



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN

INGENIERÍA

FACULTAD DE QUÍMICA

**ALTERNATIVAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EN MÉXICO:
UN NUEVO ENFOQUE DE PLANEACIÓN MULTICRITERIO**

T E S I S

QUE PARA OPTAR EL GRADO DE:

MAESTRO EN INGENIERIA

MAESTRÍA EN INGENIERÍA Y ADMINISTRACIÓN DE PROYECTOS

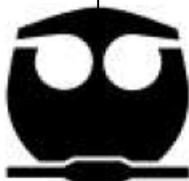
P R E S E N T A:

José Luis Núñez Ruiz

TUTOR:

Dr. Carlos Enrique Escobar Toledo

2012





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.

JURADO ASIGNADO:

Presidente: Dr. Reinking Cejudo Arturo Guillermo

Secretario: M.I. Villanueva Moreno Carlos

Vocal: Dra. Martín del Campo Márquez Cecilia

1er. Suplente: Ing. Nieto Colín Francisco Jerónimo

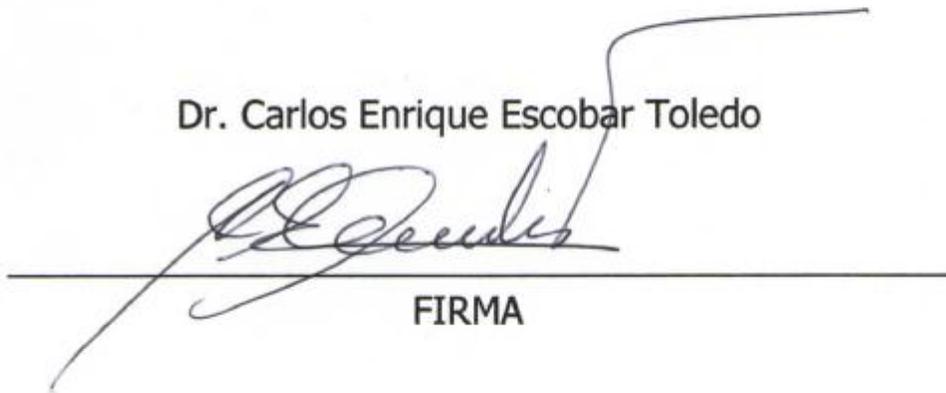
2do. Suplente: Dr. Carlos Enrique Escobar Toledo

Lugar o lugares donde se realizó la tesis:

México, Distrito Federal

TUTOR DE TESIS:

Dr. Carlos Enrique Escobar Toledo



FIRMA

AGRADECIMIENTOS

Agradezco muy cumplidamente al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (**CONACyT**), por haberme otorgado una beca para realizar mis estudios de maestría y apoyar así el desarrollo personal y la educación nacional.

A la **Universidad Nacional Autónoma de México** y a la **Facultad de Química**, por haberme abierto sus puertas y brindarme la oportunidad de continuar con mi desarrollo académico.

Al Dr. Carlos Enrique Escobar Toledo, por brindarme todos sus conocimientos en las asignaturas cursadas, su guía y experiencia en la realización de esta tesis, pero sobre todo su amistad.

Al personal de la Sección Escolar y Becas, quienes en todo momento me atendieron con prontitud y amabilidad para la realización de los trámites.

DEDICATORIA

Dedico este trabajo, con todo mi corazón, para mi esposa e hijos que siempre han estado a mi lado.

A los amigos y compañeros de mi generación, con quienes se ha formado una extraordinaria comunidad.

Índice de Contenidos

Capítulo 1.

Objetivo General y Objetivos Particulares

1.1 Objetivo General.....	12
1.2 Objetivos Particulares.....	12

Capítulo 2

Hipótesis

2.1 Hipótesis.....	13
--------------------	----

Capítulo 3

Situación Actual del Sector Energético y de la Electricidad

3.1 Situación Mundial del Sector Energético.....	14
3.2 Panorama Mundial de la Energía Eléctrica.....	17
3.3 Situación del Sector Energético en México	
3.3.1 Balance Nacional de Energía.....	20
3.3.2 Eficiencia en el Consumo de Energía en México.....	27
3.3.3 Generación de Electricidad en el 2009.....	28
3.3.4 La Utilización del Gas Natural como Energético Primario para la Generación de Electricidad.....	35
3.3.5 Generación de Electricidad a Través de Otras Fuentes Primarias.....	42

Capítulo 4

Demanda de Electricidad

4.1 Bases Econométricas del Cálculo de la Demanda Eléctrica.....	45
4.2 Un Modelo Económico para Predecir la Demanda de Energía Eléctrica.....	50
4.3 Pronóstico Oficial de la Demanda de Electricidad para el 2024.....	54

Capítulo 5

Estado Actual de la Planeación Energética en México

5.1 Introducción.....	63
5.2 Estrategia Nacional de Energía 2010.....	63
5.3 Programa Especial para el Aprovechamiento de Energías Renovables.....	70
5.4 Programa Nacional para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía 2009-2012.....	75

Capítulo 6

Sustentabilidad en la Generación de Electricidad

6.1 Introducción.....	80
6.2 Elementos de Sustentabilidad.....	81
6.3 La Eficiencia en la Utilización de Energía como Parte de la Sustentabilidad.....	84
6.4 Esfuerzos Nacionales en Materia Ambiental	
6.4.1 Ley General del Equilibrio Ecológico.....	85
6.4.2 Otros Esfuerzos.....	87
6.5 La Sustentabilidad como Eje para la Generación de Electricidad.....	89
6.5.1 Primera Propuesta de Indicadores de Sustentabilidad.....	89
6.5.2 Segunda Propuesta de Indicadores de Sustentabilidad.....	95
6.5.3 Tercera Propuesta de Indicadores de Sustentabilidad.....	98

Capítulo 7

Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2010-2024

7.1 Introducción.....	101
7.2 Infraestructura Actual de Generación.....	102
7.3 Planificación de la Generación.....	105
7.4 Margen de Reserva.....	113
7.5 Requerimiento de Inversiones 2010-2024.....	115

Capítulo 8

Estado del Arte en la Generación de Electricidad

8.1 Generación Eléctrica con Biomasa.....	118
8.2 Generación Eléctrica Eólica.....	125
8.3 Generación Nucleoeléctrica.....	132
8.4 Generación Fotovoltaica.....	140
8.5 Generación Geotérmica.....	144
8.6 Generación con Ciclo Combinado.....	147
8.7 Generación Hidroeléctrica.....	151
8.8 Generación Carboeléctrica.....	155
8.9 Nuevas Tecnologías del Carbón.....	156
8.10 Criterios para la Realización del Análisis Multicriterio.....	162

Capítulo 9

Análisis Multicriterio

9.1 Métodos Multicriterio.....	167
9.2 Modelo de la Información con PROMETHEE.....	168
9.3 Análisis Multicriterio	
9.3.1 Introducción.....	177
9.3.2 Descripción de Criterios.....	178
9.4 Análisis con PROMETHEE.....	185
9.5 Conclusiones.....	194

Apéndices

A1. Lista de Acrónimos.....	197
A2. Lista de Unidades Utilizadas.....	198
A3. Artículo 125 del Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica.....	199

Índice de Figuras

Figura 3.1 Demanda de Energía Primaria por Tipo de Fuente 1980-2035.....	15
Figura 3.2 Demanda de Energía Primaria por Área Económica 1990-2035.....	16
Figura 3.3 Electricidad Generada por Medio del Carbón 1990-2035.....	18
Figura 3.4 Capacidad de Generación de Energía Eléctrica por Tecnología en Países de la OCDE 2008.....	19
Figura 3.5 Consumo Mundial de Combustibles y Utilización de Fuentes Primarias para la Generación de Electricidad 1980-2008.....	20
Figura 3.6 Porcentaje de Producción de Energía Primaria por Fuente.....	22
Figura 3.7 Porcentaje de Eficiencia de Centrales Eléctricas.....	25
Figura 3.8 Saldo de la Balanza Comercial de Energía Secundaria por Tipo de Fuente.....	25
Figura 3.9 Generación Eléctrica por Tipo de Tecnología (2009).....	33
Figura 3.10 Demanda de Combustibles en el Sector Público 1999-2009.....	37
Figura 3.11 Demanda de Combustibles en el Sector Privado 1999-2009.....	39
Figura 3.12 Porcentaje de Capacidad Instalada de Fuentes Alternas.....	42
Figura 3.13 Porcentaje de Generación de Fuentes Alternas.....	42
Figura 4.1 Tendencia y Pronóstico de Ventas del Servicio Público y Autoabastecimiento (TWH).....	55
Figura 4.2 Áreas Geográficas de Electrificación.....	56
Figura 4.3 Tendencia y Pronóstico del Consumo de Electricidad 2010-2040 (GWH).....	61
Figura 5.1 Producción Nacional de Gas Natural (MMMPD) 2004-2009.....	65
Figura 5.2 Reducción en el Consumo de Energía 2008-2030.....	78
Figura 6.1 Interrelación de la Sustentabilidad.....	82
Figura 6.2 Intersecciones de la Sustentabilidad.....	83
Figura 6.3 Emisión de CO ₂ por Factores y por Escenario 2008-2035.....	85
Figura 7.1 Sistema Eléctrico Nacional 2008.....	103
Figura 7.2 Participación Porcentual por Tipo de Tecnología.....	105
Figura 7.3 Crecimiento de la Capacidad del Sistema Eléctrico Nacional.....	108
Figura 7.4 Capacidad de Generación Eléctrica por Tecnología Esperada para el 2024.....	109
Figura 8.1 Pelets de Aserrín.....	119
Figura 8.2 Proceso de Fabricación de Pelets de Aserrín.....	120
Figura 8.3 Secador de Aserrín.....	120
Figura 8.4 Placa Formadora de Pelets.....	121
Figura 8.5 Generador Eólico.....	127
Figura 8.6 Elementos de un Generador Eólico.....	129
Figura 8.7 Esquema de un Reactor BWR.....	133
Figura 8.8 Esquema de un Reactor PWR.....	134
Figura 8.9 Esquema de un Reactor CANDU.....	138

Figura 8.10 Esquema de Celda Fotovoltaica.....	140
Figura 8.11 Esquema de Arreglo de Celdas Fotovoltaicas.....	141
Figura 8.12 Panel de Celdas Fotovoltaicas en Operación.....	141
Figura 8.13 Arreglo Doméstico de un Sistema con Paneles de Celdas Fotovoltaicas.....	142
Figura 8.14 Arreglos de Plantas Geotérmicas.....	144
Figura 8.15 Esquema de Generación por Ciclo Combinado.....	147
Figura 8.16 Ilustración de una Turbina de Gas.....	148
Figura 8.17 Esquema de Centrales Hidroeléctricas.....	151
Figura 8.18 Fotografía de Turbina Francis.....	152
Figura 8.19 Fotografía de Turbina Kaplan.....	153
Figura 8.20 Fotografía de Turbina Pelton.....	153
Figura 8.21 Esquema de Central Carboeléctrica.....	156
Figura 9.1. Relaciones de dominancia para PROMETHEE.....	167
Figura 9.2. Función de preferencia para PROMETHEE.....	171
Figura 9.3 Grafico de índices de preferencias agregadas.....	174
Figura 9.4 Flujos de categorías de PROMETHEE.....	174
Figura 9.5 Relaciones de PROMETHEE I.....	175
Figura 9.6 Función de Preferencia para el criterio de Generación.....	179
Figura 9.7 Función de Preferencia para el criterio de Inversión.....	180
Figura 9.8 Función de Preferencia para el criterio de Costos de Operación.....	181
Figura 9.9 Función de Preferencia para el criterio de Costos de Combustible.....	182
Figura 9.10 Función de Preferencia para el criterio de GEI.....	183
Figura 9.11 Función de Preferencia para el criterio de Eficiencia.....	184
Figura 9.12 Primera Corrida en el Programa Decision Lab.....	185
Figura 9.13 Primera Clasificación de Tecnologías de Acuerdo a Programa Decision Lab.....	186
Figura 9.14 Segunda Corrida en el Programa Decision Lab.....	188
Figura 9.15 Segunda Clasificación de Tecnologías de Acuerdo a Programa Decision Lab.....	189
Figura 9.16 Tercera Corrida en el Programa Decision Lab.....	191
Figura 9.17 Tercera Clasificación de Tecnologías de Acuerdo a Programa Decision Lab.....	192

Índice de Cuadros

Cuadro 3.1 Porcentaje de Crecimiento Anual del Consumo Combustibles Fósiles.....	15
Cuadro 3.2 Producción de Energía Primaria (PJ).....	21
Cuadro 3.3 Energía Enviada a los Centros de Transformación (PJ).....	24
Cuadro 3.4 Energía Secundaria Bruta Producida por Centro de Transformación (PJ).....	24
Cuadro 3.5 Consumo Final Total de Energía (PJ).....	26
Cuadro 3.6 Consumo de Electricidad por Sector (PJ).....	26
Cuadro 3.7 Centrales Eléctricas en Construcción (2009).....	30
Cuadro 3.8 Centrales Eléctricas por Tipo de Tecnología (2009).....	31
Cuadro 3.9 Incremento de Generación Eléctrica por Tipo de Tecnología (2009).....	32
Cuadro 3.10 Generación Eléctrica por Tipo de Tecnología (2009).....	33
Cuadro 3.11 Centrales Generadoras Independientes.....	34
Cuadro 3.12 Consumo de Electricidad por Tipo de Servicio.....	35
Cuadro 3.13 Consumo de Gas por Sectores (2009).....	36
Cuadro 3.14 Demanda de Combustibles en el Sector Público 1999-2009.....	37
Cuadro 3.15 Demanda de Combustibles en el Sector Privado 1999-2009.....	38
Cuadro 3.16 Extracción Total de Gas Natural1999-2009.....	40
Cuadro 3.17 Prospectiva de Consumo de Gas Natural para la Generación de Electricidad 2009-2025.....	41
Cuadro 4.1 Consumo de Energía Eléctrica para 2024 por Escenario (TWH).....	54
Cuadro 4.2 Porcentajes Utilizados en la Estimación de Demanda.....	55
Cuadro 4.3 Demanda de Energía Eléctrica para 2024 por Zona Geográfica.....	57
Cuadro 4.4 Consumo de Energía Eléctrica para 2024 por Zona Geográfica.....	57
Cuadro 4.5 Consumo de Energía Eléctrica por Habitante para 2015 (KWH/Hab).....	59
Cuadro 4.6 Consumo de Energía Eléctrica Anual 2009-2040 (GWH).....	60
Cuadro 5.1 Costos Unitarios en la Generación de Electricidad por Tipo de Tecnología.....	66
Cuadro 5.2 Metas y Factores para el Logro de Objetivos.....	69
Cuadro 5.3 Generación de Electricidad en el Mundo por Tipo de Fuente Primaria.....	70
Cuadro 5.4 Generación de Electricidad en el Mundo por Tipo de Fuente Primaria.....	71
Cuadro 5.5 Generación de Electricidad en México con Fuentes Renovables 2008.....	71
Cuadro 5.6 Costos de Capital para la Generación de Energía Eléctrica con Fuentes Renovables (Dólares de 2007 por KW).....	74
Cuadro 5.7 Objetivos, Estrategias y Líneas de Acción.....	77
Cuadro 6.1 Matriz de Indicadores de Sustentabilidad para la Generación Eléctrica.....	90
Cuadro 6.2 Indicadores de Recursos para la Sustentabilidad en la Generación Eléctrica.....	95
Cuadro 6.3 Indicadores Ambientales para la Sustentabilidad en la Generación Eléctrica.....	96
Cuadro 6.4 Indicadores Sociales para la Sustentabilidad en la Generación Eléctrica.....	97
Cuadro 6.5 Indicadores Económicos para la Sustentabilidad en la Generación Eléctrica.....	97
Cuadro 7.1 Capacidad de Generación por Área Geográfica.....	103

Cuadro 7.2 Capacidad de Generación por Tipo de Tecnología.....	104
Cuadro 7.3 Capacidad de Generación que Será Retirada por Año.....	106
Cuadro 7.4 Incremento de Capacidad de Generación por Tipo de Tecnología.....	107
Cuadro 7.5 Capacidad de Generación por Tipo de Tecnología.....	108
Cuadro 7.6 Proyectos de Rehabilitación y Modernización.....	110
Cuadro 7.7 Proyectos de Plantas Nuevas.....	111
Cuadro 7.8 Margen de Reserva y Margen de Reserva Operativo por Año.....	113
Cuadro 7.9 Margen de Reserva de Energía para el 2024.....	114
Cuadro 7.10 Porcentaje del Margen de Reserva de Energía por Año.....	115
Cuadro 7.11 Calendario de Inversiones en el Sector Eléctrico.....	116
Cuadro 8.1 Áreas Requeridas para la Generación Fotovoltaica.....	140
Cuadro 8.2 Criterios y Valores para Análisis Multicriterio.....	164
Cuadro 9.1. Tabla de evaluación.....	167
Cuadro 9.2 Pesos de relativa importancia.....	169
Cuadro 9.3 Funciones de preferencia.....	172
Cuadro 9.4 Demanda por Cubrir Bajo Análisis Multicriterio.....	177
Cuadro 9.5 Diferencia por Cubrir en Periodos de 5 años.....	178
Cuadro 9.6 Capacidad de Generación por Tipo de Tecnología.....	178
Cuadro 9.7 Inversión Necesaria por Tipo de Tecnología.....	179
Cuadro 9.8 Costos de Operación por Tipo de Tecnología.....	180
Cuadro 9.9 Costos de Combustible por Tipo de Tecnología.....	181
Cuadro 9.10 Emisión de GEI por Tipo de Tecnología.....	182
Cuadro 9.11 Eficiencia por Tipo de Tecnología.....	183
Cuadro 9.12 Inversiones Estimadas para el Periodo 2025-2030.....	187
Cuadro 9.13 Inversiones Estimadas para el Periodo 2031-2035.....	190
Cuadro 9.14 Inversiones Estimadas para el Periodo 2036-2040.....	193

CAPITULO 1

Objetivo General y Objetivos Particulares

1.1 Objetivo General

Proporcionar los lineamientos de un plan alternativo, con respecto a los programas oficiales de generación de energía eléctrica, tomando en cuenta las fuentes de energía primaria susceptibles de ser utilizadas en México, seleccionando las tecnologías que le estén asociadas.

1.2 Objetivos Particulares

1. Analizar para cada fuente de energía primaria las tecnologías de generación eléctrica, incluyendo la emisión de gases de efecto invernadero.
2. Proporcionar un enfoque para la ayuda a la toma de decisiones con métodos multicriterio para construir una clasificación de las alternativas estudiadas.
3. Mediante el plan y programa de generación eléctrico que se proponga se proporcionará el monto de la inversión requerida en un horizonte de planeación de largo plazo.

CAPITULO 2

Hipótesis

2.1 Hipótesis

1. Es posible obtener un plan y un programa de generación eléctrica diferentes a los que existen actualmente.
2. Que es posible obtener la clasificación de las tecnologías que puedan utilizarse para la generación de electricidad, haciendo explícitas las prioridades de acuerdo a los criterios elegidos respecto de cada fuente de energía primaria y cada tecnología que le esté asociada.
3. Que es posible mediante el plan y el programa de generación eléctrica que se proponga, calcular el monto de las inversiones requeridas.
4. Que es posible manejar las alternativas por medio de agrupamientos que sean homogéneos desde la óptica de la generación de potencia, la tecnología que se utilice y las variables económicas que sean necesarias de analizar.

CAPITULO 3

Situación Actual del Sector Energético y de la Electricidad

3.1 Situación Mundial del Sector Energético

Derivado de los acuerdos internacionales en materia de cambio climático la Agencia Internacional de Energía, en su publicación "World Energy Outlook 2010" (WEO 2010) define tres escenarios para la prospectiva del sector energético hasta el año 2035.

- El primero se denomina *Escenario de Políticas Actuales* que no considera los acuerdos establecidos, continuando con la tendencia en los consumos de hidrocarburos de los últimos 27 años.
- El segundo denominado *Escenario de Nuevas Políticas* considera los acuerdos y ajusta las previsiones correspondientemente.
- Finalmente se plantea el *Escenario 450*, el cual considera los ajustes necesarios en los consumos de manera que se alcance el objetivo de ^{1, 2}450 partes por millón de CO₂ equivalente.

¹Actualmente la concentración atmosférica de CO₂ a nivel global se encuentra en 390 ppm, en múltiples foros se ha expuesto la necesidad de disminuir la velocidad con que crece la concentración para mantener en el año 2020 un nivel de 450 ppm.

²Los gases de efecto invernadero son Dióxido de Carbono (CO₂), Metano (CH₄), Óxidos de Nitrógeno (NO_x), Ozono (O₃) y Clorofluorocarbonos, cuando se indican toneladas de CO₂ equivalente, se refiere a la cantidad de CO₂ que tiene el mismo efecto potencial en el calentamiento global que una cantidad equivalente de los otros GEI.

Se estima que la energía primaria³ seguirá siendo suministrada principalmente por los combustibles fósiles (petróleo, gas y carbón) dentro del periodo analizado, 2010-2035, las políticas que los gobiernos lleven a cabo para reducir las emisiones tendrá un impacto en la demanda de energía, que sin embargo seguirá creciendo, de acuerdo a los escenarios la tasa media anual de crecimiento esperada se observa en el cuadro 3.1.

³Energía Primaria es la energía que se encuentra disponible en la naturaleza en forma directa, antes de ser transformada o utilizada, se tienen como fuentes de energía primaria al petróleo, gas natural, carbón, reacción nuclear, biomasa, hidráulica, eólica, incineración de residuos, solar térmica y solar fotovoltaica.

Cuadro 3.1 Porcentaje de Crecimiento Anual del Consumo de Combustibles Fósiles
Fuente: World Energy Outlook 2010, Resumen Ejecutivo

Escenario	Porcentaje de Crecimiento
Políticas Actuales	1.4
Nuevas Políticas	1.2
450 ppm	0.7

En caso de alcanzar el cumplimiento de los acuerdos establecidos para el escenario de 450 ppm se tendrá una disminución del 50% en el crecimiento del consumo de combustibles fósiles hasta el 2035, sin embargo, hay que considerar que para lograr este compromiso se requerirá de grandes inversiones, por parte de los países firmantes, para la actualización o desarrollo de tecnologías que aprovechen de manera más eficiente la energía. Considerando esto quizá el Escenario de Nuevas Políticas resulte más real y alcanzable.

De acuerdo al World Energy Outlook 2010 (WEO2010) de la Agencia Internacional de Energía, en el 2008 la demanda de energía primaria en el mundo alcanzo 12,369 millones de toneladas equivalentes de petróleo. Considerando el crecimiento del 1.2% anual mostrado en el escenario de Nuevas Políticas, se espera que para el 2035 llegue a 16,376 Mtep, en la figura 3.1 se puede apreciar que los combustibles fósiles seguirán aportando casi el 70% de la energía requerida.

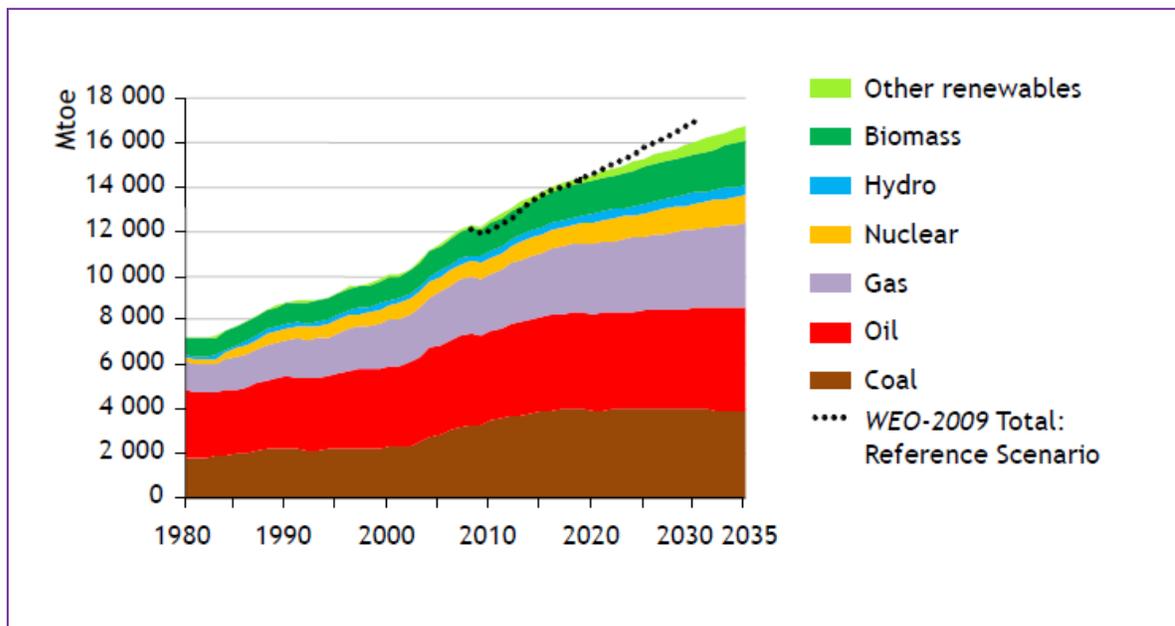


Figura 3.1 Demanda de Energía Primaria por Tipo de Fuente 1980-2035

Fuente: World Energy Outlook 2010 (Presentación de Nobuo Tanaka)

En la figura 3.1 también se puede observar un importante crecimiento de la participación del carbón y del gas natural, esto puede explicarse como resultado de la tendencia a la generación de electricidad con estos combustibles, sobre todo en China. La demanda de carbón crecerá hasta el 2025 para después reducirse. En cuanto al gas natural su demanda crecerá en forma muy importante para convertirse en la principal fuente energía de los combustibles fósiles.

El WEO2010 prevé que la demanda total de energía tenga un crecimiento del 36% en el periodo 2008-2035, de donde los países no miembros de la OCDE⁴ tendrán la mayor participación, como se puede apreciar en la figura 3.2, para el 2035 China representará el 22% de la demanda.

⁴La Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE) fue fundada en 1961, actualmente agrupa a 34 países que se comprometen con la democracia y las economías de mercado.

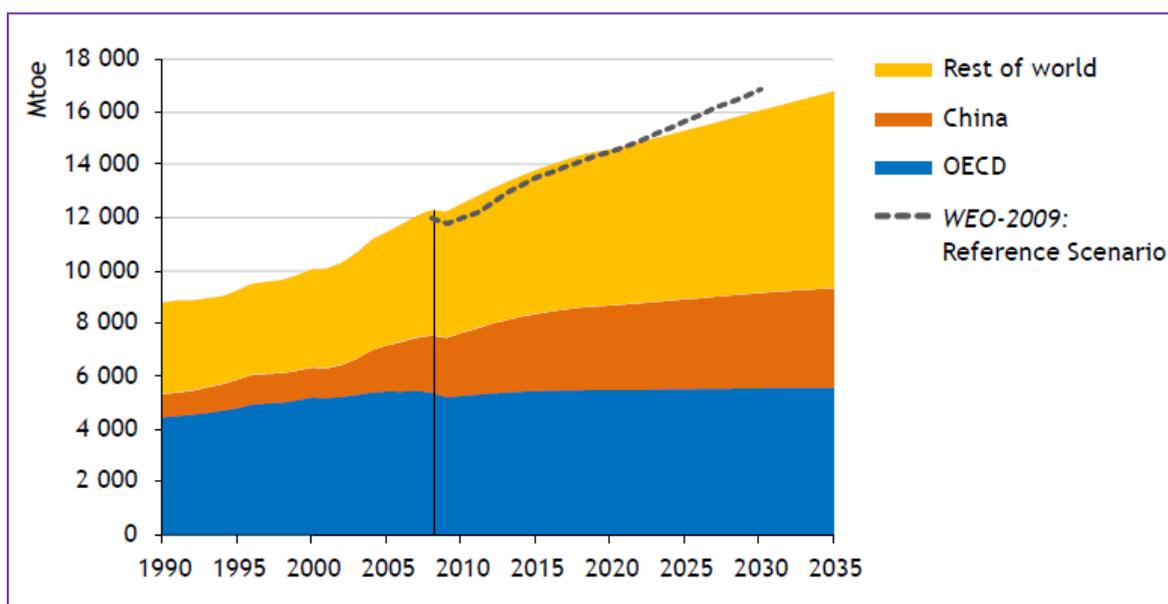


Figura 3.2 Demanda de Energía Primaria por Área Económica 1990-2035
Fuente: World Energy Outlook 2010 (Presentación de Nobuo Tanaka)

La misma fuente indica que la producción de petróleo para el 2035 se ubicará en 99 millones de barriles diarios, este volumen es 15 mb/d mayor a la producción de 2009, sin embargo, en la mezcla de energía, es decir, en la combinación de los diversos energéticos que serán demandados durante el periodo analizado, se espera que la participación del petróleo se reduzca de 33% a 28% como resultado de los esfuerzos por encontrar otras fuentes de energía para el transporte y otros usos.

De acuerdo a la AIE, de no cambiar los niveles de consumo como lo prevé el Escenario de Políticas Actuales para el 2035 el barril de petróleo alcanzará un valor de 135 dólares, mientras que considerando las reducciones del escenario de Nuevas Políticas sería de 113 USD, finalmente en el escenario 450 bajaría a 90 USD. Como se puede observar, la correcta aplicación de estrategias para reducir la emisión de gases de efecto invernadero empujaran los precios del petróleo a la baja derivado de su menor demanda.

En lo que respecta al gas natural la demanda cayó en el 2009 como efecto de la crisis económica, sin embargo, a partir de 2010 inició su recuperación, se espera que su crecimiento sea sostenido en los tres escenarios propuestos por la AIE, por lo menos hasta el 2035, donde alcanzará una demanda de 4500 mil millones de metros cúbicos, con una tasa anual del 1.4%.

Nuevamente se espera que China junto con el Medio Oriente sean las regiones con mayor demanda de gas natural, el crecimiento anual en su consumo será del orden del 6%.

En este momento existen presiones para que los precios del gas se mantengan sin la indexación de los precios del petróleo, esto favorece las expectativas para los proyectos de generación eléctrica basados en esta fuente de energía. El comercio de gas entre todas las regiones analizadas por la AIE pasará de 670 mmmc en el 2008 a 1,190 mmmc que representa un incremento del 80% para el 2035.

Como se puede apreciar dentro del periodo analizado la energía obtenida de los combustibles fósiles seguirá en crecimiento. Existen fuertes presiones internacionales para reducir los impactos ambientales, sólo bajo un escenario de considerables disminuciones en las emisiones de gases de efecto invernadero, como el Escenario 450, se logrará frenar en forma relevante el crecimiento en la demanda de combustibles fósiles. Por otro lado el gas natural será el combustible con mayor demanda, esto podría empujar los precios a la alza poniendo en riesgo la viabilidad de los proyectos de generación eléctrica basados en esa tecnología, donde como se verá más adelante en el presente trabajo, México está apoyado fuertemente los nuevos proyectos de generación.

3.2 Panorama Mundial de la Energía Eléctrica

De acuerdo al WEO210, se estima que la capacidad instalada en países miembros de la OCDE para la generación de energía eléctrica creció 2.3% en promedio anual durante 1998-2008, ubicándose en 2,482 GW, de donde Estados Unidos concentró 40.8% de dicha capacidad con 1,012 GW, lo que representa 84.5% del total en Norteamérica; por su parte Canadá y México participan con 10.7% y 4.8%, respectivamente. Norteamérica tiene instalado 48.2% de la capacidad total de la OCDE. En el caso de los países europeos miembros de la OCDE destacan: Alemania, Francia, Italia, España y el Reino Unido, que en conjunto aportan 21.5% de la capacidad instalada. Asimismo, la capacidad total de la región representa

34.7% de la OCDE. El resto se conforma por los países de Asia y de Oceanía, con 14.5% y 2.6% respectivamente.

Se espera que el consumo de electricidad siga creciendo más que ninguna otra fuente de energía de consumo final, dentro del escenario de Nuevas Políticas de la AIE tendrá un crecimiento promedio anual del 2% hasta el 2035. China será el gran consumidor de energía de los próximos años, donde su consumo se triplicara entre el 2008 y 2035. En los próximos 15 años China expandirá su capacidad de generación en una cantidad similar a la capacidad instalada actual en los Estados Unidos, la cual será sustentada principalmente en el carbón como fuente de energía primaria, en la figura 3.3 se puede apreciar que mientras los miembros de la OCDE reducen la cantidad de electricidad generada con este combustible China lo incrementa en forma importante.

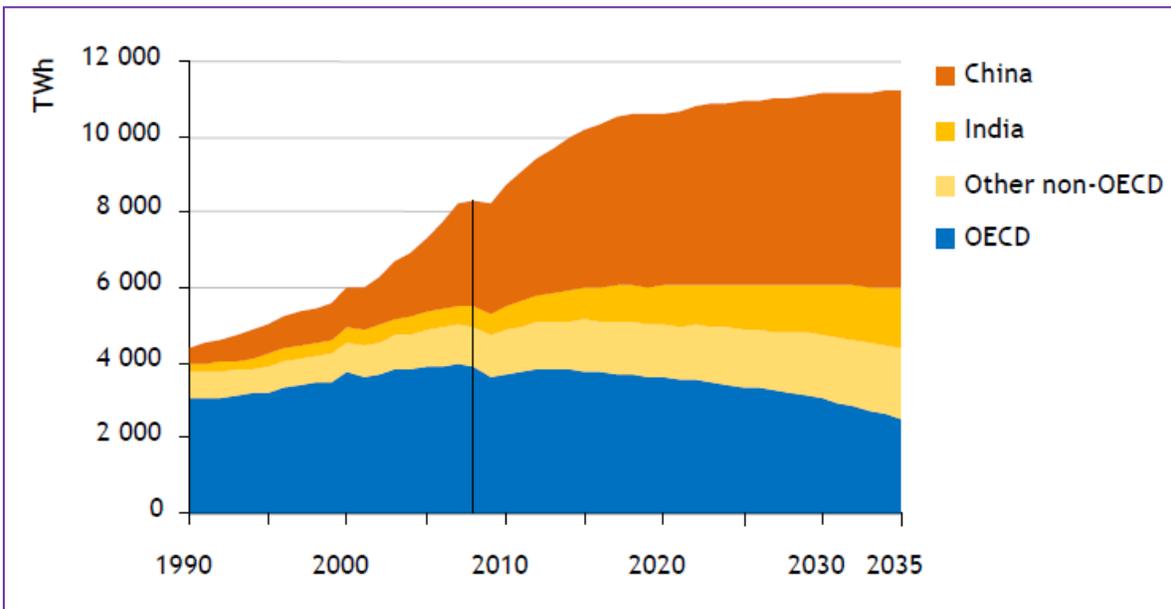


Figura 3.3 Electricidad Generada por Medio del Carbón 1990-2035
Fuente: World Energy Outlook 2010 (Presentación de Nobuo Tanaka)

El aumento de capacidad global para cubrir los incrementos de demanda y la sustitución de instalaciones obsoletas ascenderán a cerca de 5,900 GW en el periodo 2009-2035, esto representa el 25% más de la capacidad actual.

Como se puede observar en la figura 3.4 la fuente de energía primaria más utilizada para la generación de electricidad a nivel mundial proviene de combustibles fósiles, siendo el carbón y el gas natural las de mayor consumo. En países como China, EUA, India, Sudáfrica y Australia el 50% de la energía producida proviene del carbón.

La tecnología de ciclo combinado a base de gas natural ha logrado importantes avances en cuanto a eficiencia de los procesos, esto ha propiciado que en los últimos años esta tecnología haya tenido una mayor utilización a nivel mundial.

Por otro lado la abundancia y los precios del carbón también han disparado su uso, principalmente en EUA y China, como se puede observar en la figura 3.5 el crecimiento anual promedio en el uso del carbón fue del 3.5% mientras que del gas natural fue del 3.8%.

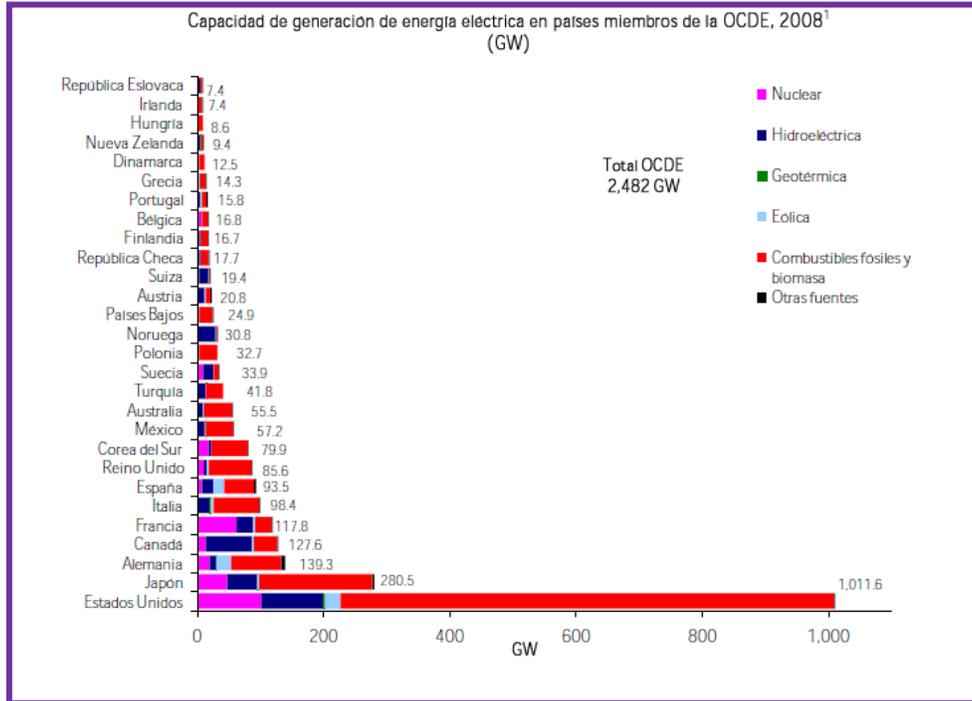


Figura 3.4 Capacidad de Generación de Energía Eléctrica por Tecnología en Países de la OCDE 2008

Fuente: Prospectiva del Sector Eléctrico 2010-2025; SENER

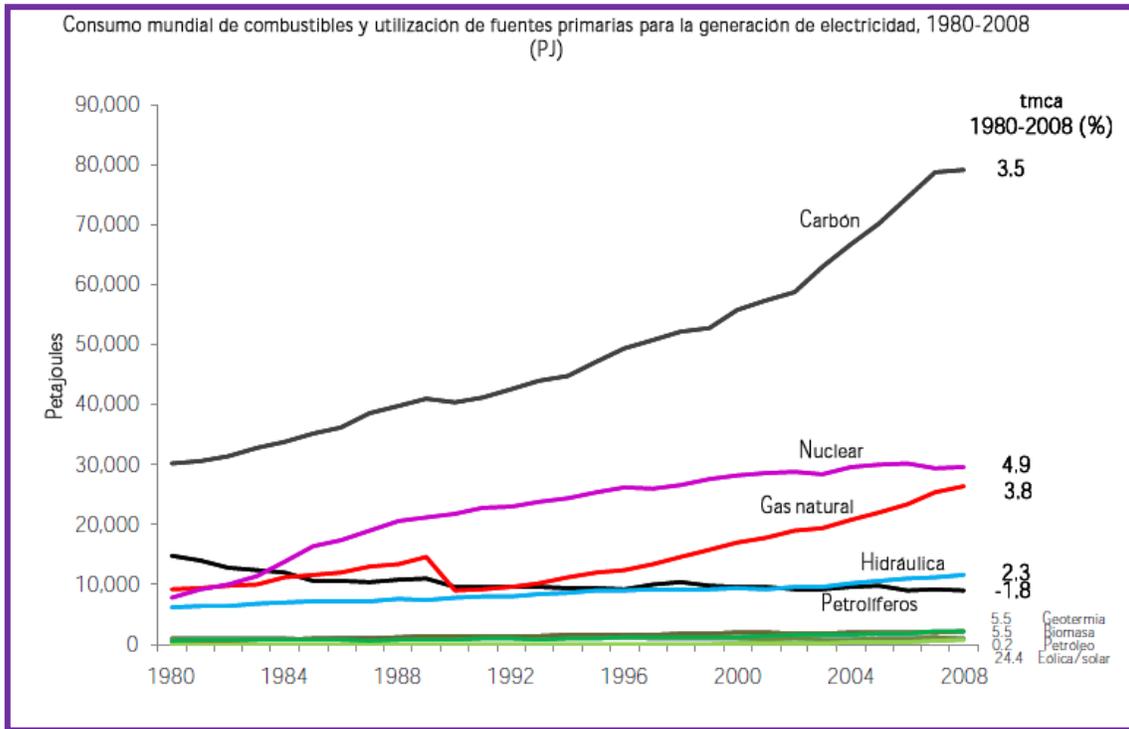


Figura 3.5 Consumo Mundial de Combustibles y Utilización de Fuentes Primarias para la Generación de Electricidad 1980-2008

Fuente: Prospectiva del Sector Eléctrico 2010-2025; SENER

Si bien se espera que la utilización del carbón para generación de electricidad tenga un menor crecimiento, con un 1.9% anual hasta el 2025, la utilización de las fuentes fósiles continuarán siendo las principalmente utilizadas, esto nos lleva a pensar en la cantidad de CO₂ que será emitido a la atmosfera.

Ante este panorama el reto para todos los países, podríamos decir que para la humanidad en su conjunto, es lograr la transición hacia fuentes alternas para la generación de electricidad.

3.3 Situación del Sector Energético en México

3.3.1 Balance Nacional de Energía

En el 2009 la producción de energía primaria del país alcanzo 9,852.9 PJ mientras que en el 2008 la producción fue de 10,284.55 PJ , el desglose por tipo de fuente se presenta en el cuadro 3.2.

Cuadro 3.2 Producción de Energía Primaria (PJ)
Fuente: Balance de Energía 2009, Secretaría de Energía (SENER)

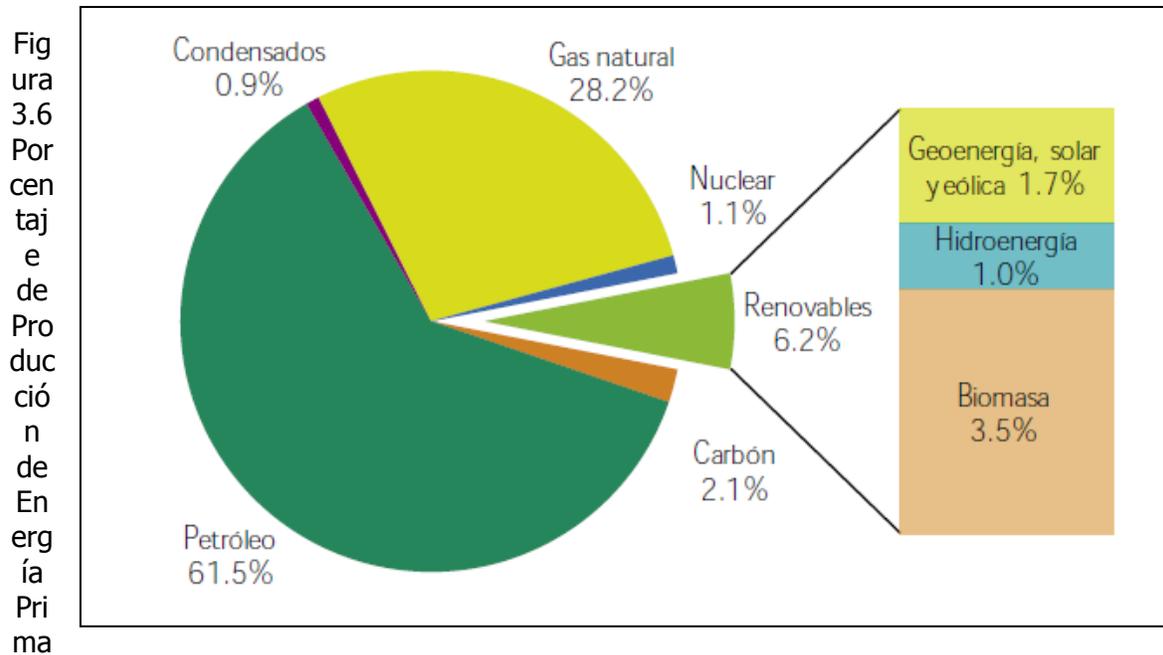
Fuente	2008	2009	Estructura Porcentual 2009
Carbón	229.30	212.0	2.2
Petróleo Crudo	6,520.85	6,058.73	61.5
Condensados	91.45	86.08	0.9
Gas Natural	2,665.74	2,775.57	28.2
Subtotal de Hidrocarburos	9,278.04	8,920.38	90.5
Nucleoenergía	106.64	112.75	1.1
Hidroenergía	140.01	95.20	1.0
Geoenergía	162.83	155.53	1.6
Energía Solar	5.62	6.75	0.1
Energía Eólica	0.94	0.91	0.0
Bagazo de Caña	99.13	88.73	0.9
Subtotal de Renovables	408.53	347.12	3.5
Leña	262.05	260.68	2.6
Total	10,284.56	9,852.93	

Se puede observar que en el 2009 se presenta una caída en la producción del 4.2% con respecto al 2008. Entre los factores que probablemente afectaron se encuentra el decaimiento de las reservas de Cantarell que ocasiono una disminución del 7.1% en la producción de crudo, por otro lado la reducción en la precipitación pluvial redujo en 32% la generación de las hidroeléctricas del país y el bagazo de caña cayó en 10.5% como resultado de la disminución de tierras industrializadas y la sequia que se vivió a nivel nacional.

En el Balance de Energía 2009 de la SENER se observa un incremento en la producción de gas natural del orden del 4.1%, sin embargo, no se menciona cuál fue su destino final, puede coincidir con el aumento de capacidad de CFE en base a ciclo combinado, ya que de acuerdo al Informe Anual 2009 (de CFE), durante éste año entraron en operación las plantas 147 Baja California, de ciclo combinado, con una capacidad de 272 MW y 167 San Lorenzo, que fue convertida de turbogas a ciclo combinado, con una capacidad de 116 MW.

De manera porcentual se puede apreciar en la figura 3.6 que los combustibles fósiles predominan la producción nacional con el 92.7%, siendo el petróleo crudo

nuestra fuente principal con el 61.5%, la generación de energía eléctrica como fuente primaria a través de la energía nuclear y las fuentes renovables sólo aportaron el 7.3%.



ria por Fuente

Fuente: Balance de Energía 2009, Secretaría de Energía (SENER)

Los centros de transformación son las plantas donde las fuentes de energía primaria pueden ser transformadas en otras fuentes de energía con una utilización específica, que en este caso se denominan fuentes de energía secundaria, entre ellas se encuentran las Coquizadoras, Refinerías y Despuntadoras, Plantas de Gas y Fraccionadoras y las Centrales Eléctricas.

Coquizadoras: plantas donde se obtiene Coque, que es un material sólido similar al carbón, al transformar a muy alta temperatura carbón mineral o algunos otros aceites pesados.

Refinerías y despuntadoras: plantas de proceso donde se separa el petróleo crudo en sus diferentes componentes: gas de refinerías, gas licuado de petróleo, gasolinas y naftas, querosenos, diesel, combustóleo, productos no energéticos y coque de petróleo.

Plantas de gas y fraccionadoras: plantas de proceso que separan los componentes del gas natural y de los condensados para obtener gas seco, gasolinas y naftas, butano, propano, etano y productos no energéticos

Centrales Eléctricas: son plantas que a través de la transformación de diferentes fuentes de energía generan energía eléctrica, éstas están divididas en 5 tipos:

- Termoelectricas: Su funcionamiento se basa en la combustión de combustibles fósiles para la generación de vapor de agua que después es aprovechado en la generación de electricidad al expandirse en las turbinas.
- Nucleoeléctricas: En principio se trata de una termoelectrica ya que utiliza la expansión de vapor de agua para generar electricidad, pero en lugar de quemar combustibles fósiles utilizan una reacción controlada de fisión nuclear.
- Hidroeléctricas: Utilizan la energía potencial acumulada de las caídas de agua para hacer girar las turbinas que mueven los generadores eléctricos.
- Geotermoelectricas: También se trata de una termoelectrica, pero en este caso no cuenta con equipos para la generación de vapor ya que aprovecha el vapor contenido en el subsuelo.
- Eoloeléctricas. Su funcionamiento se basa en la utilización de las corrientes de aire que mueven los aerogeneradores.

En el 2009 se enviaron a estos centros de transformación un total de 5,945.2 PJ, el cuadro 3.3 muestra el desglose por tipo de centro de transformación.

Cuadro 3.3 Energía Enviada a los Centros de Transformación (PJ)
Fuente: Balance de Energía 2009, Secretaría de Energía (SENER)

Tipo de Centro	2009	Estructura Porcentual
Coquizadoras	57.40	1.0
Refinerías y Despuntadoras	3,176.23	53.4
Plantas de Gas y Fraccionadoras	2,052.37	34.5
Subtotal de Hidrocarburos	5,286.0	88.9
Centrales Eléctricas	659.22	11.1
Total	5,945.22	

Con esta energía enviada los centros de transformación generaron 5,529.0 PJ en las diferentes formas de energía, el cuadro 3.4 desglosa la energía secundaria producida por tipo de centro.

Cuadro 3.4 Energía Producida por Centro de Transformación (PJ)
Fuente: Balance de Energía 2009, Secretaría de Energía (SENER)

Tipo de Centro	2009	Estructura Porcentual
Coquizadoras	46.77	0.8
Refinerías y Despuntadoras	2,842.66	51.4
Plantas de Gas y Fraccionadoras	1,793.22	32.4
Subtotal de Hidrocarburos	4,682.65	84.6
Centrales Eléctricas	846.38	15.4
Total	5,529.0	

Las pérdidas por transformación ascienden a 461.2 PJ, la eficiencia definida como la relación entre producción e insumos se encuentra en el orden de 92.3%, sin embargo la eficiencia de las centrales eléctricas públicas alcanza el 38.5% mientras que las centrales privadas superan el 50% de eficiencia, ya que éstas últimas en su mayoría son de ciclo combinado o cuentan con mejores tecnologías, en la figura 3.7 se puede observar el desempeño de los últimos años.

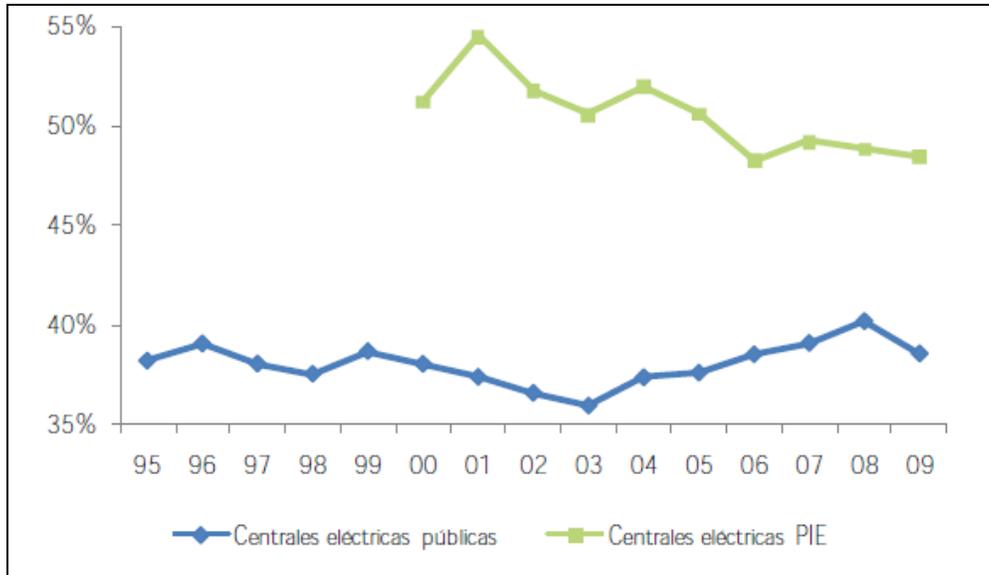


Figura 3.7 Porcentaje de Eficiencia de Centrales Eléctricas
Fuente: Balance de Energía 2009, Secretaría de Energía (SENER)

Las importaciones y exportaciones de energía eléctrica, que sólo se pueden llevar a cabo en las zonas fronterizas y cuyo mercado principal son los Estados Unidos con el 80.9% de las exportaciones alcanzó un resultado positivo en el 2009, donde se exportaron 4.5 PJ y se importaron 1.25 PJ. En la figura 3.8 se puede apreciar de manera general el resultado de la balanza comercial de energía secundaria de acuerdo a las diferentes fuentes.

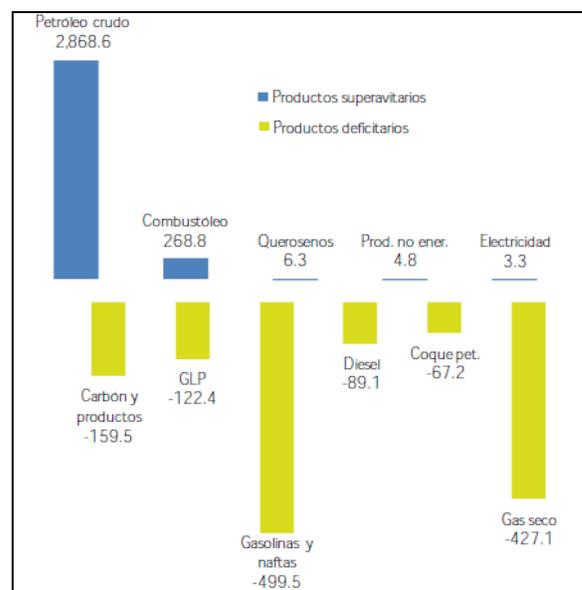


Figura 3.8 Saldo de la Balanza Comercial de Energía Secundaria por Tipo de Fuente
Fuente: Balance de Energía 2009, Secretaría de Energía (SENER)

El consumo final o demanda de energía del país en el 2009 alcanzó los 4,794.24 PJ que se desglosan en el cuadro 3.5.

Cuadro 3.5 Consumo Final Total de Energía (PJ)
Fuente: Balance de Energía 2009, Secretaría de Energía (SENER)

Consumidor	2009	Estructura Porcentual
Consumo no Energético	227.17	4.7
Transporte	2,224.5	46.4
Industria	1,283.62	26.8
Residencial, Comercial y Público	913.42	19.0
Agropecuario	146.53	3.1
Subtotal Consumo Energético	4,568.07	95.3
Total	4,794.24	

El consumo no energético corresponde a la utilización de hidrocarburos como materia prima para la producción de otros productos, por ejemplo, PEMEX utiliza en la petroquímica gas seco para elaborar plásticos, solventes, caucho, etc.

Del total de energía consumida en el 2009, el 14.4% corresponde a electricidad, dando como resultado el consumo de 657.6 PJ, el consumo de electricidad de acuerdo al consumo de cada sector se puede observar en el cuadro 3.6.

Cuadro 3.6 Consumo de Electricidad por Sector (PJ)
Fuente: Balance de Energía 2009, Secretaría de Energía (SENER)

Sector	Consumo Total del Sector	Consumo de Electricidad del Sector	Estructura Porcentual
Transporte	2,224.5	4.44	0.2
Industria	1,283.62	365.9	28.5
Residencial, Comercial y Público	913.42	253.8	27.8
Agropecuario	146.53	33.5	22.8
Consumo Energético	4,568.07	657,6	

3.3.2 Eficiencia en Consumo de Energía en México

De acuerdo al Balance Nacional de Energía emitido por la SENER, en México durante el 2009 la cantidad de energía utilizada para generar un peso de PIB, que se conoce como intensidad energética, alcanzó 988.2 KJ/\$PIB (pesos del 2003) que representó un aumento del 6.4% con respecto al 2008, este incremento fue derivado de la crisis económica mundial que se vivió, ya que el consumo de energía es inelástico al nivel de producción, es decir, el consumo energético se mantuvo casi fijo mientras que el volumen de producción representado por el PIB disminuyó.

En este sentido podemos mencionar que la intensidad de energía es resultado de la eficiencia en la utilización de la energía, si consideramos que el consumo se mantuvo mientras la producción se redujo, entonces la eficiencia cayó en un 6% al pasar la intensidad de 928.8 KJ/\$PIB en 2008 a 988.2 8 KJ/\$PIB en 2009.

Por otro lado el consumo per cápita de energía fue de 76.7 GJ por habitante, que es 1.3% menor al 2008. Podemos considerar que este último dato refleja la situación doméstica ya que es probable que la población en general reduzca su consumo como efecto de los problemas económicos, mientras la industria y el comercio deben mantener sus operaciones.

3.3.3 Generación de Electricidad en 2009

Breve Historia

En México se instaló la primera planta termoeléctrica, en 1879 en la ciudad de León, Guanajuato, su producción se destinaba a la operación de la fábrica textil "La Americana", posteriormente algunas empresas mineras siguieron su ejemplo e iniciaron la generación de electricidad para abastecer sus propios requerimientos. En 1889 entró en operación la primera planta hidroeléctrica en Batopilas, Chihuahua, que atendía el suministro de los sectores comerciales, alumbrado público y las residencias de las familias más ricas.

Hasta antes de la creación de CFE el sector eléctrico en México era controlado por tres compañías de capital extranjero, The Mexican Light and Power Company de capital canadiense que operaba en el centro, The American and Foreign Power Company que operaba en el norte con tres sistemas interconectados, y la Compañía Eléctrica de Chapala, formada por empresarios extranjeros, operaba en el occidente.

En diciembre de 1932 se decretó que la generación y distribución de energía eléctrica eran actividades de utilidad pública, pero fue hasta el 14 de agosto de 1937 cuando el gobierno federal creó la Comisión Federal de Electricidad (CFE) que tendría por objeto organizar y dirigir un sistema nacional de generación, transmisión y distribución, sin propósitos de lucro y con la finalidad de obtener con un costo mínimo el mayor rendimiento posible en beneficio de los intereses generales.

La Comisión Federal de Electricidad recibió un sector con una capacidad de generación de 629 MW que atendía a 7 millones de habitantes que representaba el 38% de la población mexicana que en ese momento era de 18.3 millones.

Con el propósito de incentivar el crecimiento del país, y de hacer llegar la energía hasta las zonas agrícolas que habrían de aprovecharlas en el bombeo de agua de riego, la CFE comenzó a aumentar su capacidad de generación, pero no contaba con redes de distribución, por lo que casi todo lo que producía lo entregaba a las empresas extranjeras para que lo revendieran ya que éstas continuaban operando junto con CFE. Por ello, se inician los primeros proyectos en cuatro estados: Guerrero (Teloloapan), Oaxaca (Suchiate y Chía), Michoacán (Pátzcuaro) y Sonora (Ures y Altar).

Es hasta el 27 de septiembre de 1960 cuando el presidente Adolfo López Mateos nacionaliza la industria eléctrica, el gobierno federal compró en aproximadamente 200 millones de dólares los bienes y adquirió los pasivos que las empresas extranjeras tenían, el país recibió 19 plantas generadoras que servían al Distrito Federal y a los estados de Puebla, México, Michoacán, Morelos e Hidalgo; 16

plantas hidráulicas y 3 térmicas, Entre las plantas hidroeléctricas se obtuvieron: Necaxa, Patla, Tezcapa, Lerma, Villada, Fernández Leal, Tlilán, Juandó, Cañada, Alameda, Las Fuentes, Temascaltepec, Zictepec, Zepayautla y San Simón. Entre las plantas termoeléctricas: Nonoalco, Tacubaya y Lechería.

En el contexto reciente el 1º de junio de 2007 entró en operación uno de los proyectos más importantes de CFE, la hidroeléctrica El Cajón, ubicada en el estado de Nayarit, que requirió de una inversión de 800 millones de dólares y cuenta con una capacidad instalada de 750 MW.

Comisión Federal de Electricidad

La Comisión Federal de Electricidad es un organismo público descentralizado, lo que le proporciona personalidad jurídica y patrimonio propio. Tiene por objeto la prestación del servicio público de energía eléctrica realizando la generación, conducción, distribución y venta de energía eléctrica, para lo cual realiza la planeación del Sistema Eléctrico Nacional, tiene como objetivos:

- Mantener a la CFE como la empresa del servicio público de energía eléctrica más importante a nivel nacional⁵.
- Operar sobre las bases de los indicadores internacionales en materia de productividad, competitividad y tecnología.
- Ser reconocida como una empresa de excelencia que se preocupa por el medio ambiente, y que está orientada al servicio al cliente.
- Elevar la productividad y optimizar los recursos para reducir los costos y aumentar la eficiencia de la empresa, así como promover la alta calificación y el desarrollo profesional de los trabajadores.

⁵Cabe destacar que de acuerdo a la reforma de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, publicado en 1992, se permite la producción de electricidad a particulares en las modalidades de autoabastecimiento, cogeneración, pequeño productor, productor independiente de energía, y exportación e importación para uso propio.

Las estrategias que la CFE ha implementado para el logro de estos objetivos y lograr un impacto favorable en la economía del país son las siguientes:

- Mejorar la competitividad del servicio eléctrico con un enfoque integral desde la planeación, la inversión, la generación, la transmisión, la distribución y la atención al cliente.
- Adoptar estándares y prácticas operativas de la industria a nivel internacional, mejorando procesos con la utilización de sistemas de calidad y de tecnología de punta, y promoviendo un uso más eficiente de su gasto corriente y de inversión.

- Diversificar las fuentes primarias de generación que impulsen el potencial que tiene el país en la materia y fomentar el aprovechamiento de fuentes renovables de energía.
- Impulsar el uso eficiente de la energía, así como la utilización de tecnologías que permitan disminuir el impacto ambiental generado por los combustibles fósiles tradicionales.
- Promover la participación de empresarios nacionales e internacionales en los proyectos de construcción de infraestructura, simplificando los procesos de licitación, incluyendo las bases para preparar las ofertas dando transparencia y certidumbre a los inversionistas.

Ampliación de la Capacidad de Generación Eléctrica al 2009

De acuerdo al Informe Anual 2009, durante éste año entraron en operación las plantas 147 Baja California, de ciclo combinado, con una capacidad de 272 MW y 167 San Lorenzo, que fue convertida de turbogas a ciclo combinado, con una capacidad de 116 MW.

Se tienen en construcción ocho plantas con una capacidad total de generación de 2,114 MW, con una inversión de 6,602 millones de dólares.

Cuadro 3.7 Centrales Eléctricas en Construcción (2009)
Fuente: CFE Informe Anual 2009

Central	MW
62 Pacifico	651
29 Norte	450
33 Oaxaca I	101
31 La Venta III	101
226 Guerrero Negro III	11
227 Los Humeros II Fase A	25
227 Los Humeros II Fase B	25
146 La Yesca	750
Total	2,114

Cabe destacar que el proyecto hidroeléctrico "La Parota" que aportaría una capacidad de 900 MW, con tres unidades de generación y que entraría en operación en el 2021, ha sido cancelado.

En cuanto a la rehabilitación de plantas se concluyeron los trabajos en la central 157 Francis Pérez Ríos en las unidades 1 y 2 donde se incrementó la capacidad en 30 MW, se tiene en proceso de rehabilitación, programado para concluir en el 2010

las plantas 156 Infiernillo y 181 Laguna Verde fase 1, y se tiene por rehabilitar para el 2012 la planta 21 Poza Rica.

Generación

La capacidad instalada de todo el sistema eléctrico nacional reportado en el Informe de Anual 2009 de CFE, ascendió a 38,927 MW, alcanzando un incremento del 1.18% con respecto al 2008, esta capacidad es provista por 156 plantas y 640 unidades, el cuadro 3.8 desglosa la cantidad de centrales y unidades por tipo de tecnología.

Cuadro 3.8 Centrales Eléctricas por Tipo de Tecnología (2009)
Fuente: CFE Informe Anual 2009

Tipo	MW	Centrales	Unidades
Gas	12,671	26	87
Ciclo combinado	6,115	13	59
Turbogas	1,715	31	79
Combustión Interna	216	9	75
Hidroeléctrica	11,095	64	181
Carboeléctrica	2,600	2	8
Dual	2,100	1	6
Nucleoeléctrica	1,365	1	2
Geotermoeléctrica	965	7	38
Eoloeléctrica	85	2	105
Total	38,937	156	640

En el cuadro anterior queda de manifiesto la enorme diferencia entre las tecnologías utilizadas en la generación, por ejemplo; con sólo dos unidades de la planta nucleoeléctrica de Laguna Verde se tiene el 3.5% de la capacidad instalada, mientras que 105 unidades eólicas sólo aportan el 0.2%.

Los consumos de combustible utilizados en las diferentes tecnologías de generación se aprecian como sigue:

- De combustóleo se consumieron 9.7 millones de metros cúbicos, equivalentes a 162 mil barriles diarios, esto representa el 27.21% del total de los combustibles consumidos; con respecto al 2008 este volumen disminuyó en un 28.34%.
- De gas natural se utilizaron 10,490 millones de metros cúbicos, que representan el 45.99% del total. Como consecuencia de la tendencia a convertir las plantas termoeléctricas a ciclos combinados, el consumo de gas creció en 47.90%.
- El uso de carbón creció en 20.38%, al alcanzar 13.68 millones de toneladas (37,479 toneladas diarias), lo cual representa el 19.57% del total, este

crecimiento se derivó del aumento en la utilización de las plantas carboeléctricas ya que en este periodo no ha entrado en operación ninguna instalación nueva.

- De uranio enriquecido se consumieron 27.7 toneladas que corresponde al 2.28% del total de combustibles con un incremento del 5.32%.
- De diesel se consumieron 406 mil metros cúbicos (2,481 mil barriles diarios), que representan el 1.11 por ciento del total de los energéticos consumidos y tienen un crecimiento del 33.49% con respecto al 2008.

En el 2009 la generación de energía eléctrica de CFE fue de 154,144 GWH, de los cuales **53.1%** correspondió a hidrocarburos y el **46.9%** a fuentes alternas o renovables, este volumen de energía creció el 1.9% con respecto al 2008. Entre las tecnologías que tuvieron crecimiento con respecto al año anterior se tienen:

Cuadro 3.9 Incremento de Generación Eléctrica por Tipo de Tecnología (2009)
Fuente: CFE Informe Anual 2009

Tecnología	Crecimiento (%)
Turbogas	36.7
Ciclo combinado	11.7
Nucleoeléctrica	7.1
Dual (carbón)	260.8

El gran crecimiento en el carbón durante el 2009 se debe a la entrada en operación de una planta que se encontraba en mantenimiento.

La generación bruta por tipo de tecnología en el 2009 fue de la siguiente manera:

Cuadro 3.10 Generación Eléctrica por Tipo de Tecnología (2009)
Fuente: CFE Informe Anual 2009

Tecnología	Generación (GWH)
Combustóleo o gas	42,847
Ciclo combinado	35,533
Turbogas	2,211
Combustión interna	1,252
Hidroeléctrica	25,626
Carboeléctrica	18,886
Dual (carbón)	12,299
Nucleoeléctrica	10,501
Geotermoeléctrica	6,740
Eoloeléctrica	249

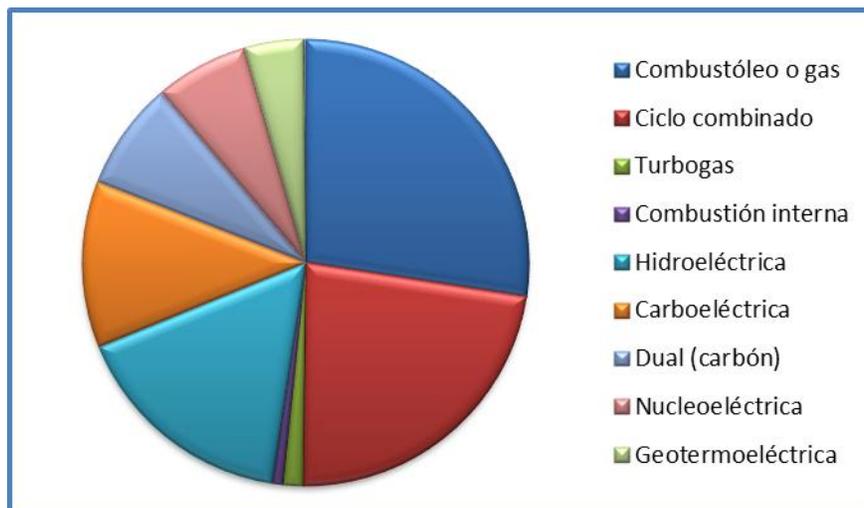


Figura 3.9 Generación Eléctrica por Tipo de Tecnología (2009)
Fuente: CFE Informe Anual 2009

Generación de Productores Independientes

Durante el 2009 la capacidad de los productores independientes se mantuvo sin cambios en 11,457 MW con una generación de 76,496 GWH, las plantas generadoras se desglosan en el cuadro 3.11:

Cuadro 3.11 Centrales Generadoras Independientes
Fuente: CFE Informe Anual 2009

Central	Capacidad (MW)	Aportación a la Red (GWH)
Mérida III	484	2,235
Hermosillo	250	1,978
Saltillo	248	1,783
Tuxpan	495	3,766
Anáhuac	495	2,868
Bajío	295	4,068
Monterrey III	449	3,726
Altamira II	495	3,617
Mexicali	489	2,180
Campeche	252	843
Tuxpan III y IV	983	7,314
Naco-Nogales	258	2,024
Chihuahua III	259	1,630
Altamira III y IV	1,036	6,559
Río Bravo III	495	2,149
La Laguna	498	3,676
Río Bravo IV	500	2,675
Valladolid III	525	3,643
Tuxpan V	495	3,902
Altamira V	1,121	7,958
Tamazunchale	1,135	7,903
Total	11,457	76,496

Ventas.

Las ventas de CFE en el 2009 presentaron una disminución del 1.4%, al pasar de 198,611 GWH en 2008 a 195,649 GWH.

Los rubros que se ven disminuidos son el industrial y comercial, siendo el industrial el que presenta la mayor disminución, ya que en el 2008 ascendió a 89,751 GWH y en el 2009 sólo alcanzó la cifra de 84,321 GWH, por lo que respecta a los otros sectores presentaron incrementos como se puede apreciar en el cuadro 3.12.

Cuadro 3.12 Consumo de Electricidad por Tipo de Servicio
Fuente: CFE Informe Anual 2009

Servicio	2008 (GWH)	2009 (GWH)
Empresa mediana	54,424	52,588
Gran Industria	35,326	31,733
Industrial	89,751	84,321
Doméstico	40,848	42,152
Comercial	9,689	9,628
Agrícola	8,049	9,237
Servicios	5,215	6,012
CLyFC	45,059	44,299
Total	198,611	195,649

Cabe destacar que las ventas realizadas a la extinta Compañía de Luz y Fuerza del Centro también presentaron una disminución durante este periodo, lo cual se supondría efecto de las mismas causas ya que no existe desglose de los suministros realizados por este sector.

Otro sector donde la crisis se dejó sentir es en el comercio exterior que lleva a cabo la Comisión Federal de Electricidad, ya que en el 2009 las exportaciones tuvieron una caída de 13.7% al alcanzar 836 GWH y las importaciones se redujeron en 4.9% con 323 GWH.

Electrificación Rural.

Durante el 2009 se electrificaron 1,565 poblaciones rurales y 588 colonias populares para beneficiar a 76,634 casas habitación con una población de 383,170 personas. Con lo anterior el nivel de electrificación en México ha alcanzado el **94%**, pero aun se tiene una población de más de **6 millones** de personas que no cuentan con este servicio.

3.3.4 La Utilización del Gas Natural como Energético Primario para la Generación de Electricidad

Como pudo haberse observado, uno de los energéticos primarios que más se ha utilizado para la generación eléctrica es el gas natural, que como ya se observó tiene una penetración promedio del 65% dentro del conjunto de combustibles catalogados como energía primaria que generan electricidad. Es por esta razón que este apartado lo dedicamos al gas natural, su oferta y demanda, ya que la generación eléctrica no es su único destino.

Durante el 2009, el consumo nacional de gas creció 2.4% con respecto al 2008, alcanzado 7,377 mmpcd, este crecimiento se debió principalmente al aumento de demanda para generación de electricidad, el sector petrolero y las recirculaciones⁶ de PEMEX.

⁶Es el gas que se utiliza en los pozos petroleros para aumentar la presión interna y permitir su adecuada extracción.

El desglose del consumo de gas por sector en el 2009 queda detallado en el cuadro 3.13.

Cuadro 3.13 Consumo de Gas por Sectores (2009)
Fuente: Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2010-2025 (SENER)

Sector	Volumen de Consumo (mmpcd)	Porcentaje del Consumo
Eléctrico	2,936.0	39.8
Petrolero	1,895.8	25.7
Recirculaciones del sector petrolero	1,527.0	20.7
Sector Industrial	914.7	12.4
Sector Residencial, Servicios y Transporte	103.2	1.4
Total	7,377	

Durante el 2009 el volumen total de combustibles utilizados para la generación de energía eléctrica ascendió 4,868.5 millones de pies cúbicos de gas equivalente, de donde el gas natural ocupó el 60.2%, combustóleo 22.9, carbón 14.1%, coque de petróleo 1.7% y diesel 1.0%.

La capacidad efectiva de generación del sector eléctrico en el 2009 se encontraba en 60,440 MW, de los cuales el 64.2% utiliza combustibles fósiles (combustóleo, gas y diesel), el cuadro 3.14 nos muestra la demanda de combustibles en el sector público en los últimos 10 años, así como la penetración que ha tenido la utilización del gas natural como fuente de energía primaria en la generación eléctrica.

Cuadro 3.14 Demanda de Combustibles en el Sector Público 1999-2009
Fuente: Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2010-2025 (SENER)
[Millones de Pies Cúbicos de Gas Natural Equivalente]

Año	Gas Natural	Combustóleo	Carbón	Diesel	Total	Penetración del Gas Natural (%)
1999	705.2	2,294.0	474.5	45.2	3,519.0	20.0
2000	896.9	2,460.4	478.1	65.4	3,900.7	23.0
2001	1,076.6	2,366.3	571.2	48.0	4,062.1	26.5
2002	1,379.4	2,036.1	610.4	39.3	4,065.2	33.9
2003	1,590.6	1,753.7	695.7	94.5	4,134.4	38.5
2004	1,738.4	1,601.7	690.0	38.8	4,068.9	42.7
2005	1,679.7	1,671.9	747.6	34.7	4,133.9	40.6
2006	2,058.7	1,282.5	736.6	39.7	4,117.5	50.0
2007	2,321.9	1,260.5	734.8	18.6	4,335.7	53.6
2008	2,446.1	1,112.5	541.6	29.3	4,129.5	59.2
2009	2,594.9	1,081.7	685.7	39.2	4,401.6	59.0

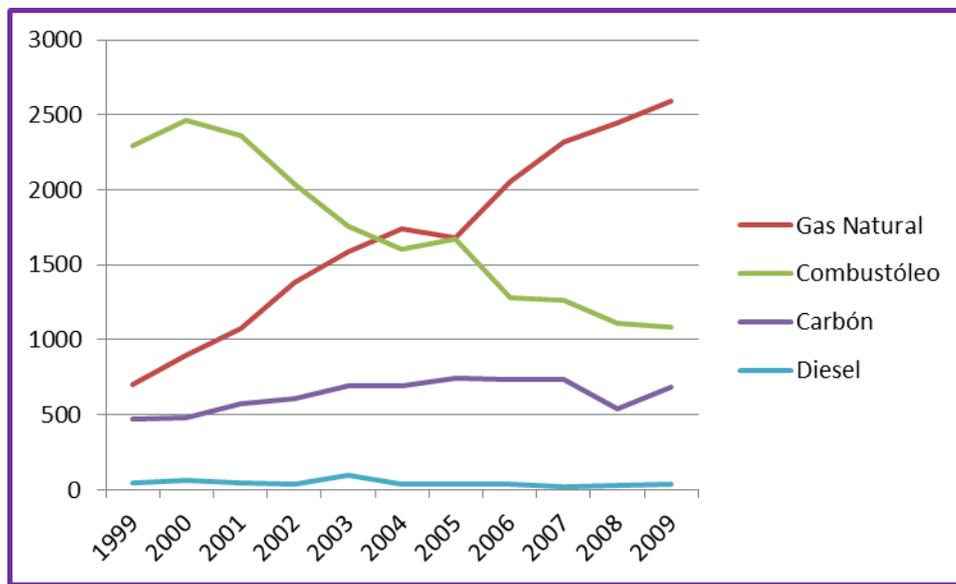


Figura 3.10 Demanda de Combustibles en el Sector Público 1999-2009

Fuente: Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2010-2025 (SENER)
[Millones de Pies Cúbicos de Gas Natural Equivalente]

El sector eléctrico privado está conformado por las modalidades de Autoabastecimiento, Cogeneración y Usos Propios Continuos. La modalidad de autoabastecimiento se define como la producción de energía eléctrica destinada a satisfacer las necesidades propias de personas físicas o morales o del conjunto de los propietarios. La modalidad de cogeneración se establece cuando se produce energía eléctrica como resultado del aprovechamiento secundario de algún proceso industrial. Finalmente la modalidad de usos propios continuos se enfoca únicamente a la satisfacción de las necesidades del permisionario.

La demanda de combustibles en el sector privado en los últimos 10 años se desglosa en el cuadro 3.15.

Cuadro 3.15 Demanda de Combustibles en el Sector Privado 1999-2009
Fuente: Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2010-2025 (SENER)
[Millones de Pies Cúbicos de Gas Natural Equivalente]

Año	Gas Natural	Combustóleo	Diesel	Coque de Petróleo	Carbón	Total	Penetración del Gas Natural
1999	116.3	103.0	3.3	-	-	222.5	52.3
2000	114.5	117.0	2.5	-	-	234.0	48.9
2001	80.0	92.3	3.4	-	-	175.7	45.5
2002	122.0	68.0	5.3	-	-	195.4	62.4
2003	244.1	66.1	9.8	20.9	-	340.9	71.6
2004	311.9	76.6	2.5	69.4	-	460.3	67.8
2005	333.7	68.3	5.0	74.8	0.5	482.2	69.2
2006	330.8	53.3	5.4	85.6	1.1	476.2	69.5
2007	324.0	52.4	7.3	85.1	3.4	472.2	68.6
2008	347.9	32.1	9.9	81.9	2.9	474.7	73.3
2009	337.8	33.8	10.6	81.7	3.1	467.0	72.3

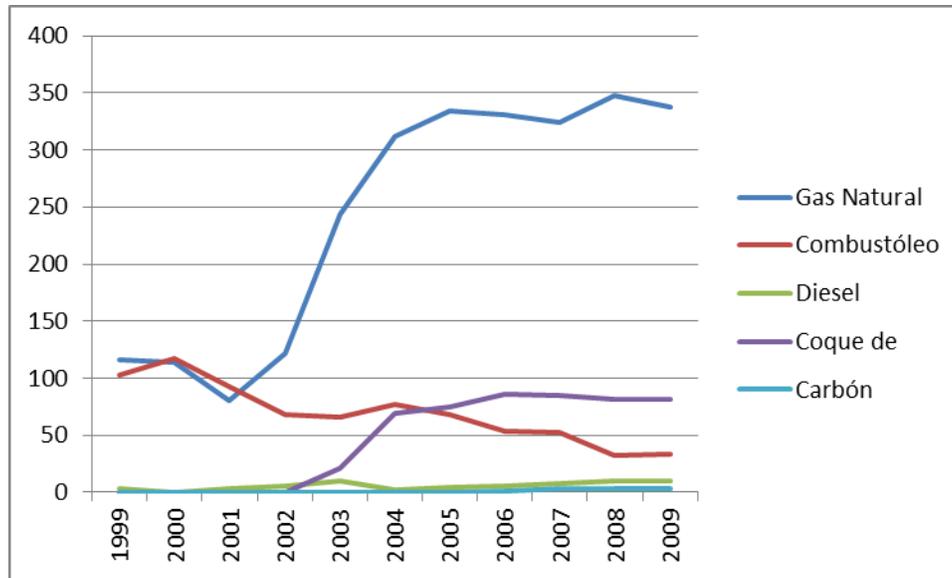


Figura 3.11 Demanda de Combustibles en el Sector Privado 1999-2009
Fuente: Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2010-2025 (SENER)
[Millones de Pies Cúbicos de Gas Natural Equivalente]

Las reservas de gas del país se conforman con las reservas probadas, las reservas probables, y las reservas posibles. Las reservas probadas corresponden al volumen de hidrocarburos que han sido evaluadas a condiciones atmosféricas y que por datos geológicos y de ingeniería se estima con razonable certidumbre que serán recuperables comercialmente, ya que provienen de pozos conocidos bajo condiciones de operación. Las reservas probables son aquellas donde el análisis de la información geológica y de ingeniería sugieren que son más factibles de ser comercialmente recuperables, con una probabilidad de al menos 50% de que las cantidades a recuperar serán iguales o superiores a las reservas probadas. Las reservas posibles son aquellas donde se tiene una probabilidad de al menos 10% de que las cantidades a recuperar serán iguales o superiores a las reservas probadas.

Al 1º de enero del 2010 las reservas probadas del país ascendían a 16,814.6 miles de millones de pies cúbicos (mmmpc), las reservas probables alcanzaron 20,694.3 mmmpc y las reservas posibles 23,727.2 mmmpc.

En cuanto a la extracción, el país se encuentra dividido en 4 regiones productoras de gas natural, donde se tiene la Región Norte, la Sur, la Marina Norte y la Región Marina Suroeste, la extracción total histórica de 1999 a 2009 se pueden observar en el cuadro 3.16.

Cuadro 3.16 Extracción Total de Gas Natural 1999-2009
Fuente: Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2010-2025 (SENER)
[Millones de Pies Cúbicos Diarios]

Año	Gas Natural
1999	4,791
2000	4,679
2001	4,511
2002	4,423
2003	4,498
2004	4,573
2005	4,818
2006	5,356
2007	6,058
2008	6,919
2009	7,031

Como se ha mencionado el consumo de gas natural en el país durante el 2009 ascendió a 7,377 mmpcd, mientras que de acuerdo a datos de la SENER la producción de gas natural seco fue de 3,572 millones de pies cúbicos diarios. Esto nos lleva a analizar el balance nacional oferta-demanda de gas natural, a partir del año 2000 la demanda de gas ha superado la oferta nacional por lo que las importaciones han crecido en gran medida al pasar de 168 mmpcd en 1999 a 1,258 mmpcd en 2009, por otro lado, como se puede observar la tendencia en cuanto al uso de combustibles fósiles del sector eléctrico es la de generar utilizando gas natural, ya que en el sector público el porcentaje de utilización de los últimos años se encuentra sobre el 60%, mientras que en el sector privado sobrepasa el 70% y en forma combinada consumieron 2,931.8 mmpcd en el 2009.

Otro aspecto importante a destacar es que al ritmo de extracción las reservas probadas de gas natural del país se consumirán en 6.55 años, y de concretarse las reservas probables y posibles en 8.0 y 9.2 años respectivamente.

En la prospectiva hasta el año 2025 se espera que el consumo de gas natural para la generación de electricidad tenga un crecimiento constante, de manera que al final del periodo el 45% de la capacidad total de generación opere con tecnologías de gas natural, el consumo esperado puede verse en el cuadro 3.17

Cuadro 3.17 Prospectiva de Consumo de Gas Natural para la Generación de Electricidad
2009-2025

Fuente: Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2010-2025 (SENER)
[Millones de Pies Cúbicos Diarios]

Año	Sector Público	Productores Independientes	Total
2009	1,050.7	1,544.2	2,594.9
2010	960.5	1,659.6	2,620.1
2011	856.7	1,710.2	2,566.9
2012	968.3	1,688.0	2,636.9
2013	1,028.0	1,642.9	2,670.9
2014	976.1	1,660.8	2,636.9
2015	973.6	1,850.3	2,823.9
2016	937.3	2,062.6	2,999.8
2017	954.8	2,243.2	3,197.9
2018	1,015.8	2,437.0	3,452.9
2019	999.8	2,642.8	3,642.6
2020	1,102.4	2,853.2	3,955.5
2021	1,120.8	2,946.7	4,067.6
2022	1,076.4	3,150.5	4,226.9
2023	1,032.9	3,176.1	4,209.0
2024	1,027.9	3,118.7	4,146.6
2025	1,025.4	3,375.5	4,400.9

Ante este panorama surge la incógnita ¿porqué la estrategia nacional en la generación de electricidad mayormente se enfoca a la utilización de gas?, resulta claro que el país no es autosuficiente en la generación del hidrocarburo y no es sostenible la producción a largo plazo, tanto quizá sea necesario importar todo el gas para la generación antes de que las centrales concluyan su vida útil.

Es innegable que urge encontrar otras formas de generación que realmente resulten sustentables, debemos mirar hacia las fuentes renovables.

3.3.5 Generación de Electricidad a Través de Otras Fuentes Primarias

Como se mencionó con anterioridad, en el Informe Anual 2009 de CFE, al cierre de este año la capacidad instalada del sistema eléctrico nacional alcanzó 38,937 MW con 156 centrales y 640 unidades de generación: por capacidad las unidades instaladas el 65.3% utiliza combustibles fósiles como fuente primaria de energía, el 34.7% utiliza fuentes alternas de energía, el desglose por tipo de tecnología se presenta en la figura 3.12

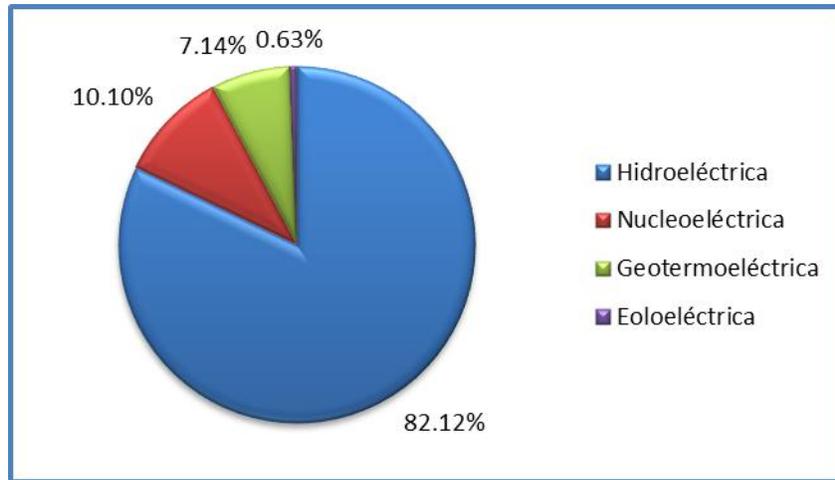


Figura 3.12 Porcentaje de Capacidad Instalada de Fuentes Alternas
Fuente: Elaboración propia con datos del Informe Anual 2009 CFE

La generación total en el 2009 fue de 156,144 GWH, de los cuales el 72.39% se produjeron con combustibles fósiles (113,028 GWH), mientras que el 27.61% (43116 GWH) utilizaron fuentes alternas, la participación por tecnología de generación para las fuentes alternas se puede observar en la figura 3.13.

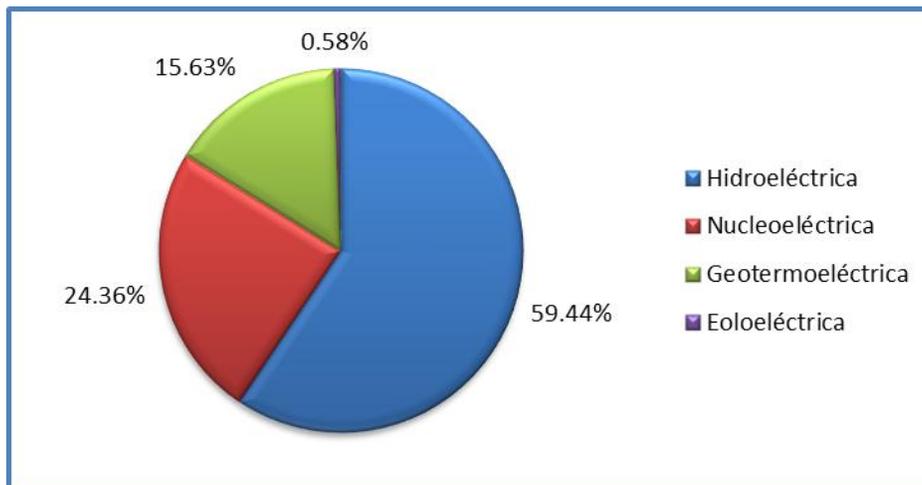


Figura 3.13 Porcentaje de Generación de Fuentes Alternas

Fuente: Elaboración propia con datos del Informe Anual 2009 CFE

Se puede observar que en el país las centrales hidroeléctricas han tenido un importante desarrollo a lo largo de la historia, ya que con esta tecnología se genera el casi el 60% de la electricidad con fuentes renovables. Por otro lado el impacto logrado con la energía nuclear, donde sólo contamos con una central y dos unidades, en términos porcentuales resulta importante ya que se alcanza casi el 25% de la generación.

Por su parte la tecnología eólica a pesar de contar con 105 unidades generadoras, dadas las condiciones de intermitencia y la limitación de la tecnología sólo participa con menos del 1% de la generación total de fuentes alternas de energía.

Como se puede observar en la información contenida en este capítulo la tendencia mundial es continuar con la utilización de los hidrocarburos como fuente principal de energía. Si bien es cierto que existen presiones para frenar el deterioro ambiental y que las políticas que sean implantadas podrían frenar el aumento en el consumo, la dependencia de éstos continuará por mucho tiempo.

La tendencia nacional en cuanto a la generación de electricidad se basa principalmente en la utilización de gas natural. Esta tendencia no se aprecia congruente con las reservas nacionales y la capacidad de producción, ya que se debe recurrir a las importaciones para completar el consumo nacional. Por otro lado desde el punto de vista internacional el gas se convertirá en el principal hidrocarburo, lo que es probable que empuje los precios a la alza y por consiguiente pondrá en grave riesgo la seguridad energética del país.

Referencias

1. World Energy Outlook 2010, Resumen Ejecutivo
Agencia Internacional de Energía.
2. World Energy Outlook 2010, Presentación de Nobuo Tanaka
Agencia Internacional de Energía
1. Balance de Energía 2009, Secretaría de Energía
http://www.sener.gob.mx/res/1791/Balance_Nacional_2009.pdf
2. CFE Informe Anual 2009
http://app.cfe.gob.mx/InformeAnual2009/index2_2009v1.html
3. Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2010-2025, Secretaría de Energía
http://www.sener.gob.mx/res/PE_y_DT/pub/perspectiva_gas_natural_2010_2025.pdf
4. La Industria en México, Reservas , Subsecretaría de Hidrocarburos (SENER)
<http://www.sener.gob.mx/webSener/portal/Mobil.aspx?id=1516>
5. Reservas de gas y petróleo
http://www.portalplanetasedna.com.ar/reservas_petroleo.htm
6. Prospectiva del Sector Eléctrico 2010-2025
Secretaría de Energía

CAPITULO 4 Demanda de Electricidad

4.1 Bases Econométricas del Cálculo de la Demanda Eléctrica.

El correcto pronóstico de la magnitud que la demanda de electricidad tendrá a largo plazo, resulta de gran importancia, ya que el tiempo necesario para diseñar, licitar y construir una planta generadora puede demorar de 4 a 7 años (POISE, 2010-2024), dependiendo de la tecnología y la capacidad de generación que se instale.

La estimación que se realice debe garantizar que exista la capacidad instalada suficiente para suministrar al país la energía eléctrica requerida durante el tiempo de construcción y entrada en operación de nuevas plantas generadoras, que cómo se mencionó, puede ser hasta de 7 años. Una posición cómoda sería la de procurar una permanente expansión de la capacidad de generación; sin embargo, considerando la magnitud de las inversiones necesarias, el país no puede estar en posibilidades de construir plantas generadoras "sólo por si hacen falta" para posteriormente subutilizarlas y que se conviertan en una capacidad ociosa.

La primera técnica que se utilizó en los Estados Unidos, después de la Segunda Guerra Mundial, para determinar la demanda de electricidad a largo plazo, consistía en establecer un crecimiento anual del 7% y cada 10 años duplicar la demanda. La razón consistía en que históricamente la tasa de crecimiento de la demanda en el tiempo se comportaba con un crecimiento geométrico:

Sea por ejemplo

D_t = Demanda histórica de electricidad en el periodo "t"; $\forall t=1, 2, \dots, T$

D_{T+1} = Demanda que se pronostique para un periodo futuro cualquiera

Entonces

$D_T = D_{T-1}(1 + i)^t$ en donde i es la tasa anual de crecimiento, así i se calcula como:

$$i = 1 - \left(\frac{D_T}{D_{T-1}} \right)^{1/t}$$

Si se considera la misma tasa de crecimiento para el futuro entonces:

$$D_{T+1} = D_T(1 + i)$$

En fechas recientes los economistas han modelado y pronosticado la demanda utilizando complejos procedimientos econométricos.

En general la demanda de un bien o servicio en un periodo se expresa como una función de: el precio del bien y de los precios de los bienes que le son sustitutos o complementarios, del ingreso de los consumidores y de sus preferencias. En algunos casos se utilizan como variables "próximas" a ciertas variables ligadas a la demanda. En muchos casos se utiliza el crecimiento de la población (Escobar, Carlos 2010).

Sea: en el periodo "t"

p_{it} el precio del bien "i" demandado

p_{bt} el precio del bien "b" sustituto

p_{ct} el precio del bien "c" complementario

Y_{it} el ingreso del consumidor que dedica al consumo del bien "i"

P_{it} la población que utiliza el bien "i"

q_{it} la demanda del bien "i"

$\varepsilon_{it} = \text{error de estimación}$

$$\ln q_{it} = \ln \alpha + \beta_1 \ln p_i + \beta_2 \ln p_b + \beta_3 \ln p_c + \beta_4 \ln Y_i + \beta_5 \ln P_i + \varepsilon_{it}$$

Algunas elasticidades interesantes son por definición

$$\frac{\partial \ln q_{it}}{\partial \ln p_i} = \beta_1 \quad \text{elasticidad de la demanda al precio}$$

$$\frac{\partial \ln q_{it}}{\partial \ln Y_i} = \beta_4 \quad \text{elasticidad de la demanda al ingreso}$$

En sustitución del ingreso Y_i , se puede utilizar una variable próxima a éste, que en la mayoría de las veces es el Producto Interno Bruto.

Debemos considerar que la población compra electricidad para ser utilizada por los equipos que la proveen de algún servicio, por ejemplo, refrigeradores, unidades de aire acondicionado, calefactores, equipos de cómputo o comunicación, iluminación

etc. Se puede afirmar que la demanda de electricidad se encuentra ligada a la magnitud del uso de estos equipos; así, por ejemplo en las zonas desérticas el uso de unidades de aire acondicionado será intensivo o en las regiones con severos inviernos se utilizarán calentadores de manera continua.

De este primer señalamiento se desprende que la demanda de electricidad es generada por la utilización de equipos o máquinas que la consumen durante el tiempo de vida útil. Esto implica que la demanda de electricidad cambiará conforme se aumente la cantidad de equipos existentes, como resultado del aumento de población.

Las tarifas por el consumo eléctrico tienen un significativo impacto en la demanda, ya que por ejemplo, un usuario de una unidad de aire acondicionado podría reducir su utilización o reemplazar su equipo viejo con la intención de disminuir la cantidad a pagar en el recibo de electricidad. En este sentido existen tarifas preferenciales para los usuarios con bajos consumos, lo cual busca fomentar el ahorro de energía entre los consumidores finales.

La determinación de los ingresos de los consumidores de electricidad resultará por demás complejo, al considerar deferentes niveles socioeconómicos para los consumidores residenciales o diferentes sectores industriales y comerciales; como se mencionó anteriormente la variable próxima que puede ser utilizada es el Producto Interno Bruto, que refleja el nivel general de desarrollo económico.

Los economistas e ingenieros consideran que debe hacerse una distinción entre una estimación de corto plazo y otra de largo plazo. En el primer caso la demanda está ligada a los índices de utilización de los equipos existentes. Mientras que en el segundo caso la demanda está ligada al crecimiento poblacional y al aumento en la cantidad de equipos existentes.

Uno de los primeros modelos econométricos para la demanda de corto plazo, fue desarrollado por Franklin Fisher y Carl Kaysen (1962), donde el consumo actual de electricidad está definido por los i equipos existentes en un tiempo t , que se define por la expresión:

$$q_{it} = u_{it} * W_{it}$$

Donde; q_{it} es el consumo actual, u_{it} es el índice de utilización de los equipos y W_{it} corresponden a los kilowatts por hora necesarios para hacerlos funcionar. Como ya se indicó, la demanda de un bien está en función de los ingresos reales

per cápita de la población, definido por Y_{it} y el precio real de la electricidad P_{it} que el usuario pagará, por lo que la expresión queda como:

$$q_{it} = u_{it} * W_{it} = u_{it}(Y_{it}, P_{it}) * W_{it}$$

Los autores definen esta función como:

$$q_{it} = P_{it}^{\alpha} Y_{it}^{\beta} W_{it}$$

Que puede transformarse como:

$$\ln q_{it} = \alpha \ln P_{it} + \beta \ln Y_{it} + \ln W_{it}$$

Al tratar de determinar los valores de estas constantes Fisher y Kaysen se encontraron que los aparatos domésticos considerados en sus bases de cálculo no definían el consumo total residencial, por lo que en lugar de determinar la cantidad de aparatos existentes proponen considerar el crecimiento anual en términos porcentuales a través de la expresión llamada de retardos escalonados.

$$\ln W_{ij} - \ln W_{i,j-1} = \gamma_i$$

Fisher y Kaysen desarrollan ambas ecuaciones para postular finalmente su modelo como:

$$\ln q_{it} - \ln q_{i,j-1} = \gamma_i + \alpha_i (\ln P_{it} - \ln P_{i,j-1}) + \beta_i (\ln Y_{it} - \ln Y_{i,j-1})$$

Determinaron los valores de α_i , β_i y γ_i para cada estado de los Estados Unidos basándose en estadísticas de 1946 a 1957.

Otro economista que ha propuesto modelos para la demanda de electricidad es Douglas R. Bohi (1981), quien plantea que los consumidores individuales o residenciales buscarán distribuir sus gastos dentro del margen de sus ingresos, disfrutando de comodidades hasta donde les es posible, mientras que las empresas productoras de bienes y servicios demandan energía en relación con otros factores ligados a la producción, ya que tienen el propósito de minimizar el costo total y obtener márgenes mayores de utilidad.

Esta diferencia en la motivación del consumo de energía sugiere tratar de manera separada la demanda de electricidad por tipo de consumidor, así se tiene la primera diferenciación en los modelos de la demanda al considerar la residencial, la comercial y la industrial.

Considerando que la demanda residencial de electricidad depende del precio de la energía y los ingresos de los consumidores, y la demanda de las empresas depende del nivel de producción y relativamente del precio, se plantea que ante un cambio en estas condiciones los consumidores tenderán a una nueva posición de equilibrio, por lo que un análisis estático de la demanda busca determinar la magnitud del cambio experimentado.

Bohi considera que los tomadores de decisiones realizarán ajustes inmediatamente, independientemente de la imprecisión o escases de la información que se tenga sobre el panorama futuro. En este sentido se define entonces un modelo de análisis dinámico de la demanda, donde el objetivo es determinar el camino de los movimientos entre un estado de equilibrio de la oferta y la demanda y otro estado con un nuevo equilibrio.

En el estudio de la demanda es posible determinar el comportamiento del consumidor individual considerando sus ingresos y los precios, sin embargo, lo que resulta realmente de interés para la estimación de la demanda de electricidad es el comportamiento que tendrán los grupos de individuos, como las comunidades o los sectores industrial y comercial. Por ello el análisis de la demanda requiere de una agregación de datos sobre los consumos individuales, que puede darse por nivel de ingresos, tipos de consumidores, etc., no siempre es posible realizar las agregaciones o tales agregaciones no arrojan resultados consistentes por lo cual Bohi establece otra rama de modelos donde se consideran con agregación o con desagregación de datos.

En sus estudios Bohi introduce el concepto de elasticidad, la cual se refiere a la sensibilidad de la cantidad demanda ante los cambios en los elementos que la determinan, es decir, es el porcentaje del cambio de la demanda como resultado de un porcentaje de cambio en el precio, la demanda será inelástica si la elasticidad al precio es menor a uno en valor absoluto; será unitariamente elástica si la elasticidad es igual a uno y será elástica si la elasticidad al precio es mayor a uno. En términos de la elasticidad la demanda de electricidad tendrá relación con los precios del carbón, del gas natural o cualquier otro factor que afecte los precios.

En forma análoga a Fisher y Kaisen, Bohi establece la demanda de energía como una función logarítmica;

$$\log Q = a + b \log P + c \log Y + d \log Z$$

Donde **Q** es la demanda, **P** es el precio, **Y** son los ingresos de los consumidores, **Z** es un vector de otras variables, y **a**, **b**, **c** y **d** son factores obtenidos del manejo estadístico de los datos.

Es interesante desagregar la demanda total de electricidad por sector. En la demanda industrial Bohi divide los estudios en consideraciones por clases de producto.

En cuanto a la demanda industrial por clase de producto, ésta se divide en:

- Alimentos
- Productos textiles
- Pulpa y productos de papel
- Productos químicos
- Productos de metal
- Maquinaria
- Maquinaria eléctrica
- Equipo de transporte

4.2. Un Modelo Econométrico para Predecir la Demanda de Energía Eléctrica

En el análisis económico, las variables endógenas o explicativas no recogen instantáneamente el impacto que sobre ellas producen los cambios observados o inducidos por las variables explicativas o exógenas. Tampoco se produce el efecto esperado en una sola unidad de tiempo posterior al de la presentación de las causas. En general, los efectos esperados se distribuyen con distinta intensidad sobre una sucesión de periodos. De aquí que el uso de los valores observados es equivalente a realizar las hipótesis de que las expectativas en el futuro, están fuertemente basadas en las cantidades que se han observado en el pasado y que, por tanto, no difieren de ellas de un modo sistemático. Es por ello que en este tipo de formulaciones, los valores observados se caracterizan más bien como valores anticipatorios que proporcionan impulsos reales que tienden a cubrir un nuevo equilibrio entre el valor observado y el valor anticipatorio. De aquí proviene la concepción de los modelos con retardos escalonados o de esperas adaptativas.

A continuación se describen algunas causas que generan los retardos escalonados:

- a) Resistencia de comportamiento; Entre ellas se debe mencionar el hábito, a la resistencia al cambio, a la formación de nuevos usos, etc. Estas determinan, con diferente intensidad, la propagación de una causa en una sucesión de periodos.
- b) Resistencias tecnológicas; Se deben a la adquisición de bienes de consumo duradero no obsoleto, a los requerimientos de ampliación en las capacidades instaladas, etc.
- c) Resistencias institucionales; Ellas se deben a la insuficiente información del mercado con respecto a las estructuras de precios y a la disponibilidad de bienes sustitutos y complementarios.
- d) Incertidumbre frente al futuro; Esta incertidumbre es obviamente función decreciente de la cantidad y calidad de la información. Para los consumidores, las expectativas de los precios de los diferentes energéticos, su estructura esperada y su varianza relativa, son causa de incertidumbre.

A mayor incertidumbre en lo que toca a los precios esperados, mayor será su varianza relativa, y por tanto, menor utilidad tendrán los precios actuales y pasados para servir de guía en la toma de decisiones que comprometa el consumo del futuro inmediato.

Igualmente, pueden hacerse consideraciones sobre las expectativas en el comportamiento del producto interno bruto (variable próxima los ingresos de los consumidores), de la ocupación y, en general del nivel de actividad económica esperado y el grado de modernización y avance tecnológico de las estructuras nacionales.

Así mismo, el horizonte económico de los consumidores tiene que ver con los factores de incertidumbre mencionados. A corto plazo, en una situación económica, política y social estable, el grado de incertidumbre es mínimo. A largo plazo y con expectativas de inestabilidad, el grado de incertidumbre con respecto al futuro es grande y en consecuencia, el horizonte económico de los sujetos de la actividad económica es corto.

Otra causa de incertidumbre, se encuentra en el grado de innovación tecnológica y su velocidad de propagación sobre el sistema económico. En periodos de rápidos avances tecnológicos, las expectativas de descubrimientos de nuevos tipos de energía en escala comercial, es una

fuentes de incertidumbre que contribuyen a reducir el horizonte económico de los sujetos de la actividad económica.

El modelo incluye las siguientes variables:

D_{it} = Demanda observada de energía eléctrica i en el periodo t . La demanda observada es para todos los casos, la demanda nacional en donde se incluyen autoconsumos, perdidas, importaciones, etc. Simplemente D_t es la suma de las demandas de la energía eléctrica en el periodo t y se le llama "demanda agregada de energía eléctrica"

$$\text{Consumo Aparente} = (\text{Producción} + \text{Importaciones} - \text{Exportaciones})_t$$

D_{it}^* = Demanda esperada tanto para el periodo de observación como para el periodo de pronóstico de energía eléctrica i en el periodo t . Simplemente D_{it}^* representa la demanda de energía en el periodo de observación t o en el de pronóstico $t + n$. La demanda esperada, es un tipo de demanda "ex ante" (antes del suceso) que esperan o esperaron realizar los agentes económicos durante un cierto horizonte.

\bar{D}_{it} = Demanda calculada (para el periodo de observación) o la demanda pronosticada (para el periodo de predicción) de energía eléctrica i en el periodo t . La demanda calculada es, por definición, igual a la esperanza matemática de la función de demanda $E(\bar{D}_{it})$ que a su vez está condicionada por un conjunto de variables exógenas.

PIB_{ELt} = Producto Interno Bruto del sector eléctrico observado o pronosticado exógenamente al modelo, en el periodo t o en el periodo $t + n$.

El modelo consta de dos ecuaciones simultáneas cuya forma estructural es la siguiente:

$$D_{it} - D_{it-1} = \delta(D_{it}^* - D_{it-1}) + \mu_t \text{ --- (1)}$$

$$D_{it}^* = \alpha + \beta PIB_{ELt} + \gamma POB_t + v_t \text{ --- (2)}$$

Al sustituir la ecuación (2) en la ecuación (1) tenemos:

$$D_{it} - D_{it-1} = \delta(\alpha + \beta PIB_{ELt} + \gamma POB_t + v_t - D_{it-1}) + \mu_t$$

$$D_{it} - D_{it-1} = \delta\alpha + \delta\beta PIB_{ELt} + \delta\gamma POB_t + \delta v_t - \delta D_{it-1} + \mu_t$$

Considerando la ecuación anterior en forma reducida tenemos:

$$D_{it} = \widetilde{A}_1 + \widetilde{A}_2 PIB_{ELt} + \widetilde{A}_3 POB_t + \widetilde{A}_4 D_{it-1} + \varepsilon_t$$

Dónde:

$$\widehat{A}_1 = \delta\alpha$$

$$\widehat{A}_2 = \delta\beta$$

$$\widehat{A}_3 = \delta\gamma$$

$$\widehat{A}_4 = 1 - \delta$$

$$\varepsilon_t = \delta v_t + \mu_t$$

La ecuación anterior permite una identificación exacta de los coeficientes estructurales del modelo.

Los estimadores \widehat{A}_1 , \widehat{A}_2 , \widehat{A}_3 y \widehat{A}_4 obtenidos por mínimos cuadrados ordinarios muestran normalmente un sesgo por utilizar una pequeña muestra, que tiende a desaparecer cuando el número de observaciones aumenta indefinidamente. Los estimadores tienen propiedades asintóticas tales como la consistencia, es decir, su distribución se degenera en un sólo punto que coincide con el verdadero valor del parámetro, cuando el tamaño de la muestra tiende a infinito.

Esto sólo sucederá si la hipótesis de ausencia de autocorrelación de errores se satisface.

Obtención de las elasticidades a corto y largo plazo.

Según la definición de elasticidad a corto plazo, e_C y la elasticidad de largo plazo e_L , se requiere previamente el cálculo de las derivadas parciales a corto y largo plazo:

$$D_t(C) = \frac{\partial D_{it}}{\partial PIB_{ELt}} = A_2 = \delta\beta$$

$$D_t(L) = \sum_{\gamma=0}^{\infty} \frac{\partial D_{it}}{\partial PIB_{ELt-\gamma}} = \frac{A_2}{1 - A_4} \text{-----}(1^*)$$

(1*) La derivada a largo plazo fue obtenida introduciendo un operador de retardo: $\Delta = L^0 - L'$, donde Δ es la primera diferencia y $L^0 - L'$ son los operadores de retardo. En general, las diferencias de orden r para una variable y_t son: $\Delta^r Y_t = (L^0 - L')^r Y_t$

De aquí las elasticidades son:

$$e_C = \frac{PIB_{EL}}{D_i} \left[\frac{\partial D_{it}}{\partial PIB_{EL}} \right] PIB_{ELt} = PIB$$

También llamada "multiplicador de impacto"

$$e_L = \frac{PIB_{EL}}{D_i} \left[\sum_{r=0}^{\infty} \frac{\partial D_{it}}{\partial PIB_{ELt-r}} \right] PIB_{ELt} = PIB$$

También llamada "multiplicador total".

4.3. Pronóstico Oficial de la Demanda de Electricidad para el 2024

Para efectos de la estimación de la demanda de electricidad en México, en el 2009 la SENER estableció tres escenarios de análisis que se relacionan con la Tasa Media de Crecimiento del PIB, los cuales se denominan:

Planeación.- Es el eje de referencia para los estudios realizados y considera una tasa de media crecimiento anual del PIB del 2.7%

Alto.- Corresponde a un escenario optimista donde la tasa media de crecimiento del PIB es del 3.4%

Bajo.- Es un escenario pesimista con una tasa media de crecimiento del PIB de 1.8%.

En el Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2010-2024 (POISE) elaborado por Comisión Federal de Electricidad se considera que el consumo de energía más el autoabastecimiento, para 2024 a nivel nacional, tendrá un crecimiento del 3.6% anual en el marco de Planeación, 4.3% en el esquema Alto y 2.6% en Bajo, que se refleja en el cuadro 4.1.

Cuadro 4.1 Consumo de Energía Eléctrica para 2024 por Escenario (TWH)
Fuente: Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2010-2024CFE

Escenario	Porcentaje	Consumo
<i>Planeación</i>	3.6	365.3
<i>Alto</i>	4.3	405.7

<i>Bajo</i>	2.6	312.5
--------------------	-----	-------

Los porcentajes considerados en la elaboración del POISE son más elevados que los datos establecidos por la SENER de acuerdo al cuadro 4.2.

Cuadro 4.2 Porcentajes Utilizados en la Estimación de Demanda
Fuente: Propia con Base en el POISE y Prospectiva del Sector Eléctrico (SENER)

Escenario	Porcentaje POISE	Porcentaje SENER	Diferencia Porcentual
<i>Planeación</i>	3.6	2.7	33.33
<i>Alto</i>	4.3	3.4	26.47
<i>Bajo</i>	2.6	1.8	44.44

En la figura 4.1 se puede apreciar la tendencia histórica de 1998 a 2010 y la proyección al 2024 de las ventas de electricidad al servicio público y el sector de autoabastecimiento.

Ventas más autoabastecimiento 1998—2024

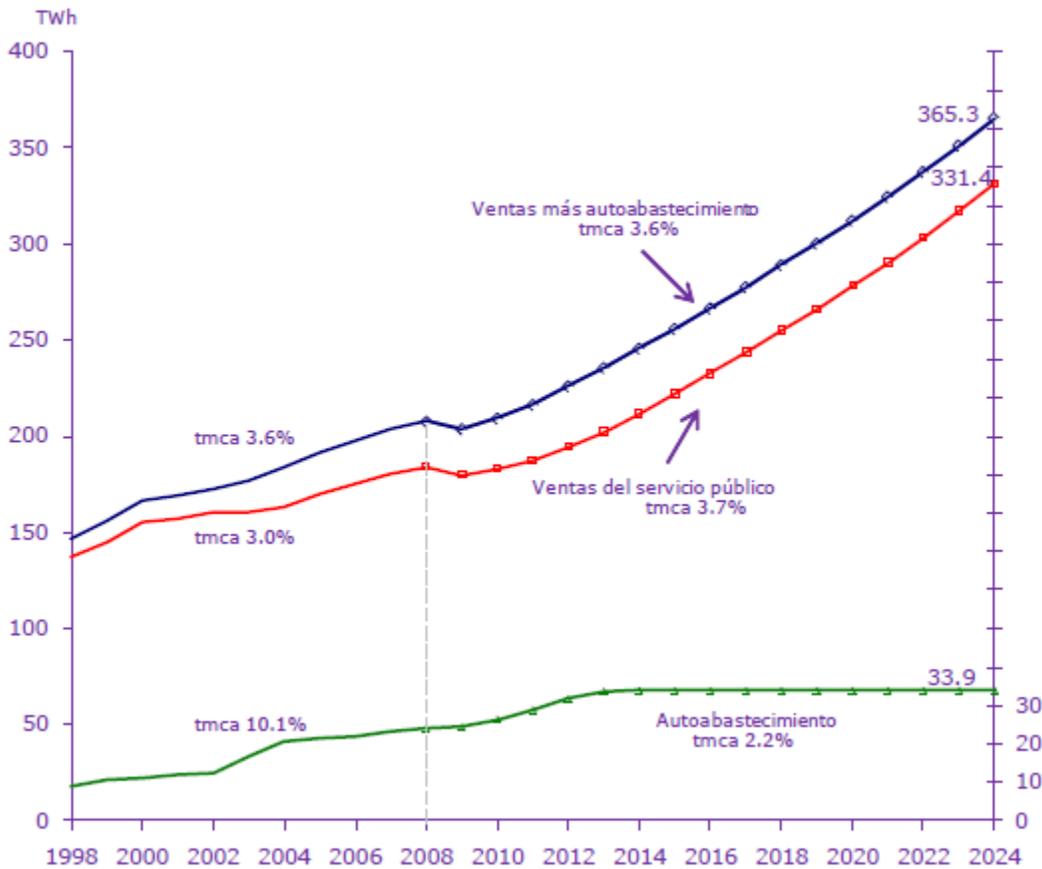


Figura 4.1 Tendencia y Pronóstico de Ventas del Servicio Público y Autoabastecimiento (TWH)

Fuente: Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2010-2024CFE

Como se mencionó anteriormente la determinación de la demanda de electricidad requiere de complejos modelos matemáticos y una gran cantidad de datos para determinar las elasticidades aplicables, es importante destacar que en la información proporcionada por la SENER y la CFE no se aclara que tipos de modelos econométricos han utilizado para la determinación de la demanda, o si sólo han realizado extrapolaciones de los datos históricos, ya que directamente indican el porcentaje esperado para el 2024 en cada uno de los escenarios planteados. Como puntos a favor, se puede mencionar que en el POISE de la CFE se hace referencia al crecimiento poblacional y al Producto Interno Bruto, por lo que se puede suponer que se está aplicando un modelo econométrico que considera el nivel de ingresos y la cantidad de población existente.

En este punto conviene aclarar que la información hasta ahora define la cantidad de energía que deberá producirse a nivel nacional para el 2024, tal cantidad de energía está en función de la cantidad de plantas existente y de la disponibilidad

de trabajo de las mismas, es decir, el tiempo que laboren (utilización de planta) contribuirá a la suma de la energía producida.

Para determinar el tamaño de las plantas que habrán de instalarse es necesario introducir el concepto de Demanda. La Demanda Máxima representa para un instante dado, la máxima coincidencia de cargas eléctricas (motores, compresores, iluminación, equipo de refrigeración, etc.) operando al mismo tiempo, es decir, la demanda máxima corresponde a un valor instantáneo en el tiempo.

Por lo cual el tamaño de las plantas habrá de definirse tomando en cuenta la Demanda que se presentará en los puntos específicos del país, ya que no existe la misma carga en los lugares tradicionalmente industriales que los sitios de cultivo o habitacionales. Lo anterior obliga a realizar un pronóstico de crecimiento por zonas geográficas.

La Comisión Federal de Electricidad tiene dividido el país en 120 zonas que se agrupan en 9 áreas:

1. Central.
2. Oriental.
3. Occidental.
4. Noroeste.
5. Norte.
6. Noreste.
7. Baja California.
8. Baja California Sur.
9. Peninsular.

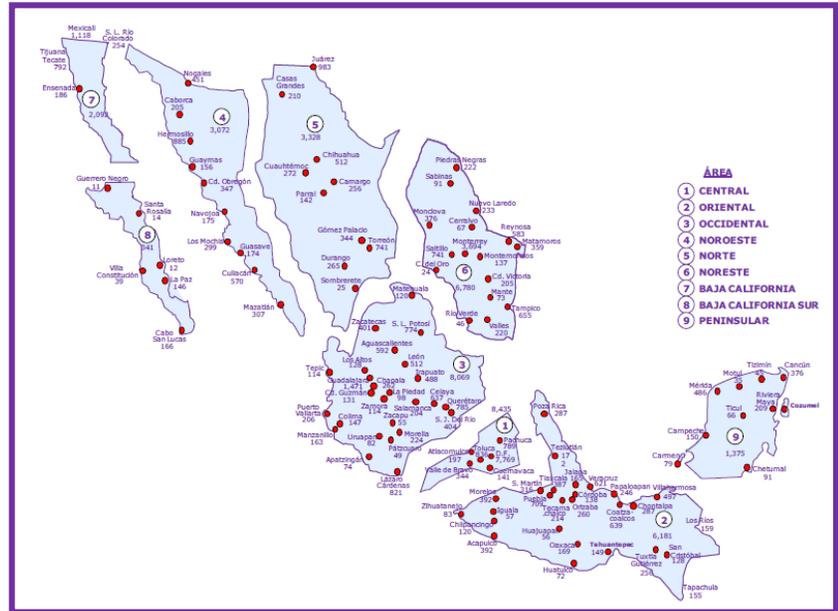


Figura 4.2 Áreas Geográficas de Electrificación

Fuente: Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2010-2024CFE

El crecimiento anual esperado de la Demanda y su valor en MW para el 2024 de las diferentes zonas geográficas se detalla en el cuadro 4.3.

Cuadro 4.3 Demanda de Energía Eléctrica para 2024 por Zona Geográfica

Fuente: Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2010-2024CFE

Área	Porcentaje	Demanda (MW)
Central	2.8	13,187
Oriental	3.5	10,779
Occidental	3.7	14,481
Noroeste	4.2	5,899
Norte	3.6	5,903
Noreste	4.0	12,734

Baja California	4.1	4,000
Baja California Sur	6.1	883
Peninsular	5.6	3,281
Total		71,147

El crecimiento anual esperado del Consumo y su valor en GWh para el 2024 de las diferentes zonas geográficas se detalla en el cuadro 4.4.

Cuadro 4.4 Consumo de Energía Eléctrica para 2024 por Zona Geográfica
Fuente: Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2010-2024CFE

Área	Porcentaje	Consumo (GWh) en esquema de Planeación
Central	2.8	81,120
Oriental	3.5	68,204
Occidental	3.6	92,985
Noroeste	4.2	32,049
Norte	3.6	34,298
Noreste	3.9	77,066
Baja California	4.1	21,785
Baja California Sur	6.1	4,986
Peninsular	5.6	21,114
Total		433,607

Como se puede observar el porcentaje promedio de crecimiento utilizado para el periodo 2010-2024 es del 4.17%, el cual resulta muy próximo al 4.3% del escenario Alto, por lo que podemos considerar que la CFE ha basado todos sus cálculos en tal escenario aunque en otras referencias indica que utiliza el escenario de Planeación.

Es importante destacar que en otros documentos como el Low Carbon Development for Mexico (Banco Mundial 2009) se establece un crecimiento anual del 3.9% para el periodo 2017-2030, que se ubica entre los escenarios Alto y de Planeación del POISE.

Como puede observarse de la anterior discusión ninguna institución sea pública o incluso internacional, coinciden en las tasas de crecimiento de la demanda, derivado de las diferencias en la metodología utilizada o en las consideraciones realizadas.

La demanda de la energía eléctrica no es solamente una cuestión de consumo histórico y de utilización de variables macroeconómicas dentro de un modelo econométrico.

Como en toda labor de planeación y, el pronóstico del consumo lo es, debe tener como meta conseguir el "futuro deseado".

El futuro deseado en el caso de la demanda y de la satisfacción del consumo de electricidad pasa por diferentes etapas que tienen que ver con:

- El mínimo consumo para satisfacer necesidades ingentes de la población, principalmente rural, que no alcanza a satisfacer sus necesidades de electricidad.
- La tecnología que se está utilizando en diferentes regiones del mundo para hacer uso eficiente de la energía eléctrica y por lo tanto ahorrarla.
- Los vectores de energía eléctrica "repartidos" que darían servicio localmente a regiones o poblaciones de difícil acceso a la red eléctrica y para las cuáles las fuentes alternas podrían dar soluciones integrales.
- Disminuir la tendencia de algunos consumidores al dispendio de la energía eléctrica que puede tener su origen en las tarifas y en la falta de cultura hacia la eficiencia energética y la falta de inversión orientada a ésta última.

Por estas razones creemos que las tasas anteriormente expuestas son muy altas para poder realmente satisfacer una demanda con las características arriba mencionadas haciendo uso eficiente de la energía.

Por lo tanto para fines de esta tesis, se tomará el pronóstico de la demanda dado por la CFE en el POISE, según aparece en los cuadros 4.3 y 4.4 hasta el 2024.

De 2024 en adelante, la demanda se calculará de acuerdo a las tendencias mundiales. A este respecto tomaremos la tendencia mundial del consumo de energía eléctrica por habitante comparando diferentes regiones con México.

De acuerdo a la información presentada en la Prospectiva del Sector Eléctrico 2008-2017 de la SENER, se tiene un pronóstico para el 2015 del consumo mundial de energía eléctrica por habitante como lo muestra el cuadro 4.5.

Cuadro 4.5 Consumo de Energía Eléctrica por Habitante para 2015 (KWH/Hab)
Fuente: Prospectiva del Sector Eléctrico 2008-2017 (SENER)

Área	Consumo	Tasa Media de Crecimiento Anual
Mundial	3,007	2.0
OCDE	8,834	1.2
Norteamérica	11,496	1.0
Europa	6,398	1.0
Asia	9,167	2.0
No OCDE	1,807	3.5
Europa y Eurasia	6,356	4.3
Asia	1,559	4.4
Medio Oriente	3,286	1.6
África	592	1.0
Centro y Sudamérica	2,627	3.3

Para determinar el porcentaje de crecimiento que tendrá México se llevan a cabo los siguientes cálculos:

1. De acuerdo al Informe Anual 2009 de CFE, el consumo en este año ascendió a 195,649 GWH.
2. Utilizando el porcentaje de crecimiento anual aplicado por la CFE en el POISE, tenemos para el 2015 un consumo esperado de:

$$A = 195,649(1.0417)^6 = 249,996 \text{ GWH}$$

3. De acuerdo a datos de CONAPO la población del país en 2009 era de 107,122,328 habitantes, con lo que se tendría un consumo per cápita de:

$$\text{Consumo por habitante en 2009} = \frac{1.95649 \times 10^{14}}{1.07122328 \times 10^8} = 1,826 \text{ KWH/Hab}$$

4. De acuerdo al último censo de población del 2010 en el país existen 112,336,538 habitantes, el INEGI estima una tasa de crecimiento poblacional de 1.1%, por lo que para el 2015 se estima una población de:

$$\text{Población en el 2015} = 112,336,538(1.011)^5 = 118,652,478 \text{ Hab}$$

con lo que se tendrá un consumo por habitante de:

$$\text{Consumo por habitante en 2015} = \frac{2.49996 \times 10^{14}}{1.18652478 \times 10^8} = 2,106 \text{ KWH/Hab}$$

5. Con los datos anteriores determinamos la tasa anual de crecimiento:

$$2,106 = 1,826(1 + i)^6$$

De donde tenemos:

$$i = \sqrt[6]{\frac{2,106}{1,826}} - 1 = 0.024$$

$$i = 2.4\%$$

Como se mencionó anteriormente el POISE utiliza una tasa de crecimiento del 4.17% que resulta muy cercana al escenario alto, sin embargo, con los cálculos anteriores estimamos que la tasa debería ser del 2.4% que resulta más cercana al escenario bajo. Para efecto de estimar la demanda que habrá de cubrirse del 2010 al 2040 consideramos lo siguiente: se toma el dato real del consumo de energía del 2009, se aplica la tasa del 4.17% correspondiente al POISE para el periodo 2010-2024, para el periodo 2025-2040 se considera una tasa intermedia entre los escenarios bajo y de planeación del 3%, los resultados obtenidos se puede apreciar en el cuadro 4.6 y la figura 4.2.

Cuadro 4.6 Consumo de Energía Eléctrica Anual 2009-2040 (GWH)
Fuente: Propia

GWH					
2009	2010	2011	2012	2013	2014
195,649*	203,808	212,306	221,160	230,382	239,989
2015	2016	2017	2018	2019	2020
249,996	260,421	271,281	282,593	294,377	306,653
2021	2022	2023	2024	2025	2026
319,440	332,761	346,637	361,092	371,925	383,083
2027	2028	2029	2030	2031	2032
394,575	394,575	406,412	418,605	431,163	444,098
2033	2034	2035	2036	2037	2038
457,421	471,143	499,836	514,831	530,276	546,184
2039	2040				
562,570	579,447				

*Valor del consumo real del año

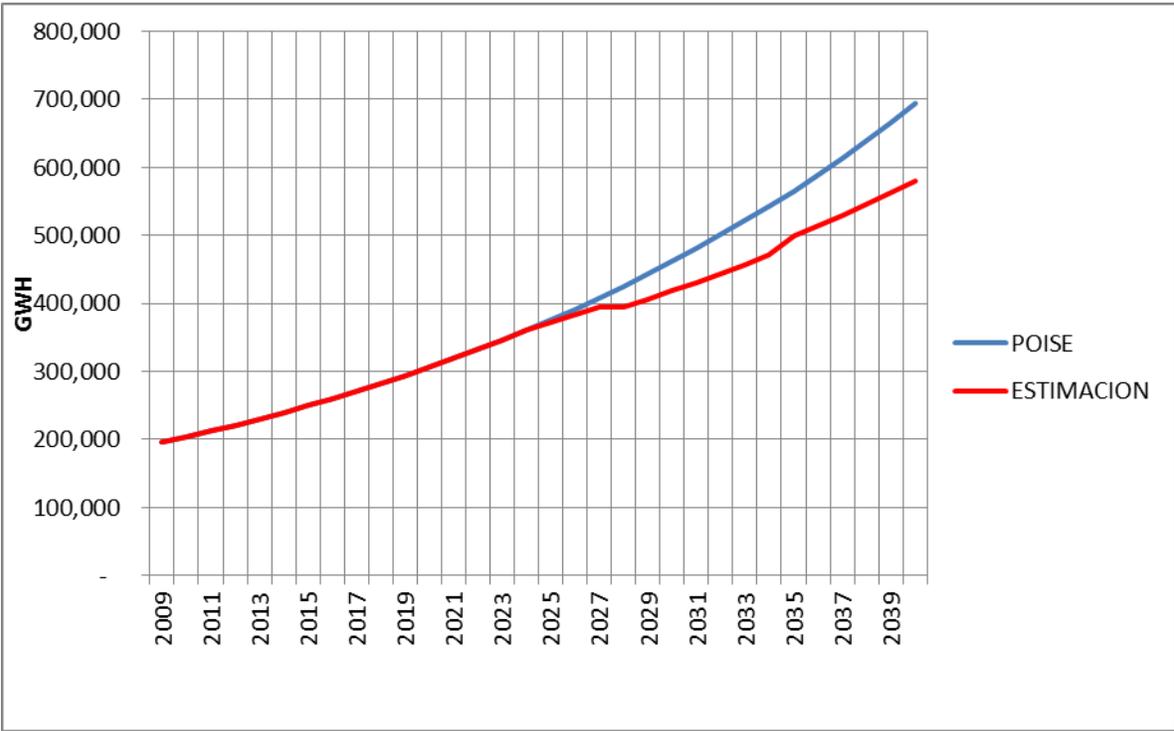


Figura 4.3 Tendencia y Pronóstico del Consumo de Electricidad 2010-2040 (GWH)
Fuente: Propia

Referencias

1. Analyzing Demand Behavior
A Study of Energy Elasticities
Douglas R. Bohi
1981, The Johns Hopkins University Press, Baltimore, Maryland USA
2. The Practice of Econometrics
Classic and Contemporary
Ernst R. Berndt
1991, Library of Congress
3. Prospectiva del Sector Eléctrico 2008-2017
Secretaría de Energía
4. Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2010-2024
Comisión Federal de Electricidad
5. CFE Informe Anual 2009
http://app.cfe.gob.mx/Informeannual2009/index2_2009v1.html
6. Notas del Curso de Ingeniería Económica y Análisis Estratégicos
Semestre 2010-2, Facultad de Química
7. Low Carbon Development for Mexico
Todd M. Johnson, Claudio Alatorre, Zayra Romo y Feng Liu
2009, The International Bank for Reconstruction and Development/The World Bank

CAPITULO 5

Estado Actual de la Planeación Energética en México

5.1 Introducción

La planeación en materia de energía resulta fundamental para cualquier país, ya que un sector energético que es sólidamente planeado y desarrollado facilita el camino hacia el crecimiento económico y el bienestar social. Las considerables inversiones y los prolongados tiempos de desarrollo de los proyectos, ya sean de carácter extractivos o de generación, hacen indispensable una visión de mediano y largo plazo.

Como se ha mencionado en el capítulo 3, existe una ambivalencia en las expectativas del sector energético mundial, por un lado se espera que la demanda de energía siga creciendo por lo menos hasta el 2035, mientras que por otro lado las presiones para preservar el medio ambiente llevan a los gobiernos a establecer medidas que podrán reducir el consumo, sobre todo de los hidrocarburos, creando escenarios que podrían impactar a los países exportadores. Resulta claro que México debe establecer estrategias energéticas tendientes a reducir el consumo, conservar por más tiempo las reservas nacionales y, como se ha dicho de hace mucho tiempo, impulsar las exportaciones de otros rubros además de los hidrocarburos.

En el país, como lo establece la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal, el titular del Poder Ejecutivo debe presentar en el mes de febrero de cada año al Congreso, la Estrategia Nacional de Energía con un horizonte de 15 años, dicha estrategia deberá ser elaborada por la Secretaría de Energía en colaboración con el Consejo Nacional de Energía, en ella se busca definir las acciones que el país desarrollará para cubrir los requerimientos futuros en materia de energía, abarcado el sector de los hidrocarburos y la energía eléctrica.

5.2 Estrategia Nacional de Energía 2010

La estrategia del 2010 fue definida con una visión hacia el año 2024, sobre la base de tres ejes rectores; *Seguridad Energética, Eficiencia Económica y Productividad, y Sustentabilidad Ambiental*.

Dentro de cada eje rector se han definido tres objetivos con los que se pretende llevar al sector hacia una operación eficiente y sustentable:

Seguridad Energética

1. Restituir reservas, revertir la declinación de producción de crudo y mantener la producción de gas natural.

2. Diversificar las fuentes de energía, incrementando la participación de las energías limpias.
3. Incrementar los niveles de eficiencia en el consumo de energía.

Eficiencia Económica y Productividad

4. Reducir el impacto ambiental del sector energético.
5. Operar en forma eficiente, confiable y segura la infraestructura energética.
6. Ejecutar oportunamente las inversiones necesarias en capacidad de procesamiento para reducir el costo de suministro de energéticos.

Sustentabilidad Ambiental

7. Fortalecer la red de transporte, almacenamiento y distribución de gas y petrolíferos.
8. Proveer de energía de calidad y a precios competitivos a los centros de población marginados del país.
9. Promover el desarrollo tecnológico y de capital humano para el sector de energía.

Desglose de Objetivos Aplicables al Sector Eléctrico

Eje Rector: *Seguridad Energética*

Objetivo 1: Restituir reservas, revertir la declinación de producción de crudo y mantener la producción de gas natural.

Considerando que la mayor parte de los proyectos realizados y gran parte de los programados para la generación de electricidad, se basan en el uso de gas natural como fuente primaria, resulta de interés conocer los planes que la Estrategia Nacional de Energía contempla para este rubro, sin embargo, en el desglose del objetivo no se hace una mención específica sobre tal recurso. Sólo se indica que la producción de gas natural en el 2004 fue de 4,570 millones de pies cúbicos diarios, y para el 2009 ascendió a 6,650 MMPCD, donde el principal incremento se presentó en el gas asociado como se puede apreciar en la figura 5.1.

En el capítulo 3 se ha considerado el uso del gas natural para la generación de electricidad, donde se comenta que el consumo supera la producción nacional y el país debe recurrir a las importaciones, que han alcanzado 1,258 mmpcd en 2009, para abastecer las necesidades.

Resulta sumamente grave que la Estrategia Nacional de Energía no defina líneas claras de acción tendientes a solventar esta carencia, que a todas luces incumple con el eje rector de Seguridad Energética

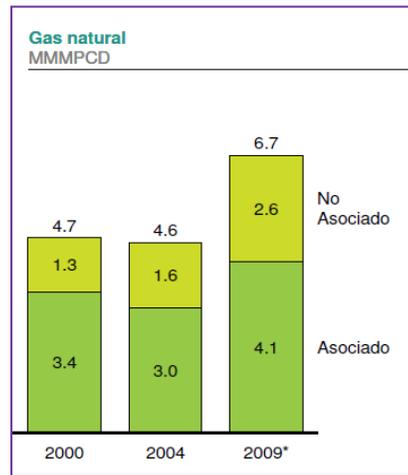


Figura 5.1 Producción Nacional de Gas Natural (MMMPCD) 2004-2009
Fuente: Estrategia Nacional de Energía (SENER)

Objetivo 2: Diversificar las fuentes de energía, incrementando la participación de las energías limpias.

La matriz de energía primaria del país se encuentra sustentada en los combustibles fósiles, en el 2008 representaron el 91% de las fuentes utilizadas, donde el petróleo ocupó el 62%, el gas natural el 27% y el carbón 2%.

Las fuentes no fósiles han tenido una baja aportación en el país ocupando sólo el 9% de la energía primaria utilizada.

La tendencia nacional en la generación de electricidad se ha inclinado a los sistemas de ciclo combinado, ya que requiere de inversiones menores y los tiempos para su entrada en operación también son menores, es por ello que el 75% de las adiciones en capacidad realizadas del 2000 al 2008 corresponden a esta tecnología.

En México se han utilizado de manera regular los recursos hídricos y geotérmicos para la generación de energía eléctrica, y en las últimas fechas la eólica en el Istmo de Tehuantepec, sin embargo, aún queda mucho por desarrollar en este terreno.

Los problemas que enfrentan las tecnologías limpias para su utilización se centran en aspectos técnicos pero también estructurales, como ejemplos de los aspectos técnicos tenemos; la necesidad de ubicarse cerca de las fuentes, lo que repercute en inversiones adicionales en líneas de transmisión; o la intermitencia en la

operación que requiere de la instalación de sistemas de respaldo. En el marco estructural se puede mencionar la falta de incentivos gubernamentales y poco acceso a financiamientos blandos, ante esta situación en el 2009 se publicó el **Programa Especial para el Aprovechamiento de las Energías Renovables**, en la cual se establece que la generación eléctrica con tecnologías limpias, sin considerar la hidroeléctrica, debe alcanzar el 7.6% para el 2012.

Una revisión rápida de los costos unitarios de generación por tipo de tecnología, cuadro 5.1, permite comprender porqué el ciclo combinado se ha visto favorecido, sin embargo, desde mi punto de vista esta estrategia pone en riesgo el objetivo de *Seguridad Energética*, ya que nos hace dependientes del gas natural y nos deja a merced de las variaciones de precios y de los suministros que en su mayoría son de importación.

Cuadro 5.1 Costos Unitarios en la Generación de Electricidad por Tipo de Tecnología
Fuente: Estrategia Nacional de Energía (SENER)

Tecnología	Inversión USD/KW	Costo de Operación USD/MWH	Costo Nivelado ¹ USD/MWH
Ciclo Combinado	973	58	74
Hidroeléctrica	2,000 a 2,500	4	76 a 116
Carboeléctrica	2,323	41	80
Geotermoeléctrica	2,169	48	82
Nucleoeléctrica	5,000	19	84
Eoloeléctrica	2,360	13	110
Turbogás	650	86	152

¹El costo nivelado incluye los costos de operación más el costo anualizado inversiones.

Otro elemento que puede apoyar a diversificar las fuentes de energía y sobre todo la eficiencia en la utilización de la energía, es la cogeneración, ya que se aprovecha la energía térmica utilizada en otros procesos industriales para generar electricidad. Se estima que en el país las industrias cuentan con una potencia de 11,000 MW donde hasta ahora sólo se ha aprovechado el 30% con 3,290MW.

Objetivo 3: Incrementar los niveles de eficiencia en el consumo de energía.

Con la finalidad de impulsar el consumo eficiente de energía del país, en el 2009 fue publicado el **Programa Nacional para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía** en el cual se identifican las oportunidades de reducción en el consumo de energía de todos los sectores de la economía y se estima una reducción de 280 TWH para el 2024, esto equivale a un 1% de la tasa de crecimiento anual del periodo 2008-2024.

Otro punto muy importante que destaca la Estrategia Nacional de Energía es el de los subsidios destinados al consumo eléctrico, donde se indica que este sector utiliza el 63% de todos los subsidios destinados a los energéticos, alcanzado una cifra de 149 mil millones de pesos en el 2008, esto crea una diferencia del 29% entre las tarifas cobradas y el costo contable, la mayor parte de los subsidios se destinan al consumo agrícola y doméstico.

Como una línea de acción se plantea el incremento gradual de los esquemas tarifarios y la asignación de subsidios focalizados sólo a los sectores más desprotegidos.

Resulta evidente que la medida impulsará el consumo más eficiente y racional de la energía eléctrica, al propiciar cambios en los hábitos de consumo de la población y la renovación de los enceres domésticos.

Será muy importante analizar el impacto que tendrán estas dos variables (precios y renovación tecnológica) en la estimación de la demanda futura de energía.

Eje Rector: *Eficiencia Económica y Productividad*

Objetivo 4: Reducir el impacto ambiental del sector energético.

Las emisiones de CO₂ del país han crecido a una tasa anualizada del 1.3% de 1996 a 2006 hasta llegar a 712 millones de toneladas, de las cuales el 60% corresponde al sector de energía.

En el 2009 se publicó el **Programa Especial de Cambio Climático**, en el cual se estima que de continuar con la tendencia de crecimiento en las emisiones de CO₂ del país se alcanza un crecimiento del 50% en el 2030 y 70% en el 2050, en este documento se establece el compromiso nacional de disminuir para el 2050 las emisiones en 50% con respecto al 2000.

Como línea de acción se establece analizar la posibilidad de crear yacimientos a presión donde sea confinado el CO₂ proveniente de la generación de electricidad.

Eje Rector: *Eficiencia Económica y Productividad*

Objetivo 5: Operar en forma eficiente, confiable y segura la infraestructura energética.

En cuanto a la operación eficiente de la infraestructura eléctrica se mencionan las pérdidas técnicas y no técnicas ocurridas durante la distribución de la energía, dichas pérdidas se han incrementado constantemente, sobre todo en las áreas atendidas por la extinta Compañía de Luz y Fuerza del Centro donde ha alcanzado el 33.2% en el 2009, el resto del país se mantiene sobre el 11%. Cabe destacar que, de acuerdo al propio documento del PECC, a nivel internacional las pérdidas de energía oscilan entre 6% y 8%.

Como línea de acción se propone la modificación del marco legal para establecer el robo de energía eléctrica como delito federal grave.

Eje Rector: *Eficiencia Económica y Productividad*

Objetivo 6: Ejecutar oportunamente las inversiones necesarias en capacidad de procesamiento para reducir el costo de suministro de energéticos.

De 1998 a 2008 la capacidad de generación del sistema eléctrico nacional se incrementó aproximadamente 3.8% anual, con este ritmo de crecimiento el margen de reserva alcanzó el 47% en el 2009, tal magnitud en el margen de reserva ocasiona una subutilización de la infraestructura.

Como línea de acción se propone la reducción del margen de reserva eléctrico al 22%, que actualmente se encuentra sobre el 40%, cabe mencionar que aunque parece razonable realizar tal reducción, este objetivo se alcanzará retrasando los proyectos de nueva infraestructura, es de fundamental importancia observar el comportamiento de la demanda para tomar las decisiones oportunamente de tal manera que el margen sólo se reduzca lo establecido, ya que los tiempos de desarrollo de los proyectos no permiten reacciones a corto plazo.

Eje Rector: *Sustentabilidad Ambiental*

Objetivo 8: Proveer de energía de calidad y a precios competitivos a los centros de población marginados del país.

Se estima que en México el 3% de la población habita en localidades que no cuentan con suministro de energía eléctrica, las cuales se ubican en regiones remotas y cuentan con una baja densidad poblacional, esto ocasiona que los proyectos para interconectarlos al sistema eléctrico nacional resulten incosteables. Una opción es la aplicación de proyectos mediante la generación con energías limpias en situ.

Como línea de acción se propone el desarrollo de tales proyectos, pero no se establece una política clara para el fomento de las inversiones.

Metas para el Logro de Objetivos Aplicables al Sector Eléctrico

Como indicadores del impacto y resultados logrados por la estrategia se han establecido metas donde se identifican los factores necesarios para su logro, las metas aplicables al sector eléctrico se observan en el cuadro 5.2.

Cuadro 5.2 Metas y Factores para el Logro de Objetivos
Fuente: Estrategia Nacional de Energía (SENER)

Eje Rector	Meta	Factores para Alcanzar la Meta
<i>Seguridad Energética</i>		
<i>Eficiencia Económica y Productividad</i>	Disminuir el margen de reserva de capacidad de generación de electricidad a un nivel de 22%.	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Integrar en la planeación de capacidad las metas de tecnologías limpias intermitentes, parámetros para seguridad del suministro, crecimiento de la demanda y programas de uso eficiente de energía. ▪ Inversión costo-eficiente en transmisión para aprovechar la capacidad existente.
	Disminuir pérdidas de electricidad a niveles comparables a estándares internacionales de 8%.	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Asignación oportuna de recursos financieros y físicos. ▪ Incorporación gradual de tecnologías avanzadas para administración de la demanda como redes y medidores inteligentes. ▪ Modificación del marco legal para tipificar el robo de energía eléctrica como delito federal grave.
	Elevar el nivel de electrificación del país para alcanzar al 98.5% de la población.	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Coordinación con autoridades y gobiernos locales y estatales. ▪ Acceso oportuno a recursos financieros.
<i>Sustentabilidad Ambiental</i>	Incrementar la participación de las tecnologías limpias en el parque de generación al 35%.	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Reconocimiento de los impactos ambientales y beneficios indirectos dentro de los costos de suministro de energía de todas las tecnologías y combustibles. ▪ Desarrollo y adopción de tecnologías de punta.
	Capturar el potencial de ahorro en el consumo final de energía (electricidad y combustibles) identificado en el Programa Nacional para el Aprovechamiento Sustentable de	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Sistema adecuado de precios y tarifas. ▪ Coordinación con autoridades y gobiernos estatales y municipales. ▪ Desarrollo y adopción de tecnologías de administración de la demanda y uso eficiente de la energía.

	la Energía.	
--	-------------	--

Comentarios Sobre la Estrategia Nacional de Energía

Si bien la Estrategia Nacional de Energía establece los lineamientos que el país habrá de seguir en materia de hidrocarburos y electricidad para asegurar el suministro futuro, sólo lo hace de manera general y no llega a establecer planes definitivos sobre las tecnologías que deben ser impulsadas, las proporciones de presupuesto nacional que deberían ser asignadas o los mecanismos aplicables para lograr las ideas propuestas. Deja totalmente descubierta la planeación en materia de gas natural, al no definir planes de acción para incrementar las reservas, la producción o limitar las importaciones.

5.3 Programa Especial para el Aprovechamiento de Energías Renovables.

El 6 de agosto del 2009 fue publicado en el Diario Oficial de la Federación, el decreto mediante el cual se aprueba el **Programa Especial para el Aprovechamiento de Energías Renovables 2009-2012**, en este documento se sientan las bases para impulsar el desarrollo y aplicación de las energías renovables en el balance de energía del país.

Las energías renovables son un camino por donde México tiene grandes oportunidades para diversificar sus fuentes de energía, ya que se cuenta con altos niveles de insolación, recurso hídricos, eólicos, geotérmicos y grandes volúmenes de desechos agrícolas. La utilización de estas fuentes para la generación de energía eléctrica permitirá llevar el suministro a zonas alejadas de la red nacional, donde los proyectos de interconexión resultan poco viables, además de contribuir a la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero del país.

Se estima que el potencial de los bioenergéticos del país se encuentra sobre los 3,771 PetaJules al año (1,047 GWH), lo que representa el 8% del consumo de energía primaria, de este volumen el 40% proviene de los combustibles de madera y 26% de los agro-combustibles.

A nivel mundial la generación eléctrica con energías renovables alcanza el 18% la cual corresponde mayormente a los recursos hídricos y eólicos, la distribución general se ubica de la siguiente manera, en el cuadro 5.3:

Cuadro 5.3 Generación de Electricidad en el Mundo por Tipo de Fuente Primaria
Fuente: Programa Especial para el Aprovechamiento de Energías Renovables (SENER)

Fuente	Porcentaje
Carbón	40
Nuclear	15
Gas	20
Petróleo	7

Renovables	18
------------	----

La generación fotovoltaica alcanza 6,000 MW que se encuentran distribuidos fundamentalmente en Alemania, Japón y Estados Unidos.

La generación hidroeléctrica alcanza los 170,000 MW, los cuales se encuentran concentrados mayormente en países asiáticos como China, India y Vietnam.

En cuanto a la generación eólica se tienen 121,000 MW, destacando España, Alemania, India, China y Estados Unidos, la generación eólica ha tenido grandes avances en los últimos años como se aprecia en el cuadro 5.4.

Cuadro 5.4 Generación de Electricidad en el Mundo por Tipo de Fuente Primaria
Fuente: Programa Especial para el Aprovechamiento de Energías Renovables (SENER)

País	Capacidad Instalada (MW)	Producción (MWH)
Alemania	20,600	30,700,000
España	11,600	23,000,000
Estados Unidos	11,600	26,700,000
India	6,300	8,000,000
Dinamarca	3,100	6,100,000
China	2,600	3,900,000
Italia	2,100	3,000,000
Reino Unido	2,000	4,200,000
Portugal	1,700	2,900,000
Francia	1,600	2,200,000

En cuanto a la energía geotérmica México destaca con una capacidad instalada de 964.5 MW y una generación de 7,057,768 MWH en el 2006.

De acuerdo a cifras del 2008, México cuenta con 1,924.7 MW de capacidad instalada para la generación a través de energías renovables, los cuales representan el 3.3% de la capacidad de generación total del país sin considerar las grandes hidroeléctricas, mientras que la energía generada representa el 3.9%, el desglose se presenta en la tabla 5.5:

Cuadro 5.5 Generación de Electricidad en México con Fuentes Renovables 2008
Fuente: Programa Especial para el Aprovechamiento de Energías Renovables (SENER)

Tecnología	Capacidad (MW)	Generación (MWH)
Eólica	85.2	231.5
Pequeña hidroeléctrica	376.9	1,590.5
Geotermoeléctrica	964.5	7,057.7

Biomasa y biogás*	498.1	819.3
Total	1,924.7	9,699.1

*Proyectos de permisionarios

El Programa Especial para el Aprovechamiento de las Energías Renovables se establece con la misión de propiciar la seguridad y diversificación energética, su visión es que los mexicanos de las próximas generaciones logren la utilización de energías renovables y contribuir a mitigar el cambio climático.

Los objetivos específicos del programa son:

1. **Desarrollar la industria de las energías renovables en México.** El indicador utilizado en medición de este objetivo será el porcentaje de la capacidad instalada para la generación de electricidad mediante energías renovables, se establece como meta alcanzar el 7.6% al 2012.
2. **Ampliar el portafolio energético del país.** El indicador utilizado en medición de este objetivo será el porcentaje de la energía eléctrica generada mediante energías renovables, se establece como meta alcanzar del 4.5 al 6.6% al 2012.
3. **Ampliar la cobertura de servicio eléctrico en comunidades rurales utilizando energías renovables.** El indicador del objetivo será la cantidad de comunidades cubiertas con el servicio, se plantea como meta alcanzar 2,500 poblaciones.

Para el logro de los objetivos indicados en el programa se establecen las siguientes seis estrategias con sus líneas de acción, de las cuales se mencionan las más relevantes:

1. Fomento a la Información.

- Implementar programas de difusión sobre las ventajas y mecanismos de apoyo para el uso de energías renovables.
- Difundir el conocimiento entre las instituciones académicas del país.

2. Elaboración de mecanismos para el Aprovechamiento de Fuentes de Energía Renovables.

- Elaborar el inventario nacional de energías renovables.
- Expedir normas, metodologías y demás disposiciones de carácter administrativo que regulen la generación de electricidad a partir de energías renovables.

3. Electrificación utilizando Fuentes Renovables.

- Crear un catálogo de proyectos piloto con fuentes de energía alterna en comunidades rurales.
- Crear mecanismos para facilitar el acceso a la energía eléctrica a grupos vulnerables.

4. Desarrollo y Promoción.

- Proponer a nivel internacional esquemas de financiamiento de proyectos que utilicen energías renovables.
- Crear el Consejo Consultivo para las Energías Renovables.
- Fomentar la inversión privada para la creación de empresas fabricantes de equipos que utilizan energías renovables.
- Elaborar catálogos nacionales de fabricantes de insumos para diferentes tecnologías.
- Desarrollar esquemas de financiamiento.
- Proponer sistemas de garantías y riesgos compartidos para impulsar la inversión en nuevas tecnologías.

5. Infraestructura y Regulación.

- Promover el uso de energías renovables en instalaciones del sector público.
- Promover el uso de energías renovables en proyectos de autoabastecimiento y cogeneración.
- Promover el uso de energías renovables en los programas de vivienda desarrollados por el gobierno federal.

6. Investigación y Desarrollo Tecnológico.

- Fomentar la cooperación internacional para la investigación y desarrollo tecnológico en la materia.
- Establecer redes de colaboración entre centros de investigación a nivel nacional e internacional.

Costos de Referencia

Por la magnitud de la generación, los costos fijos de las tecnologías renovables siguen siendo elevados, se espera que los desarrollos tecnológicos, el mejoramiento de las cadenas de suministros y los procesos de fabricación, así como su utilización en mayor medida logren una disminución en los costos de inversión.

De acuerdo a Energy Information Administration se espera tener a futuro una disminución en los Costos de Capital de las diferentes tecnologías según se muestra en el cuadro 5.6.

Cuadro 5.6 Costos de Capital para la Generación de Energía Eléctrica con Fuentes Renovables (Dólares de 2007 por KW)

Fuente: Programa Especial para el Aprovechamiento de Energías Renovables (SENER)

Tecnología	Año	Costo de Referencia USD/KW	Porcentaje de Disminución*
Geotérmica	2012	4,097	
	2020	3,770	7.98
	2030	3,548	13.40
Hidroeléctrica	2012	2,232	
	2020	2,113	5.33
	2030	1,920	13.98
Relleno Sanitario	2012	2,532	
	2020	2,348	7.27
	2030	2,043	19.31
Fotovoltaica	2012	5,266	
	2020	4,513	14.30
	2030	3,440	34.68
Térmica Solar	2012	3,597	
	2020	3,407	5.28
	2030	2,774	22.88
Biomasa	2012	3,710	
	2020	3,285	11.46
	2030	2,488	32.94
Eólica en Costa	2012	3,784	
	2020	3,412	9.83
	2030	2,859	24.45
Eólica	2012	1,915	
	2020	1,810	5.48
	2030	1,615	15.67

*Porcentaje de disminución con respecto al 2012

Como se puede observar para el año 2030 se esperan reducciones importantes en los costos fijos de las tecnologías renovables, donde destacan la fotovoltaica, biomasa y eólica en costa con porcentajes del 34.6%, 32.9% y 24.4% respectivamente.

En materia de energía Eólica el gobierno federal implementó en el 2006 el proyecto denominado "Temporada Abierta" donde se acordó la incorporación de 2,473 MW de proyectos eólicos públicos y privados en Oaxaca entre el 2009 y 2012, la inversión estimada en estos proyectos supera los 600 mil millones de pesos. Se espera que para finales del 2011 o inicio del 2012 la Comisión Reguladora de la Energía lance la "Segunda Temporada Abierta"

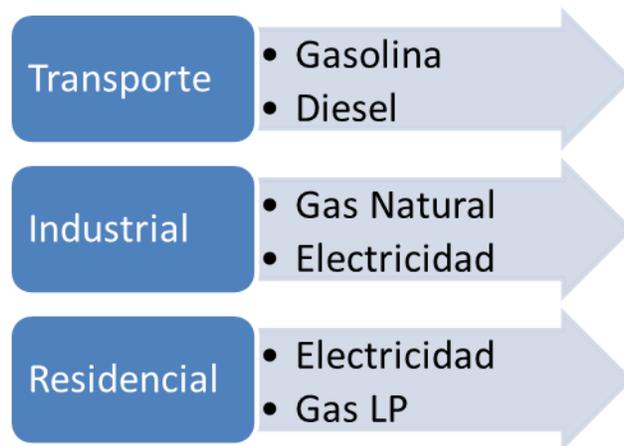
En cuanto a la energía fotovoltaica se han realizado esfuerzos por llevar este tipo de energía a las comunidades más alejadas, donde su interconexión a la red nacional resulta incosteable, el gobierno federal ha impulsado este tipo de instalaciones dentro del Fideicomiso de Riesgo Compartido (FIRCO)

Como estímulo para el desarrollo de la generación de electricidad por medio de la biomasa, el gobierno federal ha impulsado los planes de cogeneración de los ingenios azucareros para el aprovechamiento del bagazo de caña, por lo cual la Comisión Reguladora de la Energía ha otorgado 49 permisos de generación para un total de 498.2 MW de capacidad instalada.

5.4 Programa Nacional para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía 2009-2012

En el Diario Oficial del 27 de noviembre del 2009 fue publicado el Programa Nacional para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía, en este programa se busca establecer estrategias que permitan una utilización más eficiente de la energía en su consumo final, tanto de los combustibles fósiles como de la energía eléctrica.

En el país, durante el 2008, el consumo final de la energía representó el 56% del consumo energético nacional. Los energéticos mayormente utilizados por sector son:



Dentro del programa se han definido las siguientes siete áreas de oportunidad para aumentar la eficiencia energética en el mediano y largo plazo:

- **Transporte;** Considera el consumo del transporte ligero, mediano y de carga pesada.

- **Iluminación;** Se enfoca a las necesidades de iluminación en los sectores residencial, comercial, servicios e industrial así como a las dependencias de la administración pública federal y estatal.
- **Equipos del hogar e inmuebles;** Se aplica al consumo eléctrico de los aparatos electrodomésticos incluyendo los equipos de ventilación, aire acondicionado y calefacción.
- **Cogeneración;** Identifica las industrias con potencial de cogeneración.
- **Edificaciones;** Se enfoca al ahorro de energía a través de la modificación en las practicas de construcción.
- **Motores Industriales;** Se busca mejorar el consumo de los motores trifásicos menores de 75 HP ya que son los que mayormente se encuentran instalados en la industria.
- **Bombas de Agua;** Comprende el consumo de electricidad de los sistemas de bombeo para uso agrícola y municipal.

Los objetivos, estrategias y líneas de acción aplicables al sector eléctrico comprendidas en el programa se desglosan en el cuadro 5.7:

Cuadro 5.7 Objetivos, Estrategias y Líneas de Acción

Fuente: Programa Nacional para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía 2009-2012

Eje de Acción	Objetivos	Estrategias	Líneas de Acción
Iluminación.	Incrementar la eficiencia del parque de focos para iluminación.	Asegurar el cambio tecnológico para incrementar la eficiencia.	<ol style="list-style-type: none"> 1. Acelerar la implementación de iluminación eficiente en la administración pública. 2. Acelerar la implementación de iluminación eficiente en alumbrado público. 3. Publicar norma de consumo de energía para iluminación. 4. Apoyo a grupos marginados para la adquisición de focos eficientes.
Equipos del hogar e inmuebles.	Incrementar la eficiencia del parque de equipos del hogar e inmuebles.	<ol style="list-style-type: none"> 1. Mejorar la eficiencia de los equipos que ingresan al parque. 2. Sustituir equipos ineficientes. 3. Racionalizar el consumo de equipos. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Implementar campañas de certificación y distintivo de equipos. 2. Actualizar las normas de eficiencia de refrigeradores y calentadores de agua. 3. Homologación de normas existentes. 4. Apoyar a grupos marginados para la sustitución de refrigeradores y equipos de aire acondicionado. 5. Fomentar el uso moderado de equipos de aire acondicionado.
Cogeneración.	Incrementar la capacidad de cogeneración.	Promover la cogeneración en usuarios de alto consumo energético.	Difundir la cogeneración, resaltando los beneficios y factibilidad de proyectos en empresas de alto consumo energético.
Edificaciones.	Reducir el consumo energético por acondicionamiento de ambiente en edificaciones.	<ol style="list-style-type: none"> 1. Mejorar el aislamiento en construcciones nuevas. 2. Promocionar mejores prácticas en edificaciones. 	Promocionar mejores prácticas de aislamiento y uso de aire acondicionado.
Motores Industriales.	Incrementar la eficiencia del parque de motores de mayor consumo.	<ol style="list-style-type: none"> 1. Mejorar la eficiencia de los equipos que ingresan al parque. 2. Sustituir equipos ineficientes. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Actualizar la norma de eficiencia de los motores trifásicos. 2. Fomentar la sustitución de motores ineficientes.
Bombas de Agua.	Incrementar la eficiencia de los sistemas de bombeo de agua.	Rehabilitar sistemas de bombeo existentes.	<ol style="list-style-type: none"> 1. Fortalecer programas de apoyo para la rehabilitación de sistemas de bombeo agropecuario. 2. Establecer un programa de apoyo

			para la rehabilitación de sistemas de bombeo municipal.
--	--	--	---

Se han planteado dos escenarios de resultados en la ejecución de este programa vistos al 2030, en el primero se tendría como mínimo una reducción del 12% en los consumos de energía, mientras que en el segundo se alcanzará una reducción del 18%. Considerando estos resultados se espera tener un ahorro acumulado del 2010 al 2030 de 2,566 TWh para el primer escenario y 4,017 TWh para el segundo, como se puede apreciar en la figura 5.2.

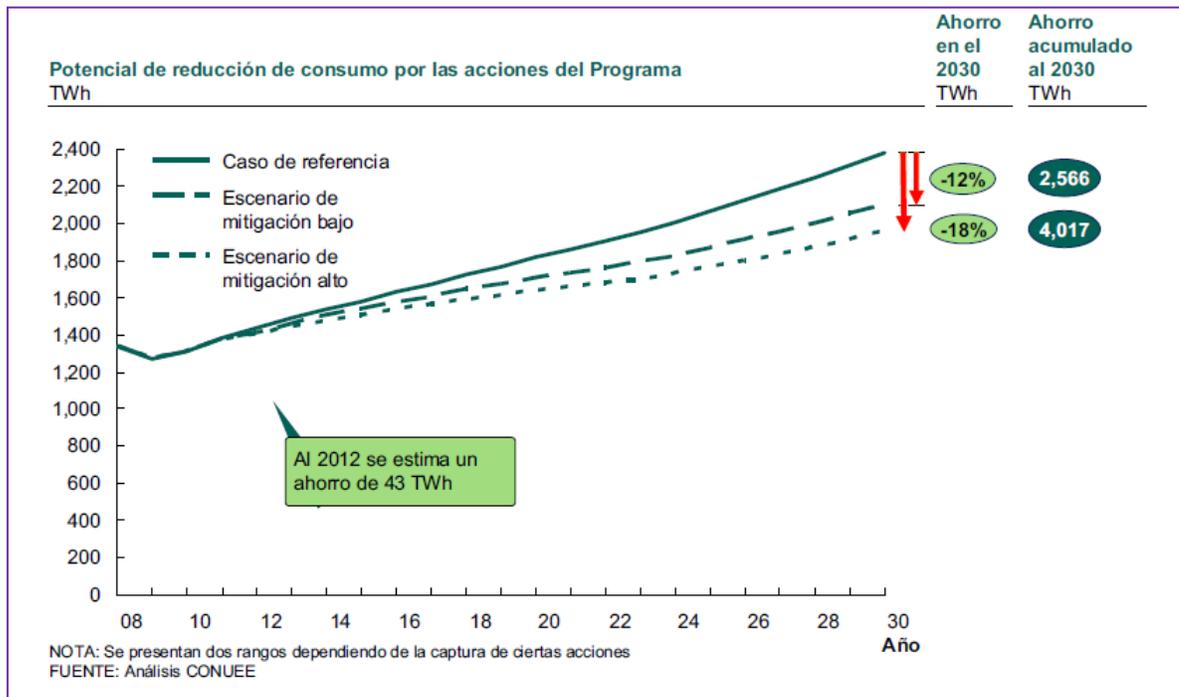


Figura 5.2 Reducción en el Consumo de Energía 2008-2030

Fuente: Programa Nacional para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía 2009-2012

Comentarios Finales

Con la información contenida en este capítulo se puede apreciar que el país no cuenta con una clara estrategia energética, ya que la propia Estrategia Nacional de Energía deja espacios sin definir como el desarrollo del gas natural y las tecnologías que habrán de impulsarse en materia de electricidad.

Los esfuerzos que se han estado desarrollando con la implementación de los programas aquí mencionados, Programa Especial para el Aprovechamiento de Energía Renovables y Programa Nacional para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía 2009-2012, tendientes a mejorar la eficiencia energética y desarrollar fuentes alternas de energía, están desvinculadas, en efecto tal parece que la Secretaría de Energía no coordina los documentos descritos, motivo por el cual pierden credibilidad, aunque sin duda traerán beneficios de llevarse a cabo. La

desvinculación puede notarse en que la reducción esperada en los consumos de electricidad no se refleja en la demanda o en el margen de reserva.

Referencias

1. Estrategia Nacional de Energía 2011-2025
Secretaría de Energía (SENER)
2. Programa Especial para el Aprovechamiento de Energía Renovables
Secretaría de Energía (SENER)
3. Programa Nacional para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía 2009-2012
Diario Oficial

CAPITULO 6

Sustentabilidad en la Generación de Electricidad

6.1 Introducción

Ante el grave deterioro ambiental cada vez son más las voces y las conciencias que pugnan por la conservación. Hoy en día los aspectos ambientales no pueden ser relegados por ningún sector industrial. La generación de electricidad se encuentra sumamente obligada a procurar este cuidado ambiental, ya que como es sabido contribuye en forma muy importante a la generación de gases de efecto invernadero. Los proyectos que se desarrollen dentro de las estrategias del sector, deberán además de cubrir las expectativas en materia de generación, costos y eficiencia, incluir los aspectos de Sustentabilidad.

Los primeros esfuerzos por cuidar el medio ambiente iniciaron en los años 70's con la Conferencia de las Naciones Unidas sobre Ambiente Humano que se llevó a cabo en Estocolmo en 1972, en esta conferencia se abordaron los aspectos ambientales buscando conectarlos a los elementos económicos como el capital, crecimiento y empleo, se estableció la creación del Programa Ambiental de las Naciones Unidas cuya misión es:

"proveer liderazgo y compromiso mutuo en el cuidado del medio ambiente inspirando, informando y posibilitando a las naciones y las personas el mejoramiento de su calidad de vida y comprender las necesidades de las generaciones futuras"

La Comisión Mundial de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente y el Desarrollo, creada en 1983, adopto el término Sustentable en 1987, en el documento *Nuestro Futuro Común o Informe Brundtland*¹, en el cual define como sustentable << aquel que satisface las necesidades esenciales de la generación presente sin comprometer la capacidad de satisfacer las necesidades esenciales de las generaciones futuras>>.

¹ *Gro Harlem Brundtland primera ministra de Noruega y presidente de la Comisión Mundial de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (Word Comision of Environment and Development, WCED)*

En la *Cumbre de la Tierra en Río de Janeiro* en 1992, México se adhirió al Programa de Acción para el Desarrollo Sustentable o *Agenda 21* donde se compromete a establecer medidas nacionales y globales en materia de sustentabilidad así como indicadores a través de los cuales se pueda medir la efectividad de las políticas y estrategias. En este sentido el INEGI es el encargado de determinar tales indicadores.

En julio de 2009 los líderes del G8² lanzaron un llamado a todos los países para establecer la meta global de reducir al 50% las emisiones para el año 2050.

²Los orígenes del G8 se remontan a los años 70, donde en inicio se reúnen 6 de los principales países industrializados. Con el transcurso de los años otras naciones se interesan por participar con el grupo, finalmente en la cumbre de Canadá del 2002 es admitido el último miembro quedando conformado por Alemania, Canadá, Estados Unidos, Francia, Italia, Japón, Reino Unido y Rusia.

En septiembre de 2009 en la reunión de los líderes del G20³, celebrada en la ciudad de Pittsburgh, EUA, se estableció el compromiso para "racionalizar y eliminar paulatinamente los subsidios ineficientes a los combustibles fósiles que fomentan su consumo innecesario".

³El G20 reúne a los países integrantes del G8 con las principales economías emergentes, dio inicio en diciembre de 1999 con el propósito de debatir cuestiones clave para las economías de todos los participantes. Lo integran Alemania, Canadá, Estados Unidos, Francia, Italia, Japón, Reino Unido y Rusia como parte del G8 además de Arabia Saudita, Argentina, Australia, Brasil, China, India, Indonesia, México, República de Corea, Sudáfrica, Turquía y la Comunidad Europea como un sólo bloque.

En la conferencia de Copenhague sobre el cambio climático (COP15) celebrada en diciembre de 2009 se estableció el acuerdo no vinculante⁴ para llevar a cabo los esfuerzos necesarios que permitan limitar el calentamiento global a 2°C.

⁴Un acuerdo no vinculante se entiende como un acuerdo de buena voluntad donde no existen disposiciones legales que obliguen a los firmantes a cumplir dichos acuerdos.

En la conferencia de Cancún, México (COP16), celebrada en diciembre de 2010 se reafirmó el compromiso de la COP15 de limitar el calentamiento global en 2°C, se estableció la creación de un fondo verde para que los países subdesarrollados reciban financiamiento para el combate del calentamiento global y se establecieron otros acuerdos en materia de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.

Como se puede observar son múltiples los foros donde se expone la urgencia de tomar medidas para detener el cambio climático que dan lugar a acuerdos internacionales.

6.2 Elementos de Sustentabilidad

El ser humano debe cubrir sus necesidades a través de la producción de satisfactores que involucran procesos productivos, estos procesos requieren de la

transformación de elementos naturales con lo que se lleva a cabo el consumo de los recursos y la generación de contaminantes.

Desde un punto de vista ambiental un proceso resulta sustentable *cuando ha desarrollado la capacidad para producir indefinidamente a un ritmo en el cual no agota los recursos que utiliza y que necesita para funcionar y no produce más contaminantes de los que puede absorber su entorno*" (Calvete, 2007).

Como se puede apreciar en la definición del Informe Brundtland la sustentabilidad se enfocó al cuidado de los recursos de tal manera que las generaciones futuras puedan seguir haciendo uso de ellos, sin embargo, a lo largo del tiempo se ha ido transformando para integrar también los aspectos sociales y económicos.

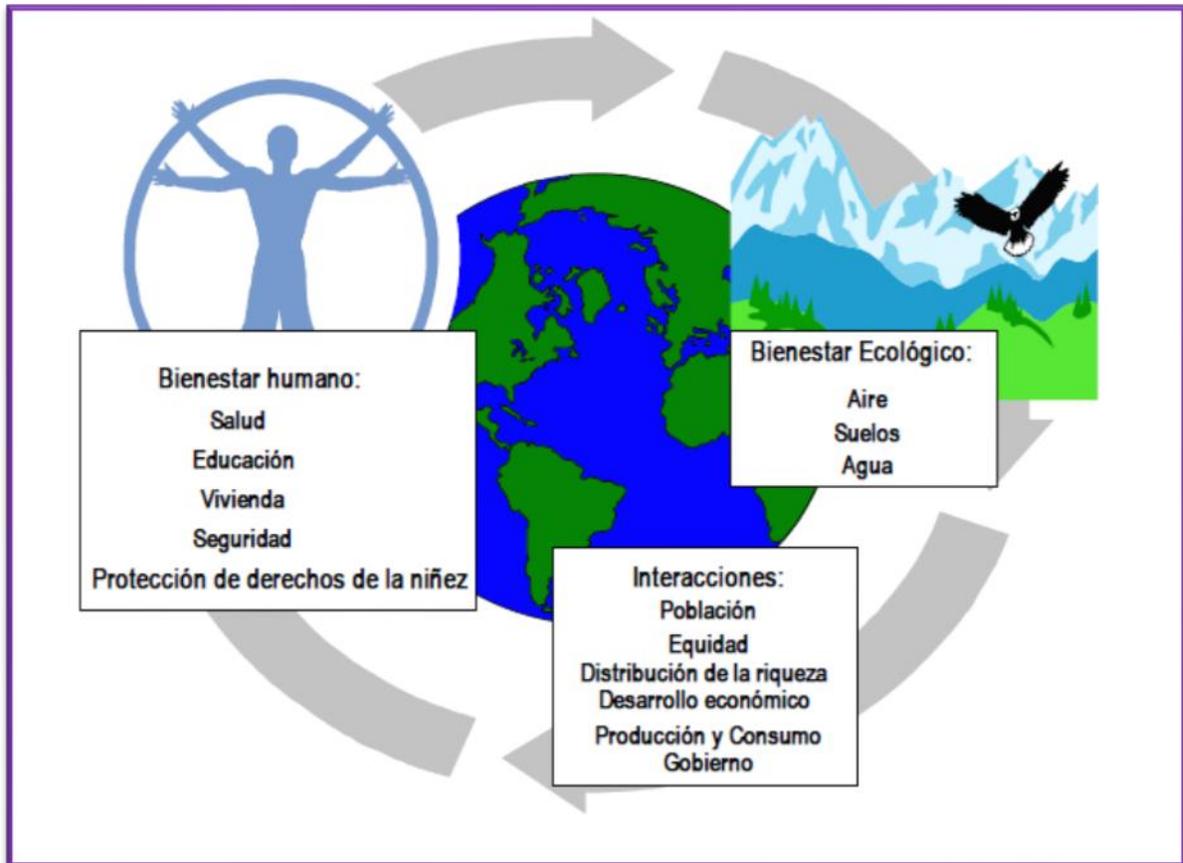


Figura 6.1 Interrelación de la Sustentabilidad
Fuente: WCED

En el ámbito social la sustentabilidad contempla el carácter humano del desarrollo, buscando reducir la pobreza, eliminar la exclusión, hacer llegar el bienestar y la salud a todos los individuos de una comunidad y crear los mecanismos para que la sociedad participe en la toma de decisiones.

La sustentabilidad económica se basa en el concepto de renta, definida como la cantidad que un individuo puede consumir en un periodo de tiempo sin reducir su consumo futuro, podemos considerar que el desarrollo es sustentable económicamente cuando trae consigo un beneficio para el producto interno de un país.

Se considera como sustentabilidad ecológica cuando; los recursos renovables de un sistema tienen la capacidad de regenerarse a un ritmo mayor que su consumo; cuando los desechos generados son producidos a un ritmo menor que su reciclado, neutralización o absorción; y cuando el consumo de los recursos no renovables no más rápido que la velocidad con que pueden ser remplazados por otros renovables.

Como se muestra en la figura 6.2 la sustentabilidad existe en la intersección de los tres ámbitos. La intersección de los aspectos social y económico define lo equitativo del desarrollo. Mientras que la intersección social-ambiental define lo soportable como el equilibrio entre el consumo natural y el beneficio social. Por último la intersección economía-medio ambiente establece lo viable.



Figura 6.2 Intersecciones de la Sustentabilidad

Fuente: <http://arcaiberica.blogspot.com/2010/03/decrecimiento-economico-para-los-ricos.html>

Como se mencionó, el ser humano debe cubrir sus necesidades a través de la producción de satisfactores que involucran procesos productivos que traen consigo transformaciones de los recursos naturales, este consumo nos pueden llevar al

agotamiento de los recursos, la destrucción de los ecosistemas, la pérdida de la diversidad biológica y el cambio climático.

En el artículo "El Concepto Moderno de Sustentabilidad" (Calvete, 2007) plantea cuatro definiciones de los procesos

- **Proceso Sostenible.** Un proceso es sostenible cuando ha desarrollado la capacidad para producir indefinidamente a un ritmo en el cual no agota los recursos que utiliza y que necesita para funcionar y no produce más contaminantes de los que puede absorber su entorno.
- **Proceso Robusto.** Un sistema o proceso es robusto, cuando es capaz de mantener las condiciones globales de producción en situaciones o entornos volátiles, con grandes cambios y transformaciones, alejados del equilibrio. Por ejemplo, la Biosfera, que al ser un sistema altamente desequilibrado, puede mantener las condiciones globales en forma regular, lo que nos da la apariencia del "equilibrio de la naturaleza". Es el equilibrio dentro del desequilibrio, u orden desde el caos.
- **Proceso Resiliente.** Un sistema o proceso es resiliente cuando tiene la capacidad de recuperarse luego de una situación o momento traumático o catastrófico, no necesariamente volviendo a su estado anterior. Es recuperar el orden desde el caos. Si un sistema no tiene suficiente resiliencia organizacional ante una catástrofe el camino es la extinción del sistema.
- **Proceso Adaptativo.** La capacidad adaptativa está relacionada con la existencia de mecanismos para la evolución de la novedad a través del aprendizaje.

Es claro que actualmente la humanidad enfrenta las consecuencias de la falta de previsión del pasado, al haber considerado que el planeta tenía la capacidad de sobreponerse a los impactos generados por los procesos. Este exceso de confianza hoy nos coloca frente al reto más grande, el cambio climático. Es menester que de inmediato se creen procesos que no sólo impacten en menor medida sino que además contribuyan en la mitigación de las condiciones que llevaron a este efecto. Es por ello que no sólo será importante la sostenibilidad de los procesos sino también la robustez, la resiliencia y la adaptabilidad del sistema humano.

6.3 La Eficiencia en la Utilización de Energía como Parte de la Sustentabilidad

Cabe destacar que la Eficiencia en la utilización de la energía será el principal motor en el mejoramiento ambiental, sumando su importancia en el ámbito de la sustentabilidad.

De acuerdo a la Agencia Internacional de Energía para el 2035, en el escenario de Políticas Actuales, que no considera cambios en las estrategias de utilización de hidrocarburos como fuente primaria de energía, se generaran 42.6 Gt anuales de CO₂.

En el escenario de Nueva Políticas, que considera ajustes a los consumos de hidrocarburos para reducir las emisiones serán emitidas 35.4 Gt anuales de CO₂. En el escenario 450 ppm, que considera los ajustes necesarios para mantener la concentración de CO₂ en 450 ppm serán emitidas 21.7 Gt de CO₂. Como se puede apreciar en la figura 6.3 la eficiencia con que sea utilizada la energía permitirá la reducción del 50% de las emisiones, mientras que con el pronóstico de utilización de las energías renovables lograrán la reducción del 18% y la energía nuclear el 9%.

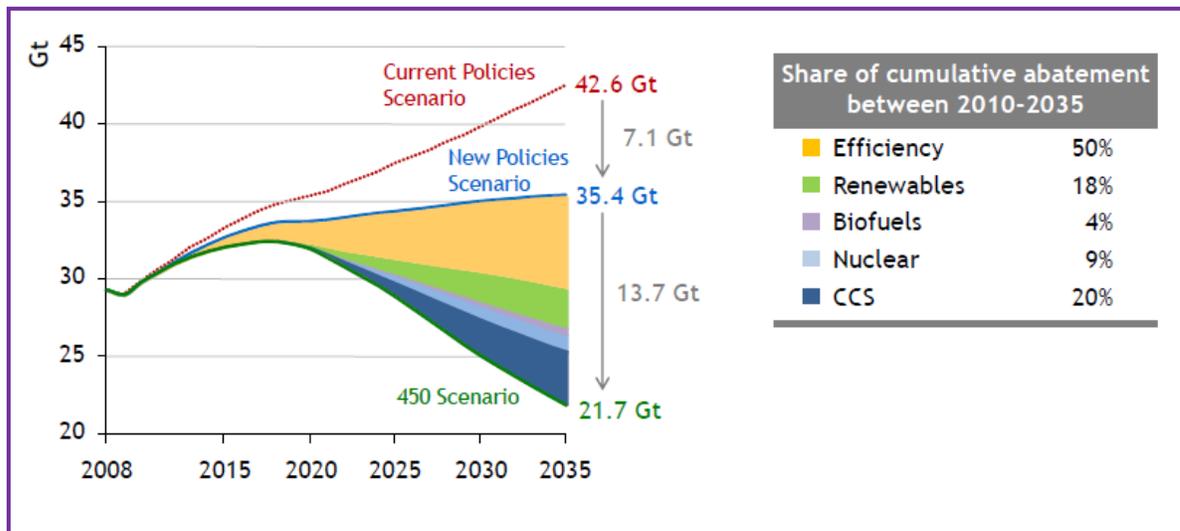


Figura 6.3 Emisión de CO₂ por Factores y por Escenario 2008-2035
Fuente: World Energy Outlook 2010, Resumen Ejecutivo

En la información analizada no se menciona el orden de magnitud que deberá alcanzar la eficiencia para obtener la reducción del 50% en las emisiones de CO₂. Desde mi punto de vista habrá de trabajarse en los sectores de consumo final como el transporte, el consumo de electricidad doméstica e industrial, pero sobre todo en el sector de generación de electricidad ya que esta actividad es una de las principales fuentes de generación.

6.4 Esfuerzos Nacionales en Materia Ambiental

6.4.1 Ley General del Equilibrio Ecológico.

México está desarrollando importantes esfuerzos en materia normativa y operativa tendientes a preservar las condiciones ambientales del país, por ejemplo, se cuenta desde 1988 con la *Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al*

Ambiente, en la que (Artículo 3º, inciso XI) el desarrollo sustentable se define como

«el proceso evaluable mediante criterios e indicadores de carácter ambiental, económico y social que tiende a mejorar la calidad de vida y la productividad de las personas, que se funda en medidas apropiadas de preservación del equilibrio ecológico, protección del ambiente y aprovechamiento de recursos naturales, de manera que no se comprometa la satisfacción de las necesidades de las generaciones futuras.»

El 28 de diciembre de 1994, fue creada la *Secretaría de Medio Ambiente, Recursos Naturales y Pesca (SEMARNAP)*, esta secretaría fue dividida en el año 2000 en la *Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT)* y la *Secretaría de Pesca*. Entre sus principales funciones se establece:

I. Fomentar la protección, restauración y conservación de los ecosistemas, recursos naturales y bienes y servicios ambientales, con el fin de propiciar su aprovechamiento y desarrollo sustentable;

II. Formular y conducir la política nacional en materia de recursos naturales, siempre que no estén encomendados expresamente a otra dependencia; así como en materia de ecología, saneamiento ambiental, agua, regulación ambiental del desarrollo urbano y de la actividad pesquera, con la participación que corresponda a otras dependencias y entidades;

III. Administrar y regular el uso y promover el aprovechamiento sustentable de los recursos naturales que corresponden a la Federación, con excepción del petróleo y todos los carburos de hidrógenos líquidos, sólidos y gaseosos, así como minerales radioactivos;

IV. Establecer, con la participación que corresponda a otras dependencias y a las autoridades estatales y municipales, Normas Oficiales Mexicanas sobre la preservación y restauración de la calidad del medio ambiente; sobre los ecosistemas naturales; sobre el aprovechamiento sustentable de los recursos naturales y de la flora y fauna silvestre, terrestre y acuática; sobre descargas de aguas residuales y en materia minera; sobre materiales peligrosos y residuos sólidos peligrosos;

V. Vigilar y estimular, en coordinación con las autoridades federales, estatales y municipales, el cumplimiento de las leyes, Normas Oficiales Mexicanas y programas relacionados con recursos naturales, medio ambiente, aguas, bosques, flora y fauna silvestre, terrestre y acuática, y pesca; y demás materias competencia de la Secretaría, así como, en su caso, imponer las sanciones procedentes;

VI. Proponer al Ejecutivo Federal el establecimiento de Áreas Naturales Protegidas, y promover, para su administración y vigilancia, la participación de autoridades federales o locales, y de universidades, centros de investigación y particulares;

VII. Organizar y administrar Áreas Naturales Protegidas, y supervisar las labores de conservación, protección y vigilancia de dichas áreas cuando su administración recaiga en los gobiernos estatales y municipales o en personas físicas o morales;

VIII. Ejercer la posesión y propiedad de la Nación en las playas, Zona Federal Marítimo Terrestre y en los terrenos ganados al mar;

IX. Intervenir en foros internacionales respecto de las materias competencia de la Secretaría, con la participación que corresponda a la Secretaría de Relaciones Exteriores, y proponer a ésta la celebración de tratados y acuerdos internacionales en tales materias;

X. Promover el ordenamiento ecológico del territorio nacional, en coordinación con las autoridades federales, estatales y municipales, y con la participación de los particulares;

6.4.2 Otros Esfuerzos

A) En el Plan Nacional de Desarrollo se establece como Eje 4 La Sustentabilidad Ambiental, en donde se plantean las estrategias nacionales en materia de:

- Agua
- Bosques y Selvas
- Biodiversidad
- Gestión y Justicia en Materia Ambiente
- Ordenamiento Ecológico
- Cambio Climático
- Residuos Sólidos y Peligrosos
- Investigación Científica Ambiental con Compromiso Social
- Educación y Cultura Ambiental

B) Dentro del rubro de Cambio Climático, México suscribió el Protocolo de Kioto donde se compromete a contribuir con la reducción de la emisión de gases de efecto invernadero, para lo cual se plantea el objetivo 10 del Plan Nacional de Desarrollo, donde se promueve la generación de energía eléctrica a través de fuentes renovables como eólica, biomasa, hidráulica y solar.

C) En junio de 1992 se crea la *Procuraduría Federal de Protección al Ambiente (PROFEPA)* cuya función es incrementar el cumplimiento de la normatividad ambiental para contribuir al desarrollo sustentable, así como

- I. Inspección y Vigilancia del Cumplimiento de la Legislación Ambiental en el aprovechamiento de los Recursos Naturales.
- II. Inspección y Vigilancia del cumplimiento de la Legislación Ambiental por las Fuentes de Contaminación de Competencia Federal.
- III. Instrumentos y Mecanismos Voluntarios para el cumplimiento de la Normatividad Ambiental.
- IV. Justicia Ambiental Administrativa, Civil y Penal.
- V. Atención a la Denuncia Popular en Materia Ambiental.

D) Entre las instituciones relacionadas o encargadas de cuidar el patrimonio ambiental del país se puede mencionar:

- Secretaría de Gobernación
- Secretaría de Comunicaciones y Transportes
- Secretaría de Desarrollo Social
- Secretaría de Marina
- Secretaría de la Defensa Nacional
- Secretaría de la Reforma Agraria
- Secretaría de la Función Pública
- Secretaría de Relaciones Exteriores
- Comisión de Cooperación Ecológica Fronteriza
- Instituto Nacional de Ecología
- Comisión Nacional del Agua
- Instituto Mexicano de Tecnología del Agua
- Comisión Nacional para el Conocimiento y Uso de la Biodiversidad
- Comisión Nacional Forestal
- Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales
- Comisión Nacional de Áreas Naturales Protegidas

E) Entre los planes, programas y estrategias encaminadas a mejorar las condiciones ambientales que se aplican al sector eléctrico se encuentran, aparte del Plan Nacional de Desarrollo:

- Estrategia Nacional de Energía
- Indicadores de Sustentabilidad del INEGI
- Estrategia Nacional para la Transición de Energía
- Programa Especial de Cambio Climático 2009-2012
- Programa Especial para el Aprovechamiento de Energías Renovables
- Programa Nacional para el Aprovechamiento Sustentable de Energía 2009-2012

6.5 La Sustentabilidad como Eje para la Generación de Electricidad

Como se ha mencionado la sustentabilidad involucra aspectos ambientales, sociales y económicos, las decisiones sobre el tipo de tecnología para la generación, ubicación, magnitud, etc. de las futuras plantas generadoras de electricidad deberán apoyarse en los tres aspectos. Las decisiones basadas sólo en aspectos como los costos de combustible, cercanía de las redes de distribución, facilidades geográficas o territoriales para instalar una nueva planta serán ahora incompletas y dejarán de contribuir al esfuerzo global por la preservación del medio ambiente.

Con motivo de tener en el centro del análisis a la sustentabilidad, definida en los ámbitos social, económico y ambiental, se han hecho esfuerzos enumerando y describiendo diferentes criterios para evaluar y ordenar jerárquicamente tecnologías y fuentes primarias, de donde podemos mencionar las siguientes:

6.5.1 Primera Propuesta de Indicadores de Sustentabilidad

En el artículo "Desarrollo de una Metodología para Evaluar la Sustentabilidad de Fuentes de Generación Eléctrica" (Martín del Campo Márquez Cecilia, 2008) se plantea la utilización de la Matriz de Indicadores de Sustentabilidad desarrollada por Wolfgang Kröger del Instituto Suizo Paul Scherrer

La matriz se apoya en tres principios básicos que se dividen en criterios aplicables y a su vez cada criterio cuenta con indicadores específicos que están determinados en sus propias unidades.

El cuadro 6.1 presenta los principios, criterios, indicadores y unidades de medición que se proponen para definir lo que un proyecto de generación de electricidad debe considerar para clasificarse como sustentable.

Cuadro 6.1 Matriz de Indicadores de Sustentabilidad para la Generación Eléctrica
Fuente: Desarrollo de una Metodología para Evaluar la Sustentabilidad de Fuentes de Generación Eléctrica Cecilia Martín del Campo Márquez, Juan Luis François Lacouture, Facultad de Ingeniería UNAM (2008)

Principios	Criterios	Indicadores	Unidades de Medida
No Agotamiento de Recursos	Uso de combustibles y de otros materiales	Disponibilidad de reservas	Años
		Consumo	Toneladas/GWH
	Extensión de tierra perdida.	Planta en operación	Km ² /GWH
	Efectos en agua	Contaminación o consumo	Toneladas/GWH
	Impactos ambientales a través de emisiones al aire	Gases de efecto invernadero	Toneladas CO ₂ equivalente/GWH
		Gases que dañan la capa de ozono	Toneladas CFC equivalente/GWH
		Gases de lluvia ácida.	Toneladas NOx y SOx equivalente/GWH
	Impactos sobre la salud humana	Operación normal	Años de vida perdida/GWH
		Accidentes/ Riesgo Colectivo	Muertes/GWH
	Impactos sobre aspectos sociales	Rechazo al riesgo	Perdida de tierras y muertes por accidentes
		Oportunidades de trabajo	Personas al año/GWH
		Tratado de no proliferación	Cualitativo
	Eficiencia económica	Costos Internos	\$/MWH
		Costos Externos	\$/MWH
No Producción de Desechos no Degradables	Cantidad de sustancias peligrosas producidas		m ³ /MGH
	Tiempo Necesario de Confinamiento		Años
No Alta Sensibilidad a Factores Ambientales y Sociales	Seguridad de suministro y disponibilidad	Dependencia del exterior	Cualitativo
		Disponibilidad de la tecnología	\$/GWH
	Robustez	No necesidad de inversiones externas rápidas	Horas

		Estabilidad socio política/financiera	Cualitativo
--	--	--	-------------

Desglose de conceptos:

Principio: No Agotamiento de Recursos Naturales.

Este principio comprende la conservación de los recursos naturales a través de los consumos, de los impactos al medio ambiente así como aspectos que afectan el bienestar de las personas y la sociedad.

Criterio: Uso de Combustibles y otros Materiales

Se refiere al uso de los combustibles utilizados en la generación de la electricidad de acuerdo a la tecnología.

Indicador: Disponibilidad de Reservas de Combustible

Corresponde a las reservas del combustible utilizado en la generación, cuya unidad de medida son Años.

Indicador: Consumo de Otros Materiales

Se refiere al consumo de otros materiales no combustibles como el acero, cobre, aluminio, etc. que sea utilizado extensivamente en el aprovechamiento de cierta tecnología, su unidad de medida son las Toneladas/MWH.

Criterio: Extensión de Tierra Perdida

Es un reflejo de la cantidad de espacio utilizado para la aplicación de cierta tecnología, obviamente entre menor sea este espacio más sustentable será el proyecto.

Indicador: Planta Operando

Es el espacio total que la tecnología utilizara una vez que la planta de generación esté en operación, en este habrá que considerar todos los terrenos que cambian de uso, por ejemplo, las zonas inundadas para una hidroeléctrica. Las unidades de este indicador son los km^2/GWH .

Criterio: Efectos en Agua

Este criterio considera la cantidad de agua contaminada, su consumo o la cantidad utilizada por el proceso de generación de electricidad.

Indicador: Contaminación o Consumo

En la utilización del agua se pueden considerar tres aspectos, por un lado se tiene la contaminación de agua con productos químicos o radioactividad, por otro el uso que se le da en las turbinas de una hidroeléctrica y finalmente el agua que se utiliza en procesos de enfriamiento que es devuelta a mayor temperatura a los cuerpos de agua. Las unidades de este indicador son Toneladas/GWH.

Criterio: Impactos Ambientales a Través de Emisiones al Aire

El impacto ambiental provocado por las emisiones al aire comprende los gases de efecto invernadero, los gases que dañan la capa de ozono y los gases que generan lluvia ácida.

Indicador: Gases de Efecto Invernadero.

Se considera las toneladas de gas CO₂ equivalente emitido por GWH generado.

Indicador: Gases que Dañan la Capa de Ozono

Se considera las toneladas de gases clorofluorocarbonados (CFC) emitidas por GWH generado.

Indicador: Gases de Lluvia Ácida

Se considera las toneladas de Óxidos de nitrógeno (NO_x) y los Óxidos de Azufre (SO_x) emitidas por GWH generado.

Criterio: Impacto Sobre la Salud Humana

En este criterio se consideran los impactos a la salud humana por la operación normal de la planta generadora y por los impactos que tendría en caso de accidente.

Indicador: En Operación Normal

Se considera la reducción en la esperanza media de vida, ocasionada por la aparición de enfermedades crónicas como producto de la contaminación emitida en condiciones normales de operación. La unidad de medida son Años de Vida Perdida/GWH.

Indicador: Accidentes/Riesgo Colectivo

Se considera el total de posibles muertes ocasionadas en caso de accidente. La unidad de medida es Muertes/GWH.

Criterio: Impactos Sobre Aspectos Sociales

Resulta difícil evaluar los impactos en cuanto a los aspectos sociales, sin embargo, pueden llegar a ser de fundamental importancia ya que bajo ciertas condiciones los proyectos de construcción pueden verse obstaculizados o detenidos, como es el caso de la Hidroeléctrica "La Parota" que finalmente ha sido cancelada por el rechazo de la población de la zona.

Indicador: Aversión al Riesgo o Rechazo

Con base en la tierra perdida por el proyecto y las muertes por accidente se realiza el análisis de riesgo 1GW-planta.

Indicador: Oportunidades de Trabajo

Este indicador cuantifica la cantidad de empleos creados por la operación de la planta generadora. La unidad es Empleos/GWH.

Indicador: Tratado de No Proliferación

Este indicador aplica exclusivamente al manejo de los materiales utilizados y desechados por las plantas Nucleoeléctricas.

Criterio: Eficiencia Económica

En este criterio se consideran los costos internos y externos en que se incurre por la operación de una planta generadora.

Indicador: Costos Internos

En este aspecto se consideran los costos de generación como inversión, operación y mantenimiento, en el caso de plantas Nucleoeléctricas se deben incluir los costos por manejo de materiales radiactivos y por desmantelamiento de las instalaciones al final de su vida útil.

Indicador: Costos Externos

En este caso se consideran los costos ocasionados por el deterioro de la salud de las personas y la reducción en la productividad agrícola y ganadera como resultado de la contaminación generada.

Principio: No Producción de Desechos No Degradables

En este principio se analiza la cantidad de desechos no degradables que produce el proyecto de generación, el tipo de tecnología utilizado determina la magnitud de los desechos. En este principio los criterios utilizados son al mismo tiempo los indicadores.

Criterio: Cantidad de Sustancias Peligrosas Producida

Cuantifica el volumen de sustancias peligrosas que se producen en la operación normal de la planta. La unidad de medida es m³/GWH.

Criterio: Tiempo Necesario de Confinamiento

Este criterio mide el tiempo que es necesario confinar las sustancias peligrosas generadas, para obtener su inocuidad.

Principio: No Alta Sensibilidad a Factores Ambientales y Sociales

Con este principio se busca determinar que tan sensible es el proyecto a factores ambientales, como sequías, huracanes, etc., así como a situaciones político-sociales o condiciones económicas de un país.

Criterio: Seguridad de Suministro y Disponibilidad

Este criterio analiza la seguridad y disponibilidad de combustibles y tecnología para generación.

Indicador: Dependencia del Exterior

De forma cualitativa se trata de medir la dependencia que se tiene del exterior para obtener la tecnología necesaria así como el suministro de combustible.

Indicador: Disponibilidad de la Tecnología

Determina los costos de Investigación y Desarrollo necesarios para llevar una tecnología de generación a niveles comerciales

Criterio: Robustez

Este criterio determina la fortaleza de la tecnología utilizada para no requerir de intervenciones externas rápidas.

Indicador: No Necesidad de Intervenciones Externas Rápidas

Determina el tiempo necesario para que se lleven a cabo acciones humanas ante situaciones anormales, su unidad son Horas.

Indicador: Estabilidad Socio-Política/Financiera

Este indicador de carácter cualitativo determina la fortaleza del proyecto para soportar cambios socio-políticos, como por ejemplo, cambios de gobierno.

6.5.2 Segunda Propuesta de Indicadores de Sustentabilidad

En el artículo Energy System Assessment whit Sustainability Indicator (Carvalho y Afgan, 1999) los autores plantean que debe existir un cuarto elemento para considerar la sustentabilidad ya que incluyen la utilización de recursos naturales en la ejecución del proyecto, los indicadores propuestos son: los recursos, el ambiente, los aspectos sociales y los aspectos económicos.

a) Dentro de los aspectos de recursos naturales plantea la utilización de cuatro indicadores que podemos observar en la cuadro 6.2.

Cuadro 6.2 Indicadores de Recursos para la Sustentabilidad en la Generación Eléctrica
Fuente: Energy System Assessment whit Sustainability Indicator (Carvalho y Afgan, 1999)

	Nombre	Definición	Unidad
RI_{Fuel}	Indicador de recurso de combustible	Es la cantidad de combustible consumido dividido entre la energía producida durante el tiempo de vida	Kg/KWH
RI_{CS}	Indicador de recurso de acero al carbón	Es la cantidad de acero al carbón utilizado en la construcción dividido entre la energía producida durante el tiempo de vida.	Kg/KWH
RI_{Coop}	Indicador de recurso de cobre	Es la cantidad de cobre utilizado en la construcción dividido entre la energía producida durante el tiempo de vida.	Kg/KWH
RI_{Al}	Indicador de recurso de aluminio	Es la cantidad de aluminio utilizado en la construcción dividido entre la energía producida	Kg/KWH

		durante el tiempo de vida.	
--	--	----------------------------	--

b) Para los indicadores ambientales se plantean la cantidad de CO₂, NO_x, SO₂ y desperdicios generados durante la vida útil, los cuales se desglosan en el cuadro 6.3.

Cuadro 6.3 Indicadores Ambientales para la Sustentabilidad en la Generación Eléctrica
Fuente: Energy System Assessment whit Sustainability Indicator (Carvalho y Afgan, 1999)

	Nombre	Definición	Unidad
EI _{CO2}	Indicador ambiental de Dióxido de Carbono.	Es la cantidad de Dióxido de Carbono producido por la planta, dividido entre la energía producida durante el tiempo de vida	Kg/KWH
EI _{NOX}	Indicador ambiental de Oxido de Nitrógeno.	Es la cantidad de Oxido de Nitrógeno producido por la planta, dividido entre la energía producida durante el tiempo de vida	Kg/KWH
EI _{SO2}	Indicador ambiental de Dióxido de Azufre.	Es la cantidad de Dióxido de Azufre producido por la planta, dividido entre la energía producida durante el tiempo de vida	Kg/KWH
EI _{Waste}	Indicador ambiental de Desperdicios.	Es la cantidad de Desperdicios producidos por la planta, dividido entre la energía producida durante el tiempo de vida.	Kg/KWH

c) En los indicadores sociales considera los nuevos trabajos generados para la comunidad por el proyecto analizado, el mejoramiento en el nivel de vida de los

habitantes y finalmente los beneficios otorgados a la comunidad, estos indicadores se desglosan en el cuadro 6.4.

Cuadro 6.4 Indicadores Sociales para la Sustentabilidad en la Generación Eléctrica
Fuente: Energy System Assessment whit Sustainability Indicator (Carvalho y Afgan, 1999)

	Nombre	Definición	Unidad
SI _{Job}	Indicador de nuevos trabajos.	Es la cantidad de horas pagadas por KWH producido durante el tiempo de vida	Horas/KWH
SI _{Inv}	Indicador de capital.	Es la cantidad de capital por KWH producido durante el tiempo de vida	USD/KWH
SI _{Div}	Indicador de diversidad y vitalidad.	Es la cantidad de entidades* por KWH producido durante el tiempo de vida	Número/KWH

*En el artículo se emplea el término Entity, cuya traducción directa corresponde al término Entidad, sin embargo en el entorno de los indicadores puede entenderse como las sociedades que se pueden ver beneficiadas con el proyecto de generación.

d) Finalmente los indicadores económicos corresponden a la efectividad referida a la eficiencia térmica, la inversión de capital por unidad de potencia y la ganancia en USD por KWH de la comunidad, el desglose de estos indicadores pueden verse en el cuadro 6.5.

Cuadro 6.5 Indicadores Económicos para la Sustentabilidad en la Generación Eléctrica
Fuente: Energy System Assessment whit Sustainability Indicator (Carvalho y Afgan, 1999)

	Nombre	Definición	Unidad
EcI _{Effic}	Indicador económico de eficiencia	Es la eficiencia del sistema dividida entre la energía producida.	1/KWH
ECI _{Inv}	Indicador de capital.	Es la cantidad de capital por KWH producido por la tecnología seleccionada.	USD/KWH
EcI _{Com}	Indicador de	Ganancias para la	USD/KWH

	diversidad y vitalidad.	comunidad por energía producida	
--	-------------------------	---------------------------------	--

Este modelo de indicadores fue propuesto para la generación de electricidad en una isla, asumiendo que toda la energía producida sería consumida por los habitantes aplicando a los servicios residenciales, industriales y para la operación de una planta desalinizadora de agua. Se analizaron las alternativas solar, eólica, biomasa y termoeléctrica.

6.5.3 Tercera Propuesta de Indicadores de Sustentabilidad

En el artículo *Is small beautiful? A multicriteria assessment of small-scale energy technology applications in local governments* (Burton, Hubacek, 2007) se plantea el análisis mediante la aplicación de métodos multicriterio para definir si es mejor utilizar una planta de energía renovable a escala pequeña o gran escala, el caso de estudio es en Inglaterra, se busca proveer a Inglaterra del 10% de la energía eléctrica a través de fuentes renovables para el 2010 y el 20% para el 2020, tradicionalmente se han utilizado tecnologías a gran escala para la generación de energía eléctrica con fuentes renovables, los datos utilizados en el método multicriterio se basan en:

- Finanzas
- Análisis de ciclo de vida
- Entrevistas con especialistas,

El estudio comprende 8 tecnologías:

- 1) solar fotovoltaica
- 2) micro-viento
- 3) micro-hidro
- 4) viento a gran escala
- 5) hidro a gran escala
- 6) energía del desperdicio (incinerador)
- 7) gas del tiradero de basura
- 8) biomasa,

Las principales razones para buscar energías renovables son:

Cambio climático: La generación de electricidad es responsable del 37.5% de las emisiones de CO₂ a la atmosfera, es de mucho interés contribuir a la reducción.

Seguridad de suministro: Se busca tener seguridad en el suministro de energía, con el uso de fuentes renovables locales se reduce la vulnerabilidad.

Política de la Unión Europea: La Unión Europea ha establecido el objetivo de lograr entre los 6% y 12% de la generación de energía eléctrica con fuentes renovables para el 2010, Inglaterra se propone el 10%.

Las Obligaciones Renovables: Las obligaciones renovables se lanzaron en el 2002, por cada MWH producido con fuentes renovables los productores reciben una obligación que puede ser convertida en recursos financieros a razón de 30 libras en 2005, estas obligaciones han sido criticadas ya que favorecen la utilización de tecnologías de gran escala.

Planes de energía: Los planes de energía son revisados en las cámaras del parlamento y la opinión pública es tomada en cuenta para definir las estrategias a seguir.

Aspectos sociales.

El ruido fue uno de los aspectos considerados para la tecnología de viento en las entrevistas con los habitantes, las tecnologías a pequeña escala fueron mejor vistas un 26% arriba de las tecnologías de gran escala ya que se percibe que tienen menor ruido y emisiones, así como menor impacto al ambiente por la construcción. Sobre las plantas de desperdicios existe preocupaciones por la afectación a la salud derivada de las emisiones, respecto a las hidroeléctricas la preocupación se refiere a los posibles ataques terroristas.

Efectividad económica.

En los aspectos económicos se consideró un análisis costo-beneficio de las diferentes opciones, en el cual se observó que las tecnologías de mayor escala obtenían mejores resultado.

Efectividad ambiental

Dos conceptos fueron considerados, las emisiones de CO₂ y las afectaciones sobre el medio ambiente. De las emisiones se consideraron las propias de la tecnología así como las realizadas durante la fabricación y construcción de los equipos e instalaciones, estos cálculos se basaron en el ciclo de vida y en las entrevistas con los expertos.

Comentarios Finales.

Como se ha dicho el concepto de sustentabilidad, asociando los aspectos ambientales, sociales y económicos hoy en día es un requisito indispensable en el desarrollo de cualquier proyecto: La generación de electricidad no puede quedar ajena a este concepto ya que el tiempo de vida de las plantas generadoras y su impacto son considerables.

Desde el punto de vista de los indicadores es claro que un estudio completo debe considerar como mínimo los tres aspectos involucrados o quizá algunos más, como

se aprecia en la relevancia de la Eficiencia. Sin embargo, no existe una definición general sobre los términos y la importancia que cada indicador debe tener en el estudio, queda a criterio de los autores la definición y representatividad así como la metodología que se utilizará para evaluar los datos.

Referencias

1. World Energy Outlook 2010, Resumen Ejecutivo
Agencia Internacional de Energía.
2. Plan Nacional de Desarrollo
<http://pnd.calderon.presidencia.gob.mx/sustentabilidad-ambiental.html>
<http://pnd.calderon.presidencia.gob.mx/sustentabilidad-ambiental/cambio-climatico.html>
3. Indicadores de Desarrollo Sustentable en México
<http://www2.ine.gob.mx/publicaciones/download/311.pdf>
4. El Concepto Moderno de Sustentabilidad
Ing. Arturo M. Clavete; Universidad Abierta Interamericana, 2007
<http://www.sustentabilidad.uai.edu.ar/pdf/sde/UAIS-SDS-100-002%20-%20Sustentabilidad.pdf>
5. Desarrollo Sustentable, Pobreza y Calidad de Vida
Alberto Cortés
<http://www.una.ac.cr/ambi/Ambien-Tico/92/cortes.htm>
6. Reflexiones sobre el uso del concepto de Desarrollo Sustentable en la Educación Ambiental
Dr. Ángel Ríos González, UIPR-Ponce
<http://cremc.ponce.inter.edu/1raedicion/reflexiones.htm>
7. Medir la Sostenebilidad Indicadores Económicos, Ecológicos y Sociales
Gemma Durán Romero, Universidad Autónoma de Madrid
<http://www.ucm.es/info/ec/jec7/pdf/com1-6.pdf>
8. Prospectiva del Sector Eléctrico 2010-2025
Secretaría de Energía
9. Martín del Campo Márquez Cecilia, François Lacouture Juan Luis, (2008)
Desarrollo de una Metodología para Evaluar la Sustentabilidad de Fuentes de Generación Eléctrica
10. Afgan Naim H, Carvalho Maria G., Hovanov Nikolai V., (2000)
Energy system assessment with sustainability indicators
Energy Policy 28 603}612
- 11 Burtonb Jonathan, Hubaceka Klaus, (2007)
Is small beautiful? A multicriteria assessment of small-scale energy

technology applications in local governments
Energy Policy 35

CAPITULO 7

Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2010-2024 (POISE)

7.1 Introducción

En México de acuerdo al artículo 1º. de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, "corresponde exclusivamente a la nación generar, conducir, transformar, distribuir y abastecer energía eléctrica que tenga por objeto la prestación de servicio público, en los términos del Artículo 27 Constitucional".

Fragmento del Artículo 27 Constitucional:

Corresponde exclusivamente a la Nación generar, conducir, transformar, distribuir y abastecer energía eléctrica que tenga por objeto la prestación de servicio público. En esta materia no se otorgarán concesiones a los particulares y la Nación aprovechará los bienes y recursos naturales que se requieran para dichos fines.

En los artículos 7º y 4º de la Ley del Servicio Público de Energía se establece que corresponde a la Comisión Federal de Electricidad (CFE) realizar la planeación del sector de manera que se obtenga el menor costo y que se ofrezca óptima estabilidad, calidad y seguridad en el servicio.

Para dar cumplimiento a lo anterior se determinan las necesidades de instalación o sustitución de las plantas generadora del suministro nacional, el documento encargado de reflejar esta planeación es el Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico (POISE).

En el POISE se describen las condiciones actuales del mercado eléctrico, la infraestructura actual para la generación y transmisión, la planificación general que, en materia de generación se realizará ya sea con instalaciones nuevas, repotenciación o retiro de las existentes, así como los tipos de energía primaria y las tecnologías de generación que serán aplicadas. También se definen los criterios para el crecimiento de la infraestructura empleada en la distribución y las inversiones totales que habrán de realizarse.

La Secretaría de Energía (SENER) es encargada de establecer las bases de los escenarios macroeconómicos y los precios de los combustibles que serán utilizados en la elaboración del POISE, al mismo tiempo es la encargada de autorizar las inversiones que se propongan.

Con la finalidad de hacer frente a los cambios que presenta la economía mundial y nacional el POISE debe ser revisado y emitido anualmente. Derivado de recientes reformas en la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal el programa de

inversiones debe realizarse con un horizonte de 15 años; esto trae como beneficio la adecuada consideración de los tiempos necesarios para la licitación y construcción de las obras, ya que éstas pueden llevar de 4 a 7 años.

7.2. Infraestructura Actual de Generación

En 1960 el suministro de electricidad estaba cubierto por diferentes sistemas aislados con una capacidad de 3,021 MW.

Con el paso del tiempo los sistemas se interconectaron utilizando tensiones de 400 kV y 230 kV, se unificó la frecuencia a 60 Hz. Se desarrollaron grandes obras hidroeléctricas y se diversificó la generación mediante la utilización de energía geotérmica, nuclear, carbón y eólica.

A partir del año 2000, con base en la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica se permitió el acceso a los Productores Independientes de Energía a la generación de CFE.

En el 2004 entro en operación la primera repotenciación de unidades termoeléctricas convencionales con el acoplamiento de unidades de gas, convirtiéndolas en ciclo combinado.

Al 31 de diciembre de 2008 el Sistema Eléctrico Nacional contaba con una capacidad de 51,105 MW.

Como ya se ha mencionado el país, se dividió en nueve áreas geográficas, de las cuales siete se encuentran interconectadas, sólo quedan fuera de la conexión las dos áreas de Baja California. Así el Sistema Eléctrico Nacional está constituido por redes a diferentes niveles de tensión.

La interconexión de la red nacional permite a los administradores del sistema mantener el suministro constante, aprovechando de manera más eficiente la capacidad excedente de algunas regiones o cubriendo los paros de otras, en la figura 7.1 se muestran las condiciones de la red en el 2008.

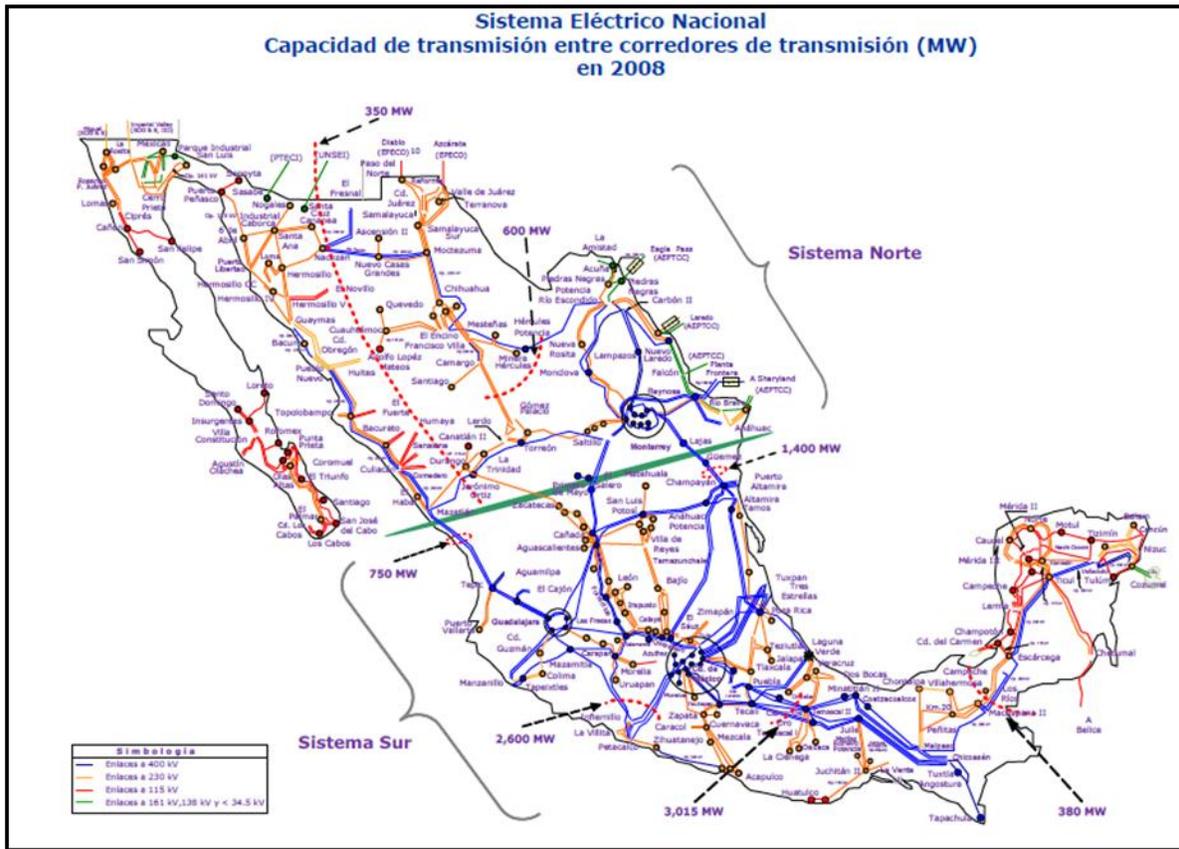


Figura 7.1 Sistema Eléctrico Nacional 2008

Fuente: Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2010-2024

Como se comentó en capítulo 4, la Comisión Federal de Electricidad ha dividido el país en 9 áreas geográficas, la capacidad efectiva de generación en cada una de estas áreas se puede observar en el cuadro 7.1.

Cuadro 7.1 Capacidad de Generación por Área Geográfica

Fuente: Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2010-2024

Área	Capacidad (MW)
Central	5,508
Oriental	12,740
Occidental	9,414
Noroeste	3,828
Norte	3,263
Noreste	11,126
Baja California	2,341
Baja California Sur	514
Peninsular	2,302

Pequeños sistemas aislados	68
Total	51,105

Actualmente la Comisión Federal de Electricidad cuenta con plantas generadoras dentro de prácticamente todas las tecnologías disponibles, la capacidad instalada por tipo de tecnología se observa en el cuadro 7.2.

Cuadro 7.2 Capacidad de Generación por Tipo de Tecnología
Fuente: Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2010-2024

Tecnología	Capacidad (MW)
Termoeléctrica convencional	12,865
Ciclo combinado de CFE	5,456
Ciclo combinado PIE¹	11,457
Turbogás	2,653
Combustión interna	216
Carboeléctrica	4,700
Hidroeléctrica	11,343
Nucleoeléctrica	1,365
Geotermoeléctrica	965
Eoloeléctrica	85
Total	51,105

1 Productores Independientes de Energía

Como se puede observar la generación de electricidad está soportada principalmente por los combustibles fósiles, que ocupan el 72.6% con una capacidad instalada de 37,131 KW.

En la figura 7.2 podemos observar la distribución por tecnología, donde la termoeléctrica convencional representa el 25.2%, el ciclo combinado de productores independientes el 22.4% y la hidroeléctrica el 22.2%.

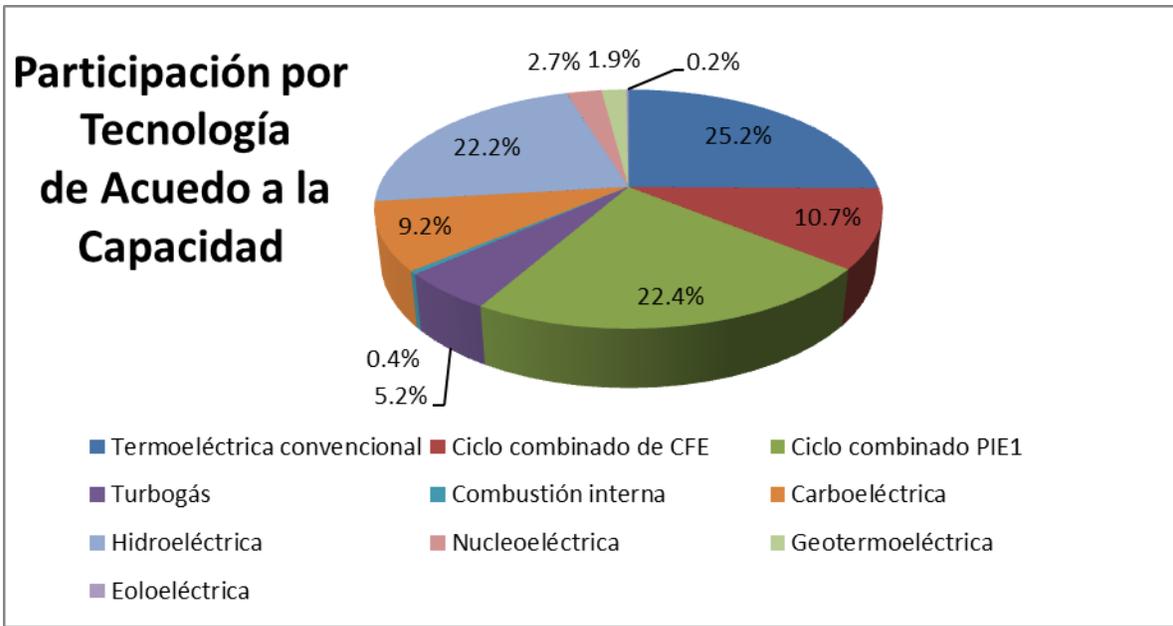


Figura 7.2 Participación Porcentual por Tipo de Tecnología
Fuente: Elaboración Propia con Base en Información del (POISE 2010-2024)

7.3 Planificación de la Generación

Tomando como base el Plan Nacional de Desarrollo 2007-2012 la SENER ha definido los siguientes lineamientos para establecer el plan de crecimiento del sector eléctrico:

- 1) Desarrollar fuentes de energía renovable a fin de alcanzar una participación del 25% en la capacidad de generación en el periodo 2010-2024.
- 2) Mantener una participación del 40% para las tecnologías de generación a base de gas natural.
- 3) Desarrollar la generación a base de carbón, manteniendo su participación en 15% como máximo.
- 4) Mantener un margen del 8% de los proyectos libres para definir la tecnología en forma posterior.
- 5) Mantener invariable la participación de la generación nucleoelectrica con el 2.7%, lo cual significa que no habrá crecimiento en esta tecnología.
- 6) Reducir la participación de las tecnologías a base de combustóleo y diesel a 12%.

De los lineamientos anteriores cabe destacar los siguientes aspectos;

- a) La generación nucleoelectrica no recibirá ningún apoyo para incrementar su capacidad, lo único rescatable es que por lo menos se mantendrá en los mismos niveles de operación.
- b) El 25% de la capacidad de generación a través de fuentes renovables podría parecer un buen avance, sin embargo, de acuerdo a lo anterior se ha establecido para la energía renovable una participación en capacidad instalada del 7.6% y una participación en la generación del 4.5%.
- c) Se propone mantener la generación de electricidad por medio de gas natural con un porcentaje del 40% cuando en el país no existe la producción suficiente de este energético, lo que llevará a la importación de importantes cantidades de gas.
- d) Se conserva la generación por medio de carbón con un 15% de la producción nacional, cuando de nuevo en el país no existe la producción suficiente de este recurso y los procesos con carbón son los que mayores cantidades de CO₂ emiten a la atmosfera.

Tal parece que la Secretaría de Energía desconociera los recursos energéticos con que cuenta el país así como los esfuerzos internacionales en materia del cuidado del medio ambiente.

Retiros de Capacidad

Al cierre del 2008 el 32.6% de la capacidad instalada contaba ya con 25 años de antigüedad y el 21.8% con 30 años o más. Dentro de los planes se considera el retiro de capacidad de acuerdo al cuadro 7.3.

Cuadro 7.3 Capacidad de Generación que será Retirada por Año
Fuente: Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2010-2024

Año	Capacidad Instalada (MW)
2010	667
2011	662
2012	301
2013	820
2014	408
2015	494
2016	786
2017	418
2018	15
2019	694
2020	2,160
2021	1,268
2022	300
2023	489
2024	444

Incremento de Capacidad.

La CFE estima incrementar la capacidad instalada de 2009 a 2024 en 37,615 MW de los cuales 5,113 MW ya se encuentran en construcción, 406 MW se obtendrán de los programas de Rehabilitación y Modernización y 32,096 MW corresponderán a proyectos de nuevas instalaciones.

Las tecnologías consideradas para el incremento de capacidad que se menciona se desglosan en cuadro 7.4.

Cuadro 7.4 Incremento de Capacidad de Generación por Tipo de Tecnología
Fuente: Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2010-2024

Tecnología	Capacidad (MW)	%
Ciclo Combinado	13,376	35.56
Hidroeléctrica	3,514	9.34
Carboeléctrica	3,478	9.25
Geotermoeléctrica	311	0.83
Turbogás	859	2.28
Combustión Interna	316	0.84
Eoloeléctrica	507	1.35
Libre (por definir)	14,848	39.4%
Incremento por RM	406	1.08
Total	37,615	100

Como se puede observar la tecnología que ya ha sido considerada depende fundamentalmente del suministro de gas natural, como una posible salida ante tal dependencia es posible asignar los 14,848 MW que están por definirse a otras tecnologías como la Nucleoeléctrica que en este momento sólo se encuentra considerada en los programas de Rehabilitación y Modernización.

En diciembre de 2008 la capacidad del sistema eléctrico nacional ascendía a 51,105 MW, adicionando los incrementos de capacidad que se tendrá con la entrada en operación de los proyectos programados o en construcción y descontando los retiros que habrán de realizarse se espera contar para el año 2024 con una capacidad instalada de 78,406 MW, los cuales se incrementaran de acuerdo al cuadro 7.5.

Cuadro 7.5 Capacidad de Generación por Tipo de Tecnología
Fuente: Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2010-2024

Capacidad a Dic de 2008 51,105	Adiciones Acumuladas (MW)	Incrementos en RM Acumulados (MW)	Retiros Acumulados (MW)	Capacidad a Diciembre de cada año
2009	560	90	390	51,366
2010	1,805	376	1,056	52,231
2011	2,833	376	1,718	52,596
2012	4,234	406	2,019	53,727
2013	6,889	406	2,839	55,562
2014	7,346	406	3,247	55,611
2015	9,760	406	3,741	57,531
2016	11,897	406	4,527	58,882
2017	13,665	406	4,945	60,232
2018	17,256	406	4,960	63,808
2019	19,442	406	5,654	65,300
2020	24,466	406	7,814	68,164
2021	28,880	406	9,082	71,310
2022	30,958	406	9,382	73,088
2023	34,914	406	9,871	76,555
2024	37,208	406	10,315	78,406

Como se puede apreciar en la figura 7.3 el Sistema Eléctrico Nacional tendrá un crecimiento sostenido en el periodo analizado.

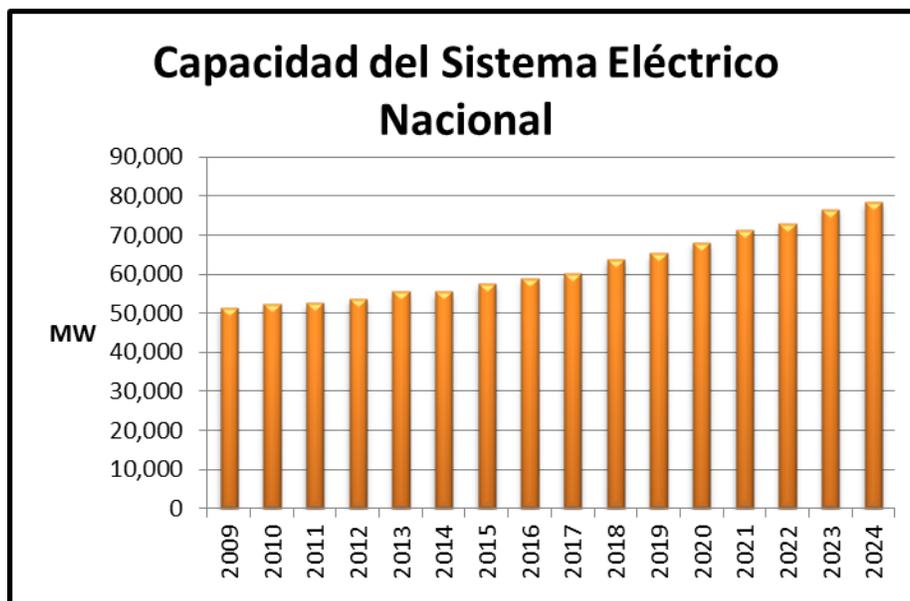


Figura 7.3 Crecimiento de la Capacidad del Sistema Eléctrico Nacional
Fuente: Elaboración Propia con Base en Información del (POISE 2010-2024)
De acuerdo a los proyectos que actualmente tiene considerados la CFE la participación por tecnología se puede apreciar en la figura 7.4.

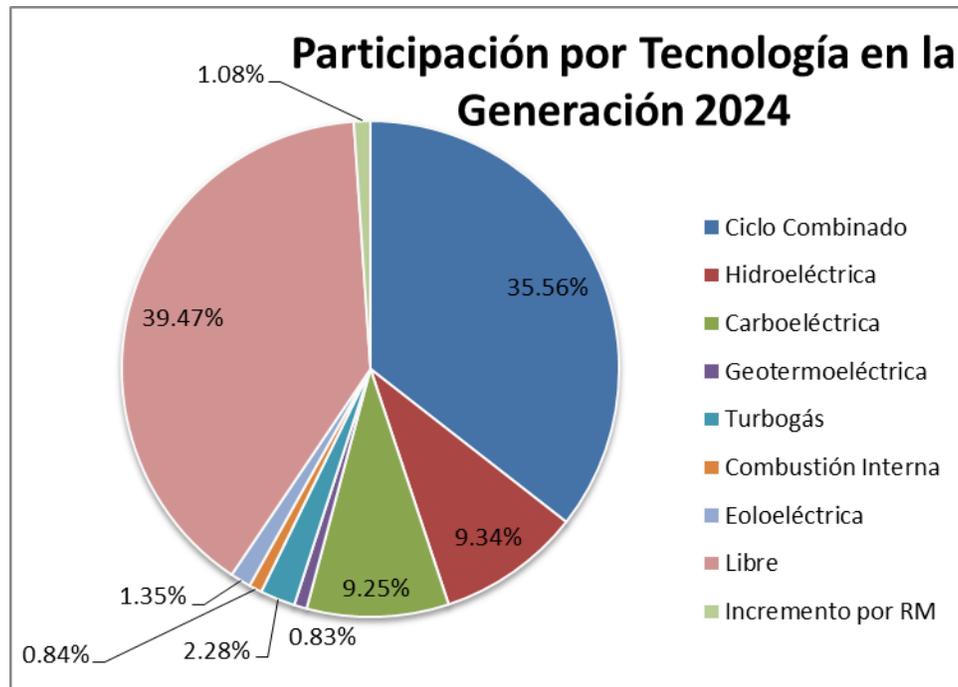


Figura 7.4 Capacidad de Generación Eléctrica por Tecnología Esperada para el 2024

Fuente: Elaboración Propia con Base en Información del (POISE 2010-2024)

Como ya se ha comentado la generación a través de gas natural como energético seguirá creciendo hasta alcanzar el 35.56% en el 2024. Por otro lado, se puede observar que la capacidad total del sector eléctrico nacional en el 2024 será de 78,406 MW, mientras que la demanda máxima esperada para ese mismo año será de 71,147 MW., con lo que se tiene un diferencial del 9.26%

Lista de Proyectos

Proyectos de Rehabilitación y Modernización

La rehabilitación de las plantas generadoras tiene por objeto mejorar principalmente los sistemas de aislamiento, enfriamiento, control y protección permitiendo con ello aumentar la confiabilidad de las instalaciones, su vida útil, recuperar sus parámetros de diseño y aumentar la eficiencia y disponibilidad. La Comisión Federal de Electricidad cuenta en este momento con los siguientes proyectos para rehabilitación que pueden verse en cuadro 7.6.

Cuadro 7.6 Proyectos de Rehabilitación y Modernización
Fuente: Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2010-2024

Central	Unidades	Mejoramiento en Eficiencia (%)	Mejoramiento en Disponibilidad (%)
Altamira	3		10.9
	4		8.2
Cerro Prieto I	5		54.0
Carbón II	2		3.0
	4		2.6
Infiernillo	1	3.0	1.2
	2	3.0	1.2
	3	3.0	1.2
	4	3.0	1.2
Francisco Pérez Ríos	1	2.7	6.5
	2	2.6	6.2
Laguna Verde	1	1.2	5.2
	2	0.9	4.1
Huinalá	6	16.6	53.9
Poza Rica (conversión a C.C.)	1	16.8	85.7
El Sauz (conversión a C.C.)	1	9.4	49.9
Emilio Portes Gil	3	4.4	58.77

Alternativas de Generación Eléctrica en México: Un Nuevo Enfoque de Planeación
Multicriterio

(conversión a carbón)			
Altamira (conversión a coque de petróleo)	1	2.77	33.66
	2	2.93	33.16

Proyectos para cubrir los requerimientos de capacidad.

En el cuadro 7.7 puede verse la lista de proyectos que la Comisión Federal de Electricidad tiene definidos para cubrir, mediante la instalación de nuevas plantas de generación, los requerimientos que el país tendrá en el periodo 2009-2024.

Cuadro 7.7 Proyectos de Plantas Nuevas
Fuente: Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2010-2024

Año	Proyecto	Tipo	Capacidad (MW)		Área
			Bruta	Neta	
2009	Baja California	CC	277	272	Baja California
	San Lorenzo	CC	123	116	Oriental
	Total		400	388	
2010	La Trinidad	CC	466	450	Norte
	Carb. Del Pacífico	CAR	678	651	Central
	Oaxaca I	EO	101	100	Oriental
	Total		1,245	1,201	
2011	Humeros	GEO	27	25	Oriental
	La Venta III	EO	101	100	Oriental
	Baja California II	TG	124	123	Baja California
	Guerrero Negro III	CI	11	10	AIS
	Manzanillo I	CC	460	447	Occidental
	Oaxaca II, III y IV	EO	304	300	Oriental
	Total		1,027	1,005	
2012	La Yesca U1	HID	375	373	Occidental
	Santa Rosalía II	CI	15	13	AIS
	Baja California Sur III	CI	43	41	Baja California S
	La Yesca U2	HID	375	373	Norte
	Humeros Fase B	GEO	27	25	AIS
	Cerro Prieto V	GEO	107	100	Baja California
	Manzanillo I	CC	460	447	Occidental
	Total		1,041	1,372	
2013	Agua Prieta II	CC	477	465	Noreste
	Sureste I	Libre	304	300	Oriental
	Baja California III	CC	294	286	Baja California
	Baja California Sur IV	CI	43	41	Baja California S
	Norte II	CC	459	447	Norte
	Guerrero Negro IV	CI	7	7	AIS
	Salamanca Fase I	TG	470	460	Occidental
	Valle de México II	CC	601	585	Centro
Total		2,655	2,590		
2014	Rio Moctezuma	HID	92	91	Occidental
	Sureste II	Libre	304	300	Oriental
	Santa Rosalía III	CI	11	10	AIS
	Azufres III fase I	GEO	50	45	Occidental
	Total		457	446	
2015	Norte III	Libre	954	928	Norte
	Baja California Sur V	CI	86	82	Baja California S
	Sureste III	Libre	304	300	Oriental
	Occidental I	CC	470	459	Occidental
	Centro	CC	600	584	Centro
	Total		2,414	2,353	
2016	Sureste IV	Libre	304	300	Oriental
	Baja California II	Libre	591	574	Baja California
	Noroeste (El Fresnal)	Libre	772	753	Norte

Alternativas de Generación Eléctrica en México: Un Nuevo Enfoque de Planeación
Multicriterio

	Occidental II	CC	470	459	Occidental
	Total		2,137	2,086	
2017	Noroeste (Escobedo)	CC	1,034	1,006	Noroeste
	Los Cabos	TG	105	104	Baja California S
	Salamanca	Libre	629	610	Occidental
	Total		1,768	1,720	
2018	Mérida	CC	567	551	Pend.
	Manzanillo II	CC	460	447	Occidental
	Norte IV	CC	918	892	Norte
	Azufres III Fase II	GEO	25	23	Occidental
	Valle de México III	CC	601	585	Centro
	Tenosique	HID	420	418	Oriental
	Metropolitana	CC	600	584	Centro
Total		3,591	3,500		
2019	Baja California VI	CI	86	82	Baja California S
	Hermosillo	Libre	836	813	Norte
	Manzanillo II	CC	460	447	Occidental
	Baja California IV	Libre	565	550	Baja California
	Guerrero Negro V	CI	7	7	AIS
	Copainalá	HID	232	231	Oriental
Total		2,186	2,130		
2020	Noreste II (Monterrey)	CC	1,041	1,013	Noreste
	Norte V (Torreón)	CC	944	916	Norte
	Guadalajara I	CC	453	440	Occidental
	Oriental I y II	Libre	1,400	1,252	Oriental
	Azufres IV	GEO	75	68	Occidental
	Paseo de Reina	HID	510	508	Oriental
	Valle de México IV	CC	601	585	Centro
Total		5,024	4,781		
2021	Baja California Sur VII	Libre	86	82	Baja California S
	Carboeléctrica del Pacífico II y III	CAR/CSC	1,400	1,310	Centro
	Mazatlán	Libre	867	843	Norte
	Central (Tula)	Libre	1,160	1,129	Centro
Total		3,513	3,363		
2022	Baja California V	Libre	591	575	Baja California
	Santa Rosalía IV	CI	7	6	AIS
	Occidental III	Libre	940	918	Occidental
	Valladolid	CC	540	525	Pendiente
Total		2,078	2,025		
2023	Noroeste II y III	Libre	1,400	1,252	Norte
	Noreste III	CAR/CSC	700	655	Noreste
	Baja California Sur VIII	Libre	86	85	Baja California S
	Cruces	HID	475	473	Occidental
	Central II	Libre	1,160	1,129	Centro
	Acala	HID	135	134	Oriental
Total		3,956	3,728		
2024	Noreste IV	CAR/CSC	700	655	Noreste
	Noreste V	Libre	1,041	1,013	Noreste
	Baja California VI	Libre	554	538	Baja California
	Total		2,295	2,206	

	TOTAL		36,148	34,892	
--	-------	--	---------------	---------------	--

7.4 Margen de Reserva

La confiabilidad de los sistemas eléctricos está soportada en su capacidad para suministrar la demanda máxima requerida (MW) así como la energía (GWh).

Existen tres indicadores que permite conocer el nivel de confiabilidad de los sistemas eléctricos, se conocen como Margen de Reserva (MR), Margen de Reserva Operativo (MRO) y Margen de Reserva de Energía (MRE).

El Margen de Reserva es la diferencia entre la demanda máxima bruta coincidente y la capacidad efectiva del sistema, es decir, es la diferencia entre la capacidad que tenemos instalada y la carga máxima que puede coincidir en un instante sobre el sistema.

El Margen de Reserva Operativo, es el remanente de restar al MR los paros programados de las plantas y las fallas que obligan a suspender el suministro.

El Margen de Reserva de Energía, es la diferencia entre la energía disponible y el consumo anual demandado, donde se incluye la capacidad termoeléctrica que puede generarse pero no se produce más la hidroeléctrica acumulada en las presas.

La Comisión Federal de Electricidad ha considerado que el sistema eléctrico nacional contará con los Márgenes de Reserva y Márgenes de Reserva Operativos para el periodo 2011-2024 de acuerdo al cuadro 7.8.

Cuadro 7.8 Margen de Reserva y Margen de Reserva Operativo por Año
Fuente: Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2010-2024

Años	MR (%)	MRO(%)
2011	39.9	20.7
2012	35.2	16.7
2013	35.3	16.7
2014	31.7	13.7
2015	29.5	11.7
2016	26.7	9.3
2017	24.2	6.9
2018	23.2	6.1
2019	23.1	6.0
2020	22.4	6.0
2021	22.1	6.0
2022	22.2	6.0
2023	22.0	6.0
2024	21.8	6.0

Es importante destacar que los altos índices estimados del 2011 al 2015 son el resultado de las planeaciones anteriores y la desaceleración económica, ya que el crecimiento de la demanda en los años más recientes no alcanzó los niveles esperados en los lineamientos establecidos por la SENER y la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, aunque la planeación se realiza en forma anual no es posible suspender las obras y proyectos que se tienen en proceso de construcción, y por otro lado es difícil realizar incrementos inmediatos debido al tiempo que toma la realización de estudios y obras para los incrementos de capacidad.

Como se mencionó en el capítulo 4, el estudio de mercado del sistema eléctrico nacional, determina una tasa anual de crecimiento de la demanda de 3.6% para los próximos quince años, esta disminución se ve reflejado en los años siguientes.

A pesar de los retiros programados de las plantas con elevada antigüedad o bajas eficiencias se observa que para el 2024 se tendrán adecuados márgenes de reserva por arriba de lo establecido.

De acuerdo a la información presentada por la Comisión Federal de Electricidad, a nivel regional el MR presenta algunos inconvenientes, como es el caso de las zonas Norte y Noroeste donde se estiman condiciones críticas en los horarios de verano, esto derivado del diferimiento en la entrada en operación de los proyectos Agua Prieta II y Norte II.

En cuanto al Margen de Reserva de Energía para el 2024 se puede observar en el cuadro 7.9.

Cuadro 7.9 Margen de Reserva de Energía para el 2024
Fuente: Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2010-2024

Concepto	(GWh)
Enería Termoeléctrica despachada	372,196
Generación Hidroeléctrica	37,867
Autoabastecimiento Remoto	18,079
Energía necesaria bruta	428,142
Generación termoeléctrica disponible	488,055
Generación termoeléctrica despachada	372,126
Reserva termoeléctrica	115,929
Reserva hidroeléctrica	4,605
Total	120,533
Margen de Reserva de Energía (%)	28.15

En términos porcentuales el comportamiento del Margen de Reserva de Energía para el periodo 2010-2024 se puede ver en el cuadro 7.10.

Cuadro 7.10 Porcentaje del Margen de Reserva de Energía por Año
Fuente: Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2010-2024

Años	MRE (%)
2011	39
2012	38
2013	34
2014	37
2015	34
2016	34
2017	33
2018	32
2019	32
2020	32
2021	33
2022	27
2023	31
2024	28

7.5. Requerimiento de Inversiones 2010-2024

El monto total para atender las inversiones programadas por CFE para este periodo ascienden a 1,193,296 millones de pesos, de los cuales el 49% corresponde a generación, el 18.5% a obras de transmisión, 20.1% a distribución, 11.6% en mantenimiento de centrales y 0.8% a otras inversiones.

El calendario de inversiones presentado en el cuadro 7.11 se considera en millones de pesos del 2009.

Cuadro 7.11 Calendario de Inversiones en el Sector Eléctrico
Fuente: Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2010-2024

Años	Generación (Millones de Pesos de 2009)	Mantenimiento (Millones de Pesos de 2009)	Total
2010	27,630	10,137	37,767
2011	37,408	9,083	46,491
2012	37,136	8,895	46,031
2013	16,910	8,613	25,523
2014	29,261	8,189	37,450
2015	37,385	8,086	45,471
2016	32,329	8,909	41,238
2017	47,175	7,920	55,095
2018	50,522	7,768	58,290
2019	54,885	8,736	63,621
2020	54,551	9,828	64,379
2021	57,673	10,101	67,774
2022	38,684	10,374	49,058
2023	30,391	10,713	41,104
2024	32,302	10,911	43,213

La Comisión Federal de Electricidad estima que del monto total de inversiones el 41.9% se realizará mediante la asignación de recursos presupuestales, mientras que el 58.1% restante se llevará a cabo mediante esquemas de obra pública financiada o con la modalidad de producción independiente de energía, la SENER definirá con apego al artículo 125 del Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica.

Referencias

1. Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2010-2024
Comisión Federal de Electricidad

2. CFE Informe Anual 2009
http://app.cfe.gob.mx/Informeannual2009/index2_2009v1.html

3. Marco Legal del Poise
http://www.shcp.gob.mx/ApartadosHaciendaParaTodos/conferencias/madrid/pdf/9_cfe.pdf
http://www.cfe.gob.mx/QuienesSomos/publicaciones/Documents/2010/4ºInformedelLabore sdeCFE2009_2010.pdf

CAPITULO 8

Estado del Arte en la Generación de Electricidad

8.1 Generación Eléctrica con Biomasa

La biomasa es cualquier materia orgánica obtenida a partir de vegetales o de animales. La biomasa, en forma de leña o carbón vegetal, ha sido la base del suministro energético de la humanidad durante muchos siglos. El término biomasa engloba residuos forestales (procedentes de la limpieza del bosque y de la industria maderera), residuos agrícolas (como paja, deshierbado, podas y tallos sobrantes de la recolección), residuos ganaderos (deposiciones de los animales así como tejidos sobrantes de los sacrificios) y cultivos dedicados a la producción de energéticos.

La biomasa se subdivide en tres categorías:

- Biomasa forestal: Procede de ramas y residuos de cortas, cortezas, aserrines, hojas y otros residuos forestales.
- Biomasa agroalimentaria: Proviene básicamente de la producción agrícola y ganadera, así como de los residuos del campo.
- Biomasa urbana: Compuesta de residuos municipales, comerciales e industriales.

Históricamente se ha utilizado la biomasa en los sistemas que combinan caldera, motor a vapor y generador eléctrico, el cual consumía maderas que se encontraban disponibles de forma local. Posteriormente el uso de combustibles fósiles desplazó la utilización de la biomasa hasta que en los años 70, con la crisis energética se retomó el interés en ella.

La biomasa puede utilizarse directamente como combustible o ser transformada en otros energéticos, mediante procesos biológicos y termoquímicos. Los métodos para la extracción de la energía de la biomasa pueden clasificarse en:

- Térmicos; es la combustión directa de la materia orgánica.
- Termoquímicos; como la gasificación.
- Biológicos; para la producción de biodiesel o bioalcohol.

Hoy día se pretende utilizar la biomasa como fuente de energía porque es renovable y tiene un menor impacto ambiental. Es importante destacar que la biomasa es renovable mientras el ritmo de utilización de ésta no sobrepase el de la creación de la misma.

En cuanto al impacto ambiental, la biomasa suele ser un combustible más limpio en azufre y metales que los combustibles fósiles

Procesos Térmicos con la Biomasa

- **Combustión Directa**

Aunque una parte importante de los biocombustibles sólidos se utilizan directamente, como leña en hogares y chimeneas, la utilización energética moderna de los biocombustibles sólidos para la generación de electricidad requiere un acondicionamiento especial para su uso como combustible.

Las formas más generalizadas de utilización de este tipo de combustibles son: astillas, aserrín y pelets.

Los pelets, son cilindros de aserrín con dimensiones entre 7 y 20 mm de diámetro y de 25 a 60 mm de longitud. Se preparan mediante prensas de granulación, diseñadas para soportar condiciones extremas de abrasión. La compactación se consigue por compresión a las condiciones de humedad y granulometría adecuadas, aunque es frecuente la adición de aglomerantes para mejorar las propiedades del producto.



Figura 8.1 Pelets de Aserrín
Fuente: Internet

En Europa, el mercado de pellets está sufriendo una gran expansión debido al incremento en los precios del petróleo así como las cada vez más estrictas políticas medioambientales. Sin embargo, éste mercado está desarrollado de forma muy desigual, en el centro y norte de Europa el mercado está ya consolidado y se puede considerar un mercado maduro, en otros países como los del sur está todavía comenzando a desarrollarse.

- **Proceso de Fabricación de Pellets de Madera**

En una planta de pelletizado, hay dos parámetros que son fundamentales a los que el proceso es sensible, estos son la humedad y la granulometría de las partículas.

Una instalación que reciba aserrín con una humedad superior al 10% deberá contar con un proceso de secado, ya que este es un parámetro crítico en la granuladora.

La granulometría de las partículas de aserrín es también de vital importancia. Tanto a la entrada del proceso de secado, como a la entrada de la granuladora, el tamaño de las partículas deberá estar dentro de un rango que dependerá de la tecnología de secado que se utiliza.

En el siguiente diagrama se presentan las fases del proceso:

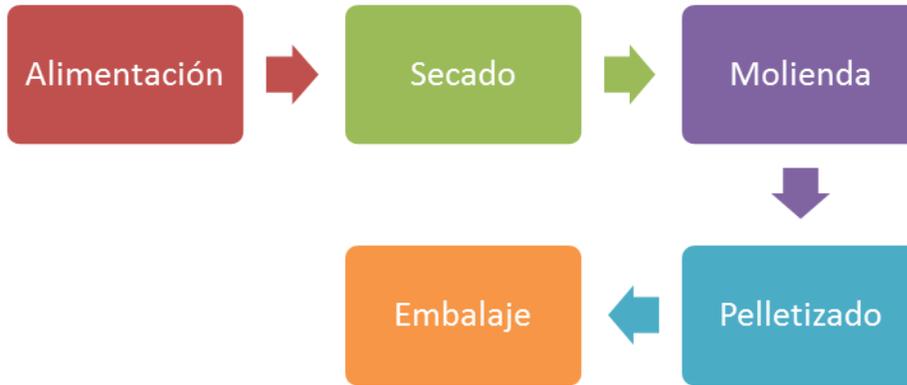


Figura 8.2 Proceso de Fabricación de Pelets de Aserrín
Fuente: Propia

- Alimentación

La materia prima (aserrín) es recibida por el sistema de admisión de la planta, a la salida del depósito de alimentación, y antes de ser introducida en el secador, el material lleva un proceso de tamizado para separar las partículas extrañas o de mayor dimensión.

- Secado

En caso de recibir la materia prima a una humedad superior al 10%, antes de ser pelletizada deberá experimentar un proceso de secado, para lo cual el material se distribuye uniformemente sobre una banda transportadora. La banda desplaza la capa de producto a lo largo de un túnel de secado donde se hace circular una corriente de aire o de gases a 105°C. Mediante la medición de la humedad del producto seco final se regula la velocidad de avance de la banda transportadora.



Figura 8.3 Secador de Aserrín
Fuente: Internet

La fiabilidad operacional es muy alta, además de que los bajos niveles de emisión (por

debajo de 15 mg/Nm^3) permiten cumplir con las normas ambientales. Al hacer fluir los gases a través del aserrín y de la propia banda, estos hacen de filtro, por lo que el proceso reduce las emisiones permitiendo eliminar los complejos sistemas de limpieza de gases de las tecnologías clásicas.

En caso de optar por la tecnología de secado con trómel (cilindro horizontal con sin-fin) a alta temperatura, el producto húmedo se introduce en el trómel, donde es transportado mecánica y neumáticamente al mismo tiempo que se deshidrata por medio de los gases calientes que se generan en un horno.

Las partículas ligeras se transportan rápidamente a través del trómel, mientras que las partículas más pesadas permanecen más tiempo en la corriente de aire caliente, y por lo tanto alcanzan el mismo contenido de humedad a la salida.

El producto se separa de los gases de deshidratación en un cajón decantador y posteriormente en un ciclón. Los gases de deshidratación, junto con el agua evaporada, se emiten a la atmósfera directamente a través del ventilador principal.

La ventaja de esta tecnología es que está muy extendida y es algo más eficiente que el secado de banda (850 Kcal/kg frente a las 960 Kcal/kg de este), aunque por contra permite un menor control sobre el proceso, aumenta el contenido en cenizas en los pellets en el caso en que la energía térmica se produzca en un horno de biomasa y hace necesario incorporar costosos sistemas de limpieza de gases para reducir las emisiones a la atmósfera, además de que la lignina de la madera sufre una mayor alteración al entrar en contacto directo con gases a alta temperatura.

- Molienda

Antes de ser pelletizado, el producto seco es molido para reducir el tamaño de partícula a la granulometría adecuada. En un proceso de secado óptimo deberá asegurarse un tamaño máximo de partícula de 10 mm , pero para ser pelletizado, el aserrín debe reducir todavía su tamaño de partícula. Tras su paso por un molino de martillos se obtiene una "harina" que se conducirá hasta las máquinas granuladoras.

- Pelletizado

La harina, antes de ser pelletizada deberá pasar en primer lugar por el acondicionador, donde se prepara para la granulación. En este punto vuelve a adicionarse agua en la cantidad necesaria para el proceso de granulación, pero dado el poco tiempo que transcurre desde que el aserrín pasa por el acondicionador hasta que es pelletizado, esta agua no será absorbida como H_2O estructural, sino como H_2O libre formando una especie de "cemento" y actuando como aglomerante. Esta agua que no se introduce en la estructura interna del aserrín se



Figura 8.4 Placa Formadora de Pelets
Fuente: Internet

eliminará casi en su totalidad debido a la presión y la temperatura que experimentará durante el granulado. La inyección de agua en fase vapor en vez de en fase líquida en el acondicionador permite aumentar la producción alrededor de un 15%, la adición de almidón, mejora las propiedades del pellet.

Hay que tener presente que las maderas con las que se trabaja comercialmente, tanto duras como blandas, presentan un contenido en lignina que varía típicamente entre el 12% y el 20%, por lo que es recomendable según el tipo de madera con el que se trabaje el compensar esta diferencia en contenido en lignina con la adición de almidón.

Durante el proceso de pelletizado, dos rodillos giratorios comprimen el aserrín contra una matriz también giratoria, forzándolo a pasar a través de esta y dando forma a los pellets.

Tras la granulación, los pellets salen a una temperatura de 60°C. Para asegurar su estabilidad y poder ser almacenados de forma más o menos permanente pasarán por un enfriador que reducirá su temperatura hasta temperatura ambiente pasando a continuación por un tamiz que eliminará los polvos que se genera tras la granulación, recirculando estos de nuevo a la línea de molienda.

Procesos Termoquímicos con la Biomasa

- Gasificación

La gasificación es un proceso que permite la conversión de un combustible sólido, tal como la biomasa en un combustible gaseoso, mediante un proceso de combustión incompleta entre 700°C y 1200°C. El producto resultante es un gas combustible compuesto fundamentalmente por hidrógeno, metano y monóxido de carbono. El gas pobre resultante puede ser utilizado en turbinas de gas o en motores de combustión interna. Ambos motores térmicos pueden ser acoplados a un generador para la producción de electricidad.

En principio el tipo de biomasa a utilizar es variada. Se utilizan harinas de origen animal, cultivos energéticos, maderas provenientes de talas y podas, u otras fuentes como vísceras de animales, grasas de pescado, etc.

En cuanto a las emisiones de CO₂, se trabaja en estudios que permitan su captura para no ser liberado a la atmósfera. El inconveniente de esta operación es que hay que almacenarlo, actualmente se han utilizado yacimientos de gas o petrolíferos agotados para almacenar este CO₂.

Como agente oxidante se emplea el vapor, el oxígeno o el aire. El gas resultante contiene monóxido de carbono (CO), dióxido de carbono (CO₂), hidrógeno (H), metano (CH₄), alquitrán, agua y pequeñas cantidades de hidrocarburos tales como el etano. Este gas posee un bajo poder calórico, del orden de 4 a 7 MJ/m³; en cambio, si se emplea como agente oxidante el O₂ se pueden alcanzar de 10 a 18

MJ/m³. La tecnología más empleada es, sin embargo, la que utiliza aire como agente oxidante, por razones económicas y tecnológicas.

- **Tipos de Gasificadores**

Los tipos principales de gasificadores empleados actualmente son: flujo concurrente, flujo ascendente y lecho fluidizado.

La selección del tipo de gasificador que se va a emplear depende de la potencia que se desee. Los de lecho fluidizado se utilizan para instalaciones de gran escala, mientras que para pequeñas potencias se prefieren los de flujo concurrente.

Dentro de los reactores de lecho fluidizado existen los de lecho fluidizado burbujeante, los de lecho fluidizado circulante, y los de lecho fluidizado presurizados. Otros tipos de reactores son los ciclónicos y los rotatorios, además de diferentes tipos de reactores de cama móvil.

Hasta potencias de 1 MW se recomienda la utilización de gasificadores de flujo concurrente, casi exclusivamente. Este tipo de gasificador es el más sencillo de todos; y para potencias mayores de 10MW y hasta alrededor de 50 MW compiten los reactores de flujo ascendente y los de lecho fluidizado burbujeante. Para potencias mayores de 100 MW se usan exclusivamente los de lecho fluidizado presurizados.

Proceso de Gasificación.- Este proceso tiene un número de etapas elementales, según el sólido va descendiendo en el reactor por acción de la gravedad.

1- Calentamiento del sólido y secado del mismo.

2- Pirólisis. Este proceso de ocurre entre 150° y 400° C y produce la formación de un residuo sólido carbonoso llamado "char" y productos gaseosos.

Los componentes más importantes de la fase gaseosa son H₂O, CO₂, H₂, hidrocarburos y otros compuestos como ácidos orgánicos. La fracción de hidrocarburos está compuesta de metano y compuestos orgánicos condensables denominados alquitranes ó "tars". La descomposición de esta fracción de hidrocarburos puede estar influenciada por diferentes parámetros como tamaño de partícula, temperatura, presión, tiempo de calentamiento y tiempo de residencia.

3- Oxidación o combustión parcial del sólido por un agente gasificador, normalmente aire. Parte del compuesto se transforma en CO, CO₂ y H₂O. En esta etapa se genera la energía necesaria para llevar a cabo las reacciones de reducción y pirolisis.

4- Reducción o gasificación del char producido durante la pirolisis. El char se convierte en CO, CH₄ y H₂ principalmente.

Aunque se dan más de mil reacciones químicas durante el proceso, en resumen, las principales con sus calores de reacción a 25° C son:



El resultado de este proceso, es un gas compuesto fundamentalmente por: CO, H₂, N₂, CO₂, H₂O e hidrocarburos. En muy pequeña cantidad se tendrán, NH₃, H₂S y alquitranes. Este gas una vez depurado puede quemarse limpiamente, produciendo energía mecánica ó eléctrica, sin dejar ningún residuo y cumpliendo ampliamente la normativa ambiental de emisiones gaseosas contaminantes.

8.2 Generación Eléctrica Eólica

La energía eólica es la que proporciona el movimiento del viento, es decir, es la energía cinética generada por las corrientes de aire que es utilizada con fines específicos. La radiación solar irregular propicia masas de aire con diferentes temperaturas, densidades y presiones que generan el desplazamiento de las masas. Desde la antigüedad esta energía fue utilizada para la propulsión de embarcaciones así como el movimiento de molinos o bombas de extracción de agua.

Una aplicación actual es su transformación en energía eléctrica a través de aerogeneradores. La energía eólica es un recurso abundante, renovable y limpio, su utilización ayuda a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.

La principal desventaja de la generación eléctrica a través de energía eólica es la intermitencia del suministro, ya que existen horarios o temporadas donde las rachas de viento se reducen frenando el suministro a la red de distribución. Esta condición hace que los sistemas eólicos no puedan ser considerados plenamente para la generación en horarios punta y su instalación a nivel mundial se haya llevado a cabo de manera paulatina.

Principio Aerodinámico

Supongamos un tubo de corriente que encierra el rotor y se extiende aguas arriba y aguas abajo de la corriente hasta regiones alejadas en las que las variables fluidas alcanzan valores constantes.

Para el análisis del problema haremos las siguientes hipótesis:

- Movimiento estacionario.
- Perfiles de velocidad uniformes.
- Rotor aislado. Sin efectos colaterales del terreno y obstáculos.
- Tubo de corriente con simetría axial.
- Flujo incompresible.
- No existen efectos de rotación en el aire.

Bajo estas hipótesis el rotor del aerogenerador se comporta como un disco poroso de espesor infinitesimal que actúa sobre el tubo de corriente creando un salto de presiones a través de él, o también, podemos suponer que el rotor de la máquina está formado por un número infinito de palas que giran a una velocidad muy elevada sin producir gran resistencia.

Aplicando el teorema de conservación de la cantidad de movimiento al volumen de control, obtendremos la fuerza sobre la aeroturbina (disco del rotor) en la dirección de la corriente:

$$F = \rho \cdot S \cdot U \cdot (V_1 - V_2)$$

Por otro lado, esta fuerza también viene dada por la diferencia de presiones delante y detrás del rotor multiplicada por el área (aplicando Bernoulli):

$$F = S \cdot (p^+ - p^-) = \frac{1}{2} \cdot S \cdot \rho \cdot (V_1^2 - V_2^2)$$

Igualando ambas expresiones deducimos la velocidad en el plano del rotor:

$$U = \frac{(V_1 + V_2)}{2}$$

La potencia mecánica que se extrae del aire, es el resultado de la energía cinética que éste pierde a su paso por el rotor:

$$P_m = \rho \cdot S \cdot U \cdot \left(\frac{V_1^2}{2} - \frac{V_2^2}{2} \right)$$

Definiendo el coeficiente de velocidad inducida axial, a , como:

$$U = V_1(1 - a)$$

Obtenemos:

$$V_2 = V_1(1 - 2a)$$

$$F = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot S \cdot V_1^2 \cdot 4a(1 - a)$$

$$P_m = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot S \cdot V_1^3 \cdot 4a(1 - a)^2$$

$$\text{donde } S = \frac{\pi D^2}{4}$$

Límite de Betz

Para calcular cuando tendremos máxima potencia mecánica, derivamos e igualamos a cero:

$$\frac{dP_m}{da} = 2 \cdot \rho \cdot S \cdot V_1^3 \cdot (1 - 4a + 3a^2) = 0$$

La máxima potencia ocurre cuando $a = 1/3$, por lo tanto:

$$P_m = \frac{1}{2} * \rho * S * V_1^3 * \frac{16}{27}$$

Este valor, es el máximo valor de la potencia contenida en el tubo de corriente del aire que es capaz de extraer el rotor de un aerogenerador.

El Límite de Betz establece que una turbina eólica puede convertir en energía mecánica como máximo un 59,26 % de la energía cinética del viento que incide sobre ella.

Sistemas Eólicos.- Ya que las corrientes del viento son mayores tanto más altura se tenga, los aerogeneradores deben ser instalados entre 20 y 30 metros de altura. La superficie del terreno afecta por lo cual se busca instalar las aspas lejos de las turbulencias causadas por árboles, edificaciones o laderas de montañas, para este propósito los campos instalados en zonas marinas ofrecen mejores rendimientos

Los aerogeneradores se clasifican de acuerdo a lo siguiente:

- Por el tipo de eje:
Se clasifican en eje vertical y eje horizontal, de los cuales el eje horizontal es el más utilizado ya que presenta mejores rendimientos en su funcionamiento.
- Por la orientación con respecto al viento:
La clasificación está definida por la posición del rotor con respecto al viento, la primera se conoce como a Barlovento o proa, en este caso el rotor se ubica de frente al viento, tiene como principal ventaja que la torre no obstaculiza el paso del viento, pero en contraparte este tipo de sistemas requiere de un mecanismo que oriente las aspas ante los cambios de dirección del viento.
La segunda clasificación es a Sotavento, también se denominan a popa, en este caso los rotores se ubican detrás de la corriente, ubicando a la góndola frente a ella, su principal ventaja es que no requieren mecanismos de orientación ante los cambios de dirección del viento ya que la propia

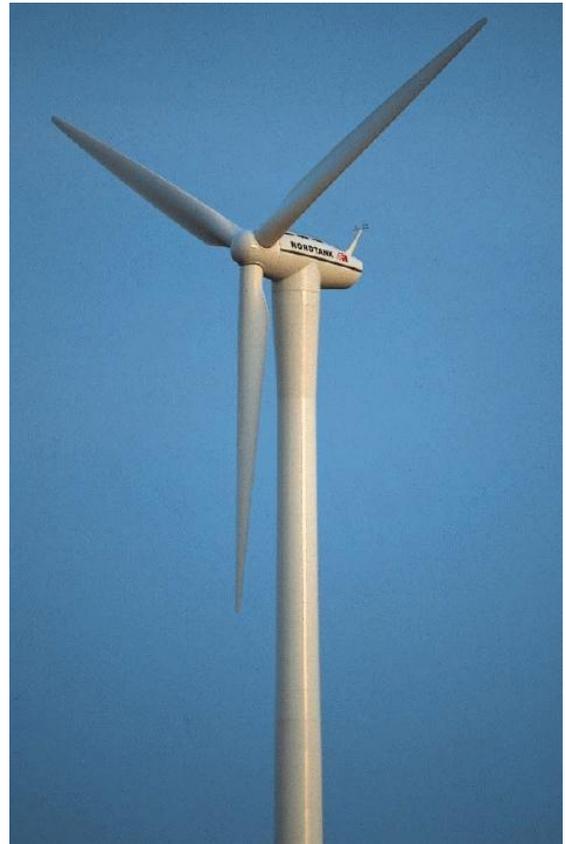


Figura 8.5 Generador Eólico
Fuente: Internet

góndola funciona como veleta que orienta todo el conjunto, su principal desventaja son las fluctuaciones en la corriente al interponerse la torre.

- Por el número de palas:
Se tienen de 1 pala, 2 palas, 3 palas y multipala. En el caso de una pala requiere la utilización de un contrapeso para su funcionamiento y una elevada velocidad de giro, lo que aumenta el desgaste de los equipos. Los sistemas de dos palas también requieren de una velocidad de giro elevada para generar la misma energía que genera un unidad de tres palas. Los equipos de tres palas son los más utilizados. En cuanto a los equipos multipala, también conocido como sistema americano, se utilizan fundamentalmente para la extracción de agua en pozos profundos más que para la generación de energía eléctrica.
- Por la forma de ajustar los cambios de dirección del viento:
Mediante conicidad, con la utilización de motores eléctricos se hace girar todo el conjunto para dejarlo perfectamente orientado a la dirección del viento.
Mediante Veleta, como su nombre lo indica, se instalan veletas sobre las góndolas de manera que cuando ocurre un cambio de dirección son empujadas para hacer girar el conjunto.
Mediante molinos auxiliares, este sistema es poco utilizado y en forma similar a la veleta, se instalan dos rotores a los lados de la góndola, los cuales son accionados por la fuerza del viento que cambio de dirección, con lo cual se accionan los mecanismos de ajuste.
- Por el control de potencia:
Sistemas de paso variable. Consiste en cambiar el ángulo de incidencia de las palas cuando la velocidad del viento es excesiva, de esta manera, se reduce la resistencia de las palas y con ello la velocidad de giro evitando daños estructurales.
Diseño de palas. También conocido como diseño de regulación por pérdidas aerodinámicas. En este diseño la pala está ligeramente curvada a lo largo de su eje longitudinal, de esta forma la pala pierde la sustentación de forma paulatina y gradual, en vez de hacerlo bruscamente, cuando la velocidad del viento alcanza valores críticos.

Las partes de un aerogenerador son las siguientes:

- Torre:
Soporta la góndola y el rotor. Una turbina de 1.5KW tendrá una torre de unos 60 metros Las torres pueden ser bien torres tubulares o torres de celosía. Las torres tubulares son más seguras para el personal de

mantenimiento de las turbinas ya que pueden usar una escalera interior para acceder a la parte superior de la turbina. La principal ventaja de las torres de celosía es que son más baratas.

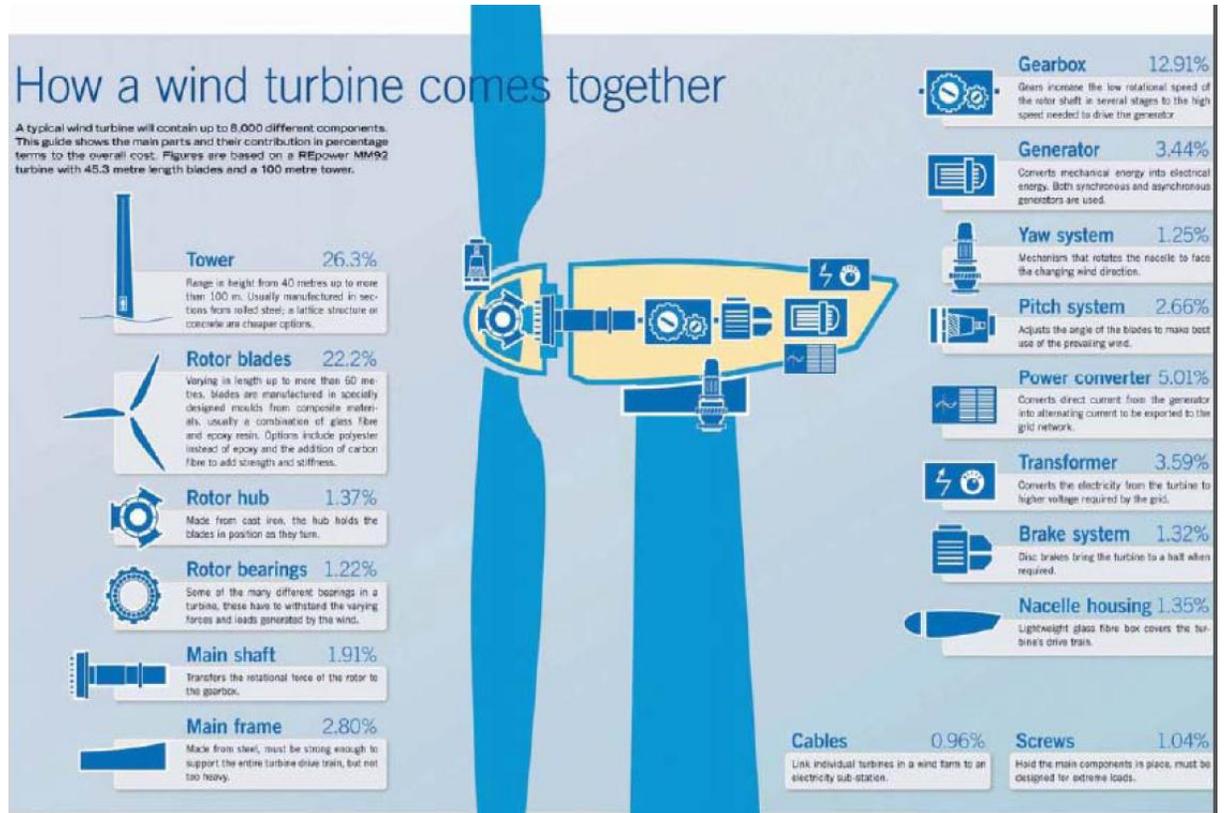


Figura 8.6 Elementos de un Generador Eólico
Fuente: Internet

- **Góndola:**
Ubicada en la parte superior de la torre contiene todos los elementos del aerogenerador y da soporte a las palas.
- **Palas del rotor:**
Reciben el empuje del viento y lo transmiten a la fecha, el diseño de las palas es similar a las alas de los aviones, en los equipos grandes (5 MG) el conjunto de palas llega a tener hasta 126 m de diámetro.
- **Buje:**
El buje que es la parte que une las palas del rotor con el eje de baja velocidad, también es conocido como cubo.
- **Eje de baja velocidad:**

Conecta el buje del rotor al multiplicador. Su velocidad de giro es muy lenta, de 20 a 35 rpm.

- **Multiplicador:**
Se acopla por un lado con el eje de baja velocidad y con el otro con el eje de alta velocidad, permite incrementar hasta 50 veces la velocidad de giro del generador.
- **Eje de alta velocidad:**
Se encarga de unir el multiplicador y el generador eléctrico.
- **Generador Eléctrico:**
Es una de las partes más importantes de un aerogenerador. Transforma la energía mecánica en energía eléctrica y suele ser un generador de inducción.
- **Controlador electrónico:**
Es un controlador que regula todo el funcionamiento del sistema, realizando los ajustes necesarios en el ángulo de incidencia y la orientación.
- **Unidad de enfriamiento:**
Permite la refrigeración del generador y del multiplicador, en algunos casos se incluyen sistemas refrigerantes a base de agua.
- **El mecanismo de orientación:**
Se encarga de ajustar la dirección de todo el conjunto para mantener las palas en la dirección del viento, es regulado por el controlador electrónico.

Situación Mundial.- La capacidad instalada mundial de centrales eólicas en 2008 era de 122 GW, que se espera aumente a 190 GW en 2010.

Del total de capacidad instalada en el mundo de energías renovables, principalmente eólica y geotérmica, la distribución regional es la siguiente: Europa, 54.5%; Norteamérica, 22.7%; Asia, 20.2%; Australia y el Pacífico, 1.5%; Latinoamérica, 0.6%; y África, 0.5%.

Las proyecciones del "Global Wind Energy Council" (GWEC) realizadas en 2008 indican que en el 2020 habría una capacidad instalada en el mundo de 490 GW de centrales eólicas.

Situación en México

En México, la Comisión Reguladora de Energía (CRE) ha otorgado permisos de generación y autoabastecimiento para 1.760GW eólicos, de los cuales 0.186 GW ya están instalados, 0.4 GW están en construcción y 0.2 GW son de productores independientes de energía que tienen contratos con la CFE para la compraventa de capacidad y la energía eléctrica asociada.

La central eólica de La Venta I de 0.002 GW inició su operación comercial en 1994 y La Venta II de 0.085 GW inició en 2007. Con los proyectos en ejecución, entre 1994 y 2012 la capacidad instalada en México habrá aumentado de 0.002 a 1.760 GW, con una tasa de crecimiento promedio de 45.7% anual en ese período de 18 años.

En México ha habido una evaluación incipiente del potencial eólico nacional en tierra firme, pero se estima que es de bueno a excelente en regiones selectas del país. El potencial estimado es desde 5 GW competitivos hasta 15 GW probables, que requeriría una inversión unitaria de 1,200 USD/kW.

El Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE) ha emprendido una iniciativa para el desarrollo de máquinas eólicas mexicanas, con el objetivo de aportar un elemento crítico de la cadena de valor en el desarrollo del potencial eólica de México. La iniciativa consiste en diseñar, construir, probar y transferir a la industria para su fabricación en serie con un alto grado de integración nacional, un aerogenerador eólico de 1.2 MW de capacidad certificado para vientos de clase 1A.

8.3 Generación Nucleoeléctrica

La generación de electricidad por medio de una planta nuclear se puede considerar como otra forma de generación termoeléctrica, ya que se parte del principio de la producción de vapor a alta presión para hacer girar las turbinas que se conectan con los generadores, sin embargo, la utilización de combustibles nucleares para la obtención del calor que habrá de producir el vapor requerido lleva a la construcción plantas con altos estándares y diseños cada vez más sofisticados, donde lo principal es mantener bajo condiciones controladas las reacciones nucleares producidas y garantizar en todo momento la contención de las emisiones radiactivas.

Se considera que existen tres generaciones de reactores nucleares;

Generación I.- Estos fueron los primeros reactores de prueba y de uso comercial que se desarrollaron en los años 50s y 60s, en la actualidad prácticamente todos han dejado de operar.

Generación II.- Estos reactores fueron diseñados y construidos en los años 70s y 80s, la mayoría de ellos sigue en operación mediante una licencia de extensión de vida, que por lo general se extiende hasta por 60 años. Cabe mencionar que los reactores de Laguna Verde corresponden a esta generación.

Generación III.- Se desarrollaron durante los años 90s e incorporan mejoras en los diseños de los elementos de seguridad, también logran una reducción en los costos de operación y mantenimiento.

Generación III+.- Estos son los reactores que han sido diseñados y construidos en fechas recientes (2010) y se espera que sean los reactores que provean de electricidad los próximos 50 años.

Generación IV.- Esta es la generación de futuro, existe una gran cooperación internacional para realizar su desarrollo, esperando contar con extraordinarias medidas de seguridad y mejores costos de operación y mantenimiento. Su aparición se prevé para el 2030.

Las plantas nucleares se clasifican de acuerdo al tipo de reactor que poseen de acuerdo a lo siguiente:

- Según la velocidad de los neutrones que producen las reacciones de fisión: reactores rápidos y reactores térmicos.
- Según el combustible utilizado: reactores de uranio natural, en los que la proporción de uranio 235 en el combustible es la misma que se encuentra en la Naturaleza, esto es, aproximadamente 0,7%; reactores de uranio

enriquecido en los que la proporción de uranio 235 se ha aumentado hasta alcanzar un 3 ó 4%. Otros utilizan óxidos mixtos de U y P, etc.

- Según el moderador utilizado: los que utilizan agua ligera, agua pesada o grafito.
- Según el material usado como refrigerante: los materiales más utilizados son el agua (ligera o pesada) o un gas (anhídrido carbónico o helio), que a veces actúan simultáneamente como refrigerante y moderador. Otros refrigerantes posibles son: aire, vapor de agua, metales líquidos o sales fundidas.

Algunos tipos de reactores existentes son los siguientes:

Reactores de Agua Ligera en Ebullición

BWR (Boiling Water Reactor)

Los reactores de agua en ebullición, tienen una capacidad de 1,371 MW. Fueron diseñados por la compañía General Electric. El ciclo de operación es de 18 meses pudiendo extenderse hasta 24, tiene la característica de poder utilizar combustible MOX¹.

¹El MOX, abreviatura de *Mixed Oxide (Mezcla de Óxidos)* es un tipo de combustible utilizado en los reactores nucleares de fisión compuesto por una mezcla de óxido de uranio natural, uranio reprocesado o uranio empobrecido, y óxido de plutonio. La proporción de plutonio en este combustible varía de un 3% a un 10%. Este combustible se comporta de una forma similar a la del uranio de bajo enriquecimiento para el que se diseñaron la mayoría de los reactores nucleares de agua ligera (LWR).

Uno de los atractivos del MOX es que puede utilizarse para eliminar parte del plutonio de grado militar, eliminando un problema de almacenamiento y contribuyendo a la no proliferación.

El tiempo de construcción de un reactor BWR es de 48 a 54 meses donde se debe incluir por lo menos un periodo de 4 años para realizar los trabajos de ingeniería y la obtención de la licencia combinada.

En estas centrales el agua natural o ligera actúa como refrigerante y moderador del reactor nuclear. El agua, mantenida a una presión de unas 70 atmósferas, entra en ebullición y el vapor producido va directamente a la turbina. El combustible nuclear está encerrado dentro de la gran vasija llena de agua, donde

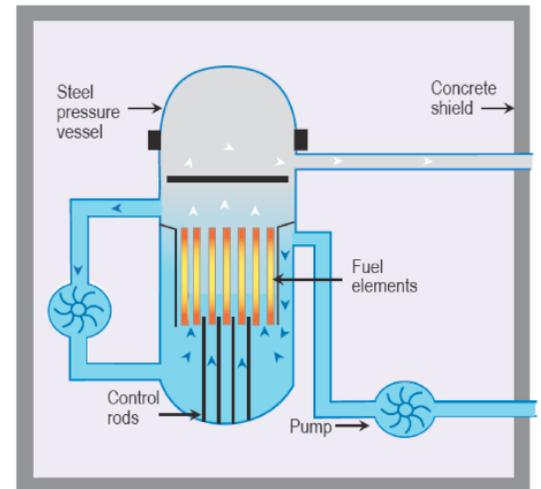


Figura 8.7 Esquema de un Reactor BWR
Fuente: Internet

se produce la ebullición de la misma. El vapor pasa por un sistema de separación y secado del vapor, situado en el interior de la vasija del reactor, antes de ser enviado a la turbina. El vapor, una vez que ha pasado por los álabes de la turbina para mover el generador eléctrico, se condensa y se envía directamente a la vasija. El agua de refrigeración se recircula en la vasija para controlar el nivel de ebullición y la potencia del reactor. La característica principal de estos reactores, además de la ya expresada de la ebullición directa del refrigerante, es el sistema de contención que consta de un edificio de hormigón que constituye el blindaje biológico y dentro de él, la contención propiamente dicha, que es una construcción de acero de forma cilíndrica.

Dentro de este edificio metálico está albergada la vasija, la piscina de relajación, bombas de recirculación, válvulas de seguridad, y otros equipos y su función es retener a los posibles productos de fisión, en caso de accidente.

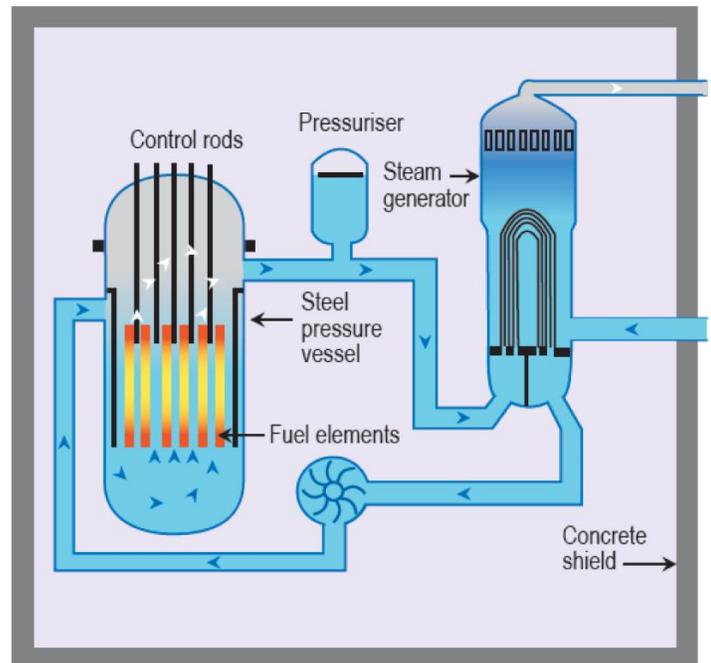
La piscina de relajación es un gran depósito de condensación para las descargas de vapor, que proviene de las válvulas de seguridad, durante los transitorios. Es también un sumidero de calor y una fuente de agua para la refrigeración del núcleo en caso de accidente de pérdida de refrigerante del reactor.

PWR (Pressurized Water Reactor) Reactor de Agua a Presión

Este tipo de centrales que también son de agua ligera, la cual actúa como refrigerante y moderador del reactor nuclear, está a una presión superior a la saturación con el fin de impedir su ebullición. La presión media del refrigerante es de 157 atm y su temperatura de 327°C a la potencia normal.

El agua de refrigeración que circula a gran presión, lleva la energía generada en el núcleo del reactor a un intercambiador de calor, donde se produce el vapor que alimentará las turbinas generadoras.

En este tipo de centrales hay tres circuitos bien diferenciados:



A typical Pressurised Water Reactor (PWR)

Figura 8.8 Esquema de un Reactor PWR
Fuente: Internet

Circuito primario.- El circuito primario es el del agua que se hace circular por el reactor y por el haz tubular de los generadores de vapor, cuyos elementos principales son:

- Vasija del reactor.
- Generador de vapor
- Bomba del refrigerante del reactor
- Presurizador

Circuito secundario.- Es el del agua que se calienta y se vaporiza en el generador de vapor y pasa por la turbina y posteriormente se condensa.

Este circuito comprende los elementos:

- Generador de vapor
- Turbina-generador eléctrico
- Condensador

Circuito terciario.- Es el del agua de refrigeración del condensador y puede ser en circuito cerrado o abierto.

Circuito Primario

La vasija del reactor para una central de unos 1.000 MW de potencia es un recipiente de acero especial de unas 400 toneladas de peso. En ella está el núcleo del reactor compuesto por pastillas de dióxido de uranio ligeramente enriquecido (2-4%) en U-235, confinados en vainas de zircaloy (aleación de Zr), los cuales se agrupan en forma cuadrangular, formando los elementos combustibles. La fisión nuclear produce una gran cantidad de calor que pasa del combustible al agua de refrigeración incrementando su temperatura en unos 350°C. El agua de refrigeración actúa también como moderador de la energía de los neutrones en la reacción nuclear de fisión en cadena.

El reactor se controla por medio de las barras de control y por ácido bórico disuelto en el refrigerante. Tanto las barras de control como el boro son buenos absorbentes de neutrones y tienden a hacer menos reactivo el núcleo, de forma que ajustando cada barra de control que se inserta en el núcleo puede variarse el nivel de potencia de reactor e incluso pararlo.

El agua a presión calentada en la vasija circula al generador de vapor, o cambiador de calor, donde pasa por el haz de tubos e intercambia su calor con el agua que los rodea transformándola en vapor.

Los generadores de vapor aseguran una separación física entre el agua del refrigerante del reactor del circuito primario y el ciclo del vapor secundario. El haz tubular está formado por un número elevado de tubos de pared delgada para conseguir una superficie de intercambios adecuada y una buena transmisión de calor de acuerdo al diseño termohidráulico.

El agua enfriada que sale del generador por la zona fría del circuito es impulsada hacia el reactor por una bomba, cerrando así el circuito primario.

En todo el sistema del refrigerante del reactor, circuito primario, se controla la presión, mediante un elemento denominado "presurizador" que está conectado a uno de los lazos de refrigeración. Es un cilindro de acero que en funcionamiento normal de la central, un 60% de su volumen está ocupado por agua y un 40% de vapor. Interiormente lleva unas resistencias eléctricas para mantener el agua a temperatura de saturación. La existencia de las fases líquido-vapor permite atenuar el cambio de volumen del agua, debido a una variación de la temperatura del refrigerante, mediante la creación de más vapor o disminución de éste y corregir de esta forma la variación de presión en el primario.

Todo el circuito primario va dentro del edificio de contención. Este edificio de pared cilíndrica va rematado de una cúpula semiesférica. La estructura de la obra puede ser de hormigón armado o pretensado e incluso de acero. Las paredes interiores van recubiertas de chapas de acero soldadas, que aseguran la más completa estanqueidad. La estructura de la contención puede ser de tipo simple o doble. Este edificio tiene que estar diseñado para cargas normales y para cargas debidas a accidentes, tanto internos como externos, así como las cargas de servicio (de construcción, de ensayo, terremoto básico de diseño) y las cargas factoriales que incluyen las cargas de presión y temperatura como consecuencia del accidente máximo de diseño, terremoto con parada segura, etc.

La finalidad de este edificio de contención es impedir la salida de los productos de fisión, tanto en condiciones normales como de accidente, así como actuar de barrera biológica.

Circuito Secundario

La separación física de los circuitos primario y secundario se realiza a través del generador de vapor que, en su parte del secundario, está formado por una carcasa que actúa de barrera de presión alrededor del haz de tubos (primario) y de una parte superior donde se aloja el separador de humedad del vapor.

El agua de alimentación entra en el generador por la tobera correspondiente y el agua baja a través del espacio anular entre la carcasa y la camisa del haz tubular y

sube entre los tubos del haz donde absorbe el calor que le transfiere el agua que circula por el interior de los tubos hasta convertirse en vapor. Este vapor va mezclado con agua, por lo que debe eliminarse ésta en el separador de humedad ya que la turbina requiere vapor con un nivel reducido de humedad.

El vapor "seco" llega a la turbina, acciona los álabes de la misma y hace girar el generador eléctrico acoplado a ella produciendo energía eléctrica.

La turbina tiene una sección de alta presión y varias de baja presión. El vapor, al salir de la turbina de alta presión, tiene una cantidad de humedad, de nuevo, que hay que quitar para mejorar el rendimiento de la turbina. Esto se consigue pasando el vapor por un recalentador de humedad. El vapor recalentado se transfiere a las turbinas de baja presión, cuyo número depende de la potencia eléctrica de la central.

El vapor, una vez que ha pasado por la turbina, se enfría en el condensador que es un cambiador de calor de grandes dimensiones. El agua condensada se recoge en una cámara llamada "pozo caliente", desde donde es impulsada por las bombas correspondientes a un sistema de precalentamiento y, de ahí, a los generadores de vapor, cerrándose el ciclo.

Circuito Terciario

Para enfriar el vapor en el condensador se requiere una gran cantidad de agua. Esta agua puede provenir del mar, lagos o ríos, devolviendo el agua a su origen pero algo más caliente.

A este sistema de refrigeración se le denomina de "ciclo abierto".

En un sistema de "ciclo cerrado", el agua pasa a una torre de refrigeración donde se evapora una pequeña parte, se refrigera el resto y vuelve a entrar en el ciclo.

Se han impuesto unas limitaciones en el calentamiento del agua vertida después de ser utilizada en la refrigeración del condensador, de forma que una vez mezclada esta agua con la del caudal del medio se mantengan las condiciones ambientales requeridas.

Reactores de Agua Pesada

Este tipo de reactores presentan el inconveniente de requerir un proceso adicional para la generación del agua pesada², lo cual se traduce en costos adicionales, su principal ventaja es la capacidad de generación mayor a los 1000 MW. Ha sido desarrollado principalmente en Canadá. Emplea como combustible uranio natural, en forma de óxido, introducido en tubos de circonio aleado. Su principal característica es el uso de agua pesada como moderador y refrigerante.

²*Se denomina agua pesada a una molécula de composición química equivalente al agua, en la que los átomos de hidrógeno son sustituidos por deuterio; un isótopo*

pesado del hidrógeno. La fórmula química del agua deuterada, óxido de deuterio o agua pesada es: D_2O o 2H_2O . La principal aplicación tecnológica del agua pesada ha sido como moderador en los procesos de fisión nuclear, por lo que se convirtió en una sustancia estratégica durante el desarrollo de los primeros reactores nucleares.

En su diseño más común, los tubos del combustible están introducidos en una vasija que contiene el moderador, agua pesada. El refrigerante, también agua pesada, se mantiene a presión para que no entre en ebullición, produciéndose el vapor en unos cambiadores de calor por los que circula el agua ligera.

CANDU (Canadian Deuterium Uranium)

El reactor CANDU utiliza principalmente el uranio natural como combustible y agua pesada como refrigerante y moderador. Tiene la particularidad de realizar recargas de combustible estando la unidad en operación, lo anterior debido a la configuración de los elementos combustibles en un sistema llamado Calandria.

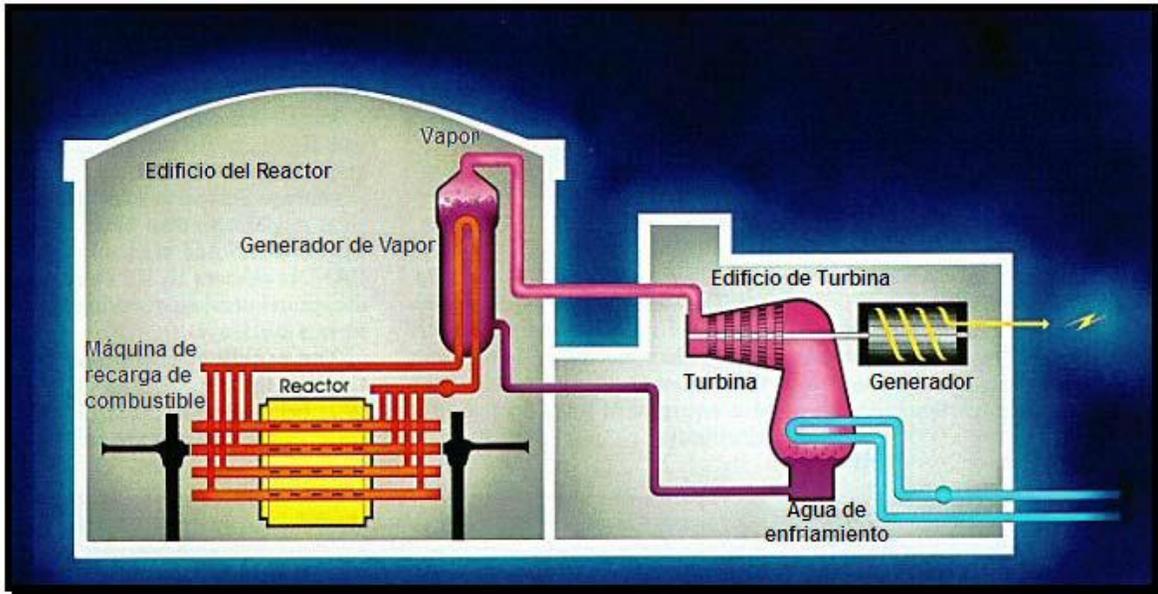


Figura 8.9 Esquema de un Reactor CANDU
Fuente: Internet

Los reactores CANDU modernos representan una tecnología probada con un largo historial de innovaciones para reducir costos de capital, mejorar la seguridad y explotar la flexibilidad excepcional en el ciclo de combustible de este diseño. Los reactores CANDU-6, con capacidad de 700 MW y el reactor CANDU-9 de 900 MW tienen un diseño evolucionado basado en los reactores de unidades múltiples existentes en las centrales nucleares de Darlington y Bruce B. en Canadá.

Propósito de usar el agua pesada

La clave de mantener la reacción nuclear dentro de un reactor es utilizar neutrones que son lanzados durante la fisión para estimular la reacción en otros núcleos. Con control cuidadoso sobre el nivel de la reacción se puede producir una reacción en cadena, conocido como "criticidad".

El uranio natural consiste en una mezcla de varios isótopos, sobre todo ^{238}U y una cantidad mucho más pequeña (cerca de 0.72% por peso) de ^{235}U . Ninguna cantidad de ^{238}U se puede hacer "crítico", sin embargo, puesto que tenderá a crear cargas parásitas al absorber más neutrones que lanza por el proceso de la fisión. El ^{235}U , por otra parte, puede apoyar una reacción en cadena auto sostenida, pero debido a la baja concentración de ^{235}U , el uranio natural no puede alcanzar criticidad por sí mismo.

La función del reactor es retardar algunos de los neutrones al punto donde su probabilidad de causar la fisión nuclear dentro del ^{235}U aumente a un nivel que permita una reacción en cadena sostenida en el uranio en su totalidad. El agua es un excelente medio para realizar este retraso, los átomos en las moléculas de agua están muy cercanos en masa a un sólo neutrón y tienen así un potencial para la transferencia de alta energía, similar conceptual a la colisión de dos bolas de billar. Sin embargo, el agua es también bastante eficaz en la absorción de neutrones lo que ocasiona de nuevo que la reacción no alcance el punto crítico. Para solucionar esta situación se utiliza un medio que no absorba los neutrones tan fácilmente como el agua. En este caso, potencialmente todos los neutrones que son lanzados se pueden moderar y utilizar en reacciones con ^{235}U , un medio que lo logra es el agua pesada, o deuterio-óxido. Reacciona dinámicamente con los neutrones en una manera similar a agua ligera, adicionalmente tiene la ventaja que ya cuenta con el neutrón adicional que el agua ligera tendería normalmente a absorber, reduciendo el nivel de la absorción.

8.4 Generación Fotovoltaica

La energía del sol proviene de las reacciones de fusión nuclear al transformar los átomos de hidrógeno en helio, se estima que alrededor de 564 millones de toneladas de hidrógeno son convertidas en 560 millones de toneladas de helio cada segundo dentro del sol, esto implica que 4 millones de toneladas de materia por segundo son transformadas en energía. Estas reacciones termonucleares generan la energía que la tierra recibe y sostienen la vida.

La intensidad de la energía solar que un sitio recibe varía con la latitud, el día del año y la hora. Las condiciones de nubosidad también afectan la cantidad de energía recibida. Cuando la energía del sol incide directamente sobre un punto, como por ejemplo en condiciones despejadas, las emisiones reciben el nombre de radiación directa, mientras que cuando ocurre dispersión de la energía por causa de la nubosidad y las partículas en suspensión, recibe el nombre de radiación difusa.

Una de las formas de aprovechar la energía solar, es convertirla en energía eléctrica a través de sistemas fotovoltaicos, los cuales llevan a cabo la conversión directa de la energía solar en electricidad, mediante la absorción de la energía de fotones que inciden en materiales semiconductores, hechos principalmente de silicio, que al recibir la radiación solar se excitan y generan saltos de electrones y por consiguiente electricidad.

La capacidad para generar electricidad de las celdas depende del material con que estén fabricadas, se tiene por ejemplo



Figura 8.10 Esquema de Celda Fotovoltaica
Fuente: Internet

Cuadro 8.1 Áreas Requeridas para la Generación Fotovoltaica
Fuente: Guía de Usuario SFVI Instituto de Investigaciones Eléctricas, 2010

Área requerida del arreglo FV con diversas tecnologías y capacidades, m ² (valor aproximado)									
Tecnología de módulo	Eficiencia	m ² / kW _p	0.5 kW _p	1 kW _p	2 kW _p	3 kW _p	5 kW _p	10 kW _p	30 kW _p
Silicio policristalino (Si-pc) o multicristalino (Si-mc)	13 - 15%	~8	4	8	16	24	40	80	240
Silicio monocristalino (Si-sc)	14 - 20%	~7	4	7	14	21	35	70	210
Silicio amorfo (Si-a)	5 - 7%	~16	8	16	32	48	80	160	480
Telururo de cadmio (CdTe)	9 - 11%	~11	6	11	22	33	55	110	330
Di-seleniuro de cobre, indio y galio (CIGS)	10 - 12%	~10	5	10	20	30	50	100	300

Al dispositivo unitario fotovoltaico se le llama celda solar, o celda fotovoltaica. Las celdas solares se conectan entre sí para la formación de un panel o módulo. Los módulos se conectan en paralelo para formar un arreglo.

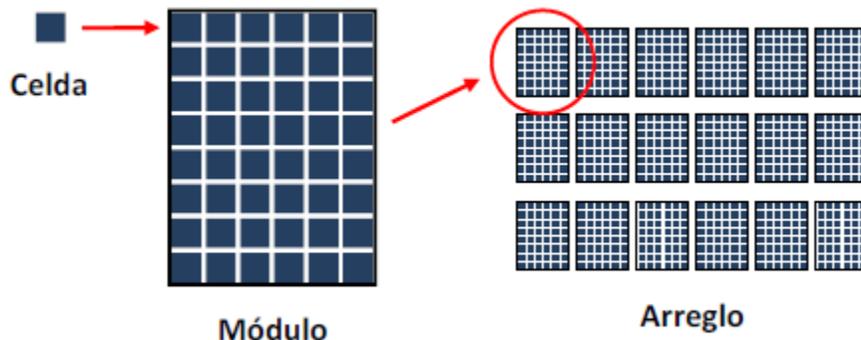


Figura 8.11 Esquema de Arreglo de Celdas Fotovoltaicas
Fuente: Internet

Hoy es posible instalar módulos fotovoltaicos en las casas habitación o en edificios públicos y privados, los cuales se pueden encontrar capacidades de 100 a 300 W (Watts-pico) nominales; esta potencia corresponde a condiciones de radiación solar de 1 KW/m².

Los voltajes nominales de los sistemas autónomos pueden ser de 12, 24 o 48 Volts, que pueden ser acoplados a bancos de baterías. Para



Figura 8.12 Panel de Celdas Fotovoltaicas en Operación
Fuente: Internet

sistemas interconectados a la red de suministro se pueden configurar en voltajes de 90 a 600 V.

Es importante destacar la forma en que operan los módulos fotovoltaicos. Durante un día soleado los voltajes que proporcionan son muy estables, sin embargo, la corriente no es constante a lo largo del día, ya que depende de la radiación solar, por ello en las mañanas y tardes la producción eléctrica es baja y al medio día es posible llegar a rebasar la potencia nominal.

Dado que los sistemas fotovoltaicos producen corriente directa es necesario considerar el uso de inversores de corriente que la transformen a corriente alterna, de tal manera que pueda ser utilizada en consumos regulares de tipo residencial, comercial o industrial.

Cuando un sistema fotovoltaico es instalado en una zona aislada y sin conexión a la red de suministro, debe contar con un banco de baterías que almacenen la energía durante el día y la proporcionen durante la noche. En el caso de instalar el sistema en un punto que cuente con suministro eléctrico normal, durante el día el sistema contribuirá a cubrir el consumo y en las horas pico de insolación es posible que inyecte energía a la red, en este caso las baterías no se hacen necesarias ya que la conexión normal proveerá durante la noche. La aportación en el consumo y la inyección de energía a la red contribuirán a reducir la facturación por consumo de electricidad.

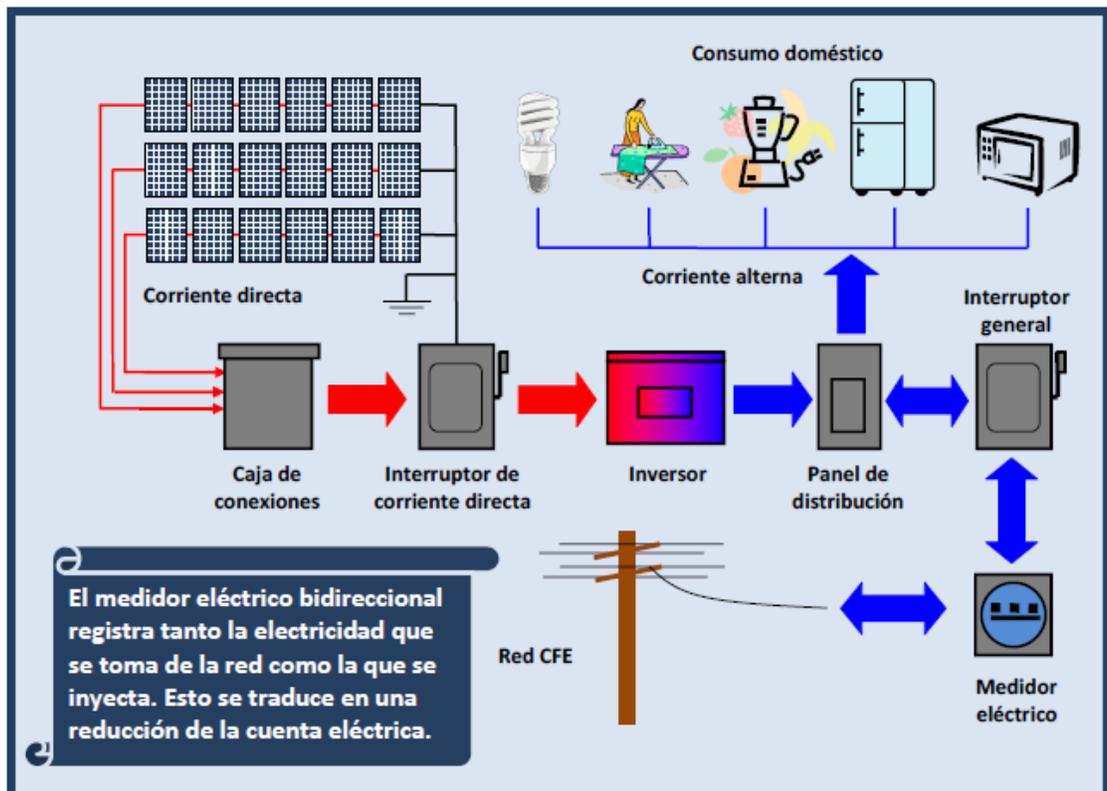


Figura 8.13 Arreglo Doméstico de un Sistema con Paneles de Celdas Fotovoltaicas
Fuente: Internet

Se estima que anualmente el sol irradia sobre la superficie terrestre el equivalente a 19 billones de toneladas equivalentes de petróleo, considerando la extensión territorial del país (195,924 km²) la radiación solar que se recibe oscila entre los 9.012 PJ/m² en las épocas de menor radiación y los 41.732 PJ/m² en las épocas de mayor radiación.

La orientación y la inclinación de los paneles es fundamental para maximizar la generación eléctrica, se deben orientar hacia el sur geográfico, mientras que el ángulo óptimo varía con respecto al año, ya que en el verano se recomienda un ángulo igual al de la latitud menos 15° y durante el invierno más 15°.

En cuanto a los incentivos para la instalación de sistemas fotovoltaicos, es importante destacar que en junio de 2007 se publicó el modelo de contrato de interconexión para fuente de energía solar en pequeña escala, lo cual permite que Comisión Federal de Electricidad reciba los excedentes de la generación de estos sistemas.

8.5 Generación Geotérmica

La energía geotérmica es energía calorífica renovable producida en las profundidades del planeta. Las manifestaciones geotérmicas se pueden observar fácilmente en géisers y en aguas termales. Lo que sucede es que el agua de los mantos freáticos se calienta para formar recursos hidrotérmicos naturales, formando agua caliente y vapor.

La energía de la Tierra, es extraída de la reserva subterránea a la superficie por medio de pozos de producción, perforados a 2000m de profundidad con una temperatura en el fondo de 310° C. El vapor es separado del líquido en naves especiales para la liberación de presión y alimentar las turbinas, que lo transforman en los generadores en electricidad. El fluido geotérmico extraído es inyectado nuevamente a partes de la periferia de la reserva para mantener presión en la misma. Si la reserva se va a utilizar para la aplicación de calor directo, el agua geotérmica es alimentada normalmente a su intercambiador de calor antes de ser inyectada de regreso a la tierra. El agua caliente, de la salida del intercambiador de calor, es utilizada para la calefacción de casas, invernaderos, para secado de vegetales, en lavanderías y en una gran variedad de usos alternos. Existen varios arreglos como los mostrados en las siguientes figuras

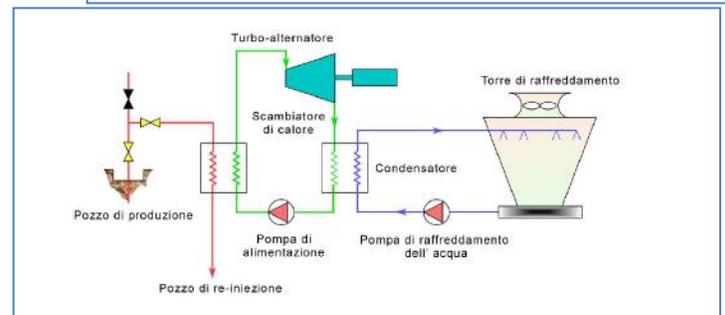
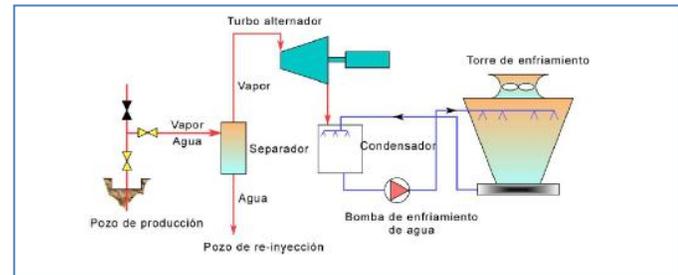
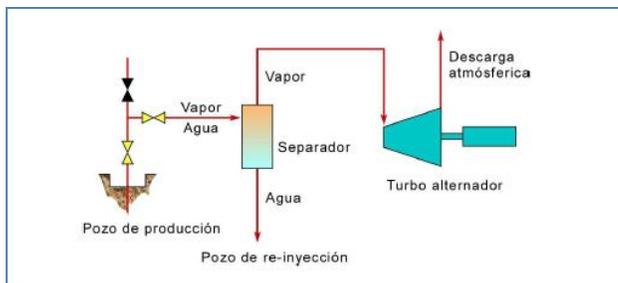


Figura 8.14 Arreglos de Plantas Geotérmicas
Fuente: Internet

El

agua caliente y el vapor existen en muchos lugares del mundo, que podrían ser utilizados si hubiera más tecnología disponible

y si su desarrollo fuera promovido activamente por los gobiernos y la iniciativa privada.

Los usos de la energía geotérmica en nuestro país vienen desde 1956 con la implementación de la primera planta geotérmica en el estado de Hidalgo. Todos los desarrollos geotérmicos en México se encuentran bajo la responsabilidad de la Comisión Federal de Electricidad. Actualmente México cuenta con una capacidad de producción de 855 MW de los cuales 753 MW son generados en tres plantas geotérmicas: Cerro Prieto en Baja California, Los Azufres en Michoacán y Los Humeros en Puebla, con lo que se ocupa el tercer lugar mundial después de Filipinas con 1909 MW y USA, con 2228 MW. En Cerro Prieto, existen 9 unidades en operación en las Fases I, II y III. Las plantas se encuentran trabajando al 90%. La construcción de la fase IV comenzó en 1999 basadas en 4 unidades de 25 MW cada una y comenzaron su operación comercial en Octubre del 2000.

La energía geotérmica representa el 4% aproximadamente del total de la producción eléctrica en México. En la región norte de Baja California, en donde se encuentra Cerro Prieto, el porcentaje es de un 70%.

La energía geotérmica es un recurso de bajo costo, confiabilidad y ventajas ambientales que superan a las formas de producción de energía convencionales. La energía geotérmica contribuye tanto a la generación de energía, produciendo electricidad como con usos directamente de calor, tanto como para reducir la demanda de energía, como con ahorros en electricidad y gas natural a través del uso de bombas geotérmicas para calentar o para enfriar edificios. El uso de la energía hidrotérmica es económico y hay en varios sitios de alto grado. La piedra seca y caliente, el magma y la energía geotérmica presurizada en la tierra tienen un inmenso potencial.

La mayor parte del territorio mexicano (excepto la Península de Yucatán) está caracterizado por una gran actividad tectónica y volcánica que ha tenido lugar desde hace varias decenas de millones de años hasta el presente.

La actividad tectonovolcánica, aunque tiene resultados catastróficos en muchos de los fenómenos que genera, como sismos y erupciones volcánicas, también ha sido la fuente de una gran riqueza como lo son los recursos minerales y geotérmicos.

La presencia de estos recursos se extiende por todo el país, siendo especialmente abundante en su parte central. En el siguiente mapa de México pueden observarse los manantiales termales muestreados por la Comisión Federal de Electricidad.

Producción de Energía Eléctrica por Geotermia

Los inicios de la utilización de energía geotérmica en México para la producción de energía eléctrica se remontan a los años sesenta, en los que se comenzó a explotar el campo geotérmico de Pathé en el estado de Hidalgo. Desafortunadamente, la falta de permeabilidad del campo determinó que el experimento terminara en un fracaso a pesar de que se tenía un gradiente geotérmico en el área de aproximadamente 550° C/km. De los 3,500 KW instalados sólo se pudieron producir 150, por lo cual se clausuró la planta.

También se llevaron a cabo intentos por desarrollar las zonas geotérmicas de Los Negritos e Ixtlán de los Hervores en Michoacán. Sin embargo, el éxito se alcanzó finalmente cuando se descubrió el campo geotérmico de Cerro Prieto en Baja California Norte.

En la actualidad, México es uno de los países más avanzados en cuanto a la producción de energía geotermoeléctrica. Dos campos, el de Cerro Prieto y el de Los Azufres en Michoacán se encuentran ya en la etapa de producción y por lo menos dos más: La Primavera (Jalisco) y Los Humeros (Puebla), se encuentran ya muy avanzados en la etapa de evaluación y se espera que dentro de pocos años comenzarán también a producir electricidad a partir de fluidos geotérmicos. Asimismo, se cuenta con 27 campos donde se han concluido los estudios de factibilidad, de los cuales se han seleccionado 16 para continuar con la etapa de perforación de pozos de exploración, entre éstos se tienen: El Ceboruco (Nayarit), Las Planillas (Jalisco), Araró (Michoacán), Las Tres Vírgenes (Baja California Sur), etcétera.

El campo geotérmico de Cerro Prieto es uno de los más grandes del mundo y hasta el momento tiene una capacidad instalada para producir 620KW de energía eléctrica; pero el campo tiene capacidad para generar mucha más energía y se ha planeado aumentar su producción a más de 700KW en los próximos años.

8.6 Generación con Ciclo Combinado

Se denomina Ciclo Combinado a la generación de electricidad por medio de dos sistemas que convergen en una misma planta. Por un lado se tiene la generación de electricidad por medio de unidades de turbogas, que como su nombre lo indica utilizan la combustión de gas natural para crear las condiciones de presión en los gases necesaria para hacer funcionar las turbinas. Posteriormente, la alta temperatura de los gases de escape es utilizada para generar vapor por medio de un intercambiador de calor, entonces el vapor es enviado a las turbinas de vapor que acopladas a los generadores producen electricidad.

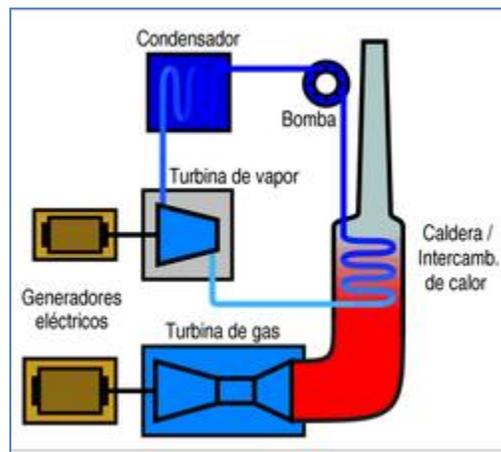


Figura 8.15 Esquema de Generación por Ciclo Combinado
Fuente: Internet

La turbina de gas, que se basa en el ciclo Brayton, toma el aire de la atmósfera y lo somete a calentamiento y compresión, mientras que la turbina de vapor, que se basa en el ciclo Rankine utiliza el calor producido en el ciclo anterior para generar vapor. Las principales ventajas de las centrales de ciclo combinado son:

- Flexibilidad, ya que la planta puede operar a plena carga o con cargas parciales, hasta un mínimo del 45% de la carga máxima.
- Eficiencia elevada, de 49% a 58%
- Menores emisiones
- Menores costos de inversión por MW instalado

Funcionamiento de una Turbina de Gas

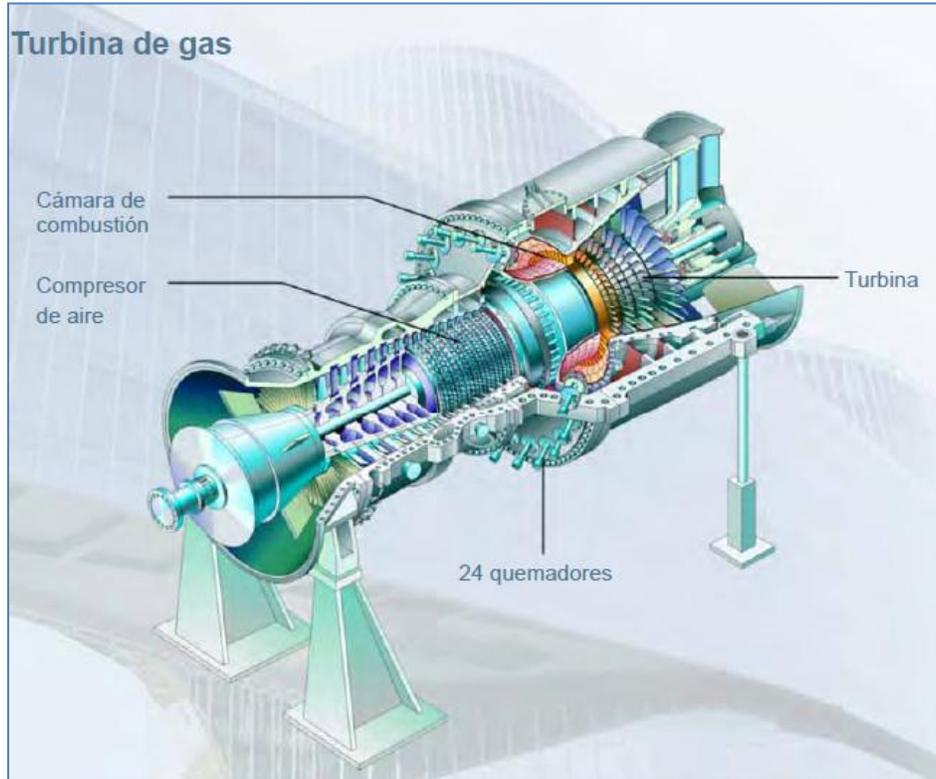


Figura 8.16 Ilustración de una Turbina de Gas
Fuente: Internet

Compresor:

El compresor se encuentra en la entrada del motor y se encuentra conectado al disco de turbina por medio de un eje, el compresor puede ser de tres tipos diferentes:

- Axial: la corriente de aire que atraviesa el compresor lo hace en el sentido del eje (de ahí el nombre de axial), consta de varios discos giratorios (llamados etapas) en los cuales hay una serie de álabes, entre cada disco rotor hay un disco fijo (estator) que tiene como función dirigir el aire con el ángulo correcto a las etapas rotoras.
- Radial o Centrifugo: la corriente de aire ingresa en el sentido del eje y sale en sentido radial, consta de un sólo disco con alabes en una o ambas caras,

es el compresor universalmente utilizado en las micro turbinas por ser fácil de obtener y balancear, es mucho más resistente que el axial pero como desventaja es mas pesado y tiene un área frontal mayor

- Diagonal: es una cruza entre los dos anteriores, es prácticamente anecdótico puesto que salvo en los primeros intentos de construir micro-turbinas no se ha utilizado

Difusor:

Tiene como misión cambiar la velocidad de la corriente de aire que viene del compresor para aumentar la presión. Consta de una serie de pasajes que se ensanchan hacia atrás (conductos divergentes), el difusor es diferente según el compresor sea axial o centrifugo

Cámara de Combustión:

Es una de las partes mas criticas de las turbinas, su diseño es critico dado que la temperatura de salida es fundamental así como la longitud de la cámara, entonces esta parte debe ser diseñada con sumo cuidado para permitir la completa combustión dentro de la longitud de la misma.

Álabes Guía de Turbina:

Esta parte tiene como función aumentar la velocidad de la corriente de gas caliente que sale de la cámara de combustión y dirigirla con el ángulo apropiado al disco de turbina. Esta pieza es la mas expuesta a altas temperaturas por lo tanto se construyen en aleaciones inoxidables para alta temperatura, básicamente consta de una serie de álabes "estatores" que se cierran hacia la parte trasera (conducto convergente), también difieren si son para turbina radial o axial

Disco de Turbina:

Es la parte encargada de extraer parte de la energía de la corriente de gas para convertirla en movimiento, su única función es hacer rotar el compresor al cual se encuentra unido por medio de un eje, la turbina se halla sujeta a elevadas temperaturas y lo que es peor a elevadas cargas centrifugas que unido a la disminución de resistencia del material por causa de la temperatura hacen que este sea el elemento que más importancia tiene en cuanto a la elección de materiales, sin excepción se utilizan aleaciones con elevado contenido de níquel.

Existen dos tipos de discos de turbina:

- Los axiales: Son los mas utilizados pues poseen excelentes características de aceleración y un peso bastante reducido, su única contra es que deben

respetarse a estrictamente las temperaturas y velocidades máximas sino se corre el riesgo de que el disco se "desintegre" literalmente.

- Las radiales: Si bien se utilizan menos por ser bastante mas pesadas y por lo tanto tardan mas en acelerar tienen la particularidad de ser muy robustas, soportan mas revoluciones a mayor temperatura

Tobera de Escape:

En esta parte los gases de escape son acelerados para aumentar el empuje producido por la turbina, básicamente es un conducto cónico y algunas veces también posee un cono interior

El ciclo de funcionamiento es como sigue:

El aire ingresa al compresor donde aumenta parcialmente la presión y temperatura, luego es llevado al difusor donde se produce el incremento final de presión, el aire ingresa a la cámara de combustión donde se mezcla con el combustible y se quema para incrementar la temperatura (y por lo tanto la energía total contenida en el gas), luego es dirigido hacia el conjunto de álabes estatores de la turbina estos tienen como misión dirigir el gas hacia el disco de turbina con el ángulo correcto y además incrementar su velocidad, luego el gas pasa por el disco de turbina donde parte de la energía que contiene es extraída para mover el compresor al cual se encuentra unido por medio de un eje, el gas deja la turbina con gran temperatura y velocidad pero es acelerado aún más en la tobera de escape, el gas que sale a gran velocidad es el responsable de la reacción que se conoce como "empuje" de la turbina.

Las turbinas no pueden arrancar por sí solas, necesitan ser llevadas a un determinado numero de RPM para crear suficiente presión en el motor para permitir el funcionamiento.

8.7 Generación Hidroeléctrica

Las corrientes de agua han sido utilizadas por el ser humano desde tiempos inmemoriales para desarrollar trabajo, las norias fueron los primeros ejemplos, las cuales se utilizaban para la molienda de granos. En el siglo XIX surgen los primeros desarrollos de turbinas generadoras de electricidad.

Las características esenciales de una planta hidroeléctrica son la altura desde la que cae el agua y el gasto volumétrico, la potencia generada está definida por la fórmula:

$$P(KW) = 10 \times Q \times H$$

La altura disponible y la potencia requerida determinan el tipo de turbina que debe ser utilizada. Las plantas hidroeléctricas se clasifican de acuerdo a lo siguiente:

- Por la altura efectiva: La altura de la columna de agua también conocida como "Cabeza" da origen a la clasificación:
 - Cabeza Baja: Tienen poca capacidad de almacenamiento dependiendo fundamentalmente del caudal disponible. Este tipo de plantas presenta fuertes limitaciones dependiendo de la temporada del año.
 - Cabeza Media y Alta: Este tipo de plantas aprovecha las grandes diferencias de presión para utilizar menores caudales en la generación de energía

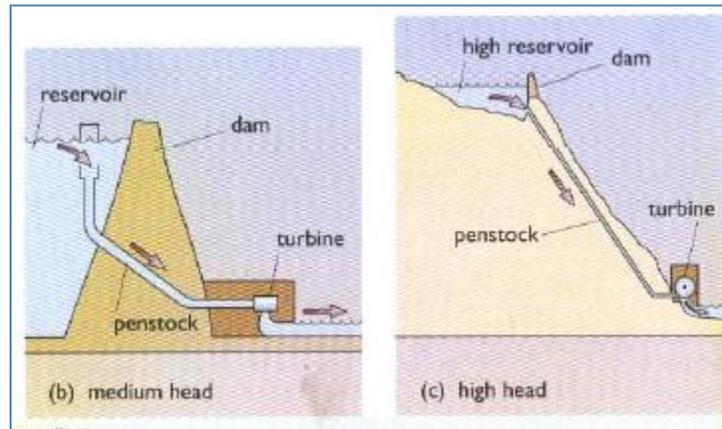


Figura 8.17 Esquema de Centrales Hidroeléctricas
Fuente: Internet

- Por su capacidad
 - Centrales “Filo de Agua”: Son centrales con embalses muy pequeños, prácticamente utilizan el agua necesaria en las turbinas para su potencia máxima, si llega un caudal superior por el río, es necesario desfogar el agua en exceso.
 - Centrales con Embalse de Regulación: Son centrales con embalses de considerable capacidad; esto permite el almacenamiento de una cantidad importante de agua que se aprovecha posteriormente por la central en la forma más conveniente.
- Por el tipo de turbina utilizada
 - Turbina tipo Francis: Este tipo de turbina es de flujo radial, el caudal entra por la parte externa y sale por el centro, puede ser utilizada en caídas de agua desde 2m hasta 300m. Se pueden instalar en posición horizontal o vertical.



Figura 8.18 Fotografía de Turbina Francis
Fuente: Internet

- Turbina tipo Kaplan: Esta turbina es de flujo axial, su principal aplicación es en las plantas con grandes flujos de agua, como por ejemplo las de Cabeza baja.



Figura 8.19 Fotografía de Turbina Kaplan
Fuente: Internet

- Turbina tipo Pelton: Este tipo de turbinas es ideal para instalaciones de gran altura, el flujo de agua es dirigido a los álabes a través de inyectoros que aprovechan la gran presión generada por la columna de agua, como la turbina no está sumergida opera a presión atmosférica.



Figura 8.20 Fotografía de Turbina Pelton
Fuente: Internet

- Por su localización o tipo de presa
 - Planta Aislada: Desde el punto de vista hidráulico es la única central hidráulica montada en la cuenca de un río
 - Plantas Escalonadas: Cuando sobre un mismo río se encuentran varias centrales.
 - Centrales en Cascada en Tándem: Cuando el agua utilizada en la central aguas arriba (superior) sirve para generar en la central aguas abajo (inferior).
 - Centrales de Caída con Conducción Larga: Cuando la casa de máquinas queda retirada del embalse, por lo tanto la central posee un túnel de conducción de varios kilómetros para llevar el agua hasta las turbinas.
 - Centrales a Pie de Presa: Son aquellas en las cuales la casa de máquinas queda al pie de la presa, entonces no precisan de túnel de conducción sino que sólo tienen tubería de presión. La casa de máquinas puede ser superficial o subterránea.

Ventajas de las centrales hidroeléctricas

- a. No requieren combustible, sino que usan una forma renovable de energía, constantemente repuesta por la naturaleza.
- b. Es limpia, pues no contamina ni el aire ni el agua.
- c. A menudo puede combinarse con otros beneficios, como riego, protección contra las inundaciones, suministro de agua, caminos, navegación y aspectos turísticos.
- d. Los costos de mantenimiento y explotación son bajos.
- e. Las obras de ingeniería necesarias para aprovechar la energía hidráulica son de larga duración.
- f. La turbina hidráulica es una máquina sencilla, eficiente y segura, que puede ponerse en marcha y detenerse con rapidez y requiere poca vigilancia

Desventajas de las centrales hidroeléctricas:

- g. Los costos de capital por kilowatt instalado son muy altos.
- h. El emplazamiento, determinado por características naturales, puede estar lejos del centro o centros de consumo y exigir la construcción de un sistema de transmisión de electricidad, lo que significa un aumento de la inversión y en los costos de mantenimiento y pérdida de energía.
- i. La construcción lleva, por lo común, largo tiempo en comparación con la de las centrales termoeléctricas.
- j. La disponibilidad de energía puede fluctuar de estación en estación y de año en año.

8.8 Generación Carboeléctrica

Se denominan centrales termoeléctricas clásicas o convencionales aquellas centrales que producen energía eléctrica a partir de la combustión de carbón, combustóleo o gas en una caldera. Independientemente de cuál sea el combustible fósil que utilicen, el esquema de funcionamiento de todas las centrales termoeléctricas clásicas es prácticamente el mismo. Las únicas diferencias consisten en el distinto tratamiento previo que sufre el combustible antes de ser inyectado en la caldera y en el diseño de los quemadores de la misma, que varían según sea el tipo de combustible empleado.

Si se trata de una central termoeléctrica de carbón (hulla, antracita o lignito), el material es previamente triturado en molinos pulverizadores hasta quedar convertido en un polvo muy fino para facilitar su combustión. De los molinos es enviado a la caldera de la central mediante chorro de aire precalentado. Si es una central termoeléctrica de combustóleo, éste es precalentado para que fluidifique, siendo inyectado posteriormente en quemadores adecuados a este tipo de combustible. Si es una central termoeléctrica de gas los quemadores están especialmente diseñados para quemar dicho combustible. Existen las centrales termoeléctricas mixtas cuyo diseño les permite quemar indistintamente combustibles fósiles diferentes (carbón o gas, carbón o combustóleo, etc.).

Una vez en la caldera, los quemadores provocan la combustión del carbón generando energía calorífica. Ésta convierte a su vez, en vapor a alta temperatura el agua que circula por una extensa red de tubos que tapizan las paredes de la caldera. Este vapor entra a gran presión en la turbina de la central, la cual consta de tres cuerpos; de alta, de media y de baja presión, respectivamente, los cuales están unidos por un mismo eje.

El tamaño de los álabes de cada una de las etapas va aumentando con el objetivo de aprovechar al máximo la fuerza del vapor, ya que este va perdiendo presión progresivamente, por lo cual los álabes de la turbina se hacen de mayor tamaño cuando se pasa de un cuerpo a otro de la misma, por otro lado, antes de que el vapor entre en la turbina debe ser deshumidificado. En caso contrario, las pequeñísimas gotas de agua en suspensión que transportaría serían lanzadas a gran velocidad contra los álabes, actuando como si fueran proyectiles y erosionando las paletas hasta dañarlas.

El vapor de agua a presión, hace girar a la turbina generando energía mecánica. A su vez, el eje que une a los tres cuerpos hace girar al mismo tiempo a un alternador unido a ella, produciendo así energía eléctrica.

El vapor con menor presión es enviado a unos condensadores, donde es enfriado y convertido de nuevo en agua. Esta es conducida otra vez a los tubos que tapizan las paredes de la caldera, con lo cual el ciclo productivo puede volver a iniciarse.

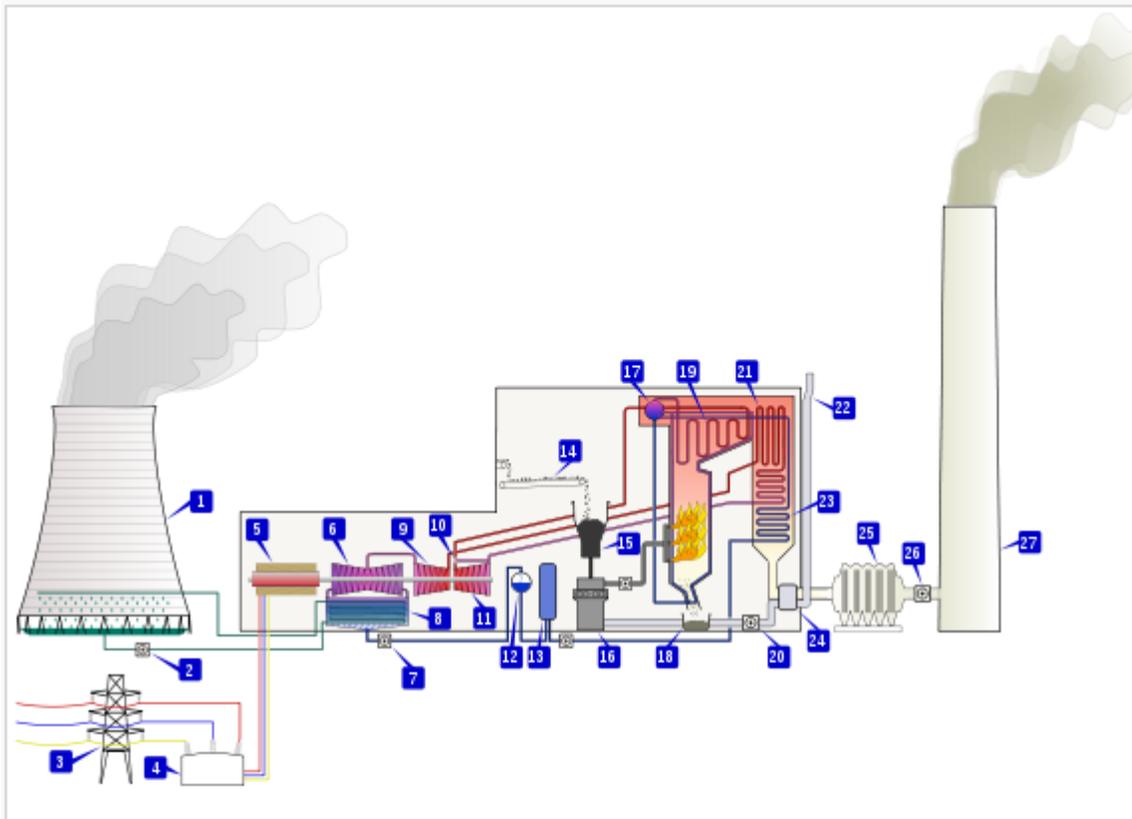


Diagrama de una central térmica de carbón de ciclo convencional

- | | | |
|-------------------------------------|--------------------------------------|---------------------------------|
| 1. Torre de refrigeración | 10. Válvula de control de gases | 19. Supercalentador |
| 2. Bomba hidráulica | 11. Turbina de vapor de alta presión | 20. Ventilador de tiro forzado |
| 3. Línea de transmisión (trifásica) | 12. Desgasificador | 21. Recalentador |
| 4. Transformador (trifásico) | 13. Calentador | 22. Toma de aire de combustión |
| 5. Generador eléctrico (trifásico) | 14. Cinta transportadora de carbón | 23. Economizador |
| 6. Turbina de vapor de baja presión | 15. Tolva de carbón | 24. Precalentador de aire |
| 7. Bomba de condensación | 16. Pulverizador de carbón | 25. Precipitador electrostático |
| 8. Condensador de superficie | 17. Tambor de vapor | 26. Ventilador de tiro inducido |
| 9. Turbina de media presión | 18. Tolva de cenizas | 27. Chimenea de emisiones |

Figura 8.21 Esquema de Central Carboeléctrica
Fuente: Internet

El funcionamiento de una central termoeléctrica de carbón, es el siguiente: el combustible está almacenado en los parques adyacentes de la central, desde donde, mediante cintas transportadoras, es conducido al molino para ser triturado.

Una vez pulverizado, se inyecta, mezclado con aire caliente a presión, en la caldera para su combustión.

Dentro de la caldera se produce el vapor que acciona los álabes de los cuerpos de las turbinas de alta presión, media presión y baja presión, haciendo girar el rotor de la turbina y el rotor del generador, donde se produce energía eléctrica.

Después de accionar las turbinas, el vapor pasa a la fase líquida en el condensador. El agua obtenida por la condensación del vapor se somete a diversas etapas de calentamiento y se inyecta de nuevo en la caldera en las condiciones de presión y temperatura más adecuadas para obtener el máximo rendimiento del ciclo.

El sistema de agua de circulación que refrigera el condensador puede operarse en circuito cerrado, trasladando el calor extraído del condensador a la atmósfera mediante torres de refrigeración, o descargando dicho calor directamente al mar o al río.

Para minimizar los efectos de la combustión de carbón sobre el medio ambiente, la central posee una chimenea de gran altura, las hay de más de 300 metros, que dispersa los contaminantes en las capas altas de la atmósfera, y precipitadores que retienen buena parte de los mismos en el interior de la propia central.

8.9 Nuevas Tecnologías del Carbón

Ya que las reservas de carbón son bastante considerables su utilización no puede darse por descartada, a pesar de los consabidos efectos que sobre el medio ambiente provoca, es por ello que se han realizado esfuerzos por mejorar la tecnología en su utilización y mitigación de los efectos nocivos, entre los cuales tenemos lo siguiente:

1) Se están llevando a cabo investigaciones para obtener un mejor aprovechamiento del carbón, como son la gasificación del carbón "in situ" o la aplicación de máquinas hidráulicas de arranque de mineral y de avance continuo, que permiten la explotación de yacimientos de poco espesor o de yacimientos en los que el mineral se encuentra demasiado disperso o mezclado. El primero de los sistemas mencionados consiste en inyectar oxígeno en el yacimiento, de modo que se provoca la combustión del carbón y se produce un gas aprovechable para la producción de energía eléctrica mediante centrales instaladas en bocamina. El segundo, en lanzar potentes chorros de agua contra las vetas del mineral, lo que da lugar a barros de carbón, los cuales son evacuados fuera de la mina por medios de tuberías.

2) Otras nuevas tecnologías que están siendo objeto de investigación pretenden mejorar el rendimiento de las centrales termoeléctricas de carbón, actualmente situado entre el 30 y el 40%. Destaca entre ellas la combustión del carbón en lecho fluidificado, que permitiría obtener rendimientos de hasta el 50%, disminuyendo al mismo tiempo la emisión de anhídrido sulfuroso. Consiste en quemar carbón en un lecho de partículas inertes (de caliza, por ejemplo), a través del cual se hace pasar una corriente de aire. Esta soporta el peso de las partículas y las mantiene en suspensión, de modo que da la impresión de que se trata de un líquido en ebullición.

3) Una opción más son las llamadas tecnologías "Supercrítica" y "Ultra Supercrítica", e IGCC (Integrated Regasification Combined Cycle). Estas tecnologías tienen mejoras en la combustión del carbón permitiendo eficiencias de 46% con tecnología Supercrítica y hasta en un 50% con Ultra Supercrítica.

Las calderas Supercríticas utilizadas son capaces de soportar temperaturas de entre 540°C y 620°C gracias a la mejora en los materiales que las componen. Se espera seguir mejorando las prestaciones de las calderas para soportar mayores temperaturas. La mejora en la eficiencia ha conseguido reducir las emisiones de CO₂ aproximadamente en un 2.5%.

Según datos del Banco Mundial, en el mundo existen 400 centrales a carbón que emplean la tecnología Supercrítica. Estas centrales están ubicadas en Estados Unidos, Europa, Rusia y Japón.

4) En la búsqueda de reducir el impacto ambiental se ha desarrollado otra tecnología, consistente en la separación del CO₂ emitido. La tecnología actual permitiría capturar entre el 80-90% del CO₂ producido en una central eléctrica, pero provocaría un aumento de la producción de CO₂ ya que a su vez este proceso requiere del suministro de energía.

El proceso está constituido por las siguientes fases: captura, transporte y almacenamiento

Captura

Existen tres tecnologías principales de captura:

Post-combustión

Consiste en la remoción del CO₂ después de la quema de combustibles fósiles, sistema ideal para la aplicación en centrales termoeléctricas. Normalmente, estos sistemas utilizan un solvente líquido para captar la pequeña fracción de CO₂ (entre un 3% y un 15% del volumen) presente en los gases de combustión, cuyo componente principal es el nitrógeno. En una central eléctrica moderna de pulverización de hulla o de ciclo combinado de gas natural, los sistemas de captación utilizarían generalmente un solvente orgánico como la monoetanolamina. Este proceso se conoce como "lavado". La solución química resultante es, más tarde, calentada y la presión reducida, liberando CO₂ concentrado, el cual será posteriormente almacenado.

Pre-combustión

Consiste en retirar el CO₂ de los combustibles antes de la quema. Esta tecnología ya es aplicada de forma generalizada en la fabricación de fertilizantes y en la producción de hidrógeno (H₂). A pesar de que el proceso inicial de retirar el carbono antes de la combustión es más complejo y caro, las concentraciones más altas de CO₂ y la presión más elevada facilitan la separación.

En el caso del gas natural, esencialmente metano (CH₄), se extrae el carbono antes de la combustión, quedando el hidrógeno, que produce sólo agua cuando se quema. Esto hace reaccionar de nuevo el combustible con oxígeno y/o vapor de agua para producir monóxido de carbono (CO) y H₂. Luego, el CO reacciona con más vapor, para producir CO₂ y más hidrógeno. Por último, el CO₂ se separa y el hidrógeno se usa como combustible, emitiendo sólo nitrógeno y agua.

Oxígeno-gas

Estos sistemas utilizan el oxígeno en vez del aire, que está mayoritariamente compuesto por nitrógeno (78%), para la combustión del combustible primario, con el objetivo de producir un gas de combustión compuesto sobre todo por agua y CO₂. Esto da origen a un gas de combustión con altas concentraciones de CO₂ (superior al 80% del volumen) ya que no existe nitrógeno en este proceso. Posteriormente, el vapor de agua se retira por ralentización y aumento de la presión. Este proceso requiere una separación previa del oxígeno del aire para obtener un gas con una pureza del 95% al 99%.

Transporte

Para el transporte del CO₂ capturado entre el local de captura y el de almacenamiento, se utiliza actualmente una tecnología bastante desarrollada y comprobada: los gaseoductos. Por regla general, el CO₂ gaseoso se comprime a una presión superior a los 8 MPA.

En algunos casos el CO₂ también puede ser transportado en forma líquida en barcos o camiones cisterna a bajas temperaturas y presiones.

Almacenamiento

Almacenamiento geológico

El almacenamiento geológico consiste en la inyección, tras la captura del CO₂, en una formación rocosa subterránea. Las principales opciones son:

- Yacimientos de petróleo y gas: las formaciones rocosas que retienen o que ya retuvieron fluidos son candidatos potenciales para el almacenamiento. La inyección de CO₂ en las formaciones geológicas profundas integra muchas de las tecnologías desarrolladas en la industria de la prospección de petróleo y gas.
- Formaciones salinas: a semejanza de los yacimientos de petróleo y gas, es posible también inyectar CO₂ en yacimientos de sal.
- Capas de hulla inexploradas: es posible la inyección en capas de hulla que todavía no han sido exploradas, dependiendo siempre de su permeabilidad. Estos mecanismos están en fase de demostración.

Almacenamiento oceánico

El almacenamiento oceánico puede ser realizado de dos formas:

- Inyección y disolución del CO₂ en el océano (a una profundidad de más de 1000 metros), mediante gaseoductos fijos o en barcos.
- Deposición del CO₂ en el fondo del océano a través de un gaseoducto fijo o de una plataforma marítima a más de 3000 metros de profundidad), donde el agua es más densa y se espera que el CO₂ forme un lago.

8.10 Criterios para la Realización del Análisis Multicriterio

La metodología que será aplicada para determinación de las mejores opciones en la generación de electricidad es el método Preference Ranking Organization Method for Enrichment Evaluation (PROMETHEE), para los cual se tomaran en consideración los siguientes criterios:

Actualmente México cuenta con alrededor de 1924.8 MW de capacidad instalada de generación eléctrica con base en energías renovables. (Programa Especial para el Aprovechamiento de recursos renovables, SENER, pág.93)

De acuerdo a los últimos datos del POISE, la capacidad efectiva instalada en México en 2009 corresponde a 51,686 MW.

Se tiene previsto que la capacidad para el año 2025 podría ser de 85,292 MW (incluyendo autoabastecimiento remoto), debido al aumento de otras tecnologías como

NTG y NGL que en conjunto representarían 17.4% de la capacidad del sector público. (POISE, pág. 3-14)

Con base al documento de "Estrategia Nacional de Energía, SENER" se proyecta que el ciclo combinado tenga una participación en la generación bruta de energía equivalente a 58,82% para el año 2026 (Pág. 63)

Con base en la "Estrategia Nacional de Energía", SENER, en 2010 se emitieron 407.3 millones de toneladas de CO₂ en el sector energético, de los cuales la generación de electricidad tuvo una participación del 28.2%, es decir, 114.8 millones de toneladas de CO₂eq. (Pág. 92)

De acuerdo al "Programa Especial para el Cambio Climático, PECC 2008-2012, las emisiones de GEI contabilizadas incluyen CO₂, CH₄, y N₂O expresadas en unidades de CO₂ eq.

Con base en el INEGI-2006, las emisiones de esta categoría contribuyeron con 112.5 millones de toneladas de CO₂eq., que representa el 16% de las emisiones totales del país. (Programa Especial para el Cambio Climático 2008-2012, pág. 47)

El volumen concesionado para la generación de energía eléctrica a nivel nacional es de 164.6 miles de millones de m³, de los cuales se emplean actualmente cantidades variables.

Lo anterior de acuerdo a la Estrategia Nacional de Energía.

Debido a que la demanda de energía eléctrica en México ha crecido más rápido que el Producto Interno Bruto en las últimas décadas, provocaría un incremento de

230% la emisiones de gases de efecto invernadero entre 2008 y 2030 al pasar de 142 millones de ton CO₂ eq. a 322 millones de ton CO₂ eq. (Medec, página 2).

En México ha habido una evaluación incipiente del potencial eólico nacional en tierra firme, pero se estima que es de bueno a excelente en regiones selectas del país. El potencial estimado es de 5GWe hasta 15GWe probables, que requerirían una inversión unitaria de 1,200 USD/kW.

En el caso de la tecnología hidráulica el costo de combustible se refiere a la cuota por derechos de agua turbinada que establece la Ley Federal de Derechos en, materia de agua (texto COPAR, capítulo Costos de Combustibles). En la tecnología geotérmica este costo hace referencia al costo del vapor geotérmico, el cual considera un cargo inicial que comprende las instalaciones superficiales en el campo, la exploración y perforación del pozo e inyectores necesarios para iniciar la operación comercial (COPAR).

En el caso de la hidro pequeñas la eficiencia sigue siendo alta (85-90%) y el factor de planta es también alto (60-75%) ya que aprovecha el agua de los ríos de flujo constante y pueden generar prácticamente todo el año, salvo un estiaje severo. En el caso de las grandes hidros, la eficiencia es también alta (85-90%) que depende de la energía perdida por la fricción del agua en la tubería de presión. Su factor de planta es típicamente bajo (25-30) diseñándose para tener sobre capacidad instalada y usarla durante las tres horas de máxima demanda diaria (18-21 horas).

En el caso de la solares, la eficiencia es el cociente de la energía eléctrica generada dividida entre la energía del haz de fotones incidente por metro cuadrado de área de los colectores y es de 10-20%.

En las eólicas, la eficiencia resulta ser el cociente de la energía eléctrica generada dividida entre la energía cinética de un metro cúbico de aire que incide sobre las aspas de los aerogeneradores (es del 35-45%)

En el cuadro 8.2 se muestran los criterios y los valores que serán utilizados en el análisis multicriterio

Cuadro 8.2 Criterios y Valores para Análisis Multicriterio
Fuente: Propia

	Capacidad (MW)	Generación media anual (GWh)	Inversión (USD/GW)	Costos de Op. (USD/GWh) (sin nivelar)	Costos de combustible (USD/GWh)	Ton CO2 eq/GWh	Eficiencia (%)
Hidro-pequeña	54	355	1,915	7,000	689	0	75
Ciclo combinado (Gas CC + CCS)	700	4,905.6	774	43,000	31750	400	47
Carboeléctrica supercrítica(SCPC+CS)	700	4,718	2,510	39,000	18330	800	37
Nuclear	1,400	11,037.6	5,120	21,000	6540	0	34.5
Geotermoeléctricas	50	399	2,070	61,000	4131	0	19
Eoloeléctricas	100	219	1,988	50,000	n.a	0	35

Referencias

1. <http://www.ecologicosi.com/que-es-biomasa/85.html>
2. <http://www.fao.org/docrep/t2363s/t2363s09.htm>
3. <http://www.oni.escuelas.edu.ar/2004/GCBA/444/>
4. http://www.prodesa.net/res/documentos/secado/Articulo_Retema.pdf
5. <http://www.pelletcentre.info>
6. <http://www.cubasolar.cu/biblioteca/energia/Energia21/HTML/articulo04.htm>
7. http://www.torres-refrigeracion.com/pdf/art_gas_026.pdf
8. <http://www.cengicana.org/Portal/SubOtrasAreas/Cogeneracion/Presentaciones/GasificacionPartirBiomasaCanera.pdf>
9. <http://www.biocarburante.com/gasificacion-de-la-biomasa-centrales-electricas-co2-e-hidrogeno/>
10. <http://www.biodieselspain.com/que-es-el-biodiesel/>
11. <http://www.renovables-energia.com/2009/09/componentes-de-un-aerogenerador/>
12. http://www.solarpedia.es/index.php/Energ%C3%ADa_e%C3%B3lica
13. <http://www.casarenovable.org>
14. <http://www.casarenovable.org/energia-renovable-aerogeneradores.asp>
15. PRINCIPIOS DE LA ENERGIA EOLICA
CURSO ENERGIA EÓLICA 2007
Módulo. La Energía Eólica
Sesión: Principios de la energía eólica
Septiembre 2007
ENDESA Subdirección de Selección y Formación
16. Ponencia “Energía Eólica: El Reto para México”
Jorge M Huacuz Villamar
Gerencia de Energías No Convencionales
Instituto de Investigaciones Eléctricas
17. Seminario sobre la situación actual y prospectiva energética en México y el mundo
Elaborado por el M. en Ing. Carlos Villanueva Moreno,
Académico Titular
18. Programa Especial para el Aprovechamiento de Energías Renovables.
19. http://www.cnechile.cl/?page_id=584
20. http://www.multilingualarchive.com/ma/enwiki/es/CANDU_reactor
21. La Nucleoelectricidad
Una Oportunidad para México
Academia de Ingeniería de México, 2009
22. <http://www.solarweb.net/solar-fotovoltaica.php>
23. Guía de Usuario SFVI
Instituto de Investigaciones Eléctricas, 2010
24. Programa Transdisciplinario en Investigación y Desarrollo en Facultades y Escuelas
UNAM, 2008
25. http://redescolar.ilce.edu.mx/educontinua/conciencia/biologia/acertijos_biologicos/acertijos00-01/meycsol3.htm
26. http://bibliotecadigital.ilce.edu.mx/sites/ciencia/volumen2/ciencia3/058/htm/sec_8.htm

www.geothermal-energy.org/files-32.html

o

27. http://www.endesaeduca.com/Endesa_educa/recursos-interactivos/produccion-de-electricidad/ix.-las-centrales-termicas-de-ciclo-combinado

28. <http://www.fundaciongasnaturalfenosa.org/SiteCollectionDocuments/Actividades/Seminarios/Toledo%20120608/5.Manuel%20Calvo%2012%20Junio%20Fundaci%C3%B3n%20GN.pdf>

29. <http://www.taringa.net/posts/info/957036/Que-es-y-como-funciona-una-turbina.html>

o

30. <http://www.angelfire.com/nc2/misdocumentos/centrales/Centrales1.html>

31. <http://www.cie.unam.mx/~rbb/Lic/GENERACION-HIDROELECTRICA.pdf>

32. <http://thales.cica.es/rd/Recursos/rd99/ed99-0226-01/capitulo3.html>

o

33. <http://thales.cica.es/rd/Recursos/rd99/ed99-0226-01/capitulo7.html>

34. <http://cuauhtemoc.org.mx/data/files/UNAM/Termodinamica/Termoelectrica.pdf>

35. <http://energiaeficiente.wordpress.com/2009/10/23/como-funcionan-las-centrales-termicas/>

o

36. <http://www.bun-ca.org>

37. <http://www.carbosur.com.uy/archivos/Material.pdf>

o

38. Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2011-2025

Comisión Federal de Electricidad

39. Energías Renovables para la Generación Eléctrica en México.

Dr. Jorge Huacuz, División de Energías Alternas, Instituto de Investigaciones Eléctricas.

40. Estrategia Nacional de Energía 2012-2026

Secretaría de Energía (SENER)

41. <http://www.powerengineeringint.com/articles/potencia-archives/print/volume-14/issue-2/tecnologia/tecnologiacutea-supercritica-para-meacutexico.html>

42. http://www.ciclodelcarbono.com/captura_del_carbono

43. http://www.che.com/download/ei/pdf/2012/ei_201204.pdf?dl

CAPITULO 9

Análisis Multicriterio

9.1 Métodos Multicriterio

Los métodos de análisis multicriterio, también llamados «métodos de análisis con criterios múltiples», tienen por objetivo, proporcionar a los tomadores de decisión, herramientas que les permitan resolver un problema donde varios puntos de vista (criterios), la mayoría de las veces contradictorios, deben tomarse en cuenta. La primera constatación que debe hacerse, cuando se abordan este tipo de problemas, es que no existe forzosamente una decisión que sea la mejor simultáneamente para todos los puntos de vista (criterios).

Bajo la notación donde a_i = i -ésima alternativa y g_j = evaluación del criterio j , entonces $g_j(a_i)$ representa la evaluación del criterio j sobre la i -ésima alternativa. Los datos básicos de un problema multicriterio consisten en la evolución del cuadro 9.1.

Cuadro 9.1. Tabla de evaluación. [Brans, 2002]

a	$g_1(\cdot)$	$g_2(\cdot)$	---	$g_j(\cdot)$	---	$g_k(\cdot)$
a_1	$g_1(a_1)$	$g_2(a_1)$	---	$g_j(a_1)$	---	$g_k(a_1)$
a_2	$g_1(a_2)$	$g_2(a_2)$	---	$g_j(a_2)$	---	$g_k(a_2)$
\vdots	\vdots	\vdots	\diagdown	\vdots	\diagdown	\vdots
a_3	$g_1(a_3)$	$g_2(a_3)$	---	$g_j(a_3)$	---	$g_k(a_3)$
\vdots	\vdots	\vdots	\diagdown	\vdots	\diagdown	\vdots
a_n	$g_1(a_n)$	$g_2(a_n)$	---	$g_j(a_n)$	---	$g_k(a_n)$

Las relaciones de dominancia asociadas con un problema multicriterio son:

$$\begin{cases} g_j(a) \geq g_j(b) \\ g_k(a) > g_k(b) \\ g_j(a) = g_j(b) \end{cases} \Leftrightarrow aPb$$

$$\begin{cases} g_s(a) > g_s(b) \\ g_r(a) < g_r(b) \end{cases} \Leftrightarrow aRb$$

Figura 9.1. Relaciones de dominancia para PROMETHEE [Brans, 2002]

donde P, I, y R indican preferencia, indiferencia e incomparabilidad, respectivamente.

La incomparabilidad se explica de la siguiente manera; si una alternativa es mejor que otra en un criterio s, y ésta última es mejor que la primera en un criterio r, es imposible decidir cuál es mejor sin información adicional, ambas alternativas son por lo tanto incomparables. Como información adicional se puede tener:

- Pesos que asignan una importancia relativa de los criterios
- Agregar una función que reúna todos los criterios y sea de una sola variable, tal que sea posible obtener un problema mono-criterio, para el cual si existiría una solución óptima.

Muchos métodos multicriterio que han sido propuestos parten de la misma tabla de evaluación, pero las variaciones entre ellos dependen de la información adicional que ellos requieran.

El propósito de todos los métodos multicriterio es reducir el número de incomparabilidades (R). Una manera de lograr esto es construyendo relaciones de rangos, ya sea de superioridad o de inferioridad. En tal caso no todas las incomparabilidades son eliminadas pero la información es fidedigna.

Para construir un adecuado método de resolución de problemas multicriterio algunos requisitos deben ser considerados:

Requisito 1. La amplitud de las desviaciones entre la evaluación de las alternativas dentro de cada criterio debe ser tomada en cuenta:

$$d_j(a,b) = g_j(a) - g_j(b) \quad (1)$$

Requisito 2. Como la evaluación $g_j(a)$ de cada criterio está expresada en sus propias unidades, los efectos de escala deben ser completamente eliminados. No es aceptable obtener conclusiones dependiendo de la escala en la cual las evaluaciones están expresadas.

Requisito 3. En el caso de comparaciones entre pares de alternativas, en método multicriterio apropiado debe proveer la siguiente información:

a es preferente que b

a y b son indiferentes

a y b son incomparables

Esto tiene como propósito reducir tanto como sea posible el número de incomparabilidades (R), pero sólo cuando esto sea realista.

Requisito 4. Diferentes métodos multicriterio necesitan diferente información adicional y operan bajo diferentes procesos de cálculo. Es por lo tanto importante desarrollar métodos que sean entendibles para el tomador de decisiones.

Requisito 5. Un procedimiento adecuado no debe incluir parámetros técnicos que no tengan significado para el tomador de decisiones.

Requisito 6. Un método apropiado debe proveer información sobre la naturaleza contradictoria de los criterios.

Requisito 7. A muchos de los métodos multicriterio les son asignados pesos de relativa importancia del criterio. Usualmente el tomador de decisiones titubea fuertemente al asignar los pesos. Un método apropiado debe ofrecer herramientas de sensibilidad para probar fácilmente conjuntos o series de pesos.

El método PROMETHEE [Brans, 2002] toma en cuenta todos los requisitos antes mencionados.

9.2. Modelo de la información con PROMETHEE.

La información adicional que se requiere para emplear PROMETHEE es particularmente clara y entendible, ésta consiste en:

- Información entre los criterios
- Información dentro de cada criterio.

1 Información entre los criterios.

El cuadro 9.2 debe ser completado, donde w_j representa los pesos de relativa importancia de los diferentes criterios. Estos pesos deben ser números positivos, e independientes de las unidades de medición de los criterios

Cuadro 9.2 Pesos de relativa importancia [Brans, 2002]

$g_1(.)$	$g_2(.)$...	$g_j(.)$...	$g_k(.)$
w_1	w_2	...	w_j	...	w_k

El peso más elevado, representa el criterio con más importancia. Estos pesos deben estar normalizados, es decir que:

$$\sum_{j=1}^k w_j = 1 \quad (2)$$

En los programas como el Decision Lab, el usuario tiene permitido introducir arbitrariamente los números para los pesos sin estar normalizados, haciendo más fácil expresar la importancia relativa de los criterios. En éstos software los números son divididos por su suma, es decir los pesos son normalizados automáticamente.

Evaluar los pesos de los criterios no es sencillo. Esto envuelve prioridades y percepciones del tomador de decisiones. La selección de los pesos representa el espacio de libertad que el tomador de decisiones tiene. Decision Lab incluye varias herramientas de sensibilidad para experimentar con diferentes grupos de pesos con la finalidad de ayudar a fijarlos.

2 Información dentro de cada criterio.

La estructura de preferencias de PROMETHEE esta basada en comparaciones de pares de alternativas evaluadas en los criterios. Se considera la desviación entre las evaluaciones de dos alternativas. Para desviaciones pequeñas, el tomador de decisiones asignará una preferencia pequeña para la mejor alternativa, e incluso puede considerar que no hay preferencia alguna si él considera que la desviación es insignificante.

PROMETHEE considera que las preferencias son números reales que varían entre 0 y 1. Esto significa que para cada criterio el tomador de decisiones tiene en mente una función del tipo:

$$P_j(a,b) = F_j[d_j(a,b)] \quad (3)$$

Donde

$$d_j(a,b) = g_j(a) - g_j(b) \quad (4)$$

y, para la cual:

$$0 \leq P_j(a,b) \leq 1 \quad (5)$$

En el caso de que el criterio deba ser maximizado, ésta función daría la preferencia de a sobre b, debido a las desviaciones observadas entre sus evaluaciones sobre el criterio $g_j(\cdot)$. Ésta función debe tener la forma que indica la Fig. 2.

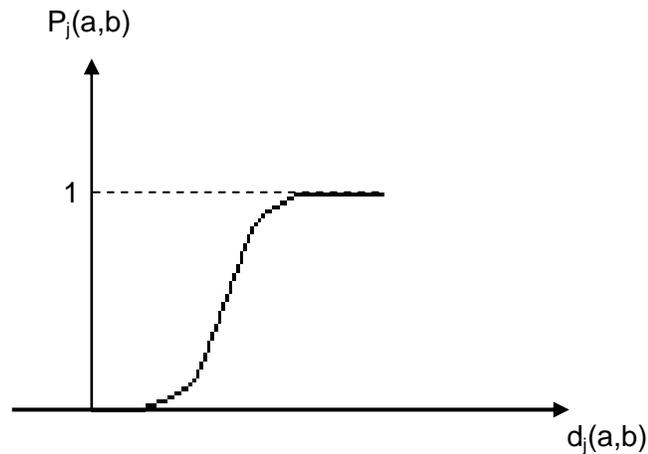


Figura 9.2. Función de preferencia para PROMETHEE. [Brans, 2002]

Las preferencias son iguales a cero cuando las desviaciones son negativas. Cuando los criterios deben ser minimizados, la función de preferencia debe invertirse:

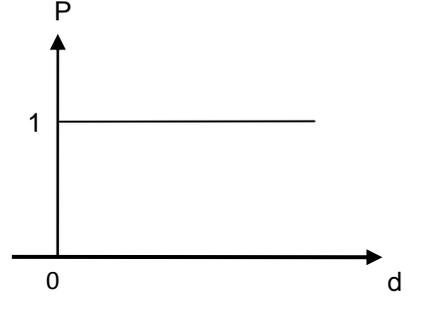
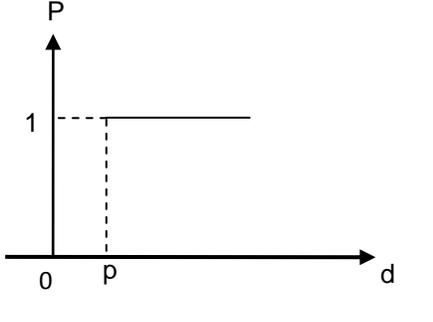
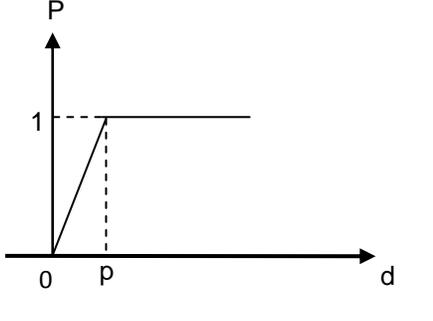
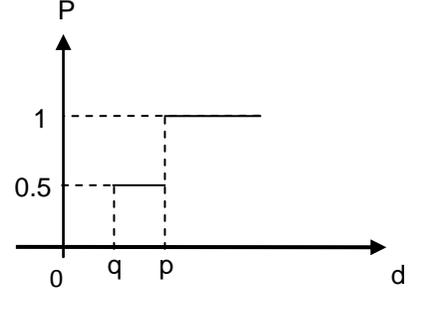
$$P_j(a,b) = F_j[-d_j(a,b)] \quad (6)$$

El par $\{g_j(\cdot), P_j(a,b)\}$ es llamado criterio generalizado asociado al criterio $g_j(\cdot)$, para cada criterio debe ser definido el criterio generalizado.

Decision Lab propone seis tipos de funciones de preferencia, las cuales se muestran en el cuadro 9.3. En cada caso necesitan ser definidos 0, 1 ó 2 parámetros cuyo significado es claro:

- q es el límite de la indiferencia; es decir, es la desviación más grande que se considera insignificante por el tomador de decisiones.
- p es el límite estricto de la preferencia; es decir, es la desviación más pequeña que se considerada como suficiente para generar una preferencia amplia.
- s es un valor intermedio entre p y q , éste define el punto de inflexión de la función de preferencia. Se recomienda determinar primero q y p , para después obtener s como un valor intermedio entre estos parámetros.

Cuadro 9.3 Funciones de preferencia. [Brans, 2002]

Tipo de función	Forma de función	Definición	Parámetros necesarios
1		$P(d) = \begin{cases} 0 & d \leq 0 \\ 1 & d > 0 \end{cases}$	--
2		$P(d) = \begin{cases} 0 & d \leq p \\ 1 & d > p \end{cases}$	q
3		$P(d) = \begin{cases} 0 & d \leq 0 \\ \frac{d}{p} & 0 \leq d \leq p \\ 1 & d > p \end{cases}$	p
4		$P(d) = \begin{cases} 0 & d \leq q \\ \frac{1}{2} & q \leq d \leq p \\ 1 & d > p \end{cases}$	p, q

5		$P(d) = \begin{cases} 0 & d \leq q \\ \frac{d-q}{p-q} & q < d \leq p \\ 1 & d > p \end{cases}$	p, q
6		$P(d) = \begin{cases} 0 & d \leq 0 \\ 1 - e^{-\frac{d^2}{2s^2}} & d > 0 \end{cases}$	s

Tan pronto como la tabla de evaluación sea construida, y los pesos w_j y los criterios generalizados $\{g_j(\cdot), P_j(a, b)\}$ estén definidos para $i=1,2,\dots,n$; $j=1,2,\dots,k$, el procedimiento PROMETHEE puede ser aplicado.

3. Clasificación I y II de PROMETHEE

Para explicar la clasificación I y II de PROMETHEE es necesario definir dos conceptos, índices de preferencia agregados y flujos de categoría superior.

A) Índices de preferencia agregados.

$$\begin{cases} \pi(a, b) = \sum_{j=1}^k P_j(a, b)w_j \\ \pi(b, a) = \sum_{j=1}^k P_j(b, a)w_j \end{cases} \quad (7)$$

$\pi(a, b)$ expresa con qué grado a es preferente que b sobre todos los criterios y $\pi(b, a)$ expresa cómo b es preferente que a. En muchos de los casos hay criterios en los cuales a es mejor que b, y también hay criterios para los cuales b es mejor que a, por consiguiente $\pi(a, b)$ y $\pi(b, a)$ son usualmente positivos.

Cuando $\pi(a, b)$ es prácticamente igual a 0 implica una frágil preferencia global de a sobre b, y cuando $\pi(a, b)$ es prácticamente igual a 1 implica una fuerte preferencia global de a sobre b.

Una vez que $\pi(a,b)$ y $\pi(b,a)$ son calculados para cada par de alternativas de A (A =conjunto de alternativas) puede construirse una gráfica donde se representan los índices de preferencias agregadas de cada criterio.

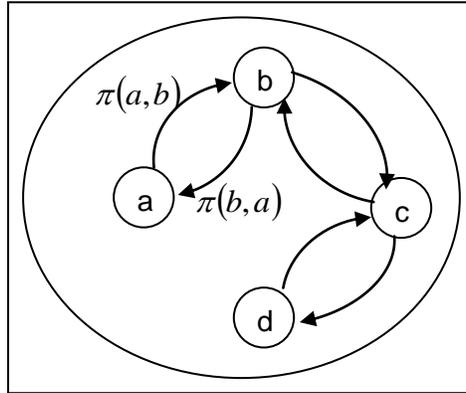


Figura 9.3 Grafico de índices de preferencias agregadas. [Brans, 2002]

B) Flujos de categoría superior

Cada alternativa a es comparada contra (n-1) otras alternativas del conjunto de alternativas A, de donde se definen los dos siguientes flujos de categoría:

- Flujo de categoría positivo

$$\phi^+(a) = \frac{1}{n-1} \sum_{x \in A} \pi(a, x) \quad (8)$$

- Flujo de categoría negativo

$$\phi^-(a) = \frac{1}{n-1} \sum_{x \in A} \pi(x, a) \quad (9)$$

donde x son todas las alternativas diferentes de a.

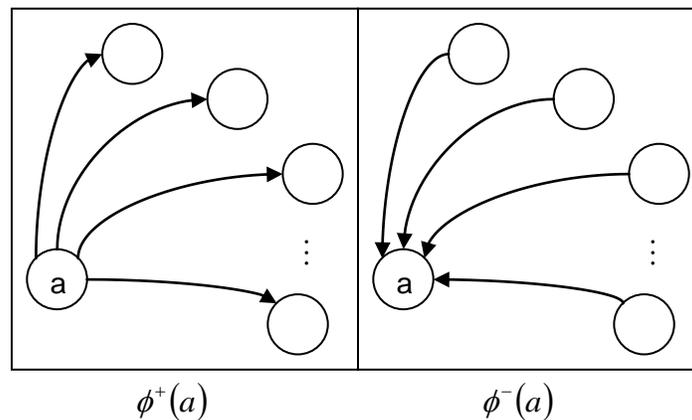


Figura 9.4 Flujos de categorías de PROMETHEE [Brans, 2002]

$\phi^+(a)$ expresa cómo una alternativa a es de categoría superior que todas las demás alternativas. Éste es su poder, su carácter dominante.

$\phi^-(a)$ expresa cómo una alternativa es de categoría inferior que todas las demás alternativas. Ésta es su debilidad, su carácter de inferioridad.

C) La clasificación parcial. PROMETHEE I

La clasificación parcial PROMETHEE I (PI, II, RI) es obtenida de los flujos de categorías superior e inferior. Ambos flujos usualmente no inducen hacia la misma clasificación; PROMETHEE I obtiene sus conclusiones en base a las siguientes relaciones:

$$\left\{ \begin{array}{ll} aP^I b & \text{si } \left\{ \begin{array}{l} \phi^+(a) > \phi^+(b) \text{ and } \phi^-(a) < \phi^-(b), \text{ ó} \\ \phi^+(a) = \phi^+(b) \text{ and } \phi^-(a) < \phi^-(b), \text{ ó} \\ \phi^+(a) > \phi^+(b) \text{ and } \phi^-(a) = \phi^-(b) \end{array} \right. \\ aI^I b & \text{si } \phi^+(a) = \phi^+(b) \text{ and } \phi^-(a) = \phi^-(b) \\ aR^I b & \text{si } \left\{ \begin{array}{l} \phi^+(a) > \phi^+(b) \text{ and } \phi^-(a) > \phi^-(b), \text{ ó} \\ \phi^+(a) < \phi^+(b) \text{ and } \phi^-(a) < \phi^-(b) \end{array} \right. \end{array} \right.$$

Figura 9.5 Relaciones de PROMETHEE I [Brans, 2002]

donde (PI, II, RI) representan, respectivamente, preferencia, indiferencia e incomparabilidad en la clasificación PROMETHEE I.

Cuando $aPIb$, un alto poder o dominancia de a es asociado a una baja debilidad de a con respecto a b . La información de ambos flujos de categoría es consistente y puede por lo tanto ser considerada segura.

Cuando $aIIb$, ambos flujos, positivo y negativo, son iguales.

Cuando $aRIb$ la alternativa a es bueno en algunos criterios donde b es débil, y de manera inversa b es bueno en algunos otros criterios donde a es débil. En tales casos la información que ambos flujos proveen no es consistente. PROMETHEE I es prudente y no decide cuál alternativa es mejor en tales casos, el tomador de decisiones debe cargar con esta responsabilidad.

D) La clasificación completa de PROMETHEE II

PROMETHEE II se encarga de hacer una clasificación completa (PII, III). El flujo neto de dominancia puede ser considerado como:

$$\phi(a) = \phi^+(a) - \phi^-(a) \quad (10)$$

Éste es el balance entre los flujos de dominancia positivo y negativo

$$\begin{cases} aP''b & \text{si } \phi(a) > \phi(b) \\ aI''b & \text{si } \phi(a) = \phi(b) \end{cases} \quad (11)$$

Cuando PROMETHEE II es considerado, todas las alternativas son comparables, pero la información obtenida puede ser más discutible, debido a que mucha información se pierde por considerar la diferencia de la Ec. 10.

Resolver un problema mediante el uso de los métodos multicriterio brinda resultados más apegados a la realidad que si se hubiera resuelto como un problema con un único criterio.

La variación de los pesos asignados a cada criterio refleja la dependencia que tienen las soluciones de los problemas multicriterio respecto a éstos.

En el presente trabajo se ve claramente cómo la selección de la ruta tecnológica cambia cuando se cambia el enfoque de solución, es decir, cuando se cambian los pesos de importancia de cada criterio.

Por lo tanto la solución depende en gran medida del tomador de decisiones, de su medida de control, de sus habilidades y de su racionalidad.

Es el tomador de decisiones el que debe considerar y decidir el enfoque para la solución de cada problema en particular, pero esta decisión no puede ser dejada sólo a las cualidades del tomador de decisiones.

Para tomar la mejor decisión o aquella que sea de compromiso, tendrá que utilizar métodos y modelos que describan de mejor manera sus preferencias, como los sistemas de ayuda a la toma de decisiones con criterios múltiples.

9.3. Análisis Multicriterio.

9.3.1 Introducción

Como se indicó en el capítulo 4 el crecimiento de la demanda considerado en el POISE es del 4.17% anual. Si se toma este valor, la demanda esperada para el 2040 sería de 694,225 GWH. Sin embargo en un escenario más conservador se ha estimado un crecimiento del 3% anual a partir del 2025 con lo que se espera alcanzar una demanda de 579,447 GWH al final del periodo analizado.

Para llevar a cabo el análisis multicriterio del presente trabajo se toma en consideración que la demanda será cubierta con los proyectos descritos en el POISE hasta el 2024, con lo que la demanda por cubrir quedará de acuerdo al cuadro 9.4.

Cuadro 9.4 Demanda por Cubrir Bajo Análisis Multicriterio
Fuente: Propia

	Demanda Estimada (GWH)	Diferencia por Cubrir (GWH)
2024	361,092	-
2025	371,925	10,833
2026	383,083	21,991
2027	394,575	33,483
2028	394,575	33,483
2029	406,412	45,320
2030	418,605	57,513
2031	431,163	70,071
2032	444,098	83,006
2033	457,421	96,329
2034	471,143	110,051
2035	499,836	138,744
2036	514,831	153,739
2037	530,276	169,184
2038	546,184	185,092
2039	562,570	201,478
2040	579,447	218,355

Las propuestas de inversión serán realizadas de acuerdo a la diferencia de la demanda por cubrir en periodos de 5 años, de acuerdo al cuadro 9.5

Cuadro 9.5 Diferencia por Cubrir en Periodos de 5 años
Fuente: Propia

	Años	Diferencia por Cubrir (GWH)
Primer Periodo	2025-2030	57,513-
Segundo Periodo	2031-2035	138,744
Tercer Periodo	2036-2040	218,355

9.3.2 Descripción de Criterios

Como se puede apreciar en el cuadro 8.1 del capítulo 8 (Estado del Arte), las tecnologías que serán consideradas para cubrir la demanda antes mencionada, son las Pequeñas Hidroeléctricas, Ciclo Combinado, Carbón Supercrítica, Nuclear, Geotermoeléctrica, Eoloeléctrica y Solar Fotovoltaica.

Los criterios que serán aplicados en el programa Decision Lab y sus características se definen en las siguientes tablas y figuras:

a) Generación Media Anual

Cuadro 9.6 Capacidad de Generación por Tipo de Tecnología
Fuente: Propia

Tecnologías	Capacidad de Generación GWH/Año
Hidro-pequeña	378
Ciclo Combinado	4,906
Carbón Supercrítica	4,906
Nuclear	11,037
Geotermoeléctrica	394
Eoloeléctrica	263
Solar Fotovoltaica	114

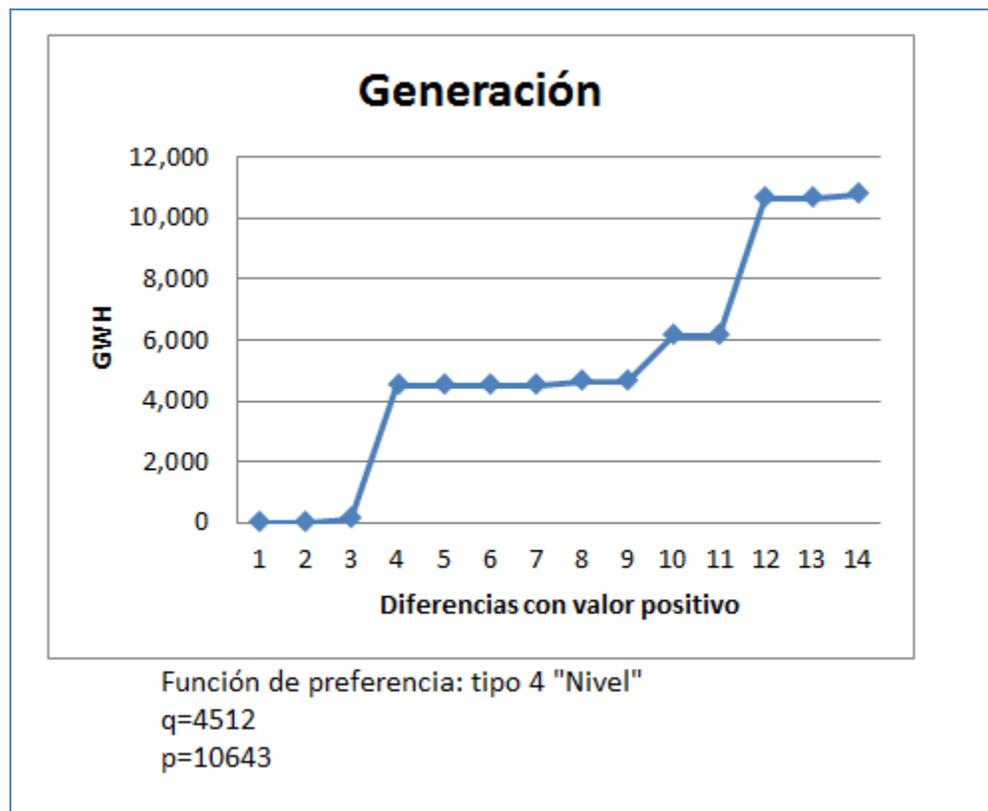


Figura 9.6 Función de Preferencia para el criterio de Generación
Fuente: Propia.

b) Inversión

Cuadro 9.7 Inversión Necesaria por Tipo de Tecnología
Fuente: Propia

Tecnologías	Inversión USD/MW
Hidro-pequeña	2,702,943
Ciclo Combinado	842,213
Carbón Supercrítica	2,296,960
Nuclear	4,485,577
Geotermoeléctrica	2,024,573
Eoloeléctrica	1,907,657
Solar Fotovoltaica	6,005,000

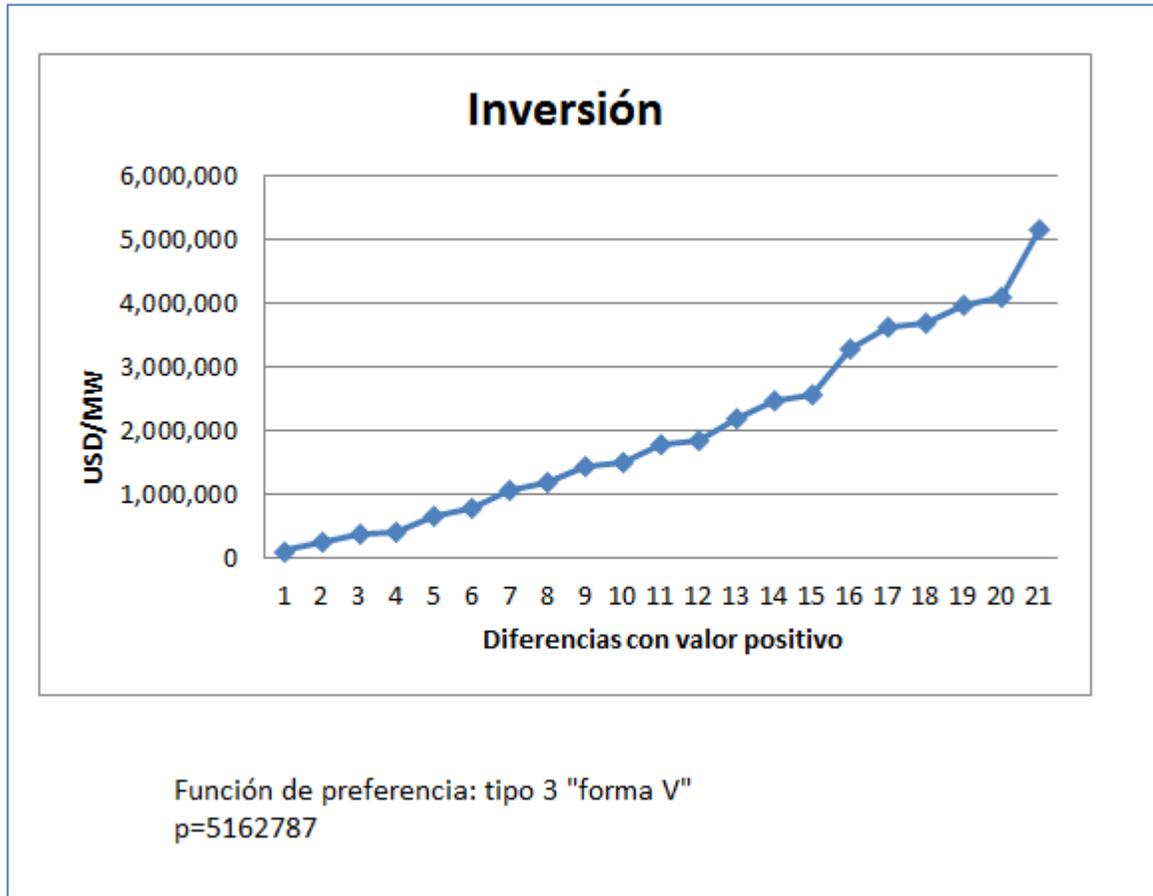


Figura 9.7 Función de Preferencia para el criterio de Inversión
Fuente: Propia.

c) Costos de Operación

Cuadro 9.8 Costos de Operación por Tipo de Tecnología
Fuente: Propia

Tecnologías	Costo de Operación USD/GWH¹
Hidro-pequeña	580
Ciclo Combinado	4,120
Carbón Supercrítica	13,610
Nuclear	14,740
Geotermoeléctrica	1,735
Eoloeléctrica	50,000

Solar Fotovoltaica 29,950

¹Sin nivelar

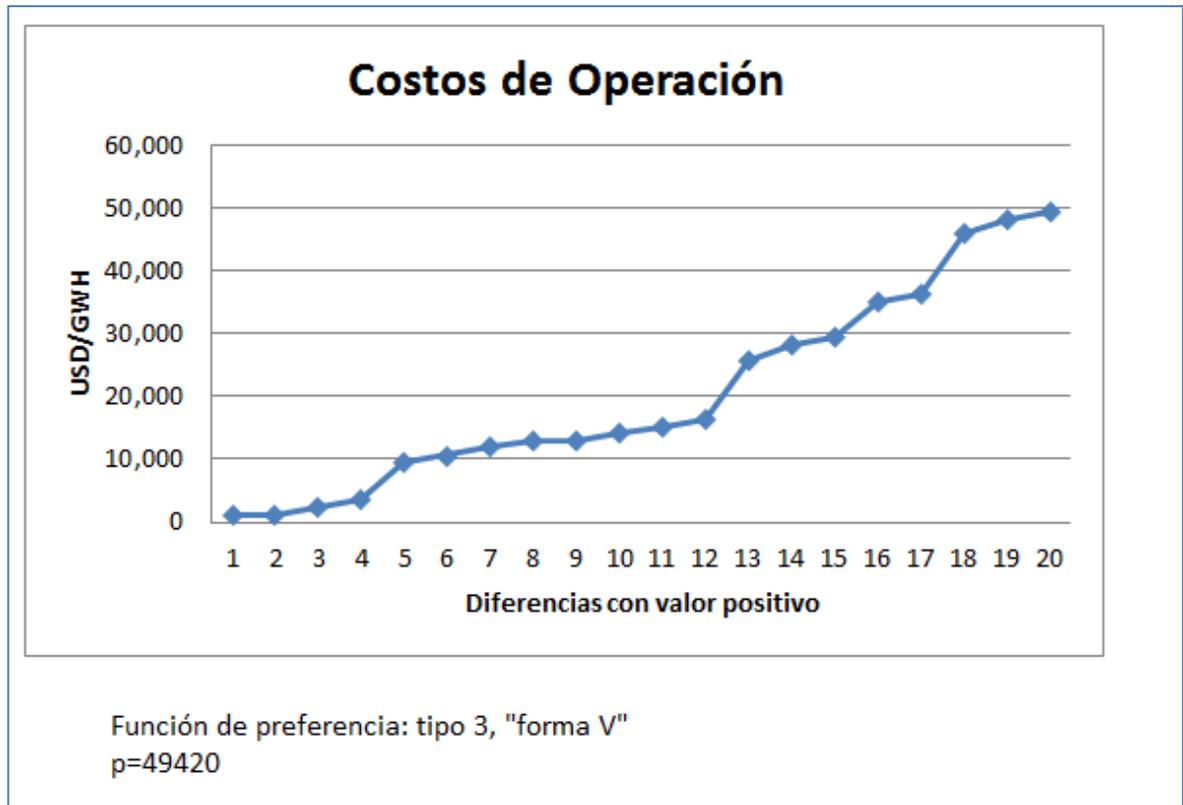


Figura 9.8 Función de Preferencia para el criterio de Costos de Operación
Fuente: Propia.

d) Costo de Combustible

Cuadro 9.9 Costos de Combustible por Tipo de Tecnología
Fuente: Propia

Tecnologías	Costo Nivelado de Combustible USD/GWH
Hidro-pequeña	980
Ciclo Combinado	31,170
Carbón Supercrítica	11,510
Nuclear	6,540
Geotermoeléctrica	9,590
Eoloeléctrica	0
Solar Fotovoltaica	0

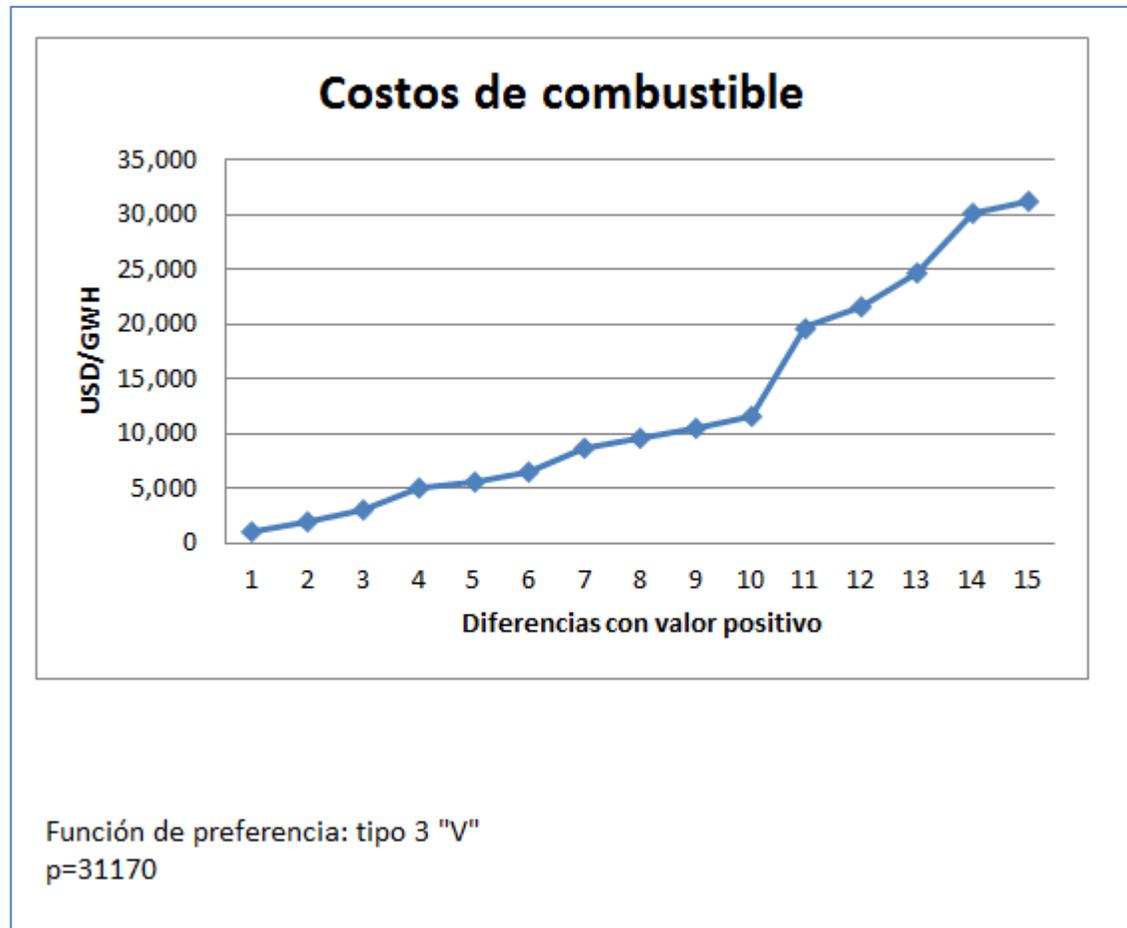


Figura 9.9 Función de Preferencia para el criterio de Costos de Combustible
Fuente: Propia.

e) Gases de Efecto Invernadero (GEI)

Cuadro 9.10 Emisión de GEI por Tipo de Tecnología
Fuente: Propia

Tecnologías	Emisiones (TCO ₂ EQ/GWH)
Hidro-pequeña	0
Ciclo Combinado	400
Carbón Supercrítica	800
Nuclear	0

Geotermoeléctrica	0
Eoloeléctrica	0
Solar Fotovoltaica	0

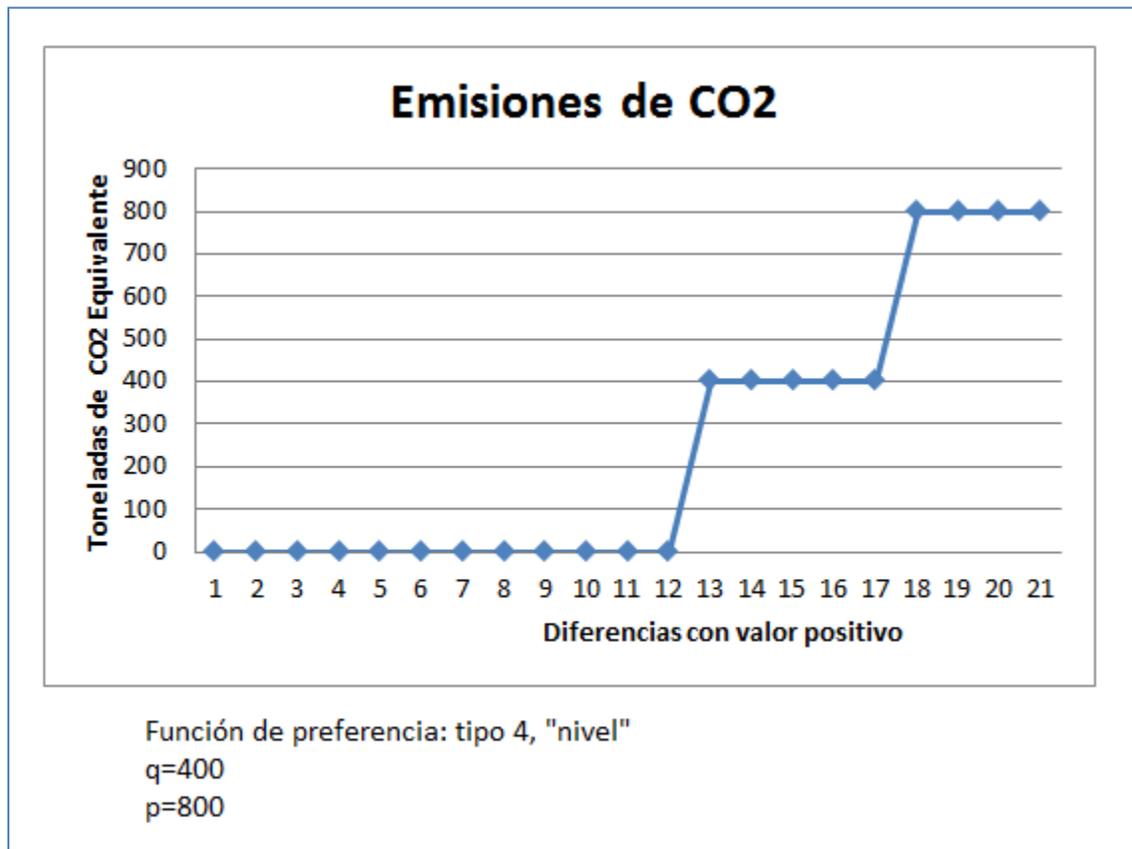


Figura 9.10 Función de Preferencia para el criterio de GEI
 Fuente: Propia.

f) Eficiencia

Cuadro 9.11 Eficiencia por Tipo de Tecnología
 Fuente: Propia

Tecnologías	%
Hidro-pequeña	85
Ciclo Combinado	47
Carbón Supercrítica	37
Nuclear	35
Geotermoeléctrica	30
Eoloeléctrica	35
Solar Fotovoltaica	12

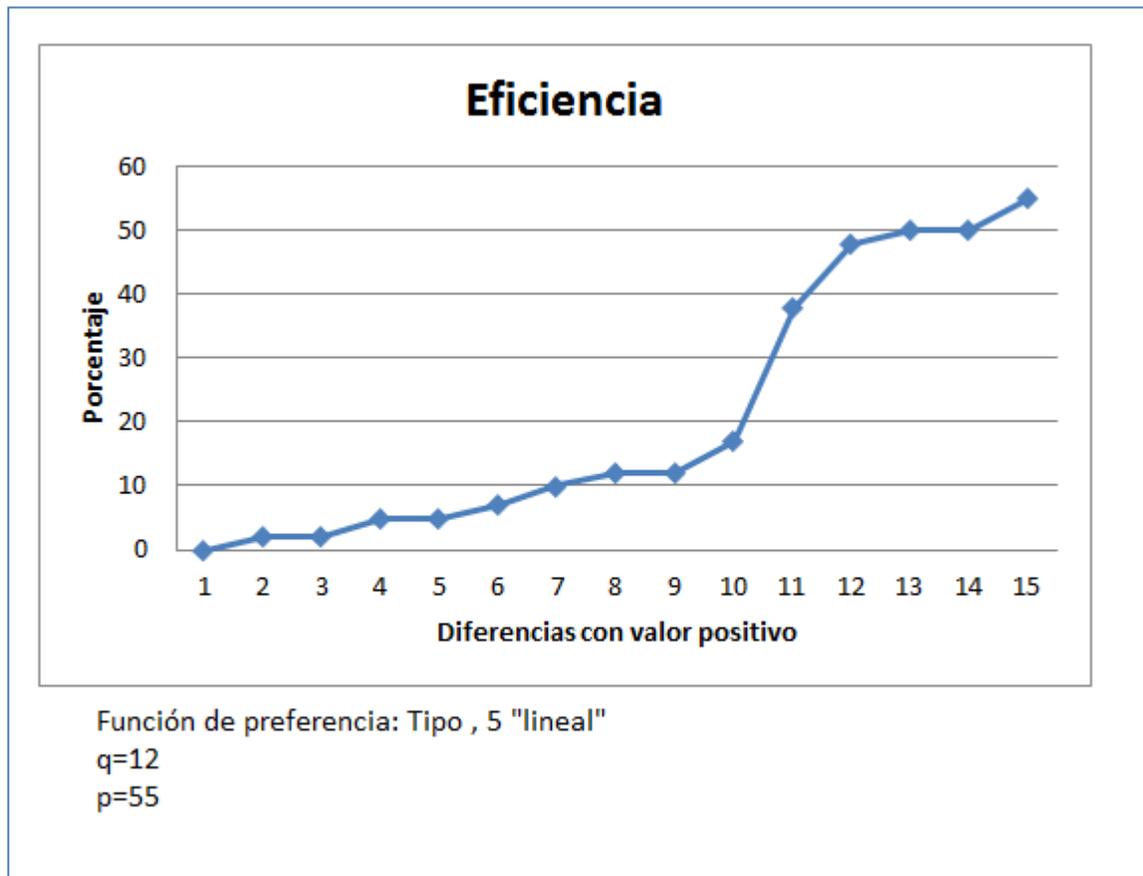


Figura 9.11 Función de Preferencia para el criterio de Eficiencia
Fuente: Propia.

9.4. Análisis con Decision Lab

1^{er} Periodo (2025-2030)

Como se puede observar en el cuadro 9.6 la demanda que debe ser cubierta en el primer periodo es relativamente baja comparada con los otros dos periodos (57,513 GWH) por lo que se le darán pesos iguales a los criterios que tienen las diferentes tecnologías. En los siguientes gráficos se pueden apreciar los resultados obtenidos con el programa.

	Generación	Inversión	Costo de Operación	Costo de combustible	GEI	eficiencia
Min/Max	Maximize	Minimize	Minimize	Minimize	Minimize	Maximize
Weight	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
Preference Function	Level	V-Shape	V-Shape	V-Shape	Level	Linear
Indifference Threshold	4512.0000	-	-	-	400.0000	12.0000
Preference Threshold	10643.0000	5162787.0000	49420.0000	31170.0000	800.0000	55.0000
Gaussian Threshold	-	-	-	-	-	-
Threshold Unit	Absolute	Absolute	Absolute	Absolute	Absolute	Absolute
Average Performance	3142.57	2894989.00	16390.71	8541.43	171.43	40.14
Standard Dev.	4106.97	1757981.64	17977.92	11023.14	314.72	22.42
Unit	GWH	USD/MW	USD/GWH	USD/GWH	Ton de CO2 equ	%
Pequeñas Hidro	378.00	2702943.00	580.00	980.00	0.00	85.00
Ciclo combinado Gas	4906.00	842213.00	4120.00	31170.00	400.00	47.00
Carbón supercrítico	4906.00	2296960.00	13610.00	11510.00	800.00	37.00
Nuclear	11037.00	4485577.00	14740.00	6540.00	0.00	35.00
Geotérmica	394.00	2024573.00	1735.00	9590.00	0.00	30.00
Eólica	263.00	1907657.00	50000.00	0.00	0.00	35.00
Solar Foto	114.00	6005000.00	29950.00	0.00	0.00	12.00

Figura 9.12 Primera Corrida en el Programa Decision Lab
Fuente: Propia.

En la gráfica de Rankings se puede apreciar el orden en que deberán realizarse las inversiones. Para efecto de estimar la cantidad de plantas y el total de las inversiones a realizar se tomarán las opciones con resultado positivo, es decir, pequeñas hidroeléctricas, nuclear, geotérmica y ciclo combinado, dando como resultado el siguiente cuadro de inversiones:

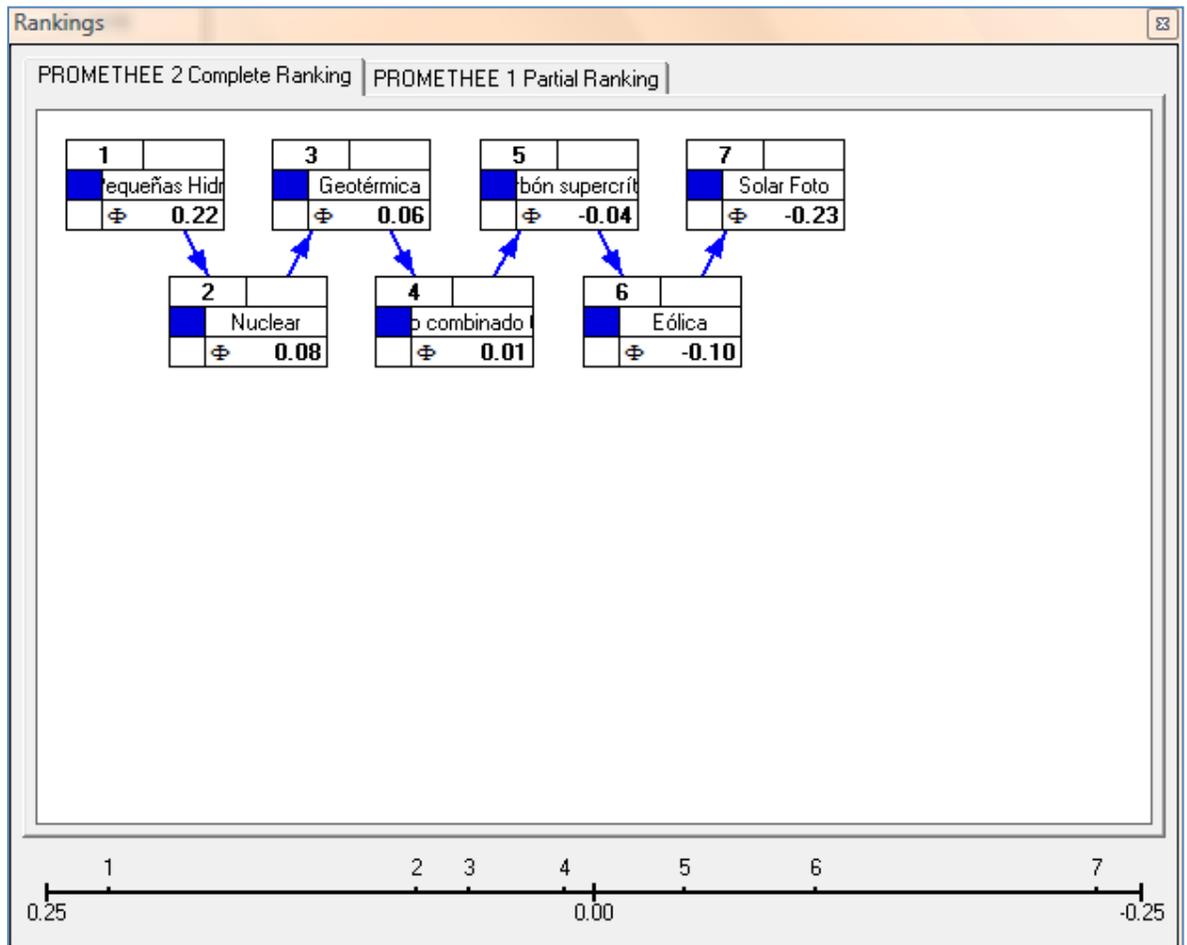


Figura 9.13 Primera Clasificación de Tecnologías de Acuerdo a Programa Decision Lab
Fuente: Propia.

Cuadro 9.12 Inversiones Estimadas para el Periodo 2025-2030
Fuente: Propia

Cantidad a Generar:		57,513 GWH					
Tecnología	Generación Media GWH	Inversión por unidad USD/MW	Unidades a Instalar	Capacidad (MW)	Generación Programada GWH	Capacidad a Instalar MW	Millones USD
Hidro-pequeña	378	2,702,943	8	54	3,024	432	1,168
Nuclear	11,037	4,485,577	2	1,400	22,074	2,800	12,560
Geotérmica	394	2,024,573	8	50	3,152	400	810
Ciclo Combinado	4,906	842,213	6	700	29,436	4,200	3,537
					57,686		18,074

Como se puede apreciar la inversión que deberá realizarse entre 2025 y 2030 para cubrir la demanda esperada (a final del 2030) está sobre los 18 mil millones de dólares y da cabida a tecnologías que hasta ahora han quedado relegadas. Una rápida revisión del cuadro anterior podría hacer pensar que con 12 plantas de ciclo combinado podría cubrirse tal demanda con una mucho menor inversión, ya que ésta tecnología es la de menor inversión por MW instalado, sin embargo, cabe recordar que esa ha sido la tendencia actual, lo cual apoya el crecimiento de la generación nacional sobre el gas natural como fuente de energía primaria con los consiguientes riesgos. Por tal motivo se hace una propuesta más amplia basada en la jerarquización obtenida del programa Decision Lab.

2º Periodo (2031-2035)

Para el segundo periodo se debe cubrir una mayor demanda (138,744 GWH) por lo que se dará mayor peso a la capacidad de generación, los costos de combustibles y la eficiencia. En el siguiente gráfico se pueden apreciar los valores de peso (Weight) que se han utilizado y dan como resultado el ranking mostrado.

Decision Lab - [Corrida 2 tesis JL200512.dlab]						
File Edit View Insert Tools Window Help						
Scenario1						
	Generación	Inversión	Costo de Operac	Costo de combu	GEI	eficiencia
Min/Max	Maximize	Minimize	Minimize	Minimize	Minimize	Maximize
Weight	1.8000	0.5973	0.5973	1.4396	0.5973	0.9145
Preference Function	Level	V-Shape	V-Shape	V-Shape	Level	Linear
Indifference Threshold	4512.0000	-	-	-	400.0000	12.0000
Preference Threshold	10643.0000	5162787.0000	49420.0000	31170.0000	800.0000	55.0000
Gaussian Threshold	-	-	-	-	-	-
Threshold Unit	Absolute	Absolute	Absolute	Absolute	Absolute	Absolute
Average Performance	3142.57	2894989.00	16390.71	8541.43	171.43	40.14
Standard Dev.	4106.97	1757981.64	17977.92	11023.14	314.72	22.42
Unit	GWH	USD/MW	USD/GWH	USD/GWH	Ton de CO2 equ	%
Pequeñas Hidro	378.00	2702943.00	580.00	980.00	0.00	85.00
Ciclo combinado Gas	4906.00	842213.00	4120.00	31170.00	400.00	47.00
Carbón supercrítico	4906.00	2296960.00	13610.00	11510.00	800.00	37.00
Nuclear	11037.00	4485577.00	14740.00	6540.00	0.00	35.00
Geotérmica	394.00	2024573.00	1735.00	9590.00	0.00	30.00
Eólica	263.00	1907657.00	50000.00	0.00	0.00	35.00
Solar Foto	114.00	6005000.00	29950.00	0.00	0.00	12.00

Figura 9.14 Segunda Corrida en el Programa Decision Lab
Fuente: Propia.

En la gráfica de Rankings se puede apreciar el orden en que deberán realizarse las inversiones, de acuerdo a los pesos utilizados se tienen como resultado sólo tres alternativas con valor positivo o igual a cero, por lo que se propone una inversión de acuerdo al siguiente cuadro:

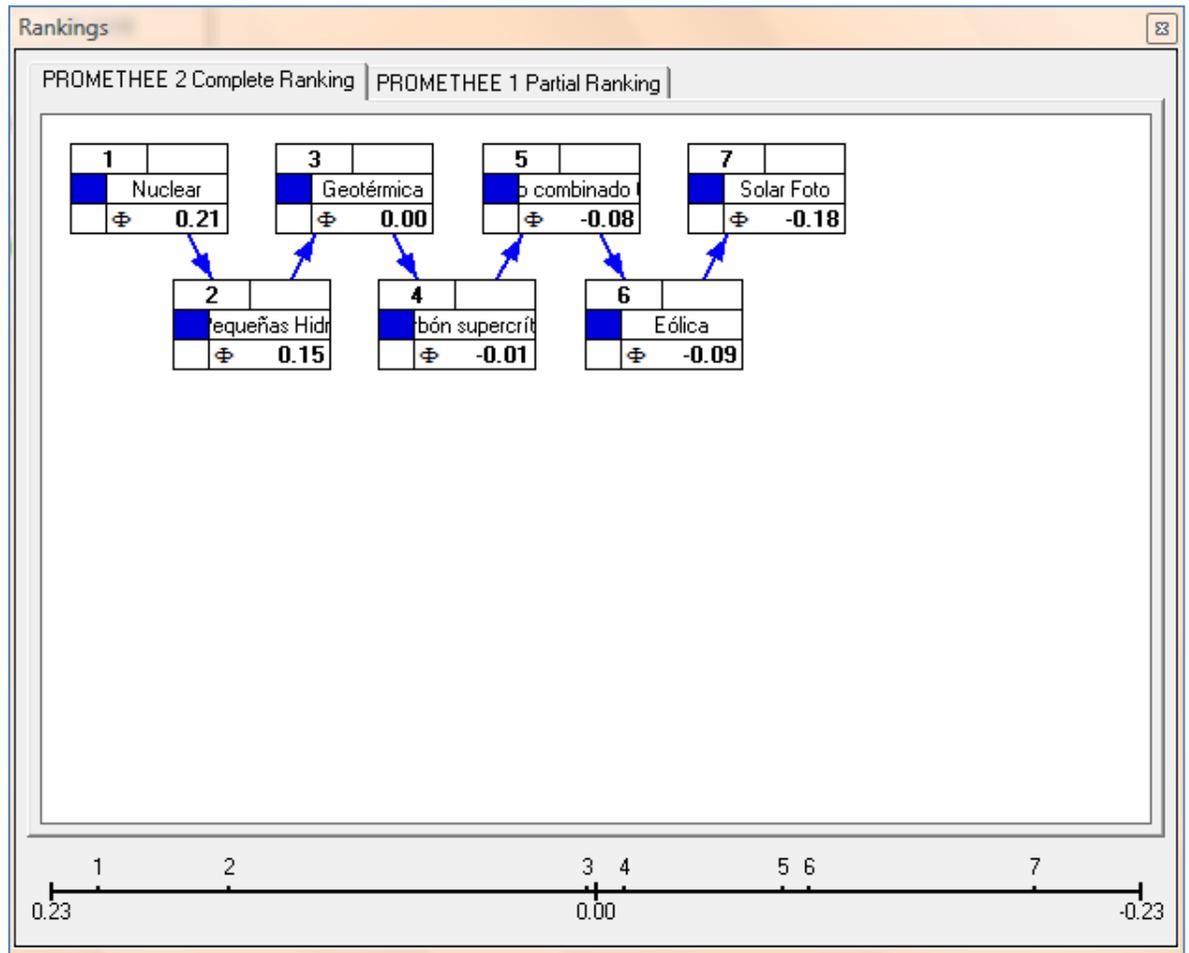


Figura 9.15 Segunda Clasificación de Tecnologías de Acuerdo a Programa Decision Lab
Fuente: Propia

Cuadro 9.13 Inversiones Estimadas para el Periodo 2031-2035
Fuente: Propia

Cantidad a Generar:		138,744 GWH					
Tecnología	Generación Media GWH	Inversión por unidad USD/MW	Unidades a Instalar	Capacidad (MW)	Generación Programada GWH	Capacidad a Instalar MW	Millones USD
Nuclear	11,037	4,485,577	12	1,400	132,444	16,800	75,358
Hidro-pequeña	378	2,702,943	9	54	3,402	486	1,314
Geotérmica	394	2,024,573	8	50	3,152	400	810
					138,998		77,481

Considerando que la energía nuclear no depende de las condiciones climáticas, como en el caso de la hidráulica, se ha optado por apoyar fundamentalmente la generación en esta tecnología.

3^{er} Periodo (2036-2040)

Para el tercer periodo se tiene la mayor demanda (218,355 GWH), motivo por el cual se dará mayor peso a la capacidad de generación, la inversión, y aunque en los periodos anteriores los resultados se han apoyado principalmente en tecnologías amigables con el medio ambiente, en este caso se tomara también mayor importancia a los gases de efecto invernadero. En los siguientes gráficos se pueden apreciar los resultados obtenidos con el programa.

	Generación	Inversión	Costo de Opera	Costo de combu	GEI	eficiencia
Min/Max	Maximize	Minimize	Minimize	Minimize	Minimize	Maximize
Weight	1.4936	0.9145	0.5973	0.5973	1.8000	0.5973
Preference Function	Level	V-Shape	V-Shape	V-Shape	Level	Linear
Indifference Threshold	4512.0000	-	-	-	400.0000	12.0000
Preference Threshold	10643.0000	5162787.0000	49420.0000	31170.0000	800.0000	55.0000
Gaussian Threshold	-	-	-	-	-	-
Threshold Unit	Absolute	Absolute	Absolute	Absolute	Absolute	Absolute
Average Performance	3142.57	2894989.00	16390.71	8541.43	171.43	40.14
Standard Dev.	4106.97	1757981.64	17977.92	11023.14	314.72	22.42
Unit	GWH	USD/MW	USD/GWH	USD/GWH	Ton de CO2 equ	%
Pequeñas Hidro	378.00	2702943.00	580.00	980.00	0.00	85.00
Ciclo combinado Gas	4906.00	842213.00	4120.00	31170.00	400.00	47.00
Carbón supercrítico	4906.00	2296960.00	13610.00	11510.00	800.00	37.00
Nuclear	11037.00	4485577.00	14740.00	6540.00	0.00	35.00
Geotérmica	394.00	2024573.00	1735.00	9590.00	0.00	30.00
Eólica	263.00	1907657.00	50000.00	0.00	0.00	35.00
Solar Foto	114.00	6005000.00	29950.00	0.00	0.00	12.00

Figura 9.16 Tercera Corrida en el Programa Decision Lab
Fuente: Propia.

En este ejercicio final se tienen de nuevo cuatro alternativas con resultados mayores o iguales a cero, por lo que serán consideradas las tecnologías nuclear, pequeña hidro, ciclo combinado y geotérmica. En el siguiente cuadro de se pueden apreciar las inversiones necesarias:

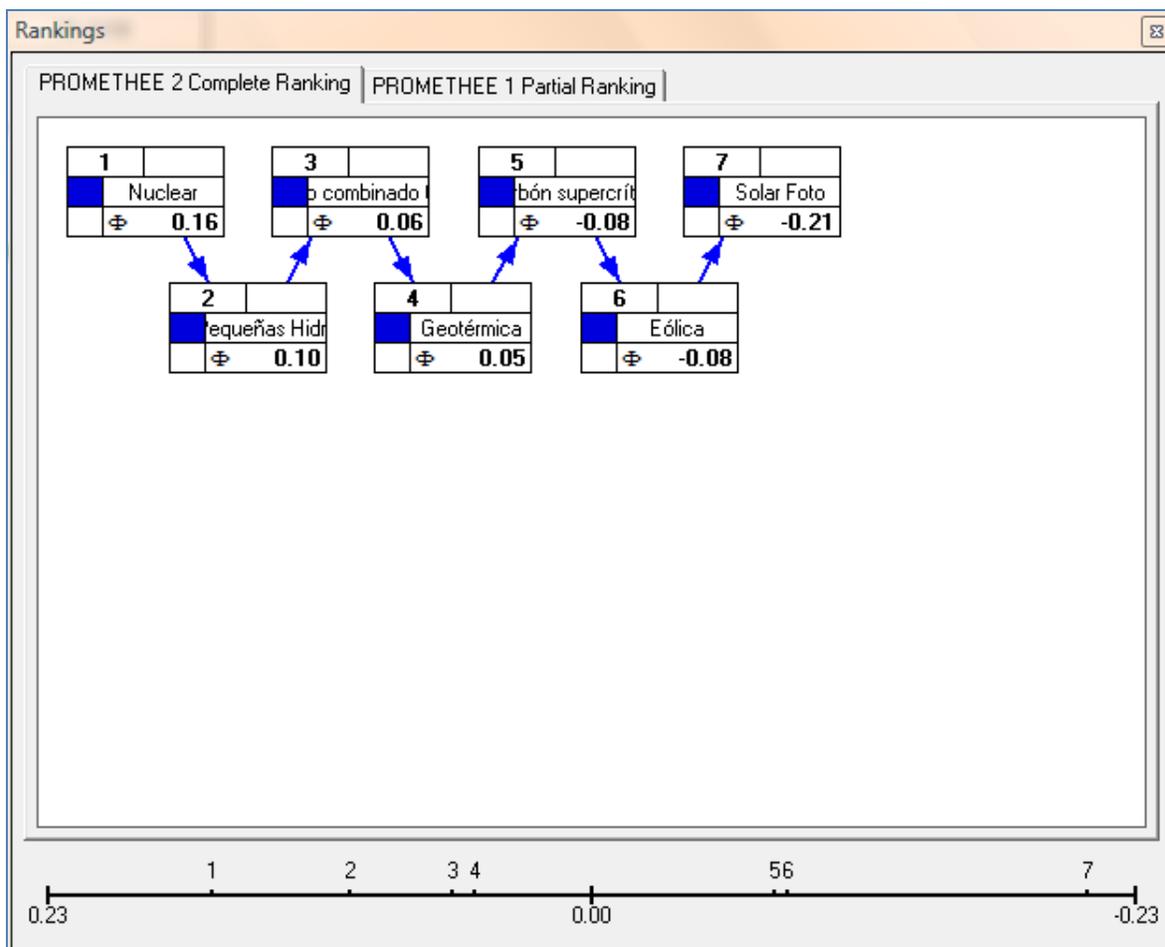


Figura 9.17 Tercera Clasificación de Tecnologías de Acuerdo a Programa Decision Lab
Fuente: Propia

Cuadro 9.14 Inversiones Estimadas para el Periodo 2036-2040
Fuente: Propia

Cantidad a Generar		218,355 GWH					
Tecnología	Generación Media GWH	Inversión por unidad USD/MW	Unidades a Instalar	Capacidad (MW)	Generación Programada GWH	Capacidad a Instalar MW	Millones USD
Nuclear	11,037	4,485,577	15	1,400	165,555	21,000	94,197
Hidro-pequeña	378	2,702,943	5	54	1,890	270	730
Ciclo Combinado	4,906	842,213	10	700	49,060	7,000	5,895
Geotérmica	394	2,024,573	5	50	1,970	250	506
					218,475		101,329

A pesar de considerar la emisión de gases de efecto invernadero con un peso relevante para el análisis del programa, los factores de capacidad de generación e inversión han incluido al ciclo combinado en el resultado, aunque podría parecer contrario a la lógica el programa ha dejado fuera tecnologías como el carbón al aplicar los pesos establecidos.

9.5 CONCLUSIONES

Las necesidades energéticas del país y en general de mundo entero seguirán creciendo en la medida que la economía se desarrolla y la población va en aumento. La electricidad es un recurso fundamental en nuestros tiempos, ya que no sólo se utiliza como medio de iluminación, transporte o insumo en la producción industrial. Es en las comunicaciones donde prácticamente resulta insustituible, imaginarnos el mundo moderno sin la utilización de las comunicaciones electrónicas, vía telefónica o vía web, es imposible en esta era de la información.

Ya que la energía eléctrica no puede almacenarse, ocasionando que su producción y consumo ocurra casi en el mismo instante, asegurar el suministro oportuno y suficiente a todas las regiones del país es el reto que las instancias oficiales, o mejor dicho, que como país debemos afrontar y resolver favorablemente. Bajo ésta premisa es que la Comisión Federal de Electricidad y la Secretaría de Energía establecen los lineamientos de largo plazo contenidos en el Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico y en la Estrategia Nacional de Energía, que si bien aportan un horizonte a futuro, dada la importancia de este sector convendría fuera de un alcance aun mayor.

Un aspecto que debe ser considerado, corresponde con los efectos nocivos al medio ambiente ocasionados por la generación de CO₂ y otros gases, que son provocados en mayor o menor medida, por las diferentes tecnologías empleadas, sin embargo, la demanda nacional no puede ser cubierta sólo por las fuentes alternas, por lo que la generación debe ser apoyada con la implantación de planes y estrategias para mejorar la eficiencia en la utilización de energía.

De acuerdo a los objetivos planteados el presente trabajo considera las diferentes tecnologías existentes para la generación de energía eléctrica, realizando una propuesta de inversiones de largo plazo llegando hasta el 2040.

Hay que hacer notar que de las tecnologías susceptibles de ser consideradas se han descartado la hidroeléctrica de gran escala y la biomasa. En el caso de la hidroeléctrica se ha considerado que los recursos hídricos del país prácticamente ya han sido utilizados, es decir, no se ve viable la construcción de una o varias plantas nuevas de gran tamaño. En el caso de la biomasa, dado que requiere ubicarse en el sitio donde se produce el material que será utilizado, por ejemplo en los ingenios azucareros, su utilización es más bien de carácter local y se puede enfocar a la generación para consumo propio de las empresas.

Como se indico las propuestas se realizan en tres periodos a partir del 2025, ya que se considera que la planeación existente en el POISE 2010-2024 lograra cubrir toda la demanda esperada.

Ya que la demanda en el primer periodo es relativamente baja se han dado pesos iguales a todos los criterios, con base en los resultados que el programa entrega, se observa que las tecnologías a utilizar son pequeñas hidroeléctricas, nuclear, geotérmica y ciclo combinado. Si bien la pequeña hidro presenta excelentes niveles de eficiencia y costo no resulta factible la instalación de decenas de éstas plantas, por lo que esta primera propuesta se ha balanceado con las otras tecnologías.

Para el segundo periodo se ha incluido el criterio de costo de combustible, dando como resultado, en primer lugar a la energía nuclear, la pequeña hidroeléctrica y geotérmica. Con este resultado ya es posible la generación en mayores magnitudes y al mismo tiempo se tiene la presencia de tecnologías con bajo impacto sobre el ambiente.

Finalmente en el tercer periodo se consideran los criterios de capacidad de generación, la inversión y los gases de efecto invernadero, dando como resultado las tecnologías nuclear, pequeña hidro, ciclo combinado y geotérmica.

Como se puede observar al considerar grandes requerimientos de energía, el impacto al medio ambiente, los costos de combustibles y las eficiencias de las tecnologías, el análisis tiende a la energía nuclear como eje principal de generación futura. México afronta el reto de

migrar hacia esta tecnología, pese al descredito sufrido por los acontecimientos ocurridos en Japón en el pasado 2011.

Finalmente, considero que la energía nuclear es una alternativa que como país debemos tomar muy serio, ya que nuestras reservas de hidrocarburos se encuentran en una clara disminución y por otro lado México ha firmado acuerdos internacionales en materia de cooperación para la reducción de los gases de efecto invernadero, en ambas condiciones la energía nuclear contribuye grandemente.

Apéndice A1

Lista de Acrónimos

AIE= Agencia Internacional de Energía
BWR= Boiling Water Reactor
CANDU= Canadian Deuterium Uranium
CFE= Comisión Federal de Electricidad
CO₂= Dióxido de carbono
CONAPO= Consejo Nacional de Población
COP15= Conference of Parties 15
COPAR= Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión
CRE= Comisión Reguladora de Energía
ENE= Estrategia Nacional de Energía
GWEC= Global Wind Energy Council
IGCC= Integrated Regasification Combined Cycle
INEGI= Instituto Nacional de Estadística y Geografía
MR= Margen de Reserva
MRE= Margen de Reserva de Energía
MRO= Margen de Reserva Operativo
NO_x= Óxidos de nitrógeno
OCDE= Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico
PECC= Programa Especial de Cambio Climático
PEMEX= Petróleos Mexicanos
PIB= Producto Interno Bruto
POISE= Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico
PROFEPA= Procuraduría Federal de Protección al Ambiente
PROMETHEE= Preference Ranking Organization Method for Enrichment Evaluation
PWR= Pressurized Water Reactor
RPM= Revoluciones por Minuto
SEMARNAP= Secretaría de Medio Ambiente, Recursos Naturales y Pesca
SEMARNAT= Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales
SEN= Sistema Eléctrico Nacional
SENER= Secretaría de Energía
SO₂= Dióxido de azufre
WCED= World Comision of Enviroment and Development
WEO= World Energy Outlook

Apéndice A2

Lista de Unidades Utilizadas

GJ= Giga Joules (equivalente a mil millones de Joules 1×10^9)

Gt= Giga Toneladas (equivalente a mil millones de toneladas 1×10^9)

GW= Giga Watt (equivalente a mil millones de Watts 1×10^9)

GWH= Giga Watt Hora

KJ= Kilo Joules (equivalente a mil Joules 1×10^3)

KWH= Kilo Watt Hora

mb/d= Millones de barriles por día

mmmc= Miles de millones de metros cúbicos

mmpcd= Miles de millones de pies cúbicos por día

Mtep= Millones de Toneladas Equivalentes de Petróleo

MW= Mega Watt (equivalente a 1 millón de Watts 1×10^6)

PJ= Peta Joules (equivalente a 1×10^{15})

TWH= Tera Watt Hora (1 tera= 1×10^{12})

USD= Dólares Americanos

Apéndice A3

Artículo 125 del Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica

Artículo 125.- Para los efectos del artículo anterior, se deberá observar lo siguiente:

- I. Con apego al Documento de Prospectiva a que se refiere el capítulo anterior, la Secretaría determinará periódicamente la ampliación o sustitución de capacidad que se requiera para satisfacer la demanda de energía eléctrica del país;
- II. La Secretaría estudiará las soluciones técnicas y el costo económico total de largo plazo de la energía proveniente de los proyectos recomendados por la Comisión para cubrir dicha adición o sustitución de capacidad, como si se tratase de proyectos propios de la Comisión;
- III. La Secretaría, con base en las soluciones que recomiende la Comisión, podrá determinar que los proyectos se ejecuten y operen por la propia Comisión, cuando:
 - a) El proyecto respectivo contemple una planta nuclear; o
 - b) Con base en la comparación de costos económicos totales de largo plazo de la energía eléctrica, se estime conveniente que la Comisión se haga cargo de la ejecución y operación del proyecto que se trate. En todo momento la comparación de costos tendrá como objetivo seleccionar la fuente de generación de menor costo económico –con óptima estabilidad, calidad y seguridad en el servicio público– y por lo tanto sólo se deberán considerar aquellos elementos que permitan una comparación objetiva entre las diversas alternativas.

En este caso, la Secretaría dará a conocer previamente a los particulares interesados el proyecto propuesto por la Comisión, para que formulen sus sugerencias en un plazo de sesenta días. Transcurrido dicho plazo, la Secretaría podrá autorizar a la Comisión para que se haga cargo del proyecto bajo la modalidad de ejecución de obras.

A fin de garantizar el suministro, si la Comisión no acredita que el proyecto a ejecutar por ésta cumple con la condición relativa al costo económico total de largo plazo de la energía eléctrica, o si no se contara con recursos presupuestarios para realizarlo, el proyecto será sometido a licitación en los términos establecidos en la fracción IV;

- IV. En los casos de licitación del proyecto, la Secretaría instruirá a la Comisión para que elabore la convocatoria y las bases de licitación, a fin de solicitar

la capacidad de generación que permita cubrir la adición o sustitución de que se trate, en los siguientes términos:

- a) La convocatoria y las bases de la licitación serán verificadas por la Secretaría y podrán exigir garantía de seriedad de oferta;
- b) La Comisión convocará públicamente a postores que ofrezcan poner a disposición de dicha entidad la capacidad solicitada o parte de ésta;
- c) Las convocatorias serán publicadas en el Diario Oficial de la Federación y en algún periódico de los de mayor circulación en la entidad federativa en donde se requiera la capacidad de generación, sin perjuicio de su difusión en el extranjero por los medios que se estimen apropiados;
- d) Las convocatorias y las bases de licitación deberán plantearse 40 en términos que permitan a los interesados expresar con flexibilidad el contenido técnico de sus propuestas, en lo relativo a tecnología, combustible, diseño, ingeniería, construcción y ubicación de las instalaciones, sin perjuicio de que, cuando lo considere necesario, la Secretaría, fundando y motivando sus razones, podrá instruir por escrito a la Comisión para que en la convocatoria y en las bases de licitación se señalen especificaciones precisas sobre el combustible.

En casos especiales, la Secretaría podrá autorizar a la Comisión ofrecer en la convocatoria y en las bases de licitación un sitio específico para ubicar la planta o unidad en cuestión. Seleccionar y adquirir dicho sitio será opcional para los licitantes. En ningún caso, ubicar la planta o unidad en el sitio ofrecido por la Comisión será elemento para determinar al ganador de la licitación, y

- e) Dichas convocatorias y bases de licitación podrán incluir, además, criterios cuantificables que modifiquen en el tiempo los términos de la relación entre los productores externos de energía y la Comisión, en función de la evolución del mercado de energía eléctrica en el país, y
- V. En casos de emergencia, que pudieran poner en riesgo el suministro de energía eléctrica en todo el territorio o en una región del país, previa opinión favorable de la Comisión Intersecretarial Gasto Financiamiento, y de conformidad con los requisitos que establece la Ley de Adquisiciones y Obras Públicas para situaciones de emergencia, la Secretaría podrá autorizar que la Comisión obtenga la energía requerida por medio de:
- a) Adquisiciones en el mercado nacional, sin que se aplique el límite a que se refiere el Artículo 126 de este Reglamento;
 - b) Importaciones extraordinarias a largo plazo de energía eléctrica, que rebasen los límites de sus programas, y

- c) Proyectos de generación en los que, en su caso, precise la tecnología, el combustible, el diseño, la ingeniería, la construcción y la ubicación de las instalaciones.

La Secretaría evaluará la mejor combinación de las opciones citadas que podrán incluir la transmisión y la transformación, con objeto de enfrentar la emergencia al menor costo posible.