7,586	7,782	4,207
HC's	447	402	504	517	279
PS's	3,259	2,930	3,669	3,764	2,035

Tabla 4.36 Contaminantes no emitidos por combustóleo no utilizado en el escenario alto.

4.4.3.3.2 Gas Natural

A continuación, se presenta la tabla 4.37 donde se muestra la reducción de emisiones por combustóleo.

CONTAMINANTE	EXP-ABWR-A	EXP-AP1000-A	EXP-EPR-A	EXP-ESBWR-A	EXP-PBMR-A
	[miles de Toneladas]				
CO ₂	268,115	241,051	301,815	309,636	167,376
CO	96	86	108	110	60
NO _x	1,195	1,074	1,345	1,380	746
SO _x	42	38	47	48	26
HC's	37	33	42	43	23
PS's	124	111	139	143	77

Tabla 4.37 Contaminantes no emitidos por gas natural no utilizado en el escenario alto.

4.4.3.3.3 Diesel

A continuación, se presenta la tabla 4.38 donde se muestra la reducción de emisiones por diesel.

CONTAMINANTE	EXP-ABWR-A	EXP-AP1000-A	EXP-EPR-A	EXP-ESBWR-A	EXP-PBMR-A
	[miles de Toneladas]				
CO ₂	352,755	317,147	397,093	407,384	220,215
CO	299	269	336	345	186
NO _x	5,974	5,371	6,725	6,899	3,729
SO _x	3,212	2,887	3,615	3,709	2,005
HC's	703	632	791	811	439
PS's	2,103	1,891	2,367	2,429	1,313

Tabla 4.38 Contaminantes no emitidos por diesel no utilizado en el escenario alto.

4.4.3.3.4 Carbón

A continuación, se presenta la tabla 4.39 donde se muestra la reducción de emisiones por carbón.

CONTAMINANTE	EXP-ABWR-A	EXP-AP1000-A	EXP-EPR-A	EXP-ESBWR-A	EXP-PBMR-A
	[miles de Toneladas]				
CO ₂	450,188	404,745	506,773	519,906	281,039
CO	48	43	54	55	30
NO _x	3,537	3,180	3,981	4,084	2,208
SO _x	2,590	2,329	2,916	2,991	1,617
HC's	26	23	29	29	16
PS's	798	718	898	922	498

Tabla 4.39 Contaminantes no emitidos por carbón no utilizado en el escenario alto.

4.4.4 Índice de Diversidad de Combustibles

4.4.4.1 Introducción

En las actividades de planeación se debe tomar en cuenta la diversidad del parque de generación como un elemento en la toma de decisión y para ello se define el índice de diversidad. Por lo general se considera que la diversidad de un parque de generación se refiere a la mezcla o variedad de combustibles y/o tecnologías que participan en la generación eléctrica.

Las ventajas de una estrategia de diversificación son:

- Mayor protección contra la volatilidad de los precios de los energéticos primarios;
- Eliminación de la dependencia de un proveedor único de combustible;

- Menor vulnerabilidad ante el agotamiento de los energéticos primarios y,
- Reducción de la contaminación atmosférica si se utilizan fuentes renovables o nucleares.

La diversidad puede ser evaluada en función de la participación por tipo de combustible en la capacidad instalada o en la generación eléctrica. Ésta se puede evaluar mediante el cálculo del índice *Stirling* llamado también *Shannon-Weiner*. Este índice, sirve para cuantificar varios conceptos como son la variedad, el balance y la disparidad⁵⁸. Se puede decir que un sistema con una diversidad menor que 1 depende únicamente de uno o dos combustibles, entonces es muy poco diversificado y obviamente es muy dependiente y vulnerable a cualquier limitación en el suministro de sus energéticos. Por el contrario, un sistema con una diversidad mayor que 2, emplea varios combustibles sin que uno sea predominante y puede ser considerado como plan de bajo riesgo, aún cuando el suministro de uno de los combustibles se vea comprometido⁵⁹.

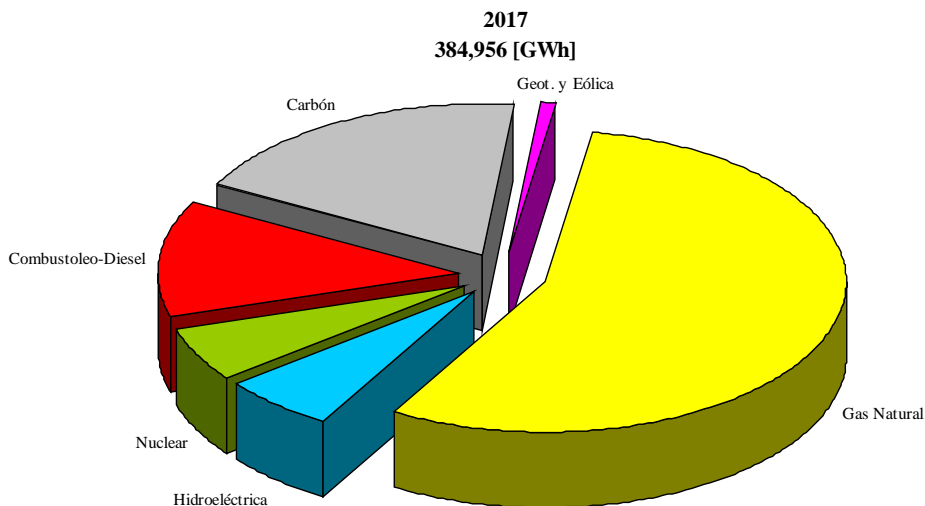
4.4.4.2 Análisis de Diversidad

Para calcular el índice de diversidad del sistema, se propone analizar el escenario alto de la tecnología ESBWR, es decir el estudio EXP-ESBWR-A, el cual ha sido el mejor evaluado en los análisis por ahorro de combustibles y reducción de emisiones contaminantes y, que ha sido seleccionado como óptimo para la expansión del sistema de generación.

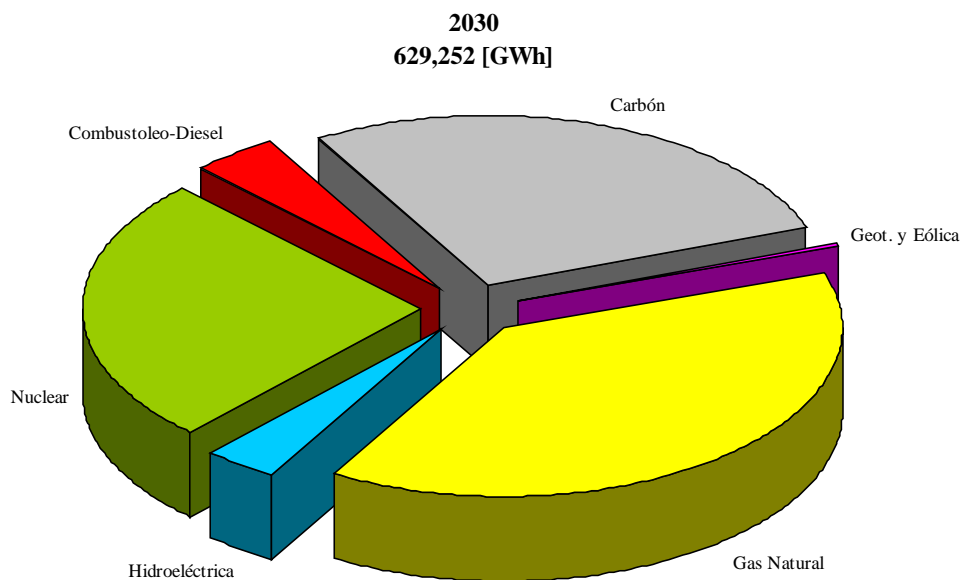
A continuación, se presentan las gráficas 4.25 y 4.26 donde se muestra la energía generada por fuente primaria de energía en los años 2017 y 2030.

⁵⁸ Grubb M. and Co., 2005, "Diversity and Security in UK Electricity Generation: The Influence of Low-Carbon Objectives", Q40, Q42, Department of Applied Economics, University of Cambridge, Cambridge Working Papers in Economics.

⁵⁹ Toupiol S., Martín del Campo C., Ortega R. Análisis de Decisión en la Planificación de la Expansión del Sistema Eléctrico Mexicano. Sociedad Nuclear Mexicana, Memorias CIC Cancún 2007. México: Departamento de Sistemas Energéticos, Facultad de Ingeniería, UNAM.



Gráfica 4.25 Generación bruta por tipo de tecnología 2017.



Gráfica 4.26 Generación bruta por tipo de tecnología 2030.

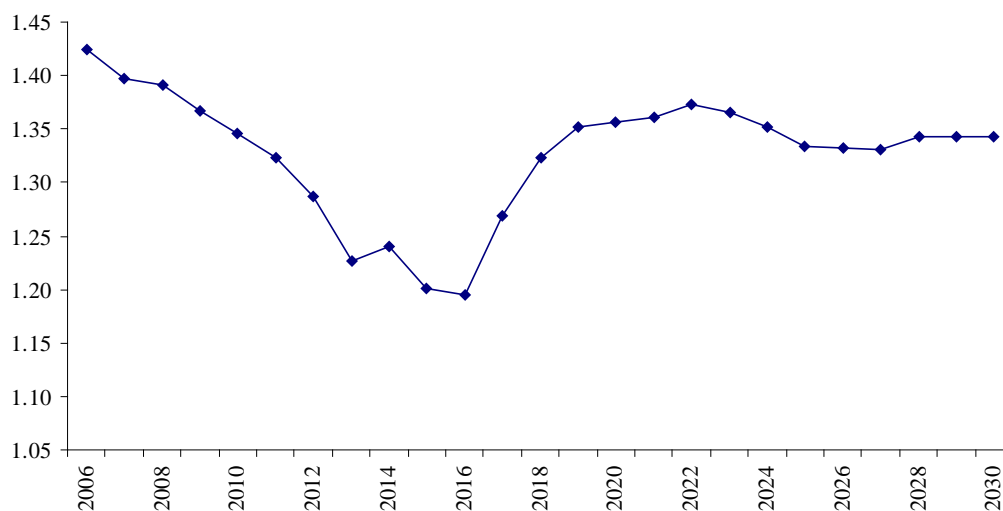
A continuación, se presentan la tabla 4.40 y la gráfica 4.27 donde se muestra el índice *Stirling* para cada año del estudio EXP-ESBWR-A.

AÑO	INDICE
2006	1.4237
2007	1.3974
2008	1.3908
2009	1.3663
2010	1.3463

2011	1.3239
2012	1.2863
2013	1.2273
2014	1.2398
2015	1.2005
2016	1.1947
2017	1.2688
2018	1.3228
2019	1.3515
2020	1.3558
2021	1.3608
2022	1.3726
2023	1.3656
2024	1.3514
2025	1.3338
2026	1.3325
2027	1.3308
2028	1.3424
2029	1.3424
2030	1.3424

Tabla 4.40 Índice *Stirling* para el estudio EXP-ESBWR-A.

ÍNDICE STIRLING



Gráfica 4.27 Índice *Stirling* para el estudio EXP-ESBWR-A.

De los resultados anteriores se deduce que será muy importante distribuir las tecnologías de generación entre varios tipos de combustibles para no caer en un sistema altamente dependiente de un combustible como es el caso del gas natural.

A continuación se presenta la tabla 4.41 donde se muestra el plan de expansión del Sistema Eléctrico Nacional considerando la incorporación del reactor avanzado de tercera generación ESBWR.

AÑO	PROYECTOS CANDIDATO				
	T267	C802	S700	NEPR	GT26
2006					
2007					
2008					
2009					
2010		+ 1			+ 2
2011		+ 2			
2012		+ 2			
2013		+ 2			
2014	+ 1	+ 1	+ 2		
2015	+ 4	+ 2	+ 2		
2016	+ 4	+ 1	+ 2		
2017	+ 4		+ 2	+ 1	
2018	+ 4		+ 2	+ 1	
2019	+ 4		+ 2	+ 1	
2020	+ 4		+ 2	+ 1	
2021	+ 4		+ 2	+ 1	
2022	+ 4		+ 2	+ 1	
2023	+ 4		+ 2	+ 1	
2024	+ 4	+ 1	+ 2	+ 1	
2025	+ 4	+ 1	+ 2	+ 1	
2026	+ 4	+ 1	+ 2	+ 1	
2027	+ 4		+ 2	+ 1	
2028	+ 4		+ 2	+ 1	
2029					
2030					

Tabla 4.41 Plan óptimo de expansión.

4.5 Implicaciones

4.5.1 Técnicas

El implementar un programa nuclear para expandir el sistema eléctrico nacional traería consigo diversas implicaciones técnicas. Dentro de las implicaciones positivas, podemos mencionar por ejemplo, que al elevar la capacidad nuclear instalada mediante un programa o plan de expansión fijo se incrementaría la seguridad y se mejoraría la calidad del suministro de energía eléctrica.

En el aspecto de la seguridad, una elevada contribución de las plantas nucleares al sistema de generación incrementaría el nivel de diversificación del mismo, lo cual

repercutiría en una menor dependencia de combustibles no renovables como el carbón, el combustóleo, el diesel o el gas natural, energéticos que presentan ya en la actualidad dificultades en su suministro y elevados precios debido a su inminente escasez a nivel mundial.

En el aspecto de la calidad, las plantas nucleares no emiten gases de efecto invernadero a la atmósfera, lo que promueve no sólo una cultura de cuidado del medio ambiente, sino también, una mayor calidad en el suministro de energía eléctrica.

Además, dado que la tecnología nuclear tiene un alto factor de planta y un bajo costo de generación es susceptible de colocarse como base en la curva de carga, lo que permitiría disminuir el consumo de otros combustibles y optimizar el despacho de las plantas hidroeléctricas.

Dentro de las implicaciones negativas, encontramos que en nuestro país no existe una industria extractiva y de transformación del uranio, capaz de extraer y procesar completamente dicho mineral para convertirlo en el combustible necesario para las nuevas centrales nucleares, situación que podría crear cierta dependencia del exterior.

4.5.2 Económicas

Tal como ocurre en el aspecto técnico, existen implicaciones económicas favorables y adversas que se deben analizar para fundamentar la decisión de implementar un programa de expansión basado en la tecnología nuclear.

Dentro de las implicaciones positivas, encontramos que en los estudios que se presentaron en este trabajo, las plantas nucleares reportaron el costo de generación más bajo de todas las opciones contempladas sin incluir el costo de inversión inicial.

Sin embargo, en los estudios realizados se encontró que entre más alta es la participación de la tecnología nuclear en el sistema, más alta es la función objetivo de los estudios de expansión, lo que significa que ya incluyendo los costos asociados a la inversión en nuevas centrales, el implementar un programa o plan de expansión que

incluya a la tecnología nuclear resultaría en tener un sistema para el que se requeriría mayor inversión de capital.

Cabe mencionar que dichos estudios se realizaron con costos de combustibles relativamente bajos, por lo que existe la posibilidad de que el incremento en el costo de generación de las tecnologías convencionales por concepto de combustible pudiera incluso llegar a sobrepasar el costo de inversión en nuevas centrales nucleares, lo que justificaría económicamente la adopción de un plan nuclear de generación.

4.5.3 Ambientales

Como ya se mencionó en las secciones anteriores, el incrementar la participación de la tecnología nuclear en la expansión del sistema permitiría reducir las emisiones de contaminantes y gases de efecto invernadero a la atmósfera provenientes de diversos combustibles fósiles empleados en el sistema de generación.

Todo esto promovería la creación de una política energética ambientalmente sustentable que beneficiaría de manera directa a las generaciones futuras en el mediano y largo plazos.

Conclusiones

Como ya se ha indicado en los capítulos anteriores, el estudio de expansión del Sistema Eléctrico Nacional que se presentó en este trabajo de tesis fue elaborado con el modelo de planeación WASP-IV, que es empleado en estudios que realiza la Subdirección de Programación de la Comisión Federal de Electricidad para proyectar la expansión del Sistema Interconectado.

El modelo WASP-IV proporciona el plan de expansión del sistema de generación de menor costo para satisfacer la demanda del sistema en el horizonte del estudio, considerando las características propias del sistema y las plantas candidatas propuestas por el usuario, además de ciertas restricciones que garantizan la confiabilidad y la estabilidad del sistema.

En este trabajo se consideraron, además de ciertos proyectos típicos empleados en ejercicios de planificación de la Comisión Federal de Electricidad; como plantas carboeléctricas, centrales geotermoeléctricas, centrales turbogás y ciclos combinados, cinco reactores nucleares avanzados de tercera generación que presentan alto grado de desarrollo. Estos reactores son: el ABWR, el AP1000, el ESBWR, el EPR y el PBMR, todos con tecnologías innovadoras, características de seguridad pasiva y alta eficiencia de planta que los vuelven más confiables y económicos que sus predecesores.

Por otro lado, para desarrollar los estudios de expansión se consideraron tres escenarios nucleares que fueron de utilidad para delimitar la participación de la tecnología nuclear en la planificación del sistema de generación; por ejemplo, en el escenario bajo se consideró una participación limitada de centrales nucleares en la expansión del sistema, mientras que en los escenarios medio y alto, la aportación nuclear se incrementó considerablemente. Asimismo, se consideró la entrada en operación de la nueva capacidad nuclear a partir del año 2017, de acuerdo a lo indicado en el Programa de Obras e Infraestructura del Sector Eléctrico 2008-2017.

De acuerdo a lo descrito en el párrafo anterior, en este trabajo se elaboraron tres estudios por cada tecnología nuclear; uno para el escenario alto, uno para el escenario medio y uno más para el escenario bajo. En el capítulo 3 se presentan los resultados de los quince estudios de expansión realizados como parte de este análisis. En este sentido,

se debe mencionar que todos los estudios compartieron la misma base de datos en lo referente a la información de la demanda y a la del sistema fijo, es decir, las plantas existentes en el sistema, así como las adiciones y retiros programados en el corto y mediano plazos.

Ahora bien, dado que en cada escenario se fijó el número de unidades nucleares que entrarían en operación a partir del año 2017, de acuerdo a las consideraciones de este trabajo, los incrementos de capacidad instalada y de energía generada en el sistema a lo largo de todo el horizonte del estudio dependen en gran medida de la potencia eléctrica del reactor examinado.

En lo que respecta a la función objetivo de cada estudio de expansión, ésta depende de las características propias de las tecnologías convencionales y nuclear consideradas, tales como la potencia térmica, la potencia eléctrica y la eficiencia, entre otras, por lo que en cada estudio el valor de la función objetivo varía de acuerdo a los costos de generación de las tecnologías empleadas en la expansión.

Cabe mencionar que en todos los escenarios nucleares contemplados, el reactor que produjo la función objetivo de menor costo para el sistema en cada caso fue el PBMR.

Por otro lado, en los análisis por capacidad instalada y energía generada, la tecnología que resultó ser la más económica en todos los estudios fue la del ESBWR, situación que la ubicó como la tecnología más propensa a ser considerada para el plan óptimo de expansión.

Posteriormente, se decidió realizar una evaluación de algunos resultados del modelo WASP-IV, incluidos entre ellos, el costo de la función objetivo en cada estudio, la aportación de capacidad instalada al sistema y la aportación de energía generada por cada tecnología nuclear en todo el horizonte del estudio. En todos los casos, se observó que la tecnología que reporta menores costos de capacidad y generación nuclear es el reactor ESBWR.

A continuación, se analizaron otros factores que intervienen en el estudio de expansión al incorporar centrales nucleares al sistema de generación, tales como la reducción de emisiones de contaminantes a la atmósfera, la reducción del consumo de hidrocarburos y el mejoramiento del índice de diversidad del sistema, dichos factores

fueron de utilidad para dar certeza a la elección de una tecnología para el plan óptimo de expansión.

Para cuantificar el ahorro de combustibles fósiles debido a la introducción de reactores nucleares avanzados en la expansión del sistema, se tomaron en consideración las equivalencias energéticas entre los diversos combustibles que son empleados en el sistema, es decir, se calcularon las cantidades de combustibles que no fueron empleadas al sustituir la capacidad basada en la quema de carbón, combustóleo, diesel y gas natural por capacidad nuclear.

De este último análisis se observa que, tal como resulta lógico, entre más grande es la aportación de energía generada al sistema por centrales nucleares, más grande es el ahorro de combustibles fósiles o hidrocarburos en la generación de electricidad, situación por la que la tecnología ESBWR resultó ser la más adecuada para la expansión del sistema.

En cuanto a la reducción de emisiones contaminantes a la atmósfera, ocurre una situación similar, es decir, entre más alta es la aportación nuclear al sistema, mayor es la cantidad de emisiones que se dejan de emitir al medio ambiente, circunstancia que de nuevo sitúa a la tecnología ESBWR en las mejores condiciones para ser considerada en el plan óptimo de expansión.

Por otro lado, es conveniente mencionar que en las actividades de planeación se debe tomar en cuenta la diversidad del parque de generación como un elemento en la toma de decisiones, y para ello se decidió calcular el índice de diversidad del sistema considerando la incorporación de la tecnología ESBWR en el escenario alto para la expansión del sistema.

Al realizar los cálculos del índice de diversidad del sistema para el caso cuando se incorpora el reactor ESBWR en el escenario alto, se observaron altos niveles de diversidad, es decir, que al incorporar en la expansión dicha tecnología en el escenario alto, se crea un sistema con alto grado de diversificación, lo que le brinda gran seguridad ante eventos externos.

De los análisis realizados en este trabajo, se puede concluir que para la elaboración del plan óptimo de expansión se debe considerar la incorporación del reactor ESBWR en el escenario alto, que contempla la construcción y puesta en

Conclusiones.

operación comercial de un reactor de este tipo cada año a partir del 2017. Cabe mencionar que dicha medida se basa en el hecho de que el reactor ESBWR fue el mejor evaluado en los análisis por aportación de capacidad instalada, por aportación de energía generada, por ahorro de combustibles fósiles, por reducción de emisiones contaminantes y por diversificación del sistema.

Referencias.

Introducción

- World Nuclear Association (WNA), <http://www.world-nuclear.org/info/reactors.htm>

Capítulo 1

- World Nuclear Association (WNA), <http://www.world-nuclear.org/info/reactors.htm>
- Energy Information Administration (EIA), <http://www.eia.doe.gov/fuelnuclear.html>
- Comisión Federal de Electricidad (CFE), <http://www.cfe.gob.mx>
- CFE, *Programa de Obras e Infraestructura del Sector Eléctrico 2008-2017*, Subdirección de Programación.

Capítulo 2

- Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA),
 - <http://www.iaea.org/>
 - <http://f40.iaea.org/worldatom/Periodicals/Factsheets/Spanish/spadvrea.html>
 - OIEA, WIEN AUTOMATIC SYSTEM PACKAGE IV, “*User’s Manual*”.
- General Electric, <http://www.ge.energy.com>
- Nuclear Regulatory Commission, <http://www.nrc.gov/reactors/power.html>
- University of California Berkeley, <http://www.nuc.berkeley.edu/designs/abwr/abwr.html>
- Toshiba Power Co., <http://www.toshiba.co.jp/product/abwr/english/products/reactor/abwr01.htm>
- Westinghouse Electric Company LLC, <http://www.ap1000.westinghousenuclear.com/A.asp>
- Areva NP,
 - <http://www.areva-np.com>
 - <http://www.framatome.anp.com>
- Commissariat à l’Energie Atomique, <http://www.cea.fr>
- Energy Power Research Institute, <http://www.epri.gov>
- PBMR (Pty) Ltd , <http://www.pbmr.com>
- MIT,
 - <http://web.mit.edu/>
 - <http://web.mit.edu/pebble-bed/>

Capítulo 3

- CFE, *Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico Generación 2007*. Subdirección de Programación.
- CFE, *Escenarios del Desarrollo del Mercado Eléctrico 2000-2014*.
- CFE, *Escenario de Precios de Combustibles 2006*.
- CFE, *Programa de Retiros de Capacidad 2006*.
- CFE, *Programa de Requerimientos de Capacidad 2006*.
- CFE, *Programa de Obras e Infraestructura del Sector Eléctrico 2008-2017*, Subdirección de Programación.
- Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA),
 - <http://www.iaea.org/>

Capítulo 4

- CFE, *Programa de Retiros y Adiciones Programados 2006*.
- CFE, *Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico Generación 2007*. Subdirección de Programación.
- UNAM-PEMEX, “*PEMEX: Ambiente y Energía, Los retos del futuro*”, 1995.
- Grubb M. and Co., 2005, “*Diversity and Security in UK Electricity Generation: The Influence of Low-Carbon Objectives*”, Q40, Q42, Department of Applied Economics, University of Cambridge, Cambridge Working Papers in Economics.
- Toupiol S., Martín del Campo C., Ortega R. “*Análisis de Decisión en la Planificación de la Expansión del Sistema Eléctrico Mexicano*”. Sociedad Nuclear Mexicana, Memorias CIC Cancún 2007. México: Departamento de Sistemas Energéticos, Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México.